



IX Международная
научно-техническая конференция

**ЭНЕРГЕТИКА:
Управление, качество и эффективность
использования энергоресурсов**



РусГидро



ДРСК



ИСЭМ СО РАН



ФСК ЕЭС



Благовещенск, 2019 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Амурский государственный университет» (ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Акционерное общество «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (АО «ДРСК»)

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева» Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН)

Публичное акционерное общество «РусГидро» (ПАО «РусГидро»)

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»
(ПАО «ФСК ЕЭС»)

АО «Гидроэлектромонтаж» (АО «ГЭМ»)

ЭНЕРГЕТИКА: УПРАВЛЕНИЕ, КАЧЕСТВО И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

*СБОРНИК ТРУДОВ
IX Международной научно-технической конференции*

Благовещенск

2019

УДК 620.9 + 658

ББК 31

Э 65

Рекомендован к печати редакционно-издательским советом Амурского государственного университета.

Рецензент: *Сериков Александр Владимирович, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой электромеханики Комсомольского-на-Амуре государственного университета*

Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: Сборник трудов IX Международной научно-технической конференции. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2019. – 576 с.

В материалах конференции рассматриваются основные тенденции развития энергетики, предлагаются пути решения наиболее актуальных ее проблем, в том числе задач, отмеченных по итогам работы предыдущей конференции как наиболее значимых для науки и производства. Освещаются результаты научно-исследовательских работ, выполненных в высших учебных заведениях и научно-исследовательских институтах России, Казахстана, Кыргызстана, Узбекистана, Украины, в подразделениях Академий наук России, Молдовы, Узбекистана, а также опыт эксплуатации оборудования на энергетических предприятиях перечисленных выше стран.

Сборник предназначен для специалистов энергосистем и энергетических служб предприятий, работников НИИ, проектных организаций, преподавателей, аспирантов и студентов вузов.

Ответственный за выпуск

Н.В. Савина, e-mail: prorectorur@amursu.ru

Редакционная коллегия:

Н.В. Савина (председатель), e-mail: prorectorur@amursu.ru

Ю.В. Мясоедов, e-mail: yuriy.myasoedov@gmail.com

А.Н. Козлов, e-mail: kozlov1951@yandex.ru

П.П. Проценко, e-mail: procenko-palina@yandex.ru

ISBN 978-5-93493-325-9

© Амурский государственный университет, 2019

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА



УДК 621.315.2

**ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК
САМОРЕГУЛИРУЮЩИХСЯ НАГРЕВАТЕЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ**

Паутов Д.Н., ФГБОУ ВО «Тюменский Индустриальный университет»,
кандидат технических наук

Андреева Ю.Н., ФГБОУ ВО «Тюменский Индустриальный университет», студент,
andreeva-julia98@mail.ru

Аннотация: рассмотрены нагревательные саморегулирующиеся кабели разных температурных групп, проведен анализ эффективности с помощью относительной жесткостью участка температурной характеристики.

Ключевые слова: саморегулирующиеся нагревательные кабели, температурная характеристика.

**STUDY OF TEMPERATURE CHARACTERISTICS
OF SELF-REGULATING HEATING CABLES**

D.Pautov, FSBEI HE «Industrial university of Tyumen», candidate of Engineering Sciences

J. Andreeva, FSBEI HE «Industrial university of Tyumen», andreeva-julia98@mail.ru

Abstract: self-regulating heating cables of different temperature groups were considered, the efficiency analysis were conducted by using the relative stiffness plot of the temperature characteristics.

Keywords: self-regulating heating cables, temperature characteristic

Развитие промышленности России тесно связано с продвижением основных нефтегазодобывающих районов в Восточную Сибирь и Арктику, с переходом к добыче высоковязких продуктов, а также с повышением требований к стабильности протекания технологических процессов. Все это способствует более широкому применению промышленного кабельного электрообогрева.

По экспертной оценке на Ванкорском месторождении установленная мощность систем электрообогрева составляет 30% от всей установленной мощности электрооборудования. Такая ситуация характерна для регионов с крайне низкими средними температурами, где электрообогрев уже уверенно стремится занять второе место по установленной мощности после электрического привода и по этой причине требует самого серьезного подхода при проектировании для обеспечения надежной и эффективной эксплуатации.

Системы промышленного кабельного электрообогрева существуют различных типов в зависимости от используемого нагревательного устройства (саморегулирующегося и резистивного кабеля, индукционно-резистивного нагревателя и т.д.), область применения которых зависит от большой степени от размеров обогреваемого объекта. При этом саморегулирующиеся кабели используются для обогрева широкого круга объектов: локальных зон [1], трубопроводов, резервуаров, запорной арматуры и т.д.

Саморегулирующийся нагревательный кабель представляет собой две параллельные проводящие жилы, между которыми размещен полимерный материал с обратнoзависимой температурной характеристикой сопротивления. Эффект саморегуляции кабеля заключается в том, что величина тока, протекающего через полимерный материал, и, соответственно, генерируемая мощность на холодных участках кабеля больше, чем на теплых, так как на холодных участках меньше удельное электрическое сопротивление. Значение этого эффекта предлагается оценивать относительной жесткостью участка температурной характеристики величиной, равной отношению приращения удельной мощности кабеля на участке характеристики с обратным знаком к приращению температуры в соответствии с формулой (1); данная характеристика определяет скорость снижения удельной мощности кабеля при увеличении температуры обогреваемого объекта: чем ниже значение, тем характеристика жестче, тем меньше проявляется эффект саморегуляции.

$$\beta = \frac{(P_1 - P_2) / P_1}{\Delta T}, \quad (1)$$

где β -относительная жесткость участка температурной характеристики нагревательного кабеля, K^{-1} ;

ΔT -разница температур на участке температурной характеристики нагревательного кабеля, K ;

P_1 -удельная мощность в начале участка температурной характеристики нагревательного кабеля, $Вт/м$;

P_2 -удельная мощность в конце участка температурной характеристики нагревательного кабеля, $Вт/м$.

Необходимо отметить, что резистивные нагревательные кабели постоянной мощности, нагревательные жилы которых обычно выполняют из меди, также обладают свойствами саморегуляции за счет температурного коэффициента сопротивления меди, но эти свойства имеет обратную зависимость: если перегретыми являются отдельные участки кабеля, сопротивление которых мало влияет на сопротивление всего контура электрообогрева, так как мощность на этих участках возрастает; но если температура резистивного кабеля повышается на всем его протяжении, то общая мощность контура обогрева падает в соответствии с законом Джоуля-Ленца.

Саморегулирующиеся кабели по максимальной температуре применения делятся на группы: низкотемпературные, на основе полиолефинов, обычно применяемые до температуры 85 $^{\circ}C$; высокотемпературные, на основе фторполимеров, обычно применяемые до температуры 260 $^{\circ}C$, что соответствует температуре пропарки. Тип используемого полимерного материала существенно влияет на температурную характеристику кабеля: так у низкотемпературных саморегулирующихся кабелей относительная жесткость температурной характеристики сопротивления сравнительно низкая, а у высокотемпературных-высокая. Также существуют среднетемпературные саморегулирующиеся кабели, основанные на фторполимерах, обычно применяемые до температуры 110..150 $^{\circ}C$, относительная жесткость характеристик, которых можно отнести к одной из указанных групп.

Широкое применение саморегулирующихся кабелей обусловлено рядом их преимуществ: снижением потребляемой электроэнергии за счет эффекта саморегуляции; простым расчетом параметров контура электрообогрева; саморегулирующийся кабель не перегорает при укладке внахлест и др. Однако как отмечалось выше, эффект саморегуляции зависит от температурной группы кабеля, и для создания энергоэффективных систем электрообогрева эту зависимость необходимо учитывать.

В таблице 1 и на рис.1 приведена относительная жесткость температурных характеристик саморегулирующихся нагревательных кабелей по каталожным данным трех различных производителей, а также резистивного кабеля с температурным коэффициентом сопротивления 0,0043 K^{-1}

Таблица 1 - Относительная жесткость температурных характеристик

№ п/п	Производитель и тип саморегулирующегося кабеля	Степень жесткости температурной характеристики на участке от 0 ⁰ С до максимальной температуре поддержания 10 ⁻³ К ⁻¹			
1	Thermon, низкотемпературные (BSX)	10-2	8-2	5-2	3-2
		13,2	13,8	13,5	13,3
2	Pentair, низкотемпературные (BTV)	10-2	8-2	5-2	3-2
		14,0	13,3	14,4	15,0
3	eltherm, низкотемпературные (ELSR-LS)	30-2	25-2	15-2	-
		14,0	15,8	16,6	-
4	Thermon, среднетемпературные (KSX)	20-2	15-2	10-2	5-2
		4,2	5,2	7,4	11,0
5	Pentair, среднетемпературные (QTVR)	20-2	15-2	10-2	-
		7,2	8,0	8,3	-
6	eltherm, среднетемпературные	отсутствуют			
7	Thermon, высокотемпературные (HTSX)	20-2	15-2	12-2	9-2
		3,9	5,2	6,0	6,3
8	Pentair, высокотемпературные (XTV)	20-2	15-2	12-2	8-2
		3,8	4,8	4,5	4,9
9	eltherm, высокотемпературные (ELSR-H)	20-2	15-2	10-2	-
		5,0	5,3	6,0	-
10	Медный кабель постоянной мощности при $\Delta T=10$ С	4,1			
11	Медный кабель постоянной мощности при $\Delta T=65$ С	3,4			
12	Медный кабель постоянной мощности при $\Delta T=120$ С	2,8			

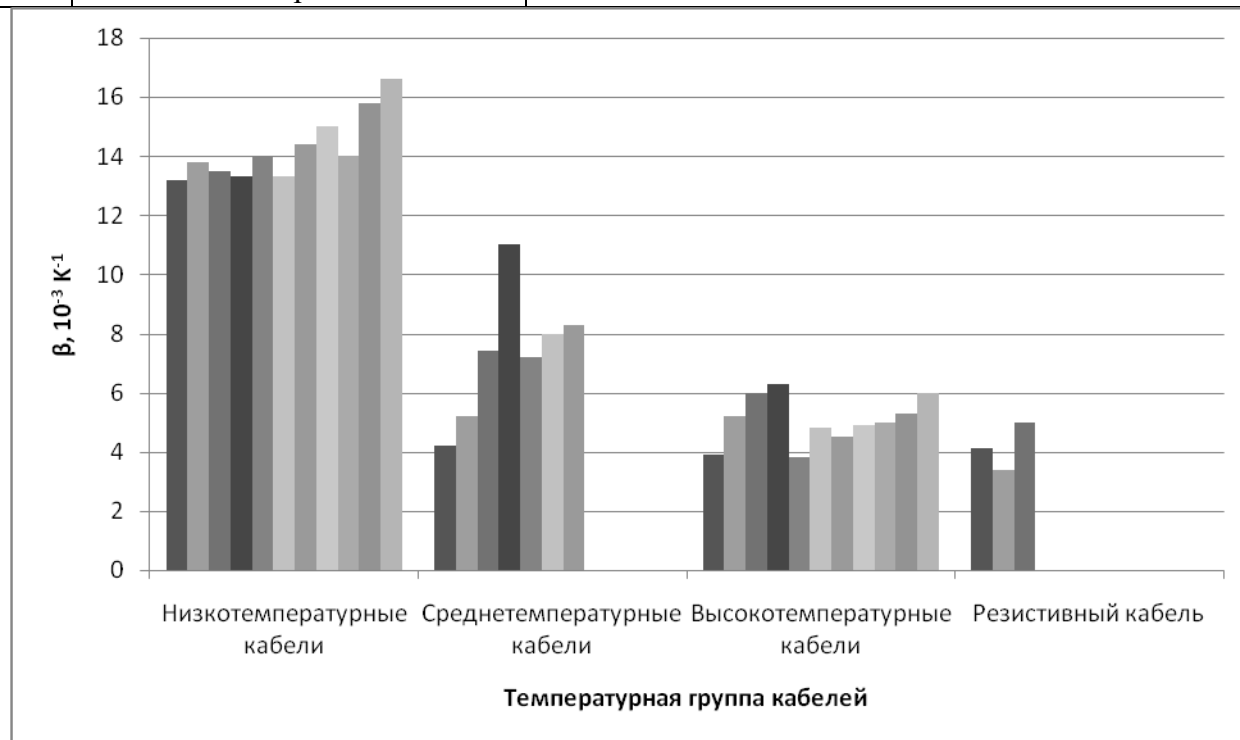


Рис. 1. Относительная жесткость температурных характеристик

Для расчета характеристики низкотемпературных кабелей был взят диапазон температур 0..65 °С, для среднетемпературных и высокотемпературных - 0..120 °С, кроме кабеля QTVR, для которого использовался диапазон 0..110 С в связи с указанной максимальной температурой поддержания 110 С. Так как относительная жесткость температурной характеристики кабеля постоянной мощности отличается для разных диапазонов температур, то было рассмотрено несколько диапазонов.

Как видно из таблицы 1 и рис.1 относительная жесткость температурных характеристик кабелей разных производителей внутри групп высокотемпературных и низкотемпературных различаются незначительно. Большой разброс значений есть в группе среднетемпературных кабелей. Относительная жесткость температурных характеристик саморегулирующихся кабелей изменяется от 16,6 до 3,8 и имеет большее значение у низкотемпературных кабелей, отличаясь от относительной жесткости температурной характеристики кабеля постоянной мощности в 4..5 раз; для высокотемпературных кабелей соответственно в 2,3..1,4 раза. При этом необходимо отметить, что обогреваемые объекты обычно имеют небольшую разницу температур в процессе эксплуатации. Так на участке температурной характеристики $\Delta T=10$ °С относительная жесткость температурных характеристик резистивного кабеля и высокотемпературного саморегулирующегося будет отличаться в 1,54..0,95 раза, то есть применение саморегулирующегося кабеля может быть менее эффективным, чем кабеля постоянной мощности. Такая ситуация может встречаться на трубопроводах с пропаркой, когда разница между минимальной и максимальной температурой эксплуатации объекта значительно выше, чем между минимальной и максимальной температурой поддержания.

Выводы:

- наибольший эффект саморегуляции проявляют низкотемпературные саморегулирующиеся кабели;
- высокотемпературные саморегулирующиеся кабели сравнимы по эффекту саморегуляции с резистивными кабелями постоянной мощности и в некоторых случаях могут проявлять данный эффект слабее;
- необходимо разработать методику оценки эффективности применения саморегулирующихся кабелей для различных объектов, в том числе в сравнении с кабелями постоянной мощности;

Библиографический список

1.Смирнов, В.В. Локальные зоны электрообогрева. Проблема замерзания обратных клапанов устьевой арматуры / В.В. Смирнов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012.-№5.-С.488-495.

Bibliographic list

1.Smironov V.V. Local zones of electrical heating. The problem of freezing of wellhead check valves / V.V. Smironov // Electronic scientific journal "Oil and Gas Business", 2012.-№5.-С.488-495.



УДК 621.331: 621.311.16

**АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ**

Тремясов В.А., Сибирский Федеральный Университет, кандидат технических наук,
профессор, emf_tva@mail.ru

Белов В.Г., Сибирский Федеральный Университет, аспирант, belov_v2012@mail.ru

Аннотация: в данной статье предлагается расчет показателей надежности внешнего электроснабжения тяговых подстанций методом минимальных сечений отказов с использованием дерева отказов.

Ключевые слова: тяговая подстанция, оценка надежности, внешнее электроснабжение, метод дерева отказов, минимальное сечение отказов.

**RELIABILITY ANALYSIS ASSESSMENT OF EXTERNAL ELECTRICITY SUPPLY OF
TRACTION SUBSTATIONS BY USING MATLAB SOFTWARE**

Tremyasov V. A., Siberian Federal University, PhD in technical sciences,
professor, emf_tva@mail.ru

Belov V.G., Siberian Federal University, graduate student, belov_v2012@mail.ru

Abstract: this article proposes the calculation of the reliability indicators of external power supply for traction substations using the minimal cut set method using a failure tree.

Keywords: traction substation, reliability evaluation, external power supply, the method of fault tree, minimal cut set

Схемы питания тяговых подстанций могут быть разнообразными и определяются расположением в энергосистеме электрических станций, подстанций, воздушных линий электропередачи (ЛЭП), тяговых подстанций (ПС), характером и мощностью потребителей прилегающих районов, и другими факторами [1]. При проектировании стремятся выбрать схему, обеспечивающую надежное электроснабжение этих подстанций. Анализ выполненных в настоящее время работ [2] показал, что ряд вопросов, связанных с оценкой надежности внешнего электроснабжения тяговых подстанций остались нерешенными или требуют более тщательной проработки.

В соответствии с [3] схема внешнего электроснабжения должна предусматривать комплексное электроснабжение электрифицированной железной дороги и потребителей в прилегающих районах.

При двухстороннем питании тяговой подстанции по одноцепным ЛЭП число промежуточных тяговых подстанций (в том числе подстанций не питающих тягу), включаемых в рассечку ЛЭП между опорными тяговыми подстанциями, не должно быть более трёх [4]. Присоединение тяговых подстанций к одноцепной ЛЭП на ответвлениях не допускается. От двухцепной ЛЭП (при подвешивании обеих цепей на общих опорах) с двусторонним питанием на участке между двумя опорными подстанциями рекомендуется обеспечить питание

не более пяти промежуточных подстанций при электрической тяге на постоянном токе и трех промежуточных подстанций – на переменном токе.

Опорные тяговые подстанции имеют не менее трех вводов, оборудованных выключателями и комплектами защит линий. Трансформаторы этих подстанций подключаются к шинам первичного напряжения также через выключатели. Через ОРУ 110 (220) кВ промежуточных транзитных и отпаечных подстанций осуществляется транзит мощности. Трансформаторы транзитных подстанций, а также подстанций на ответвлениях для снижения капитальных вложений раньше подключали через отделители и короткозамыкатели. Однако, по новым стандартам, применение отделителей и короткозамыкателей при проектировании новых тяговых подстанций – недопустимо [5].

Воздушные ЛЭП и установленное на них оборудование (выключатели, разъединители и др.) в значительной мере определяют надежность электроснабжения. Их повреждения дают до 80 % аварий и плановых отключений потребителей [6].

ЛЭП – это наиболее часто повреждаемые элементы системы внешнего электроснабжения из-за территориального расположения и подверженности влиянию внешних неблагоприятных условий окружающей среды.

Отказы коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей) происходят при отключении коротких замыканий, выполнении ими различных операций, а также в стационарном состоянии.

В схемах внешнего электроснабжения отказами системы являются погашения одной или нескольких тяговых ПС, рассматриваемые как полные погашения или частичные.

В статье предложена вероятностная методика расчета показателей надежности системы внешнего электроснабжения тяговых ПС с использованием минимальных сечений отказов на основе построения дерева отказов [7,8].

Понятие минимальных сечений отказов (МСО) основано на топологии схемы и дедуктивной логике, при котором моделируются лишь те комбинации событий (минимальные сечения), которые приводят непосредственно к отказам системы. С помощью дерева отказов (ДО) описываются причины появления отказа системы, называемого конечным событием. Анализ ДО на основе полученной совокупности МСО позволяет определить «критические» места в системе, и из нескольких вариантов выбрать более надежный. При этом информация о надежности отдельных элементов может отсутствовать или быть неполной.

Считаем, что исходные события отказа статистически независимы и тогда для интенсивностей отказов $\lambda(t)$ и восстановлений $\mu(t)$ элементов можно записать $\lambda(t) = \lambda = const$ и $\mu(t) = \mu = const$.

Коэффициент простоя для восстанавливаемого j -ого элемента равен

$$q_j(t) = \frac{\lambda_j}{(\lambda_j + \mu_j)} [1 - \exp(-(\lambda_j + \mu_j)t)] \quad (1)$$

При увеличении t , т.е. $t \rightarrow \infty$, и при $\lambda_j/\mu_j \ll 1$ получаем

$$q_j(t) = \frac{\lambda_j}{(\lambda_j + \mu_j)} \approx \frac{\lambda_j}{\mu_j}. \quad (2)$$

Это приближенные равенства в общем случае позволяют оценить величину q_j .

МСО реализуется, если все исходные события $A_1 \dots A_n$ происходят в нем. Вероятность возникновения i -ого МСО в момент времени $t - q_i^*(t)$ получаем при пересечении (конъюнкции) исходных событий:

$$q_i^*(t) = P(A_1 \cap A_2 \cap \dots \cap A_n) = \prod_{j=1}^n q_j(t), \quad (3)$$

где n – число членов МСО;

$q_j(t)$ – вероятность наступления j -ого исходного события в МСО в момент t .

Показатель $\omega_i^*(t)$ – ожидаемое число появлений i -ого МСО в единицу времени в момент t – определяется выражением:

$$\omega_i^*(t) = \sum_{j=1}^n \omega_j(t) \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^n q_l(t), \quad (4)$$

где $\omega_j(t)$ – параметр потока j -ого исходного события в i -м МСО.

Показатель $\lambda_i^*(t)$ – интенсивность появления i -го МСО, определяется через показатели $\omega_i^*(t)$ и $q_i(t)$:

$$\lambda_i^*(t) = \frac{\omega_i^*(t)}{[1 - q_i^*(t)]}. \quad (5)$$

Коэффициент простоя системы $q_c(t)$ или $K_{\text{пс}}$ – вероятность того, что конечное событие существует в момент t , т. е. вероятность отказа системы определяется по выражению

$$q_c(t) = \sum_{i=1}^{N_{\text{МСО}}} q_i^*(t). \quad (6)$$

где $N_{\text{МСО}}$ – общее число МСО.

Интенсивность отказа системы $\Lambda_c(t)$, или вероятность того, что конечное событие произойдет в единицу времени в момент времени t при условии, что оно не существует в момент t

$$\Lambda_c(t) = \sum_{i=1}^{N_c} \lambda_i^*(t). \quad (7)$$

Параметр потока отказов системы – $\omega_c(t)$, или вероятность того, что конечное событие происходит в единицу времени в момент t определяется как

$$\omega_c(t) = \sum_{i=1}^{N_c} \omega_i^*(t). \quad (8)$$

В общем случае система может иметь совокупность минимальных сечений. Любую структурную схему можно представить в виде последовательного соединения минимальных сечений.

В качестве примера оценки надежности был выбран участок внешнего электроснабжения ПС Кемчуг Тяговая – ПС Левобережная Красноярской дистанции электроснабжения. Схема внешнего электроснабжения показана на рис.1. На данном участке расположено три тяговые подстанции, одна из которых опорная (Кемчуг) и две отпаечные – (Кача, Бугач). К опорным подстанциям Левобережная и Кемчуг подключены внешние источники электрической энергии вводами линий Л-1, Л-2 и Л-5, Л-6 соответственно.

Ниже приведен расчет надежности электроснабжения тяговой подстанции Бугач.

Построенное ДО для конечного события – потеря внешнего электроснабжения тяговой подстанции Бугач (рис.2). Далее перечисляются отказы всех подсистемы и связанные с ними события, которые могут привести к аварии системы. При анализе ДО выявляются комбинации отказов оборудования приводящих к конечному событию. Используя данные [9,10] (табл. 1) и описанную выше методику рассчитываются показатели надежности.

Расчет показателей надежности производился с использованием компьютерной программы в среде MATLAB.

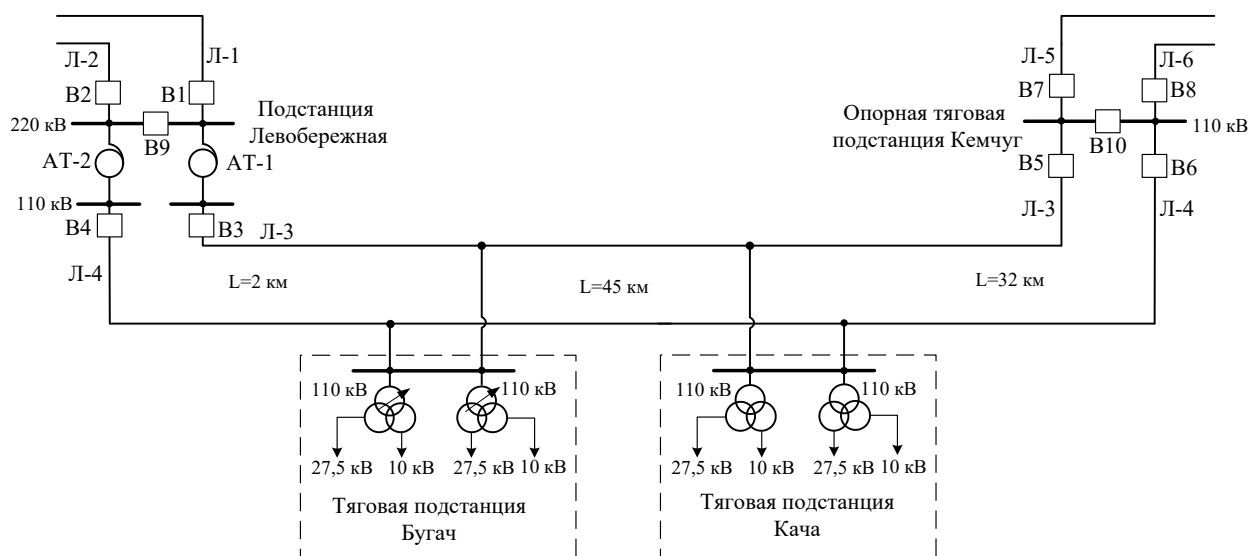


Рис. 1. Схема внешнего электроснабжения питания тяговых подстанций



Рис. 2. Дерево отказов системы внешнего электроснабжения тяговой подстанции Бугач

Аналогично строятся деревья отказов для тяговой подстанции Кача, и для случая, когда система из двух тяговых подстанций Бугач и Кача полностью окажется без питания, в результате потери внешнего электроснабжения. Результаты расчета отображены в табл. 2. В последнем случае сравнивается надежность системы электроснабжения при использовании масляных или элегазовых выключателей (вариант 1 и вариант 2).

По данным из табл. 2 видно, что две тяговые подстанции имеют разные показатели надежности, так как учитывается их расстояние от опорных подстанций. Далее был проведен сравнительный анализ с использованием в схеме масляных и элегазовых выключателей, который показал, что коэффициент простоя системы электроснабжения снизится при использовании второго вида оборудования.

Таблица 1 - Показателей надежности основных элементов системы электроснабжения

Элемент	Интенсивность отказов λ , 1/год	Среднее время восстановления η , час
Одноцепная воздушная линия 110 кВ, (на 100 км)	3,9	10
Автотрансформатор 220/110 кВ	0,02	80
Выключатель масляный 110 кВ	0,06	30
Выключатель элегазовый 110 кВ	0,005	25

Таблица 2 - Рассчитанные показатели надежности системы электроснабжения

Дерево отказов	Интенсивность отказов системы $\Lambda_c(t)$, 1/год $\cdot 10^{-3}$	Коэффициент простоя системы $q_c(t) \cdot 10^{-3}$
Потеря внешнего электроснабжения на тяговой подстанции Бугач	25,9	1,93
Потеря внешнего электроснабжения на тяговой подстанции Кача	20,5	1,79
Потеря внешнего электроснабжения на тяговых подстанциях Бугач и Кача (вариант 1)	18,3	1,73
Потеря внешнего электроснабжения на тяговых подстанциях Бугач и Кача (вариант 2)	15,7	0,920

В расчетах не учтен тот факт, что подвесная изоляция на некоторых участках ЛЭП может иметь идеальное состояние, и требуется её замена. Аналогично и в случае с остальным электрооборудованием. В расчетах использовались параметры нового оборудования.

Ожидаемая недоотпущенная электроэнергия потребителю вследствие нарушения электроснабжения:

$$\mathcal{E}_n = \mathcal{E}_{\text{потр}} \cdot q_c(t), \quad (9)$$

где $\mathcal{E}_{\text{потр}}$ – годовая потребность предприятия в электроэнергии, кВт·ч;
 $q_c(t)$ – коэффициент простоя системы электроснабжения, 1/год.

Используя выражение (8) и данные о годовом потреблении электроэнергии Красноярской дистанции электроснабжения ожидаемая недоотпущенная электроэнергия потребителю с двух тяговых подстанций Бугач и Кача вследствие нарушения электроснабжения составляет 294 100 кВт·ч. При втором варианте, эта величина составляет 156 400 кВт·ч.

Выводы. Предложен подход к оценке надежности внешнего электроснабжения тяговых подстанций на основе метода ДО, который позволяет учесть особенности функционирования системы питания тяговых подстанций, получить показатели надежности такой системы и предложить более надежные варианты исполнения этих систем. Такого рода информация может быть использована для синтеза проектных и эксплуатационных схем тяговых подстанций и оптимизации внешних систем электроснабжения. Данный метод позволяет применять полученные показатели надежности для анализа математического ожидания ущерба.

Библиографический список

1. Звездкин, М. Н. Электроснабжение электрифицированных железных дорог: учебник для техникумов ж.-д. транспорта — 4-е изд., перераб. и доп. / М.Н. Звездкин. — М.: Транспорт, 1985. — С. 263.

2. Варенцов, В.М. Надежность внешнего электроснабжения тяговых подстанций, подключенных к продольным линиям электропередачи / В.М. Варенцов // Вестник научно-исследовательского института железнодорожного транспорта №1, 2013. – С. 27-30.
3. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2007. – С.304.
4. Бей, Ю.М. Тяговые подстанции / Ю.М. Бей, Р.Р. Мамошин, В.П. Пупынин, М.Г. Шалимов. - М: Транспорт, 1986. – С.318.
5. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС), 2009. – С.90.
6. Алферова, Т. В. Надежность электроснабжения потребителей агропромышленного комплекса: учеб. пособие / Т. В. Алферова, О. Ю. Пухальская, А. А. Алферов; М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. – С. 112.
7. Гук, Ю.Б. Расчет надежности схем электроснабжения / Ю.Б. Гук, М.М. Синенко, В.А. Тремясов - Л.: Энергоатомиздат, 1990. – С. 216.
8. Тремясов, В. А. Надежность электроснабжения: учеб. пособие / В.А. Тремясов. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 163 с.
9. Анищенко, В.А. Надёжность систем электроснабжения. Учебник / В.А Анищенко, И.В. Колосова - Минск: УП Технопринт, 2007. – С.157.
10. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Т.1. Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. - М.: Энергоатомиздат, 1986. – С. 568.

Bibliographic list

1. Zvezdkin, MN Electric power supply of electrified railways: a textbook for the technical schools of the railway. Transport - 4th ed., Pererab. and add. - Moscow: Transport, 1985. - p. 263.
2. Varentsov, V.M. Reliability of external power supply of traction substations connected to longitudinal power lines // Bulletin of the Research Institute of Railway Transport №1, 2013. - P. 27-30.
3. Rules of technical operation of electrical installations of consumers. M .: Publishing House NTS ENAS, 2007. - P.304.
4. Bey, Yu.M. Traction substations / Yu.M. Bey, RR Mamoshin, V.P. Pupynin, M.G. Shalimov. M: Transport, 1986. - P.318.
5. Standards of technological design of AC substations with the highest voltage of 35 - 750 kV (NTP PS), 2009. - P.90.
6. Alferova, T. V. Reliability of power supply to consumers of the agro-industrial complex: studies. allowance / T. V. Alferova, O. Yu. Puhalskaya, A. A. Alferov; M-formation Resp. Belarus, Gomel. state tech. un-t them. P. O. Sukhoi. - Gomel: GSTU them. P. O. Sukhoy, 2017. - p. 112.
7. Guk, Yu.B. Calculation of reliability of power supply circuits / Yu.B. Guk, M.M. Sinenko, V.A. Tremyasov - L .: Energoatomizdat, 1990. - p. 216.
9. Anishchenko, V.A. Reliability of power supply systems. Textbook / V.A Anishchenko, I.V. Kolosova - Minsk: Technoprint Unitary Enterprise, 2007. - p. 177.
10. Handbook of electricity and electrical equipment. T.1. Power supply / Under total. ed. A.A. Fedorov. M .: Energoatomizdat, 1986. - p. 568.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.315

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ НАГРУЗКИ И ПЛОТНОСТЕЙ ТОКА В ПРОВОДАХ ДЕЙСТВУЮЩИХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 110-220 КВ

Геркусов А.А., Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева-КАИ (КНИТУ-КАИ), доцент, кандидат технических наук,
Gerkusov_Alex@mail.ru

Аннотация: рассматривается метод экономической оптимизации электрических нагрузок в действующих ВЛ, где в качестве целевой функции выступают удельные дисконтированные затраты на передачу электроэнергии.

Ключевые слова: электроэнергетические системы, плотность тока, сечения проводов, затраты, потери на корону, дисконтирование, линии электропередачи.

ECONOMIC OPTIMIZATION OF LOAD AND CURRENT DENSITY IN ACTUAL WIRES AIR LINES 110-220 KV

Gerkusov A.A., Associate Professor, Candidate of Technical Sciences Kazan National Research
Technical University A.N. Tupolev-KAI (KNITU-KAI)

Summary: the article considers the method of economic optimization of electrical loads in operating OHLs, where the specific discounted costs for the transmission of electricity are used as the objective function.

Keywords: electric power systems, current density, wire sections, costs, losses on the crown, discounting, power lines.

Одним из основных направлений научно-технического прогресса в электроэнергетике является создание и освоение энергосберегающих технологий, в том числе осуществление мероприятий по снижению расхода электроэнергии на её транспорт и затрат на её передачу в электрических сетях энергосистем. Воздушные и кабельные линии электропередачи (ЛЭП), обеспечивающие транспорт электроэнергии от источников мощности до потребителей, являются важнейшими элементами электроэнергетических систем и систем электроснабжения, а сечение проводов – важнейший параметр линии электропередачи. С увеличением сечения проводов линии возрастают затраты на её сооружение и отчисления от них.

Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и стоимость их за год.

До недавнего времени при проектировании электрических сетей, для сопоставления разрабатываемых проектных вариантов схемы, параметров сети и отдельных её элементов в качестве функции цели использовалась функция приведённых затрат $Z(F)$:

$$Z(F) = I + E_H \cdot K + U \quad (1)$$

минимуму, которой соответствует некоторое оптимальное решение конкретной инженерной задачи [1, 2, 3].

Здесь $E_H=0,12 \text{ год}^{-1}$ - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, являвшийся достаточно стабильной во времени величиной, определяемой состоянием экономики страны и устанавливаемой её высшими экономическими и плановыми органа-

ми; К - единовременные капиталовложения в сооружаемые объекты; И - ежегодные эксплуатационные издержки; У – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения.

Анализ действующих методик выбора сечений проводов. Сечения проводов ЛЭП должны быть выбраны таким образом, чтобы они соответствовали оптимальному соотношению между капитальными затратами на сооружение линии, растущими с увеличением сечения и расходами связанными с потерями энергии, уменьшающимися при увеличении сечений. Определение этого оптимального соотношения – весьма сложная задача, которая сводится к нахождению сечения провода соответствующего наименьшим приведенным или суммарным дисконтированным затратам. Основными методиками, служащими в практике проектирования для выбора оптимального сечения проводов в линиях межсистемных связей, являются *метод экономической плотности тока и метод экономических токовых интервалов*. Эти методики основаны на минимизации функции приведенных затрат (1).

В регламентируемой [1, 4, 10] методике выбора сечения проводов и жил кабелей по экономической плотности тока отсутствуют конкретные рекомендации по определению той расчетной токовой нагрузки, по которой следует определять расчётное сечение, кроме общего указания о *необходимости учёта перспективы развития* на срок не менее пяти лет.

Вместе с тем анализ, проведенный в ряде работ [5, 6, 7] показывает, что нагрузка линии электропередачи 110-220 кВ достигает своего проектного значения в среднем за три года, причём, начальная нагрузка линии составляет приблизительно 45% от расчётной. На современном этапе такого рода анализ не производился, поэтому при определении расчетной нагрузки ЛЭП, *рассматриваются различные варианты изменения* нагрузки, отличающиеся характером и темпами роста за определенный расчетный период.

Экономическая коррекция токовых нагрузок ВЛ. Классический приём технико-экономического сопоставления сравниваемых вариантов проектируемых объектов и их режимов работы, различающихся по производительности – это использование удельных показателей, рассчитанных на единицу объёма продукции. С учётом этого удельные дисконтированные затраты на передачу 1 кВт·ч электроэнергии по ЛЭП любого класса напряжения и назначения.

$$Z_{y,d} = \frac{Z_d}{\sum_{t=0}^{T_p} W_t (1 + E_{cp})^{-t}}, \quad (2)$$

где Z_d – дисконтированные затраты за период T_p строительства и эксплуатации ЛЭП, руб; W_t – отпуск электроэнергии по годам расчётного периода, кВт. ч. E_{cp} – норма дисконтирования.

С учётом нагрузочных потерь электроэнергии, потерь на корону и в линейной изоляции выражение (3) для ВЛ единичной длины примет вид:

$$Z_{y,d} = \frac{K_0 + \left[\sum_{t=0}^{50} \left(p_{об,рем} K_0 + 0,003 I_{нб}^2 r_0 \tau \zeta + 8760 \Delta P_{кор} \zeta + \frac{U_n^2 T_{вл} N_{зур}}{3 \cdot N_{уз} R_{уз}} \zeta \right) \cdot (1 + E_{cp})^{-t} \right]}{\sum_{t=0}^{50} \sqrt{3} U_n I_{нб} T_{нб} \cos(\varphi) \cdot (1 + E_{cp})^{-t}} \quad (3)$$

или:

$$Z_{y,d} = \frac{K_0 + \left(p_{об,рем} K_0 + 0,003 I_{нб}^2 r_0 \tau \zeta + 8760 \Delta P_{кор} \zeta + \frac{U_n^2 T_{вл} N_{зур}}{3 \cdot N_{уз} R_{уз}} \zeta \right) \cdot D}{\sqrt{3} U_n I_{нб} T_{нб} \cos(\varphi) \cdot D} \quad (4)$$

где K_0 – удельные капиталовложения в сооружение воздушных линий, р/км;

$\Delta P_{кор}$ – удельные потери мощности на корону в проводах ВЛ, кВт/км;

$p_{об,рем}$ – амортизационные отчисления на обслуживание и ремонт ВЛ;

$I_{нб}$ – максимальный ток нагрузки линии, А;

U_n – номинальное напряжение линии, кВ;

r_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км;
 $T_{вл}$ – среднее число часов влажной погоды в году, ч;
 $R_{из}$ – сопротивление одного подвешенного изолятора в гирлянде, Ом;
 $N_{из}$ – число изоляторов в гирлянде, шт;
 $N_{гир}$ – число гирлянд на 1 км ВЛ, шт/км;
 Π – принятый средневзвешенный тариф на электроэнергию, р/кВт.ч;
 D – дисконтирующий множитель, определяемый по выражению:

$$D = \frac{1 - (1 + E_{cp})^{-t}}{E_{cp}} \quad (5)$$

где $\cos(\varphi)$ – коэффициент мощности;

$T_{нб}$ – число часов использования максимума нагрузки, ч;

τ – время максимума потерь, ч, определяемое по следующему эмпирическому выражению:

$$\tau = (0,124 + 10^{-4} T_{нб})^2 \cdot 8760 \quad (6)$$

Следовательно, выражения (3) и (4) представляют собой дискретную технико-экономическую модель сооружаемой ЛЭП и определяют зависимость удельных дисконтированных затрат на передачу 1 кВт. ч электроэнергии от номинального напряжения ЛЭП U_n , максимального тока нагрузки линии $I_{нб}$, числа часов использования максимума нагрузки $T_{нб}$, сечения и конструкции фазы, района прохождения трассы линии по гололедности и СЗА, нормы дисконта E_{cp} , тарифа на электроэнергию Π и других технико-экономических параметров, как самой ЛЭП, так и режима её работы, концентрируя, таким образом, учёт большого числа данных, изменяя которые, можно добиться «настройки» рассматриваемой линии на режим передачи электроэнергии с минимальными относительными дисконтированными затратами.

В приведенных выражениях, составляющие, входящие в числитель выражения $0,003 \cdot I_{нб}^2 \cdot r_0 \cdot \tau \cdot \Pi$; $8760 \cdot \Delta P_{кор} \cdot \Pi$; $\frac{U_n^2 T_{вл} N_{гир}}{3 \cdot N_{из} R_{из}} \Pi$ представляют собой, соответственно, стоимости нагрузочных потерь ЛЭП, потерь на корону и потерь в подвесной изоляции линии [8]. Взяв в (4) производную $dZ_{д,уд}/dI$, приравняв её к нулю и решая полученное уравнение относительно $I_{нб}$, получаем оптимальный ток загрузки ($I_{нб}^{opt}$), соответствующий минимальным удельным дисконтированным затратам, который является током минимальных потерь.

$$(I_{нб}^{opt})' = \sqrt{\frac{\left(\frac{K_0}{D \cdot U_n}\right) + \left(\frac{8760 \cdot \Delta P_k \cdot \Pi}{U_n}\right) + \left(\frac{K_0 \cdot P_{об,рем}}{U_n}\right) + \left(\frac{U_n^2 T_{вл} N_{гир}}{3 \cdot N_{из} R_{из}} \Pi\right)}{\left(\frac{0,003 \cdot r_0 \cdot \Pi \cdot \tau}{U_n}\right)}} \quad (7)$$

Далее, на основании рассчитанных значений $(I_{нб}^{opt})'$ и принятым стандартным сечениям проводов определяем *корректированную плотность тока* $J_{кор}$ в проводах воздушных линий по формуле:

$$J_{кор} = \frac{(I_{нб}^{opt})'}{F_{эк}} \quad (8)$$

где $F_{эк}$ – выбранное экономическое сечение действующей линии.

По результатам проведенных расчетов построим графические зависимости $J_{кор} = f(T_{нб})$, (рис. 1, 2).

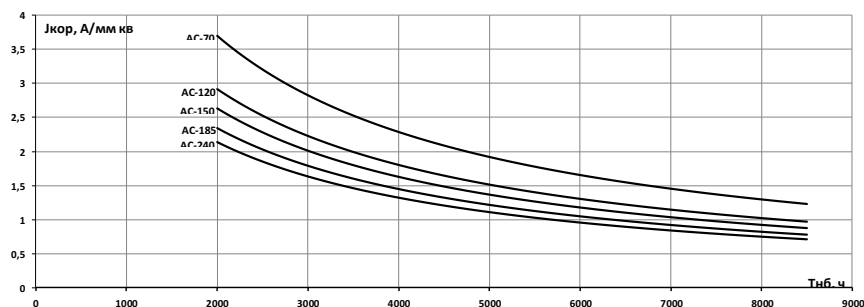


Рис. 1. Зависимость экономически оптимальной плотности тока $J_{кор}$ в проводах ВЛ-110 кВ, сооружаемой на ж.б. опорах в 1-м и 2-м районах гололёдности и 3-м районе по СЗА от продолжительности использования максимума нагрузки $T_{нб}$, ч

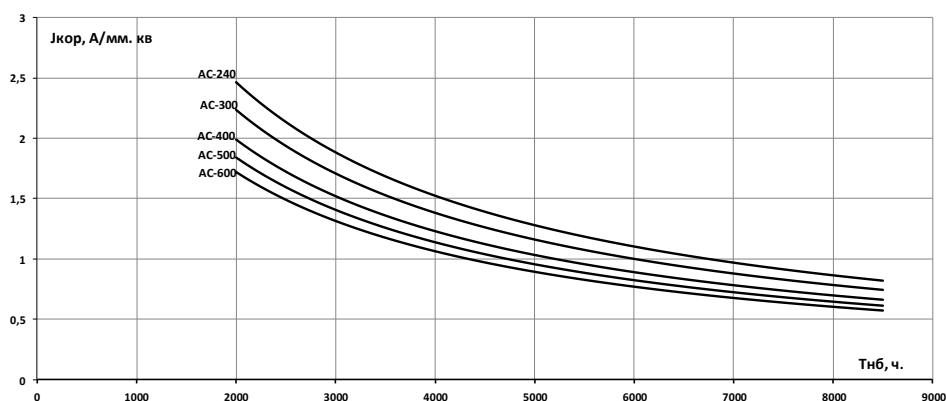


Рис. 2. Зависимость экономически оптимальной плотности тока $J_{кор}$ в проводах ВЛ-220 кВ, сооружаемой на ж.б. опорах в 1-м и 2-м районах гололёдности и 3-м районе по СЗА от продолжительности использования максимума нагрузки $T_{нб}$

Подставляя значение $(I_{нб}^{опт})'$ в выражение (4), получаем оптимизированные значения удельных дисконтированных затрат на передачу 1 кВт ч электроэнергии по ВЛ-110-кВ и по результатам проведенных расчетов строим зависимости $Z_{д. уд. опт.} = f(T_{нб})$ (рис. 3, 4) из которых следует, что с увеличением плотности графика нагрузки и сечения проводов F величина $Z_{д. уд. опт.}$ снижается, что связано со снижением уровня нагрузочных потерь и потерь на корону в линии. Сравнительный анализ полученных на рис. 3 и 4 зависимостей показывает, что удельные дисконтированные затраты в линию 110 кВ в среднем на 10-12% выше затрат в ВЛ-220 кВ. Тем не менее оснований для отказа от сооружения линий напряжением 110 кВ и ниже нет, так как напряжение линии определяется не только экономическими, но и её техническими параметрами и прежде всего, её назначением, полной длиной, пропускной способностью, передаваемыми объёмами электроэнергии, напряжением прилегающей энергосистемы.

Таким образом, зависимости $J_{кор} = f(T_{нб})$ позволяют, в весьма широких пределах, корректировать плотности тока для уже действующих линий с выбранным сечением проводов, что приводит к снижению удельных дисконтированных затрат на передачу электроэнергии и оптимизации рабочего режима линии, что следует из приведенного ниже примера:

Воздушная линия, номинальным напряжением 220 кВ, сооружённая с применением фазных проводов марки АС-400, проходит во 2-м районе гололёдности и 3-м районе по СЗА. Число часов использования максимума нагрузки принято 2000 ч, 4000 ч и 7000 ч; ток максимума нагрузки $I_{нб}$ варьируется от 100 до 1000 А, в связи с чем меняется и плотность тока в проводах ВЛ; среднее число часов влажной погоды в году $T_{вл} = 492$ ч, [9], сопротивление одного подвесного изолятора в гирлянде $R_{из} = 915$ кОм; число изоляторов в гирлянде $N_{из} =$

16 шт; число гирлянд на 1 км ВЛ $N_{гир} = 9,8$ шт/км; удельные потери мощности на корону в проводах ВЛ; $\Delta P_{кор} = 0,924$ кВт/км [8], принятый средневзвешенный тариф на электроэнергию $\Pi = 2$ р/кВт.ч; дисконтирующий множитель $D = 9,9148$.

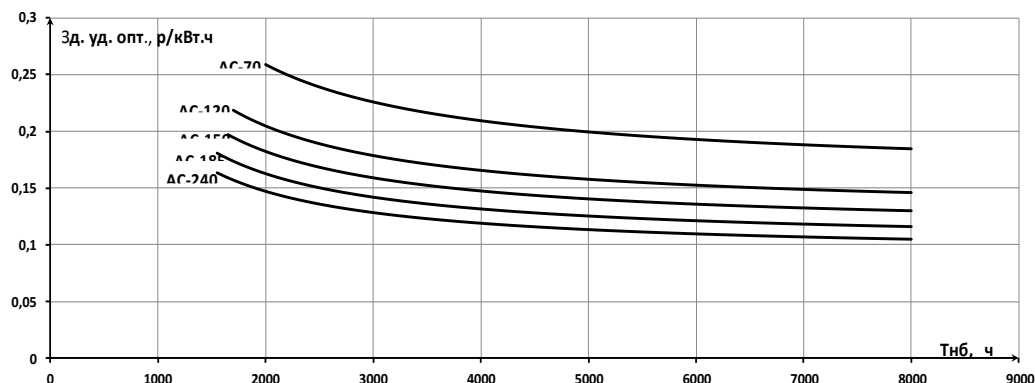


Рис. 3. Зависимость дисконтированных удельных оптимизированных затрат на передачу электроэнергии по ВЛ-110 кВ, развёрнутой длиной 80 км, проходящей в 1-м и 2-м районе гололёдности и 3-м районе по СЗА от числа часов использования максимума нагрузки

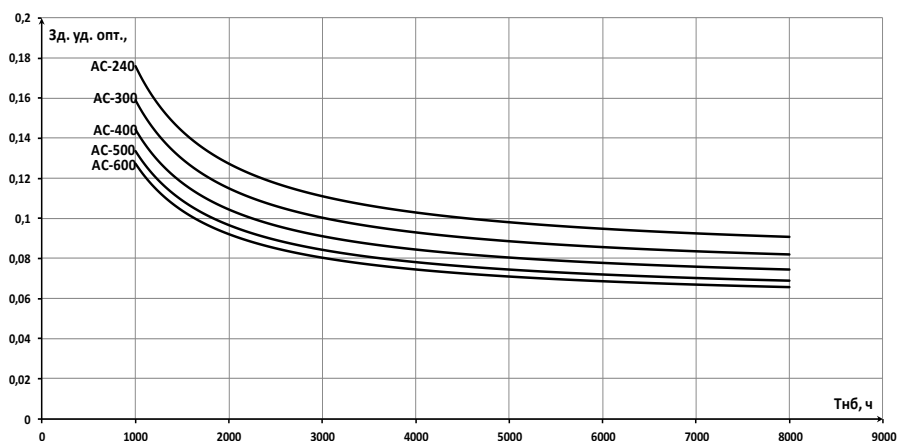


Рис. 4. Зависимость дисконтированных удельных оптимизированных затрат на передачу электроэнергии по ВЛ-220 кВ, развёрнутой длиной 120 км, проходящей в 1-м и 2-м районе гололёдности и 3-м районе по СЗА от числа часов использования максимума нагрузки

Сравним удельные дисконтированные затраты на передачу 1 кВт·ч электроэнергии с нормированной в ПУЭ экономической плотностью тока и при передаче электроэнергии с оптимизированной по (9) плотностью тока. Из приведенных на рис. 5 зависимостей $Z_{уд.д.}/Z_{опт} = f(I_{нб})$, следует, что при передаче электроэнергии по линии с токовой нагрузкой $I_{нб}$ отличной от оптимальной, удельные дисконтированные затраты на передачу электроэнергии значительно превышают удельные оптимизированные затраты, как для слабозагруженных линий с низкой плотностью графика, так и для линий с полной загрузкой по току, создавая, таким образом, экономически неоптимальный рабочий режим работы ЛЭП. Для линий с невысокими плотностями графиков рекомендуется более значительная нагрузка по току максимума, чем для линий с более плотными графиками, так как для таких линий, даже при токах значительно превышающих ($I_{нб}^{опт}$) увеличение удельных дисконтированных затрат, по отношению к минимальным не превышает единиц процентов (кривая 1, рис. 5).

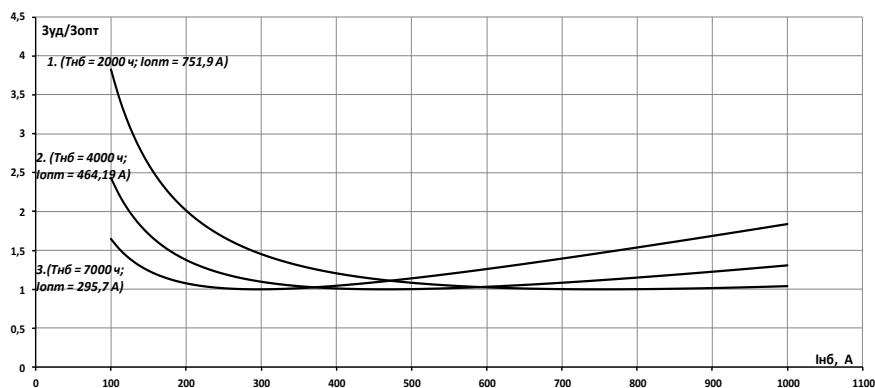


Рис. 5. Зависимость отношения удельных дисконтированных затрат на передачу 1 кВт·ч электроэнергии при свободно варьируемом $I_{нб}$, к удельным дисконтированным затратам при оптимальном $I_{нб}$ от наибольшего тока нагрузки, для ВЛ-220 кВ, выполненной проводом АС-400 и проходящей в 1-м, 2-м районе гололёдности и 3-м уровне СЗА

Для «настройки» действующей ВЛ на экономически оптимальный по току нагрузки рабочий режим, рекомендуется путём соответствующего выбора оперативной схемы узловых подстанций, конфигурации сети, состава включённого оборудования регулировать потоки мощности по ЛЭП, таким образом, чтобы ток нагрузки соответствовал ($I_{нб}^{опт}$) или отличался от него в пределах допустимой экономической погрешности (не более 5%).

Другими способами регулирования передаваемой по ЛЭП активной мощности являются:

- применение устройств И.Р.М. (источников реактивной мощности) в виде конденсаторных батарей, синхронных компенсаторов, подключаемых к сборным шинам подстанций и реакторов, подключаемых к приёмному концу ЛЭП через выключатель.
- применение устройств продольной компенсации реактивных параметров ЛЭП.
- включение фазопоротных устройств (ФПУ), позволяющих изменять величину угла фазового сдвига δ между напряжением источника и потребителя и, следовательно, управлять потоком электроэнергии [5].

Выводы

1. Построенная на основании удельных дисконтированных затрат экономико-математическая модель ЛЭП связывает проектные технические параметры ЛЭП с режимами её эксплуатации и позволяет проводить технико-экономическое сравнение вариантов сооружения ЛЭП, различающимися номинальными напряжениями, объёмами передаваемой электроэнергии и другими базовыми показателями.

2. Предлагаемая методика позволяет выбрать наиболее экономически оптимальный режим эксплуатации воздушной линии электропередачи.

3. Оптимизированная плотность тока зависит от номинального напряжения и сечения фазных проводов ЛЭП и имеет более широкий диапазон изменения по сравнению с экономической плотностью тока, регламентируемой в ПУЭ.

Библиографический список

1. Таратин, В.А. Стратегическое планирование в энергетике. Учебное пособие / В.А. Таратин. – СПб.: Издательство Политехнического университета, 2013. – 101 с.
2. Барановский, А.И. Экономика промышленности. Т. 1. Общие вопросы экономики / А.И. Барановский, Н.Н. Кожевников, Н.В. Пирадова и др. - М.: Издательство МЭИ, 1997. – 696 с.
3. Барановский, А.И. Экономика промышленности. Т. 2 Экономика и управление энергообъектами / А.И. Барановский, Н.Н. Кожевников, Н.В. Пирадова и др. - М.: Издательство

МЭИ, 1998. – 296 с.

4. Зуев, Э.Н. К вопросу об экономической плотности тока в современных условиях / Э.Н. Зуев // Электро. 2000. № 1. С. 44 – 47.

5. Бурман, А.П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем / А.П. Бурман, Ю.К. Розанов, Ю.Г. Шакарян. - М.: Издательство МЭИ, 2012.- 335 с.

6. Федотов, А.И. Экономические основы выбора сечений проводов и кабелей в рыночных условиях / А.И. Федотов, А.А. Геркусов, Э.Ю. Абдуллазянов // Известия вузов. Проблемы энергетики.-2001.-№ 11-12.-С. 87-100.

7. Зуев, Э.Н. К вопросу об экономической плотности тока в современных условиях / Э.Н. Зуев // Электро. 2000. № 1. С. 44 – 47.

8. Геркусов, А.А. Техничко-экономическое обоснование выбора параметров и режимов работы проектируемых линий электропередачи / А.А. Геркусов, В.М. Макаров // Вестник ивановского государственного энергетического университета 2016. № 2. С. 66-73.

9. Александров, Г.Н. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения / Г.Н. Александров. - СПб.: Энергоатомиздат, 1993. – 560 с.

10. Геркусов, А.А. Анализ методик для выбора сечений проводов воздушных линий электропередачи / А.А. Геркусов // Научно-технические ведомости СПб.: ГПУ N3(202) 2014. –С. 131-138.

Bibliographic list

1. V. A. Taratin Strategic planning in the energy sector. Textbook. Saint-Petersburg. Polytechnical University publishing house, 2013 – 101.

2. A. I. Baranovskiy, N. N. Kozhevnikov, N. In. Piradova, etc industrial Economics: vol.1. General issues of the economy. M.: Publishing MEI, 1997 – 696 p.

3. A. I. Baranovskiy, N. N. Kozhevnikov, N. In. Piradova etc. –“Economy of industry” vol. 2 Economy and management of power facilities. M., Publishing house of MPEI, 1998. - 296 p.

4. Zuev E. N. On the issue of economic current density in modern conditions. Electro. 2000. No. 1. P. 44 – 47.

5. P. A. Belov, Yu. K. Rozanov, Yu. G. Shakaryan Managing flows of electricity and improving the efficiency of electric power systems, Moscow : Publishing house of MEI, 2012 335 with

6. Fedotov A. I., Gerkusov A. A., Abdullazyanov E. Yu. Economic basis for the selection of sections of wires and cables in market conditions / proceedings of universities. Energy problem.- 2001.- № 11-12.-S. 87-100.

7. Zuev E. N. On the issue of economic current density in modern conditions. Electro. 2000. No. 1. P. 44 – 47.

8. Gerkusov A. A. Makarov. V. M. Techno-economic justification of the choice of parameters and modes of operation of the designed power transmission lines // Vestnik ivanovskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta 2016. No. 2. С. 66-73.

9. GN. Aleksandrov et al. "design of ultrahigh voltage transmission lines" SPb.: Energoatomizdat, 1993, 560 p.

10. Gerkusov A. A. analysis of methods for selection of sections of wires of overhead power lines Scientific and technical sheets SPbGPU N3 (202) 2014 с 131-138.



УДК 621.311

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ,
СОЗДАВАЕМЫХ ЛИНИЯМИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПРИ ОБРЫВАХ ФАЗ**

Крюков А.В., Иркутский государственный университет путей сообщения, доктор технических наук, профессор, e-mail: and_kryukov@mail.ru

Серёдкин Д.А., Иркутский государственный университет путей сообщения, e-mail:: dmitriy987@mail.ru

Аннотация: в статье исследованы условия электромагнитной безопасности на трассе высоковольтной линии электропередачи (ЛЭП) в режимах обрыва одного или двух фазных проводов. В результате моделирования в программном комплексе Fazonord показано, что при обрыве одного провода максимум напряженности электрического поля на высоте 1,8 м по сравнению с симметричным режимом практически не изменяется. Максимум напряженности магнитного поля увеличивается в 4,5 раза. При обрыве двух фаз эти показатели увеличивается соответственно на 5 % и в 5,5 раза. Рассчитанные уровни напряженностей не превышают допустимых значений для электротехнического персонала, но могут приводить к существенному возрастанию наведенных напряжений на отключенных ЛЭП, проходящих вблизи трассы анализируемой линии.

Ключевые слова: электромагнитная безопасность, линия электропередачи, электромагнитное поле, неполнофазный режим, моделирование

**MODELING OF ELECTROMAGNETIC FIELDS CREATED BY POWER
LINES AT PHASES' BREAKS**

Kryukov A.V., Irkutsk state transport university, Dr. Sci. Tech., prof., e-mail:
and_kryukov@mail.ru

Seredkin D.A., Irkutsk state transport university, e-mail:: dmitriy987@mail.ru

Abstract: in article electromagnetic safety conditions on the route of high-voltage power line in the modes of one or two phase wires break are investigated. As a result of model operation in the program Fazonord complex it is shown that at one wire break the electric field intensity maximum at 1,8 m height in comparison with the symmetric mode practically doesn't change. Maximum of magnetic field increases by 4.5 times. At two phases break these values increases, respectively, by 5 % and 5.5 times. The calculated intensity levels doesn't exceed permissible values for electro technical personnel, but can lead to significant increase of the induced voltage on the disconnected power lines passing near the route of the analyzed line.

Keywords: electromagnetic safety, power line, electromagnetic field, not full-phase mode, model operation

Введение. Высоковольтные воздушные линии электропередачи (ЛЭП) являются источниками электромагнитного поля (ЭМП) промышленной частоты. Электромагнитное поле вблизи таких линий может генерировать помехи, вызывающие нарушения нормального функционирования электрических и электронных устройств [1 – 3], а также приводить к тяжелым электротравмам из-за воздействия на персонал наведенных напряжений при работе

на отключенных линиях электропередачи и связи, проложенных вблизи трасс высоковольтных ЛЭП. Ввиду изменчивости токов проводов ЛЭП определение напряженностей электрического и магнитного полей для экстремальных режимов обычно проводят путем моделирования [3].

Одной из разновидностей экстремальных режимов является обрыв проводов ЛЭП, приводящий к возникновению несимметричного режима линии. Такой режим при сохранении нагрузок вызывает увеличение напряженностей как электрического, так и магнитного полей. Анализ условий электромагнитной безопасности путем расчетов напряженностей полей на высоте 1,8 м над поверхностью земли при обрыве одной и двух фаз ЛЭП посвящена данная статья.

Методика моделирования. Моделирование с помощью программного комплекса Fazonord осуществляется в четыре этапа:

1. Расчет режима электроэнергетической системы в фазных координатах [4].
2. Определение потенциалов и токов всех проводов ЛЭП.
3. Вычисление вертикальных и горизонтальных составляющих напряженностей электрического и магнитного полей $\dot{E}_x, \dot{E}_y, \dot{H}_x, \dot{H}_y$.

3. Расчет амплитудных значений напряженностей E_{\max}, H_{\max} с учетом возможной эллиптической поляризации полей [3, 5].

Составляющие напряженности электрического поля, создаваемого набором N параллельных друг другу и поверхности плоской земли проводов, в точке с координатами (x, y) в комплексе Fazonord рассчитываются по следующим формулам:

$$\dot{E}_y = -\frac{1}{\pi \varepsilon_0} \sum_{i=1}^N \dot{\tau}_i \frac{y_i [(x-x_i)^2 - y^2 + y_i^2]}{\xi_i}; \quad \dot{E}_x = \frac{2}{\pi \varepsilon_0} \sum_{i=1}^N \dot{\tau}_i \frac{(x-x_i)y y_i}{\xi_i} \quad (1)$$

где $\xi_i = [(x-x_i)^2 + (y+y_i)^2][(x-x_i)^2 + (y-y_i)^2]$;

ε_0 – электрическая постоянная;

$\dot{\tau}_i$ – заряд провода i на единицу длины.

Потенциалы проводов многопроводной системы связаны с зарядами проводов на единицу длины первой группой формул Максвелла

$$\mathbf{U} = \mathbf{A}\mathbf{T}, \quad (2)$$

где \mathbf{U} – вектор-столбец напряжений проводов по отношению к земле;

\mathbf{T} – вектор-столбец зарядов проводов на единицу их длины;

\mathbf{A} – симметричная матрица потенциальных коэффициентов,

где

$$\alpha_{ij} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln \frac{\sqrt{(x_i-x_j)^2 + (y_i+y_j)^2}}{\sqrt{(x_i-x_j)^2 + (y_i-y_j)^2}}, \quad \alpha_{ii} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln \frac{2y_i}{r_i}, \quad (3)$$

x_i, y_i – координаты расположения провода i радиуса r_i над землей,

Вертикальная и горизонтальная составляющие напряженности магнитного поля вычисляются по следующим выражениям:

$$\dot{H}_x = \frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^N \dot{I}_i \frac{y-y_i}{(x_i-x)^2 + (y_i-y)^2}; \quad \dot{H}_y = -\frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^N \dot{I}_i \frac{x-x_i}{(x_i-x)^2 + (y_i-y)^2} \quad (4)$$

где \dot{I}_i – токи, протекающие по проводам линии.

Расположение координатных осей X и Y показано на рис. 1, б; начало координат расположено на поверхности земли, ось Z направлена вдоль проводов против принятого положительного направления тока.

По результатам вычислений комплексов составляющих $\dot{E}_x, \dot{E}_y, \dot{H}_x, \dot{H}_y$ определяются амплитудные значения напряженностей E_{\max}, H_{\max} с учетом возможной эллиптической поляризации полей:

$$E_{\max} = \sqrt{\frac{E_x^2 + E_y^2}{2} + \frac{\sqrt{(E_x^2 + E_y^2)^2 - 4E_x^2 E_y^2 \sin^2(\varphi_x - \varphi_y)}}{2}} \quad (5)$$

Описание системы и результаты моделирования. Схема исследуемой сети представлена на рис. 1, а. Моделирование осуществлялось для следующих режимов:

- исходный симметричный режим;
- обрыв фазы А на отправном конце ЛЭП;
- обрывы фаз В и С в той же точке.

Расположение проводов на опоре линии показано на рис. 1, б.

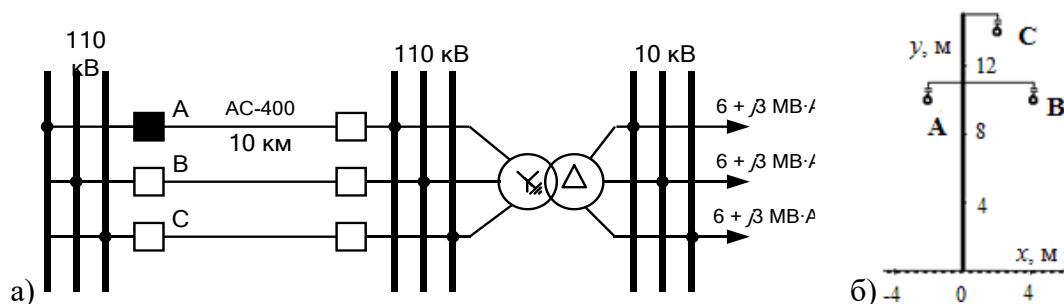


Рис. 1. Схема электрической сети (а) и расположение проводов на опоре ЛЭП-110 (б)

Результаты расчетов напряжений и токов неполнофазных режимов при заземленной нейтрали трансформатора 110 кВ представлены в табл. 1 и 2.

Таблица 1 - Напряжения и токи при обрыве фазы А на питающей подстанции

Фаза	$U, \text{ кВ}$	$U, \text{ град}$	$I, \text{ А}$	$I, \text{ град.}$
А	62,5	-5,9	0	-93,2
В	66,8	-120,0	180,3	179,8
С	67,0	119,9	182,7	119,5

Таблица 2 - Напряжения и токи при обрыве фаз В и С на питающей подстанции

Фаза	$U, \text{ кВ}$	$U, \text{ град}$	$I, \text{ А}$	$I, \text{ град.}$
А	66,8	-0,2	318,7	-31,3
В	31,3	174,4	0	-
С	31,1	174,0	0	-

Результаты расчета напряженностей электрического и магнитного полей для различных значений вертикальной и горизонтальной координат x и y представлены на рис. 2, 3.

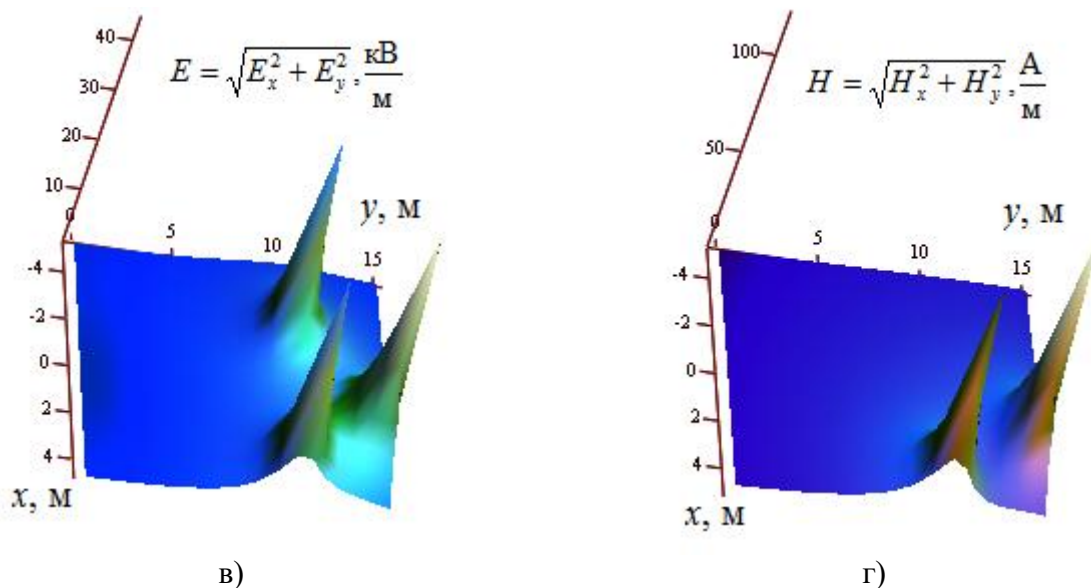


Рис. 2. Амплитуды напряженностей электрического (а) и магнитного (б) полей при обрыве фазы А на отправном конце ЛЭП

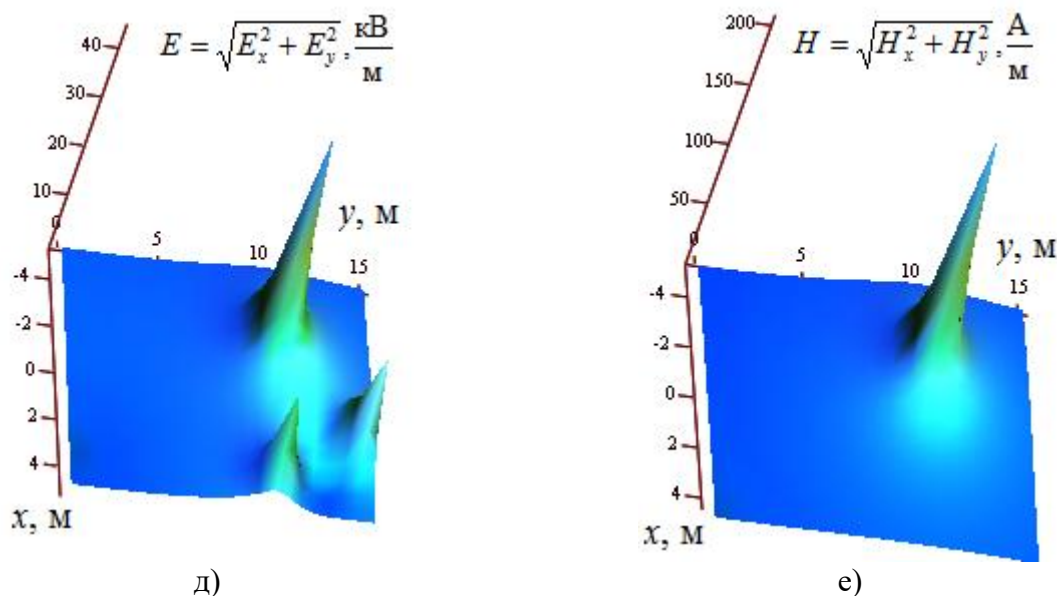


Рис. 3. Амплитуды напряженностей электрического (а) и магнитного (б) полей при обрыве фаз В и С на отправном конце ЛЭП

Результаты расчета напряженностей электрического и магнитного полей на высоте 1,8 метра для различных значений горизонтальной координаты x представлены на рис. 4.

Максимальные значения амплитуд электрического и магнитного полей на высоте 1,8 м от земли приведены в табл. 3.

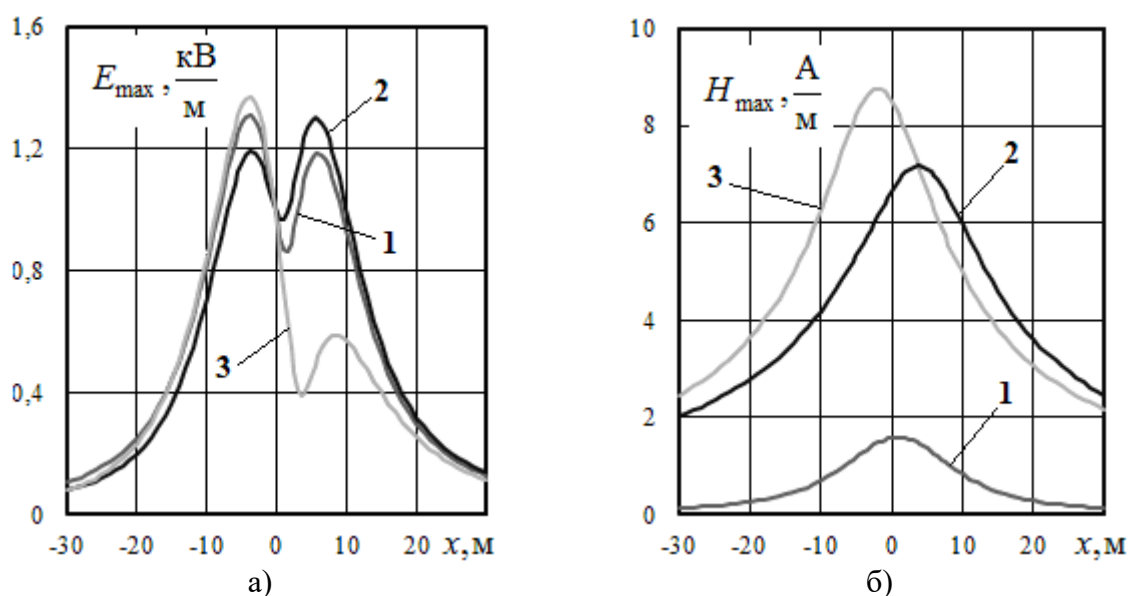


Рис. 4. Амплитуды напряженностей электрического (а) и магнитного (б) полей на высоте 1,8 м: 1 – исходный полнофазный режим; 2 – обрыв фазы А; 3 – обрыв фаз В и С

Таблица 3 - Максимальные значения амплитуд напряженностей ЭМП

Параметр	Полная схема	Обрыв фазы А	Обрыв фаз В и С	Различие, %	
				Между столбцами 2 и 3	Между столбцами 2 и 4
1	2	3	4	5	6
$E_{max}, \text{кВ/м}$	1,31	1,30	1,37	-0,69	4,7
$H_{max}, \text{А/м}$	1,59	7,18	8,75	351	445

Заключение. По результатам моделирования можно сделать следующие выводы по величинам напряженностей электромагнитного поля на высоте 1,8 м от поверхности земли.

1. При обрыве фазы А и заданных величинах нагрузок на приемном конце ЛЭП максимум амплитуды напряженности электрического поля практически не отличается от исходного симметричного режима. Максимум амплитуды напряженности магнитного поля увеличивается в 4,5 раза по сравнению с исходным полнофазным режимом и достигает 7,2 А/м.

2. При обрыве фаз В и С и сохранении мощностей фаз нагрузки максимальная амплитуда напряженности электрического поля увеличивается на 5 процентов, максимальная амплитуда напряженности магнитного поля возрастает в 5,5 раз и достигает 8,8 А/м.

3. Максимумы амплитуд напряженностей магнитных полей на высоте 1,8 м при обрыве одной и двух фаз не превышают допустимый уровень для электротехнического персонала, но могут приводить к существенному возрастанию наведенных напряжений на отключаемых ЛЭП, проходящих вблизи трассы анализируемой линии.

Библиографический список

1. Сидоров А.И. Электромагнитные поля вблизи электроустановок сверхвысокого напряжения / А.И. Сидоров, И.С. Окраинская. – Челябинск: ЮУрГУ, 2008. – 204 с.
2. Аполлонский С.М. Электромагнитная совместимость и функциональная безопасность в электроэнергетике / С.М. Аполлонский. – М.: РУСАЙНС, 2016. – 326 с.
3. Буюкова Н.В. Электромагнитная безопасность в системах электроснабжения железных дорог: моделирование и управление / Н.В. Буюкова, В.П. Заколюкин, А.В. Крюков. – Анггарск: АНГТУ, 2018. – 382 с.

4. Закарюкин В.П. Сложнонесимметричные режимы электрических систем / В.П. Закарюкин, А.В. Крюков. – Иркутск: Иркут. ун-т, 2005. – 273 с.

5. Buyakova N.V., Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. Modeling of electrical fields in railway engineering structures // Advances in Engineering Research. – Vol. 158. – International Conference on Aviaemechanical Engineering and Transport (AviaENT 2018). – 2018. – P. 219-225.

Bibliographic list

1. Sidorov A.I., Okrainskaya I.S. Electromagnetic fields near electroinstallations of ultrahigh tension. – Chelyabinsk, 2008. – 204 p.

2. Apollonsky S.M. Electromagnetic compatibility and the functional safety in power industry. – M.: RUSAYNS, 2016. – 326 p.

3. Buyakova N.V., Zakaryukin V. P., Kryukov A.V. Electromagnetic safety in power supply systems of the railroads: model operation and management. – Angarsk, 2018. – 382 p.

4. Zakaryukin V. P., Kryukov A.V. Asymmetrical modes of electric systems. Irkutsk, 2005. – 273 p.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621-82 (075.8)

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ МАЛЫХ РЕК КАК АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ИСТОЧНИК ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА ТООЛАЙЛЫГ

Кенден К.В., Тувинский государственный университет, преподаватель, kuca08@mail.ru
Кужугет С.А., Тувинский государственный университет, студент, kuzhuget.sayrana@mail.ru

Аннотация: В статье проведена оценка современного состояния малой гидроэнергетики в России. Рассмотрены способы решения проблем для электроснабжения потребителей, удаленных от централизованных сетей Республики Тува.

Ключевые слова: гидроэнергетика, электроснабжение, Республика Тыва, микрогидроэлектростанция, изолированные потребители, возобновляемые источники энергии.

THE USE OF ENERGY OF SMALL RIVERS AS AN ALTERNATIVE SOURCE OF ENERGY SUPPLY OF THE VILLAGE OF TOOLAYLIG

Kenden K.V., Tuva State University, kuca08@mail.ru
Kuzhuget S.A., Tuva State University, kuzhuget.sayrana@mail.ru

Summary: The article assesses the current state of small hydropower in Russia. We consider ways to solve problems for the power supply to consumers remote from the centralized networks of the Republic of Tuva.

Keywords: hydropower, energetical supply, The Republic of Tuva, micro hydroelectric power plant, isolated consumers, renewable energy.

Гидроэнергетика занимает важное место в энергобалансе России. Большую часть территории России составляют неэлектрифицированные зоны энергоснабжения. Около 20 % электроэнергии страны производится на гидроэлектростанциях, значительная часть которого находится в энергодефицитных районах. К ним относится и Республика Тыва [1].

Самая важная проблема отдаленных районов Республики Тыва является отсутствие эффективного энергоснабжения потребителей. Построение системы электроснабжения с ориентацией на местные возобновляемые источники энергии является более оптимальным вариантом совершенствования системы электроснабжения Тывы [2]. Из всех возможных вариантов возобновляемых энергоресурсов в Республике Тыва приоритетом по запасам, экологичности и масштабам использования в изолированных районах является энергия рек.

В 2018 году среди муниципалитетов Республики Тыва Главой был объявлен региональный конкурс «Село, в котором я живу» на лучшую народную инициативу [3]. «Проект строительства микро-ГЭС для электроснабжения с. Тоолайлыг» - народная инициатива Монгун-Тайгинского района, которая защитив свою инициативу в конкурсе получили грант на реализацию [4].

Администрация Монгун-Тайгинского района разработали технические предложения по строительству микро-ГЭС на территории села Тоолайлыг. Строительство микро-ГЭС в этом поселке перспективно, поскольку в 900 м выше села расположены реки Тоолайлыг и Барлык с достаточным гидрологическим потенциалом (рис.1).

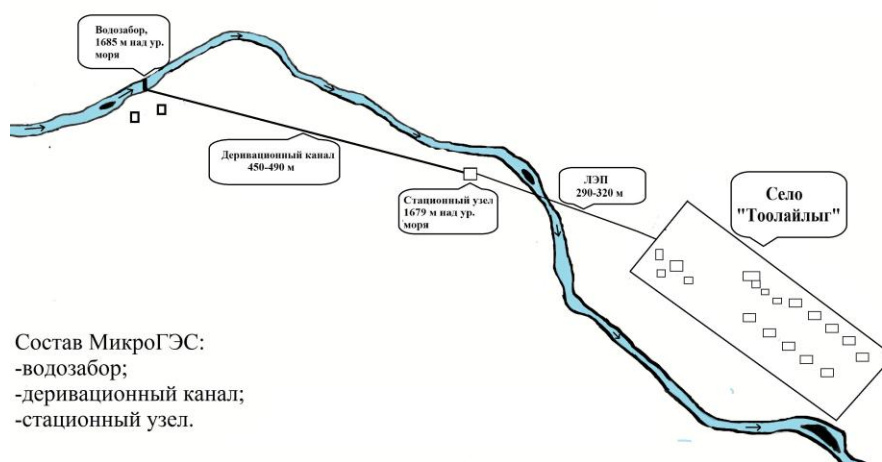


Рис. 1. Схема строительства микро-ГЭС

В 2016 г. специалисты ООО «Солнечная энергия» провели камеральное исследование и оценили гидрологический потенциал реки в 32 кВт.

Тоолайлыг является сельскохозяйственным селом Монгун-Тайгинского кожууна, где развито животноводство (крупный рогатый скот и яководство). Основной проблемой развития села является нехватка электроэнергии для собственных бытовых нужд. Для реализации проектов, связанных с производством и переработкой сельскохозяйственных продуктов отсутствует электроэнергия. Численность населения в настоящий момент составляет 161 человек.

На территории села имеются социальные объекты, как школа, дом культуры, жилые дома. На данный момент дизельная электростанция с мощностью 15 кВт является основным источником электрической энергии с продолжительностью электроснабжения - 4 часа в сутки.

Представителями компании «ИНСЭТ» предлагается строительство микро-ГЭС деривационного типа на местечке «Шын-Бажы» на стыке рек Тоолайлыг и Барлык. У компании «ИНСЭТ» имеется успешный опыт эксплуатации оборудования на перепадах уже существующих плотин, каналов и питьевых водоводов. В состав сооружений микро-ГЭС деривационного типа входят головной водозаборный узел, деривация и стационарный узел [5].

Для микро-ГЭС «Тоолайлыг» были предложены четыре варианта системы генерации с различными мощностями: два гидроагрегата (ГА) с установленными мощностями 10 и 15 кВт, один ГА с установленными мощностями 15 и 50 кВт.

По значениям ежегодных эксплуатационных издержек и капитальных затрат на строительство микро-ГЭС, определены технико-экономические показатели для каждого варианта по методике [6] (табл. 1).

Оптимальным вариантом считается тот, для которого значение приведённых затрат принимает наименьшее значение. С помощью данных значений были определены оптимальные параметры микро-ГЭС.

Микро-ГЭС в составе с двумя ГА по расчётам является оптимальным вариантом. Установленная мощность каждого ГА равна 15 кВт. В табл. 2. представлен расчет технико-экономических показателей данного варианта микро-ГЭС с установленной мощностью 30 кВт.

Таблица 1 - Техничко-экономические показатели вариантов Микро-ГЭС

Варианты Микро-ГЭС	Микро-ГЭС -10Пр	Микро-ГЭС -15Пр	Микро-ГЭС -15Пр	Микро-ГЭС -50Пр
Установленная мощность 1 ГА, кВт	10	15	15	50
Количество Микро-ГЭС, шт.	2	1	2	1
Установленная мощность всех ГА, кВт	20	15	30	50
Стоимость Микро-ГЭС, тыс. руб.	3800	1139	2278	4845
Ежегодные издержки на эксплуатацию, тыс.руб.	347	241	294	412
Капитальные затраты, тыс. руб.	4147	1380	2572	5257
Себестоимость электроэнергии от Микро-ГЭС, руб./(кВт*ч)	13	16	10	31
Денежный эквивалент "вытесненному" дизельному топливу, тыс.руб.	481	240	480	240
Срок окупаемости проекта, лет	9	6	5	22

Таблица 2- Техничко-экономические показатели оптимального варианта микро-ГЭС

Показатели	Значение
Себестоимость электроэнергии от микро-ГЭС, руб./(кВт*ч)	10
Капитальные затраты, тыс. руб.	2572
Денежный эквивалент "вытесненному" дизельному топливу, тыс.руб.	480
Срок окупаемости проекта, лет	5

Результаты, достигаемые после строительства микро-ГЭС:

- увеличение графика подачи электроэнергии с 4 часов до 24 часов;
- уменьшатся затраты на покупку, доставку и хранение ДТ;
- улучшение качества электроэнергии;
- дополнительные мощности будут использоваться для производства и переработки сельскохозяйственных продуктов [7].

Выводы

1. Показано, что проблема энергоснабжения в удалённых районах возможно с использованием возобновляемых источников энергии.
2. Для электроснабжения с. Тоолайлыг Монгун-Тайгинского кожууна выполнен анализ технико-экономических показателей микро-ГЭС деривационного типа для строительства микро-ГЭС.
3. На примере системы электроснабжения населенного пункта Республики Тыва определен произведен выбор наилучшего варианта, что позволит не нарушая экологической обстановки уменьшить дефицит электроэнергии.

Библиографический список

1. Барков К. В. Малая гидроэнергетика – альтернатива энергоснабжения отдаленных потребителей // XXXII Неделя науки СПбГПУ. Материалы межвузовской научно-технической конференции. : Санкт-Петербургский госуд. Полит. ун-т. 2004. Ч.І. С.77-78.
2. Кенден, К. В. Ресурсы гелиоэнергетики в Республике Тыва // Науч.-техн. ведомости СПбГПУ. 2015. № 4(231). С. 7–13.
3. Послание Главы Тувы Верховному Хуралу Республики Тува. // Электрон. дан. Режим доступа к журн. URL : <https://www.tuvaonline.ru/2017/12/12/v-tuve-2018-god-obyavlen>

godom-malyh-sel.html.

4. В селе Тоолайлыг Монгун-Тайгинского района Тувы хотят построить малую ГЭС. // Электрон. дан. Режим доступа URL: http://gov.tuva.ru/press_center/news/energetics/36111.

5. ИНСЭТ. Проектирование, серийное изготовление и монтаж мини ГЭС и микро ГЭС. // Электрон. дан. Режим доступа к журн. URL: <http://www.inset.ru/r/index.htm>.

6. Тремясов В. А., Кенден К. В. Фотоэлектрические и гидроэнергетические установки в системах автономного электроснабжения: монография /Сиб. федер. ун-т, 2017. – 208 с.

7. Тремясов В. А., Кенден К. В. Оптимизация структуры генерирующих мощностей децентрализованной энергосистемы с фотоэлектрической установкой. Красноярск: Сиб. Федер. Ун-т. 2016. Т. 9. С. 39-49.

Bibliographic list

1. Poslaniye Glavy Tuvy Verkhovnomu Khuralu Respubliki Tuva. // Elektron. dan. Rezhim dostupa k zhurn. URL : <https://www.tuvaonline.ru/2017/12/12/v-tuve-2018-god-obyavlen-godom-malyh-sel.html>.

2. V sele Tooleylyg Mongun-Tayginskogo rayona Tuvy khotyat postroit' maluyu GES. // Elektron. dan. Rezhim dostupa URL: http://gov.tuva.ru/press_center/news/energetics/36111.

3. INSET. Proyektirovaniye, seriynoye izgotovleniye i montazh mini GES i mikro GES. // Elektron. dan. Rezhim dostupa k zhurn. URL: <http://www.inset.ru/r/index.htm>

4. Tremyasov V. A., Kenden K. V. Fotoelektricheskiye i gidroenergeticheskiye ustanovki v sistemakh avtonomnogo elektrosnabzheniya: monografiya /Sib. feder. un-t, 2017. – 208 s.

5. Kenden K. V. Resursy gelioenergetiki v Respublike Tyva // Nauch.-tekhn. vedomosti SPbGPU. 2015. № 4(231). S. 7–13.

6. Tremyasov V. A. Optimizatsiya struktury generiruyushchikh moshchnostey detsentralizovannoy energosistemy s fotoelektricheskoy ustanovkoy. Kenden K. V. Krasnoyarsk: Sib. Feder. Un-t, 2016. Т. 9. S. 39-49.



УДК 621.31

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ СИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ
КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ В СИСТЕМЕ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Мударисов Р.М., Казанский государственный энергетический университет,
соискатель, Ramil.mudarisov@litsey7.com

Аннотация: в работе приведены результаты развития методик оценки устойчивости синхронных двигателей при трехфазных и однофазных коротких замыканиях в системах внешнего электроснабжения.

Ключевые слова: кратковременное нарушение электроснабжения, короткое замыкание, устойчивость, синхронный двигатель, допустимая длительность нарушения, методика

**ENSURING STABILITY OF SYNCHRONOUS MOTORS UNDER SHORT
CIRCUITS IN THE EXTERNAL POWER SUPPLY**

Mudarisov R.M., Kazan state energy University, graduate student,
Ramil.mudarisov@litsey7.com

Abstract: this article proposes the methodology developed to assess synchronous motors stability under three and single-phase short circuit faults occurring in power grids.

Keywords: Short-break power supply; short circuit; stability; synchronous motor; critical fault duration; methodology.

Надежная работа производств со сложными технологическими процессами определяется устойчивостью работы систем электроснабжения и двигателей, входящих в их состав. Из-за особенностей работы, которыми обладают синхронные двигатели (СД), они получили большое распространение на таких производствах. Одной из основных причин нарушения устойчивой работы СД и их систем электроснабжения являются кратковременные нарушения электроснабжения (КНЭ), обусловленные короткими замыканиями (КЗ), возникающими в электрически связанных с двигателем линиях электропередачи 110-220 кВ.

Устойчивая работа синхронных приводов при указанных выше КНЭ, как правило, обеспечивается действием устройств быстродействующего автоматического включения резерва (БАВР) и релейной защиты линий электропередач (ЛЭП), которые должны восстановить нормальное электроснабжения до выпадения двигателя из синхронизма [1, 2].

Зачастую КЗ возникают не в питающих двигатели элементах, а в ЛЭП, питающихся вместе с СД от общей секции шин энергосистемы. В данном случае, успешная работа обоих видов устройств автоматики и релейной защиты, обеспечивается правильным согласованием защищаемых зон и настройкой уставок срабатывания по допустимой длительности нарушения, при которой двигатели не теряют устойчивости при КЗ.

Заметим, что большая часть синхронных двигателей оборудована статическими системами возбуждения (СВ), получающих питание от шин ГПП. Соответственно КНЭ влияет на работу возбудителя и через него на устойчивость самого двигателя.

Поэтому возникает необходимость разработки методик оценки допустимой длительности КНЭ двигателей по условию сохранения их устойчивости при КЗ, возникающих в

электрически связанных с СД линиях электропередачи в условиях, когда учитывается воздействие КНЭ через систему возбуждения машины.

Исследования трехфазных КЗ, возникающих в ЛЭП электрически связанных с двигателем, показали, что остаточное напряжение на шинах энергосистемы имеет две составляющие:

$$U_{ост}(t) = \frac{E\sqrt{2}\sqrt{(R_2^2 + X_2^2)}}{\sqrt{3}\sqrt{(R_1 + R_2)^2 + (X_1 + X_2)^2}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_1) - \frac{E\sqrt{2}(R_2 - \frac{X_2}{\omega T})\sin(\alpha - \varphi_K)}{\sqrt{3}\sqrt{(R_1 + R_2)^2 + (X_1 + X_2)^2}} e^{-\frac{t}{T}}. \quad (1)$$

В выражении (1) использованы следующие обозначения: R_1, X_1 и R_2, X_2 – активные и реактивные сопротивления энергосистемы и участка ЛЭП до места возникновения трехфазного КЗ; α – фазовый угол, определяющий момент возникновения КЗ; θ_1 и θ_K – фазовые углы, определяемые параметрами схемы замещения. Вторым членом выражения (1) является аperiodическая составляющая.

Для определения возможности использования различных упрощённых моделей комплекса «двигатель-система электроснабжения» для оценки допустимой длительности КНЭ, обусловленных трехфазными КЗ на электрически связанных с двигателем ЛЭП, были проведены численные исследования устойчивости синхронного двигателя на модели, которая учитывает данную закономерность остаточного напряжения, а также на моделях, предложенных другими авторами [3-5]. В исследовании была использована модель двигателя типа СТД-8000, со следующими характеристиками предаварийного режима: $J_{МЭХ}=250 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$, коэффициент загрузки $m_c=0,7$ о.е., напряжение системы до КЗ $U_1=0,997$ о.е. (двигателя: $U_{СД}=1,08$ о.е.), синхронная ЭДС $E_q=1,598$ о.е., угол нагрузки $\delta=62,8^\circ$. Результаты сравнения показали, что наименьшая погрешность оценки допустимой длительности КНЭ во всем диапазоне провалов напряжения достигается только в моделях, которые учитывают: закономерность изменения остаточного напряжения по выражению (1); зависимость напряжения на СД от распределения токов в элементах системы электроснабжения и воздействия КНЭ на двигатель через его СВ. Модель комплекса «двигатель-система электроснабжения», которая учитывает данные особенности составлена в программном комплексе Matlab и приведена на рисунке 1.

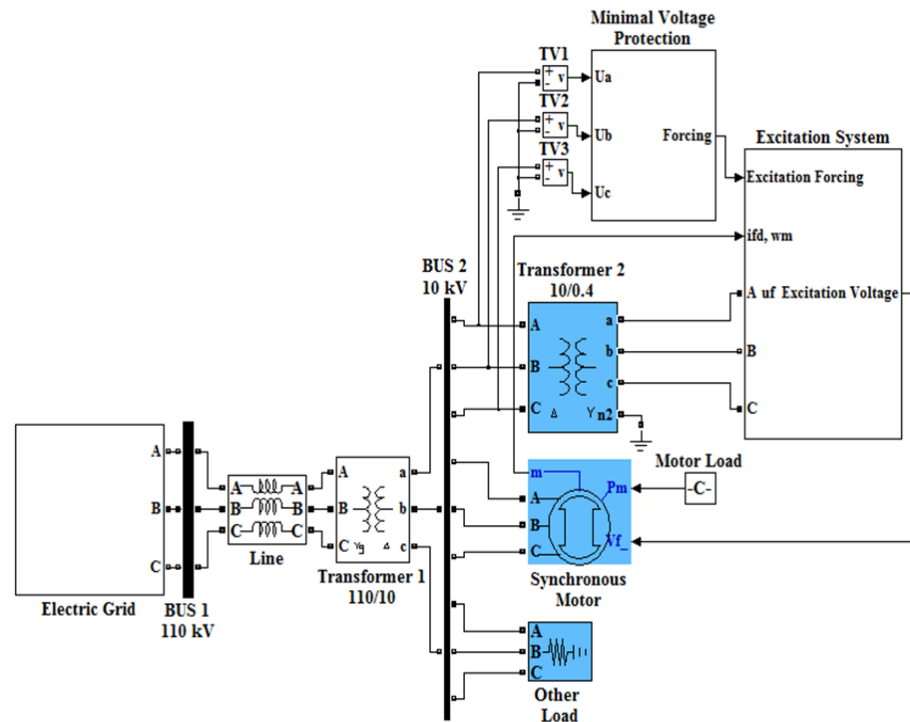


Рис. 1. Блок - схема рабочего комплекса «СД – система электроснабжения»

Разработанная модель была использована для исследования влияния на допустимую длительность КНЭ момента возникновения КЗ (угол α в выражении (1)). В численном исследовании была рассмотрена модель двигателя СТД-8000, работающего при описанных выше условиях. Разность между максимальной и минимальной допустимой длительностью КНЭ составила менее 2% (порядка 3 мс), данный результат допускает, что момент возникновения наиболее тяжелого трехфазного КЗ при оценке устойчивости двигателя можно не учитывать.

Далее с использованием разработанной модели и на основании выражения (1) для двигателя СТД-8000 были построены области динамической устойчивости. В исследовании рассмотрен комплекс «двигатель-система электроснабжения», в которой питание двигателя осуществляется от энергосистемы ($U_1=0,995$ о.е.) через трансформатор (ТДН-16000/110) и питающую ЛЭП длиной 20 км (АС-70). До нарушения электроснабжения двигатель работает со следующими параметрами режима: $U_{сд}=1,07$ о.е., $E_q=1,587$ о.е., $\delta=64,8^\circ$. Результаты исследования приведены на рисунке 2: область устойчивости, полученная на основании выражения (1) в режиме без апериодической составляющей, приведена линией T_0 ; области устойчивости для режимов с апериодическими составляющими приведены линиями T_i . В обозначениях областей устойчивости символ i соответствует режиму с апериодической составляющей, постоянная затухания которой равна i о.е, где i соответствует количеству периодов сети.

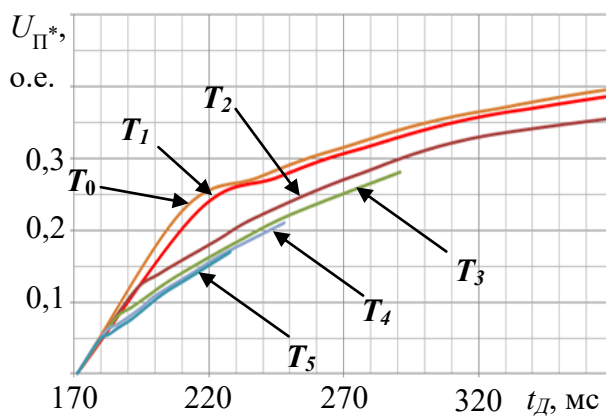


Рис. 2. Области устойчивости

Согласно результатам на рисунке 2 допустимая длительность КНЭ уменьшается с уменьшением значения постоянной затухания. Поэтому оценка устойчивости в виде области устойчивости СД, полученной без учета апериодической составляющей, является универсальной.

Численные исследования, проведенные на разработанной модели с изменением величины фазового угла θ_1 в выражении (1), показали, что оценка допустимой длительности КНЭ должна производиться для возможно меньшего значения фазового угла θ_1 . Пренебрежение данным условием повышает погрешность оценки допустимой длительности до 36%.

Для достоверной оценки допустимой длительности КНЭ с использованием разработанной модели комплекса «двигатель-система электроснабжения» (рисунок 1) предложены зависимости угла θ_1 от периодической составляющей остаточного напряжения для различных марок проводов ЛЭП, приведенные на рисунке 3. На рисунке 3: зависимость L_1 — соответствует КЗ в линии электропередачи напряжением 110 кВ, выполненной проводом марки АС-70; L_2 — АС-95 (110 кВ); L_3 — АС-150 (110 кВ); L_4 — АС-300 (110 кВ); L_5 — АС-300 (220 кВ); L_6 — АС-400 (220 кВ). Предложенные зависимости построены для энергетических систем напряжением 110-220 кВ, токи трехфазного КЗ которых находятся в пределах 4-40 кА. Учитывая предыдущие выводы можно заключить, что оценка устойчивости СД во всем диапазоне значений остаточного напряжения должна производиться для значений фазового угла θ_1 соответствующего ЛЭП с большим сечением провода.

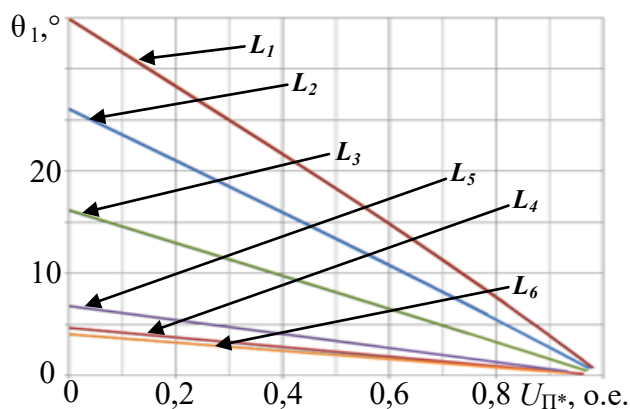


Рис. 3. Зависимости угла θ_1 от периодической составляющей $U_{П*}$.

Полученные результаты составляют основу методики оценки устойчивости СД при трехфазных КЗ, возникающих в электрически связанных с двигателем ЛЭП, и выражаются следующими принципами:

1) Модель комплекса «двигатель – система электроснабжения» должна учитывать закономерность изменения остаточного напряжения согласно выражению (1), влияние протекания токов в элементах системы электроснабжения на напряжение двигателя и воздействие КНЭ на двигатель через его систему возбуждения.

2) устойчивость двигателя целесообразно оценивать с помощью универсальной области устойчивости (зависимость T_0 на рисунке 2), построенной по значениям допустимой длительности КНЭ на основе закономерности остаточного напряжения (1), но без учета апериодической составляющей и момента возникновения замыкания (угол α в выражении (1));

3) значения фазовых углов θ_1 в выражении (1) необходимо выбирать согласно зависимости, приведенной на рисунке 3, для большего сечения провода ЛЭП, подключенной к шинам районной подстанции энергосистемы.

Следует отметить, что универсальная область устойчивости, приведенная на рисунке 2 (линия T_0), является основой для выбора защищаемой релейной защитой и автоматикой зоны. Так например, на ее основе предложен алгоритм выбора дополнительной защищаемой зоны устройств БАР, который реализуется следующими этапами: по времени полного действия защит ЛЭП согласно универсальной области устойчивости определяется граничная величина периодической составляющей остаточного напряжения, ниже которой устройства БАР должны срабатывать мгновенно, а выше – с задержкой времени; на основании этой граничной величины периодической составляющей остаточного напряжения индивидуально для каждой схемы системы электроснабжения с СД производится расчет уставок срабатывания пусковых органов устройств БАР.

Далее рассмотрим особенности оценки устойчивости СД при кратковременных нарушениях электроснабжения, обусловленных однофазными КЗ, так как на их долю приходится порядка 70 % от всех видов коротких замыканий.

При однофазном КЗ происходит нарушение симметрии сети, поэтому напряжение двигателя содержит прямую и обратную последовательности, величина которых зависит от точки возникновения замыкания на питающей ЛЭП. Прямая последовательность напряжения создает момент вращения двигателя, а обратная – тормозной момент. Поэтому наиболее тяжелые с позиции устойчивости двигателя условия однофазного КЗ определим на основе зависимости отношения обратной последовательности напряжения к прямой от удаленности короткого замыкания. На рисунке 4 приведены зависимости данного отношения от удаленности замыкания по отношению к шинам подстанции энергосистемы (n), построенные на основе выведенных расчетных выражений, которые в данной статье не приведены. Для построения данных зависимостей рассмотрена система электроснабжения со следующими параметрами: напряжение системы $U_C=110$ кВ, одноцепная питающая ЛЭП выполнена проводом

марки АС-70, на промышленной подстанции установлен трансформатор ТДН-16000/110 с заземленной нейтралью, синхронный двигатель СТД-8000 работает в режиме недовозбуждения с коэффициентом загрузки $m_c=0,7$ о.е. ($J_{\text{МЭХ}}=250 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$) при $\delta=64,47^\circ$. На рисунке 4: линия L_1 соответствует режиму, в которой питающая линия имеет длину 1 км, сопротивления нулевой и прямой последовательности энергосистемы соответственно равны $Z_{10}=0$ Ом и $Z_{11}=0,253+j1,588$ Ом, синхронная ЭДС двигателя $E_q=1,578$ о.е.; L_2 – питающая линия имеет длину 20 км, сопротивления энергосистемы $Z_{10}=0$ Ом и $Z_{11}=0,253+j1,588$ Ом, ЭДС двигателя $E_q=1,594$ о.е.; L_3 – питающая линия имеет длину 130 км, сопротивления энергосистемы $Z_{10}=0$ Ом и $Z_{11}=0,253+j1,588$ Ом, ЭДС двигателя $E_q=1,636$ о.е.; L_4 – питающая линия имеет длину 130 км, сопротивления энергосистемы $Z_{10}=1,0Z_{11}$ и $Z_{11}=0,253+j1,588$ Ом, ЭДС двигателя $E_q=1,636$ о.е.; L_5 – питающая линии имеет длину 130 км, сопротивления энергосистемы $Z_{10}=0$ Ом и $Z_{11}=2,53+j15,88$ Ом, ЭДС двигателя $E_q=1,643$ о.е.

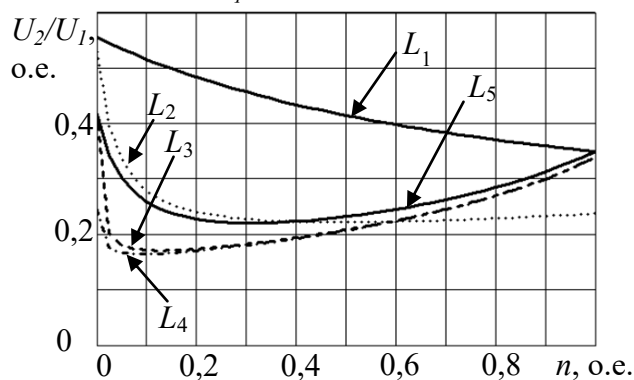


Рис. 4. Зависимости (U_2/U_1) от удаленности однофазного КЗ.

Под наиболее тяжелым режимом однофазного КЗ для синхронного двигателя следует понимать режим, в котором отношение U_2/U_1 достигает максимума, так как при этом будет максимально отношение тормозящего момента к вращающему. Исследования, проведенные для систем 110-220 кВ, показывают, что наиболее тяжелый режим однофазного КЗ в системах электроснабжения с малым значением сопротивления нулевой последовательности энергосистемы возникает при КЗ в начале питающей линии (L_3 на рисунке 4), а в системах со значительном сопротивлении нулевой последовательности энергосистемы при КЗ в конце линии (L_4 на рисунке 4). Заметим, что режим КЗ в первом случае тяжелее чем во втором, так как величина отношения U_2/U_1 в первом случае больше. Соответственно оценка допустимой длительности однофазного КЗ при замыканиях, возникающих в начале питающей линии и при нулевом значении сопротивления нулевой последовательности энергосистемы, является достаточным условием устойчивости СД при всех возможных однофазных КЗ. Расчеты, проведенные для систем 110-220 кВ. Полученный результат был подтвержден многочисленными численными исследованиями работы СД при однофазных КЗ в различных точках питающей линии, реализованными в программном продукте Simulink (Matlab).

Исследование устойчивости двигателей при однофазных КЗ в питающих линиях, произведенные в упрощенных моделях, предложенных другими исследователями [3-5], выявило, что оценка устойчивости СД должна производиться только в полной модели комплекса «двигатель-система электроснабжения», содержащей: энергосистему в виде источника ЭДС и эквивалентными сопротивлениями, элементы системы электроснабжения и возбуждения, а также блок, реализующий однофазное КЗ на землю. Так, если модель комплекса не учитывает воздействия КНЭ на машину через его возбудитель и зависимость напряжения на СД от распределение токов в элементах системы электроснабжения, погрешность оценки устойчивости достигает 21%, а если модель не учитывает только воздействия КНЭ через систему возбуждения двигателя, погрешность оценки увеличивается до 27%.

Результаты последующих исследований, направленных на выявление влияния момента возникновения замыкания на допустимую длительность КНЭ, приведены на рис. 5. На

рис. 5: L_1 - допустимая длительность КНЭ комплекса «двигатель-система электроснабжения», полученная без учета прочей нагрузки подстанции; L_2 – допустимая длительность КНЭ комплекса с учетом прочей нагрузки. Прочая нагрузка номинальной мощностью 12 МВт при $\cos\theta=0,9$ реализована в виде неизменного сопротивления. Для оценки влияния момента возникновения замыкания была рассмотрена модель двигателя СТД-8000 со следующими характеристиками: $J_{\text{МЕХ}}=250 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$, $m_c=0,7 \text{ о.е.}$, $U_{\text{СД}}=0,996 \text{ о.е.}$, $E_q=1,702 \text{ о.е.}$, $\delta=65,05^\circ$. Электроснабжение главной понизительной подстанции осуществляется от энергосистемы ($Z_{11}=2,53+j15,88$) на напряжении 110 кВ по ЛЭП длиной 25 км (АС-300), на подстанции установлен трансформатор ТРДН-25000/110. Исследования проведены с учетом достаточных условий устойчивости, то есть однофазное КЗ возникает в начале питающей ЛЭП, а сопротивление нулевой последовательности энергосистемы равно нулю ($Z_{10}=0$).

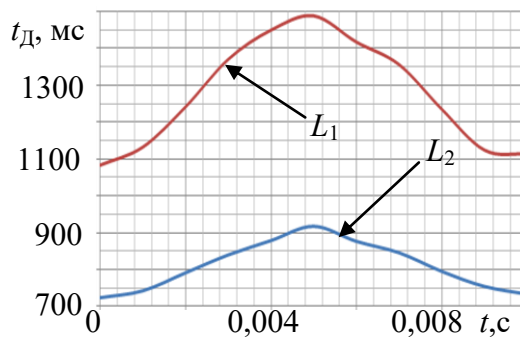


Рис. 5. Допустимая длительность КНЭ при однофазном КЗ

Из зависимостей, приведенных на рисунке 5, следует, что изменение момента возникновения замыкания с 0 до 0,005 с приводит к изменению допустимой длительности КНЭ с 1084 до 1489 с (линии L_1 на рисунке 5), то есть значение допустимой длительности изменяется на 37,4%, что существенно отражается на достоверности оценки устойчивости двигателя. Выявление минимальных значений допустимой длительности КНЭ основано на проведении порядка 10 и менее численных исследований работы двигателя в условиях однофазного КЗ с изменением момента возникновения замыкания с шагом в 1-2 мс. Данные исследования должны производиться на численных моделях комплекса «двигатель-система электроснабжения», с учетом вышешприведенных требований к моделям двигателя и достаточных условий устойчивости.

Предложенные методики целесообразны при проектировании новых и реконструкции действующих систем электроснабжения, а именно при выборе и настройке устройств релейной защиты и автоматики, а также при выборе элементов системы электроснабжения для повышения надежности функционирования СД при КНЭ в составе систем электроснабжения.

Библиографический список

1. Пупин, В.М. Модернизации схемы включения элегазового выключателя для обеспечения неотключений погружных насосов / В.М. Пупин, В.А. Жуков, Д.О. Сафонов // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Серия: Технические науки. 2013. №1. - С. 56-60.
2. Алексеев, В.Ю. Защита от потери питания на перекачивающих насосных станциях: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03. Уфа, 2012.
3. Marini P. Immunity to voltage dips for synchronous motors // Paper submitted to the International Conference on Power Systems Transients (IPST2013). Vancouver, Canada: 2013.
4. Абрамович Б.Н. Динамическая устойчивость электромеханических комплексов с синхронными и асинхронными двигателями на предприятиях нефтедобычи / Б.Н. Абрамович и др. // Нефтегазовое дело. 2011. №3. С. 17-25.

5. Alipoor J., Doroudi A., Ghaseminezhad M. Detection of the Critical Duration of Different Types of Voltage Sags for Synchronous Machine Torque Oscillation // Energy and Power Engineering. 2012. №4. P. 117-124. DOI:10.4236/epe.2012.43016.

Bibliographic list

1. Pupin V.M., Zhukov V.A., Safonov D.O. Modernization of the scheme of inclusion gas-insulated switch for maintenance not switching-off of submersible pumps // Scientific-educational and applied journal. University news, north-caucasian region, technical sciences series. 2013. №1. P. 56-60.

2. Alekseev V.Yu.. Power loss protection of oil pumping stations: Ph.D. (candidate) thesis in Engineering Science: 05.09.03. Ufa, 2012.

3. Marini P. Immunity to voltage dips for synchronous motors // Paper submitted to the International Conference on Power Systems Transients (IPST2013). Vancouver, Canada: 2013.

4. Abramovich B.N., Ustinov D.A., Sychev Yu.A., Plotnikov I.G. The dynamic stability of electrotechnical complexes with synchronous and asynchronous motors in oil and gas enterprises.// Digital Scientific magazine «Oil and Gas Engineering». 2011. № 3. P. 17-25.

5. Alipoor J., Doroudi A., Ghaseminezhad M. Detection of the Critical Duration of Different Types of Voltage Sags for Synchronous Machine Torque Oscillation // Energy and Power Engineering. 2012. №4. P. 117-124. DOI:10.4236/epe.2012.43016.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 331.108.45

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБУЧЕНИЯ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА

Мясоедова Л.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет», инженер,
lo.myasoedova@gmail.com

Аннотация: приведен анализ аварийности в электрических сетях и выявлены их причины. Показаны пути повышения надежности эргатических систем. Приведены подходы к электронному обучению оперативного персонала на тренажерах с использованием цифровых и коммуникационных технологий.

Ключевые слова: надежность, эргатическая система, цифровые и информационно-коммуникационные технологии, информатизация образования, электронное обучение, тренажер.

MODERN TECHNOLOGIES FOR TRAINING OPERATIONAL PERSONNEL

Myasoedova L.A., FSBEI HE "Amur state University", engineer, lo.myasoedova@gmail.com

Abstract: an analysis of accidents in electrical networks and their causes are identified. The ways of increasing the reliability of ergatic systems are shown. The approaches to e-learning of operating personnel on simulators using digital and communication technologies are given.

Keywords: reliability, ergatic system, digital and information-communication technologies, informatization of education, e-Learning, simulator.

В 2016 году стартовал федеральный проект «Современная цифровая образовательная среда в Российской Федерации», утвержденный Правительством Российской Федерации в рамках реализации государственной программы «Развитие образования» на 2013–2020 годы. Цифровые ресурсы, применяемые сегодня в повседневной деятельности, позволяют преодолевать барьеры традиционного обучения, повышать темп освоения программ, выбирать педагога, формы и методы обучения. Разворачивается и изменяется образовательная парадигма, т.е. «аналоговое» образование вытесняется цифровым, отпадает необходимость присутствия в аудитории, общения с преподавателем, поиска литературы по библиотекам. В результате учебный процесс становится более гибким, ориентированным на конкретного слушателя, который сам формирует запрос на получение знаний и включается в процесс обучения в удобное время. К тому же на рынке труда сегодня работодатели хотят от кандидатов, чтобы они были экспертами высокого уровня в узком сегменте или обладали междисциплинарными компетенциями. Сегодня в мире 70 млн. инженеров (дизайнеров, проектировщиков, конструкторов), а инженерным программным обеспечением, реально увеличивающим производительность труда, пользуется всего 1% специалистов. И пятнадцать лет назад было примерно такое же соотношение. Это обусловлено тем, что в настоящее время онлайн-обучение нередко выглядит, как суррогат. Поэтому «побочное действие» от информационных технологий, наверное, лучше минимизировать за счет грамотного смешения обеих форм обучения. Ведь к суррогату обращаются только тогда, когда нет доступа к настоящему про-

дукту. Поэтому при подготовке оперативного персонала необходимо, прежде всего, выделить факторы, требующие повышенного внимания при организации обучения.

При функционировании энергообъектов с одной стороны и электроэнергетики, как единого объекта, с другой, границы, возникающие между различными подсистемами, и договорные отношения, устанавливающие их права и обязанности по надежности электроснабжения, приводят к необходимости роста надежного и качественного обеспечения потребителей электроэнергией. Объединение сетей с различной культурой эксплуатации и квалификацией оперативного персонала привело к снижению качества работы системы в целом и снижению показателей ее надежности, возникла проблема в повышении качества подготовки персонала. Поэтому для улучшения надежности, снижения аварийности и повышения качества эргатических систем необходим как анализ аварийности электроэнергетических систем, так и эффективность внедрения тренажерных комплексов – как средство повышения эффективности функционирования. Поэтому подготовка диспетчеров должна проходить в условиях, близких к реальной деятельности: на моделях, тренажерах и т.д. Чтобы снизить аварийность в сетях, повреждаемость их элементов, необходимо систематизировать и выявить причины и разработать модели оценки функциональной надежности сети, подготовки оперативно-ремонтного персонала. Важнейшая характеристика всякой системы - это ее структура. Под структурой системы понимается совокупность элементов и связей между ними, которые определяются, исходя из функций и целей, поставленных перед системой. При проведении структурного анализа необходимо определить особенности структурных характеристик систем и дать им количественную оценку. Для получения количественной характеристики, позволяющей выявить наличие обрывов в структуре, висячие вершины и др., определяется связность структуры, которая отражается уровнем взаимодействия элементов в системе и является ее качественной характеристикой. Для неориентированных графов связность всех элементов в структуре соответствует выполнению следующего условия (1) [1]:

$$S = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_{ij} \geq n-1, i \neq j. \quad (1)$$

Создание запаса прочности повышает надежность системы за счет увеличения ее избыточности. Параметр, отражающий превышение общего числа связей над минимально необходимым, называется структурной избыточностью R , определяемой по формуле (1):

$$R = \frac{1}{2} \left[\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_{ij} \right] \frac{1}{n-1} - 1. \quad (2)$$

Для количественной оценки структурной компактности вводится параметр отражающий близость элементов между собой. Близость двух элементов i и j между собой определяется минимальной длиной пути для ориентированного графа d_{ij} . Тогда величина

$Q = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n d_{ij}, i \neq j$ будет отображать общую структурную близость элементов между собой в системе. При количественной оценке структурной компактности используется относительный показатель (2): $Q_{отн} = Q/Q_{нз}$, где $Q_{нз}$ – значение компактности для структуры системы, найденное по формуле (1): $Q_{нз} = n(n-1)$. Следовательно, информация о том какие параметры режима сильнее всего реагируют на внешние воздействия и какие элементы являются слабыми местами, т.е. служат причиной повышения реакции системы к внешним возмущениям, позволяет улучшить свойства системы при ее развитии, а также учесть их при эксплуатации и анализе аварийности.

Как показал статистический анализ, наибольшее количество аварий приходится на распределительные сети и их оперативный персонал (рис.1). Однако такая оценка является общей, но не объективной оценкой аварийности сетей регионов.

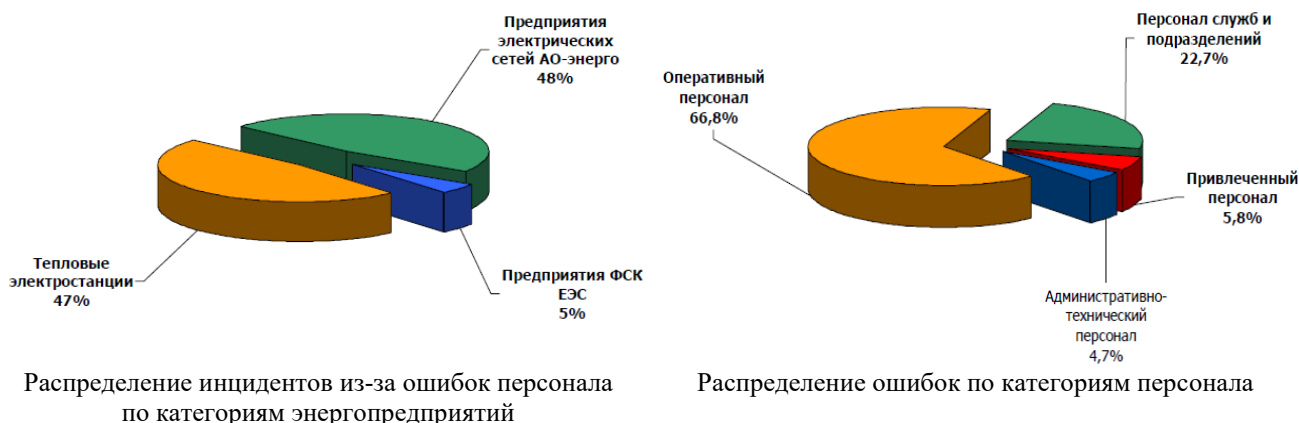


Рис. 1. Результаты статистического анализа повреждаемости в энергосистемах РФ

Учитывая протяженность сетей и их удельную емкость, следует отметить, что если бы не использовалось применение тренажеров при обучении методам ликвидации аварий, то аварийность была бы в два раза выше. В связи с этим, необходимо с помощью тренажеров моделировать различные аварийные ситуации и устранять их, что неосуществимо на типовых тренажерах. Поэтому современный тренажер должен отвечать ряду требований: по составу, динамике, интерфейсу, технологическим нюансам тренажеры должны быть максимально приближены к оборудованию прототипа и условиям работы на нем; тренажеры должны быть мобильны и доступны; математическая модель тренажера должна быть полной, всережимной, связной. Тренажер должен иметь обучающую направленность, заключенную в АРМ (автоматизированное рабочее место) инструктора. Кроме функций полномасштабного контроля за учебным процессом, АРМ должно обладать свойствами, позволяющими создавать любые состояния, разрабатывать и реализовывать любые сценарии тренировок, формировать способы, качественные и количественные критерии автоматизированной оценки действий обучаемого. Современный уровень компьютерных технологий открывает широкие возможности для разработки средств обучения и тренинга. Эти возможности предлагается осуществлять с использованием виртуальных тренажерных комплексов, направленных на решение производственных задач, как в штатном, так и аварийном режимах. Тренажеры могут быть представлены в виде системы, компонентами которой являются: теоретическая часть (регламент, план локализации аварийных ситуаций (ПЛАС), обучающие видеоролики), практическая часть (тренажер в LabView, интерактивный 3D-компонент) и тесты.

Тренажерную подготовку [2-5] следует применять при обучении; поддержании навыков, обеспечивающих надежную эксплуатацию объектов; специализированной подготовке к сложным технологическим операциям; проведении противоаварийных тренировок; обучении оказанию первой помощи; проведении конкурсов профессионального мастерства. Наиболее востребованной формой обучения является дистанционная подготовка. Только в 2017 г. в РФ так было обучено свыше 3000 человек объемом более 50000 часов [6]. Для подготовки оперативного персонала, тренажер должен представлять собой систему, состоящую из человеко-машинного интерфейса (НМИ), имитирующую операции консолей фактической установки и компьютера, выполняющую математические модели, симулирующие производительность объекта. В соответствии с целями обучения и имеющегося оборудования, существуют различные виды тренажеров.

1. Полномасштабные. Тренажеры определяются как копия зала управления объектом, содержащего дубликаты всех ключей, приборов, панелей и индикаторов (ISA, 1993).

2. Имитаторы Part-задач. Тренажер неполный, задача ориентирована только на конкретные системы. Системы, не включенные в НМІ, моделируются с уменьшенным объемом или рассматриваются для удовлетворения взаимодействия основных систем.

3. Компактные тренажеры. Они воспроизводят поведение конкретного объекта, но параметры и НМІ для стажера не являются фактическими, и используются для обучения начинающих операторов на местах..

4. Имитаторы в классе. Они включают в себя детальное математическое моделирование и делятся на две группы: графическую и многопользовательскую.

5. Веб-имитаторы. Они установлены в учебном центре. Связь между процессами интерактивных диаграмм и математических моделей основана на собственном протоколе и реализуется через TCP/IP с целью связать две точки в пределах локальной сети.

6. Виртуальные тренажеры. Используются на основе виртуальной или дополненной реальности (VR и AR). Эти системы реализуют аппаратные интерфейсы, обеспечивающие большую стимуляцию обучаемого, с помощью «реалистического» ощущений.

В последние годы для электроэнергетической отрасли разработаны уникальные компьютерные имитационные 3D тренажеры. Применение 3D-технологий в тренажере позволяет реалистично воссоздать устройство объектов: в режиме экзамена пользователь свободно перемещается по виртуальному объекту, исследуя территорию, и выявляя нарушения. [7]. Технической базой систем виртуальной реальности (VR) являются современные мощные персональные компьютеры и программное обеспечение высококачественной трехмерной визуализации и анимации. В качестве интерфейса в системах VR применяются виртуальные шлемы с дисплеями (HMD), в частности шлемы со стереоскопическими очками, и устройства 3D-ввода, например, мышь с пространственно управляемым курсором или "цифровые перчатки", обеспечивающие тактильную обратную связь. При обычной работе на компьютере монитор занимает не более 20% поля зрения пользователя. Системы VR перекрывают все поле зрения. Развитие этих и других подобных средств привело к появлению качественно новых эффектов, которые ранее не наблюдались или наблюдались в очень малой степени: эффект присутствия пользователя в виртуальной реальности; эффект деперсонализации и модификации самосознания и сознания пользователя в виртуальной реальности.

Т.о., при подготовке персонала на тренажерах и технополигонах, необходимо наличие адаптивной системы обучения, т.е. автоматически настраивающейся на индивидуальные особенности, "почерк" оператора и его состояние сознания, с плавным переключением на дистанционные каналы при повышении их надежности. Т.е., такой системы обучения, которая может одновременно с выполнением основной работы выступать в качестве тренажера. Человек, начиная работу с системой в обычной форме сознания с использованием традиционных каналов (интерфейса), имея мгновенную адекватную по форме и содержанию обратную связь об эффективности своего телекинетического воздействия, должен быстро переходить в форму сознания, оптимальную для управляющего воздействия. Следовательно, приходится сделать вывод о том, что в настоящее время все-таки необходимо реализовывать оба направления при подготовке оперативного персонала: тренажер и «полигон» [8]. Такой подход был реализован АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» при строительстве специализированного технополигона в пос. Мухинка Амурской области. Поскольку процесс управления энергопредприятием и его мониторинг, осуществляемый диспетчером, является сложным многофункциональным, полипсихическим образованием, целесообразно его реализовать на основе системного подхода с элементами эвристики при представлении процесса управления в виде динамической системы – единой и целостной, но также и структурированной. Для реализации этих функций требуется умение адекватного представления структуры и динамики процессов диспетчерского и технологического управления, как единого целого организма, отражающего сложные взаимосвязи всех элементов. Данное умение основывается на ряде психических процессов: восприятии, памяти, мышлении и т.д., которые непосредственно используются в повседневной профессиональной деятельности диспетчера, особенно при решении прогностических задач в условиях неполноты и некорректности

исходной информации. Представленная последовательность операций является наилучшей с точки зрения экономии движений и наиболее соответствующей требованиям типовых инструкций и ПТЭ, поэтому в упражнениях на тренажерах и технополигонах следует придерживаться этой последовательности (рис. 2).

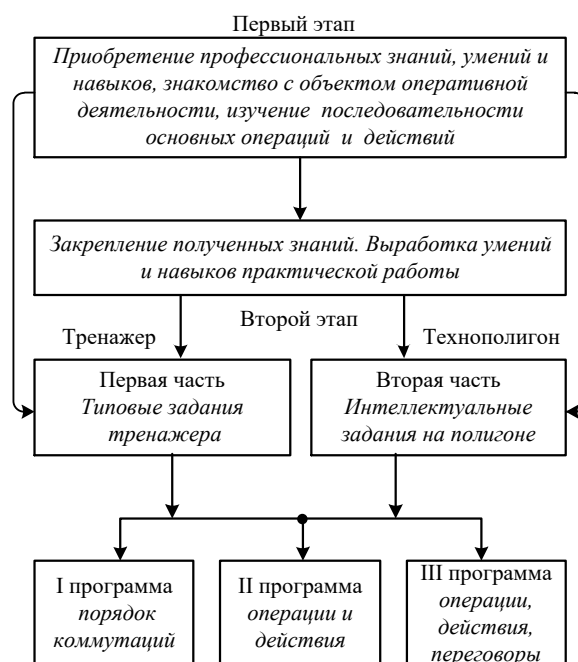


Рис. 2. Организация учебного процесса

В целях развития навыков анализа оперативных проблем разбор результатов выполнения работы должен проводиться в форме свободной дискуссии, с предоставлением возможности высказать свои точки зрения возможно большему количеству участвующих. Само обсуждение допущенных ошибок должно носить благожелательный характер, ни в коем случае не следует допускать высказывания, комментарии и отзывы, могущие нанести обиду. Для всех участников семинара, не исключая и преподавателя, необходимо в формулировках своих выступлений в ходе дискуссии соблюдать принятые этические нормы, в частности не ущемлять самолюбие оппонента. Но само важное - иметь в виду, что цель дискуссии в ходе описываемого учебного занятия - это обмен опытом, ознакомление слушателей с существующим многообразием возможных решений тех или иных оперативных вопросов, выявление и сопоставление сильных и слабых сторон этих вариантов решений.

Таким образом, целевое состояние системы подготовки оперативного персонала, которое должно быть достигнуто может быть охарактеризовано следующим образом: тренажерная подготовка должна стать неотъемлемой частью производственной деятельности предприятия; использование тренажерных средств должно осуществляться по понятным, четким и полностью определяющим дидактические процессы документам; необходимо внедрение единых требований (стандарты, регламенты) к аппаратным и программным средствам обучения и подготовки персонала; нормативные документы по организации тренажерной подготовки должны включать в себя объемы и источники финансирования [6].

Выводы

Выделены признаки, по которым следует проводить структурный анализ повреждаемости электрических сетей. Показан подход к структурному анализу, как аварийности, так и схемы электрической сети, позволяющий выявить «слабые места», часто повреждаемые участки энергосистемы и принять меры по снижению аварийности. Рассмотрены виды тренажеров и требования к ним. Показана практическая реализация подготовки персонала.

Библиографический список

1. Мясоедова, Л.А. Тренажерные комплексы как средство снижения аварийности в распределительных сетях энергосистем / Л.А. Мясоедова и др. // Сб. трудов V Международной научно-практической конференции «Современные тенденции развития науки и производства»: в 2-х томах. Западно-Сибирский научный центр, 2017. - С.89-94.
2. ГОСТ 33066–2014 «Организация работы с персоналом в электроэнергетике государств-участников СНГ». (Зарегистрирован № 10147 18 ноября 2014 г).
3. Методические рекомендации по тренажерной подготовке в электроэнергетике государств-участников СНГ. (Утв. Решением Электроэнергетического Совета СНГ Протокол № 51 от 4.11.2017 года.)
4. Рекомендации к квалификации инструкторско-преподавательского состава, осуществляющего профессиональное обучение персонала энергетических компаний государств СНГ с использованием аппаратно-программных средств. (Утв. Решением Электроэнергетического Совета СНГ Протокол № 51 от 4.11.2017 года).
5. Методические рекомендации по организации и проведению психофизиологического обеспечения профессиональной деятельности персонала электроэнергетических предприятий. (Утверждены Решением Электроэнергетического Совета СНГ Протокол № 50 от 21 октября 2016 года).
6. Мищеряков, С. В. Проблемы, перспективы развития и оценка эффективности тренажерной подготовки. Тезисы основных докладов научно-практической конференции «Использование современных тренажеров для повышения уровня образования и практических навыков работников энергосистемы и студентов энергетических специальностей». – Минск, 2017.
7. О применении компьютерных имитационных 3D тренажеров и ИЭТР в обучении персонала (http://www1.tacis-dipol.ru/files/presents/dipol_2018.zip. Дата обращения 17.02.2019).
8. Каекин, В.С. Концептуальные основы для разработки тренажеров. (<http://pgt-tren.ispu.ru/articles.html> . Дата обращения 17.02.2019).

Bibliographic list

1. Myasoedova L.A., Myasoedov Yu.V., Podgurskaya I.G., Rotacheva A.G. Training complexes as a means of reducing accidents in distribution networks of power systems. V International Scientific and Practical Conference "Modern trends in the development of science and production": in 2 v. West Siberian Scientific Center. 2017. P.89-94.
2. GOST 33066–2014 –“Organization of work with personnel in the electric power industry of the CIS member states”. (Registered No. 10147 November 18, 2014).
3. Recommendations for the introduction of distance learning personnel of enterprises in the field of electric power industry of the CIS member states. (Approved by the Decision of the CIS Power and Energy Council Protocol No. 47 dated May 26, 2015).
4. Methodical recommendations on simulator training in the power industry of the state-participants of the CIS. (Approved by the Decision of the Electric Power Council of the CIS Protocol No. 51 of November 4, 2017.)
5. Recommendations for the qualification of instructors and teachers, who provide professional training for the personnel of energy companies of CIS countries using hardware and software. (Approved by the Decision of the CIS Electric Power Council Protocol No. 51 dated November 4, 2017).
6. Methodical recommendations on the organization and conduct of the Psychophysiological support of the professional activity of personnel of electric power enterprises. (Approved by the Decision of the Electric Power Council of the CIS Protocol No. 50 dated October 21, 2016).
7. Mischeryakov S.V. Problems, prospects for development and evaluation of the effectiveness of training in training. Abstracts of the main reports of the scientific-practical conference "The

use of modern simulators to improve the level of education and practical skills of workers of the power system and students of energy specialties." - Minsk, 2017.

8. On the use of computer simulation 3D simulators and IETR in personnel training (http://www1.tacis-dipol.ru/files/presents/dipol_2018.zip. The date of circulation is 17.02.2019).

10. Kaekin V.S. Conceptual framework for the development of simulators. (<http://pgt-tren.ispu.ru/articles.html>. Circulation date February 17, 2019).



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.311

ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ РЕСПУБЛИКИ ТЫВА И ПУТИ ИХ СНИЖЕНИЯ

Кенден К.В., ФГБОУ ВО «Тувинский государственный университет», преподаватель,
kuca08@mail.ru

Ооржак А.А., ФГБОУ ВО «Тувинский государственный университет», студентка,
aya.oorzhak.1999@mail.ru

Аннотация: рассмотрена структура энергосистемы республики Тыва, выполнен анализ технологических и физических потерь электроэнергии на территории республики, предложены возможные пути их снижения.

Ключевые слова: потери электроэнергии, Тыва, энергодефицит, энергокомплекс, генерирующие мощности, Кызылская ТЭЦ, МРСК Сибири.

LOSS OF ELECTRIC ENERGY OF THE REPUBLIC OF TYVA AND WAYS OF THEIR REDUCTION

Kenden K.V., FGBOU IN "Tuva State University", teacher, kuca08@mail.ru

Oorzhak A.A., FGBOU IN "Tuva State University", student, aya.oorzhak.1999@mail.ru

Summary: the structure of the power system of the Republic of Tuva is considered, the analysis of technological and physical losses of electricity in the territory of the republic is carried out, and possible ways of reducing them are proposed.

Keywords: electric power losses, Tuva, energy shortage, power complex, generating capacity, Kyzylskaya TETS, MRSK Sibiri.

Республика Тыва расположена в южной части Восточной Сибири, где проживает более 313 тыс. человек. Тыва представляет собой гористый регион с чередованием горных хребтов и межгорных котловин. Около 80% территории республики занимают горы, и лишь оставшаяся её часть - равнинные степные участки.

Энергосистема республики по уровню электропотребления замыкает список из 11-ти энергосистем по ОЭС Сибири. Доля годового потребления энергосистемы составляет менее 1% от суммарного потребления ОЭС [1, 2].

Топливо-энергетический комплекс республики насчитывает 30 крупных объектов, из них 3 объекта угледобычи, 20 объектов электроэнергетики и 5 источников тепловой энергии. Электроснабжение потребителей осуществляется по ВЛ-220 кВ «Шушенское–Туран–Кызыл–Чадан–Ак-Довурак–Абаза–Аскиз» (рис. 1). Основными электрогенерирующими мощностями Республики Тыва являются АО «Кызылская ТЭЦ» и дизельные электростанции (ДЭС). Производство электрической энергии на АО «Кызылская ТЭЦ» осуществляется в небольших объемах для обеспечения собственных нужд, основным видом деятельности является производство тепловой энергии для снабжения теплом города Кызыл. Установленная электрическая мощность АО «Кызылская ТЭЦ» – 17 МВт.



Рис. 1. Схема электроснабжения республики Тыва

На территории республики функционируют 13 ДЭС. Суммарная установленная мощность ДЭС составляет порядка 7 МВт. ДЭС играют важную роль в обеспечении электроэнергией отдалённых районов республики.

Ежегодно в республике потребляется от 700 до 750 млн. кВт·ч электроэнергии. В связи с высоким износом сетей потери в электрических сетях составляют более 36 %, что является высоким показателем.

На территории республики Тыва отчётные потери электроэнергии в процентах от отпуска электрической энергии в сеть в 2017 году составили 27,66 % [3, 4], тогда как в остальных филиалах ПАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири» примерно 10–20 % [5]. Например, среди регионов России с самым низким уровнем потерь электроэнергии в сетях является Хакасия. Средний процент электропотерь Хакасии составляет всего лишь 2% (таблица 1).

Таблица 1- Потери электроэнергии в филиалах ПАО «МРСК СИБИРИ» (по данным 2018 г.)

Наименование филиала МРСК Сибири	Фактические (отчётные) потери	
	млн кВт·ч	%
Алтайэнерго	580,02	7,60
Бурятэнерго	634,791	13,87
ГАЭС	89,65	16,84
Красноярскэнерго	1914,99	13,3
Кузбассэнерго-РЭС	763,32	4,88
Омскэнерго	618,46	8,18
Хакасэнерго	250,15	2,15
Читаэнерго	747,21	11,77
ДЗО «Тываэнерго»	172,13	27,66

Технологические потери – расход электроэнергии на её передачу по электрическим сетям. Эти потери включают в себя переменные потери и расход электроэнергии на собственные нужды подстанций. Наибольшими технологическими потерями в республике являются

потери в сетях МУП «Качык» - 36%, МУП «ЖКХ Тере-Хольского района» - 27,2% и МУП «Энергетик» Монгун-Тайгинского района - 22,2% (таблица 2).

Таблица 2 - Технологические потери республики Тыва (по данным 2014-2018 гг.)

Показатели	Единица измерения	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Выработка электроэнергии	тыс.кВт·ч	10300,5	11803,5	10213,8	12089,15
Технологические потери	тыс.кВт·ч	1930,8	2497,1	1984,1	3449,2
	%	18,7	21,2	19,4	28,5

В течение рассматриваемого периода наблюдалась положительная динамика по снижению потерь в сетях – в 2016 году доля потерь была на 4,8% ниже, чем в 2012 году.

Величина потерь объясняется высоким износом электросетевого хозяйства и высокой протяжённостью сетей, большая часть ВЛ 35-110 кВ отработали более половины нормативного срока и требуют проведения восстановительных работ.

Основной эффект в снижении технологических потерь может быть получен за счёт технического перевооружения, устойчивости, повышения пропускной работы электрических сетей и реконструкции.

В республике, как и в других регионах, существуют такие проблемы, как изношенность, перегруженность и дефицит мощности электрообъектов, например, износ линий составляет примерно 80 %, а износ трансформаторной сети более 70 %. Оборудование работает в предельно допустимом режиме. Отсутствие свободных энергоёмкостей ограничивает рост и развитие различных отраслей экономики республики [3].

Наибольшую часть потерь в республике Тыва занимают коммерческие потери, ввиду хищений электроэнергии, недостаточной обеспеченности приборами учёта. Коммерческие потери электроэнергии составляют 12% от отпуска в сеть. По приблизительным оценкам к хищениям можно отнести порядка 7-8%. Такое количество потерянной электроэнергии является необоснованно большим, а выявление очагов потерь должно стать главной задачей в плане улучшения показателей электросетевого хозяйства и энергосбережения.

Значительные коммерческие потери электроэнергии в Тывинской энергосистеме определяются, в первую очередь, следующими факторами [4-8]:

- хищение электроэнергии;
- нехватка приборами учёта;
- наличие удалённых сезонных объектов, бесхозных потребителей и электрических сетей с без учётным потреблением электроэнергии.

В настоящее время для решения проблемы снижения потерь требуется:

- создавать, разрабатывать и вводить широкое применение автоматизированные системы контроля и учёта электроэнергии;
- установить и включить в работу новых устройств;
- построить дополнительную электрогенерирующую станцию;
- установить счётчики с высоким классом напряжения;
- оптимизировать нагрузки сетей;
- инвентаризация электросчётчиков коммерческого учёта [5].

Вопросы снижения потерь должны быть решены комплексно, начиная с создания нормативной базы и повышения квалификации персонала и заканчивая формированием парка современной измерительной аппаратуры и реконструкцией электрических сетей в соответствии с современными требованиями.

Библиографический список

1. Институт проектирования энергетических систем «Схема и программа перспективно-

го развития электроэнергетики Республики Тыва» на 2018-2022 годы - С. 143

2. Об утверждении Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Республики Тыва на период до 2020 года: постановление Правительства Республики Тыва от 29 апреля 2015 г., № 208 - С. 23-25.

3. Сведения о техническом состоянии сетей // МРСК Сибири Тываэнерго.

4. Железко, Ю. С.. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. - С. 45.

5. Монгуш, Ч.П. Анализ потерь электроэнергии и пути их снижения в электрических сетях республики Тыва / Монгуш Ч.П., Ондар Ю.Ч., Сат А.В., Чижма С.Н. // Омский научный вестник. 2017. - № 156 - С. 91-96.

6. Тремясов, В.А. Оптимизация структуры генерирующих мощностей децентрализованной энергосистемы с фотоэлектрической установкой / В.А. Тремясов, К.В. Кенден // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. 2016. Т. 9. - № 1 - С. 56-58.

7. Тремясов, В.А. Фотоэлектрические и гидроэнергетические установки в системах автономного электроснабжения для специалистов в области возобновляемых источников энергии и автономных систем энергообеспечения / В.А. Тремясов, К.В. Кенден // Сибирский федеральный университет, Политехнический институт. Красноярск, 2017 - С. 87.

8. Кенден, К.В. Ресурсы гелиоэнергетики в республике Тыва / К.В. Кенден // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. 2015. № 4 (231). С. 7-13.

Bibliographic list

1. Institute for Designing Energy Systems –Scheme and Program for the Perspective Development of the Power Industry of the Republic of Tuva” for 2018-2022 - P. 143.

2. On approval of the Scheme and programs for the future development of the electric power industry of the Republic of Tuva for the period up to 2020: Decree of the Government of the Republic of Tuva of April 29, 2015, No. 208 - P. 23-25.

3. Information about the technical condition of the networks // IDGC of Siberia Tuvaenergo.

4. Zhelezko Yu. S., Artemyev A. V., Savchenko O. V. Calculation, analysis and rationing of electric power losses in electric networks: a guide for practical calculations / Yu. S. Zhelezko. M: Publishing House NTS ENAS, 2002 - p. 45.

5. Mongush Ch.P. Analysis of electric power losses and ways to reduce them in electrical networks of the Republic of Tuva / Mongush Ch.P., Ondar Yu.C., Sat AV, Chizhma S.N. Omsk Scientific Herald. 2017. № 156 - p. 91-96.

6. Tremyasov V.A., Kenden K.V. Optimization of the structure of generating capacity of a decentralized power system with photovoltaic installation / Journal of Siberian Federal University. Series: Technique and technology. 2016. V. 9. № 1 - P. 56-58.

7. Tremyasov V.A., Kenden K.V. Photovoltaic and hydropower plants in autonomous power supply systems for specialists in the field of renewable energy sources and autonomous power supply systems / Siberian Federal University, Polytechnic Institute. Krasnoyarsk, 2017 - p. 87.

8. Kenden K.K.V. Solar resources in the republic of Tuva / Scientific and technical statements of St/ Petersburg state polytechnic university. 2015. № 4 (231). С. 7-13.



УДК 621.311.26

**ВЕРОЯТНОСТНЫЙ МЕТОД АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ АВТОНОМНОГО
ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ
ЭНЕРГИИ**

Тремясов В.А., Сибирский федеральный университет,
кандидат технических наук, доцент, emf_tva@mail.ru
Кривенко Т.В., Сибирский федеральный университет,
ассистент, tanya-1991mir@mail.ru

Аннотация: в автономных системах электроснабжения нашли применение комбинированные ветро-солнечно-дизельные установки. Необходимым аспектом в планировании и проектировании таких систем является анализ их надежности. Однако при оценке надежности энергоустановок на основе возобновляемых источников энергии возникает ряд проблем, связанных со стохастическим характером природных ресурсов. В работе для оценки надежности ветро-солнечно-дизельной установки предложен вероятностный метод, позволяющий учитывать изменения скорости ветра и солнечной радиации, а также режимы работы и отказы элементов установки. С помощью предложенного вероятностного метода выполнен расчет надежности автономной ветро-солнечно-дизельной установки, создаваемой для системы электроснабжения поселка на юге Красноярского края.

Ключевые слова: ветроэнергетическая установка; фотоэлектрический преобразователь; ветро-солнечно-дизельная установка; надежность; вероятностный метод

**PROBABILISTIC METHOD OF THE RELIABILITY ANALYSIS
OF THE AUTONOMOUS POWER SUPPLY COMPLEX BASED ON RENEWABLES**

Tremyasov V.A., Siberian Federal University, candidate of technical sciences,
professor, emf_tva@mail.ru
Krivenko T.V., Siberian Federal University, tanya-1991mir@mail.ru

Abstract: in the off-grid power supply systems in general are applied combined wind-solar-diesel power generation installations. There is a necessary aspect in scheduling and projection of such systems in the analysis of their reliability. However at reliability assessment of power stations based on renewable a number of problems bound to the stochastic character of natural resources are evolved. In this study the probabilistic method allows to consider changes of wind speed and a solar radiation and for reliability assessment wind-solar-diesel installations. There are also offered element's operation and installation's refusals. The offered probabilistic method of reliability wind-solar-diesel installations calculation created for the power supply system of the settlement of Aradan in Krasnoyarsk state was executed.

Keywords: wind power installation; photo-electric converter; wind-solar-diesel power plant; reliability; probabilistic method

На территории Российской Федерации имеется множество децентрализованных населенных пунктов, где в качестве основного источника электроэнергии используются преимущественно дизельные электростанции (ДЭС). Повысить надежность и эффективность генерации, снизить себестоимость электроэнергии и уменьшить влияние отказов оборудования ДЭС возможно за счет создания автономных систем генерации (АСГ), использующих возобновляемые источники энергии (ВИЭ), в частности ветроэнергетические и фотоэлектрические установки [1,2].

Функционирование ВИЭ существенно отличается от дизельного генерирующего агрегата и зависит от потенциала природных энергоресурсов, имеющих переменный характер. АСГ, основанные только на ветровой и/или солнечной энергии, не могут обеспечить непрерывное электроснабжение изолированных потребителей. Для поддержания надежного электроснабжения потребителя от генераторов на базе ВИЭ необходимо их применение совместно с источниками гарантированной мощности: дизельными генераторами (ДГ) и/или накопителями электрической энергии (аккумуляторными батареями). При планировании и проектировании развития АСГ на основе ветроэнергетических установок (ВЭУ), фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) и ДГ важным аспектом является оценка надежности их функционирования.

При оценке надежности энергокомплексов (ЭК), включающих ВЭУ, ФЭП и ДГ (рис. 1), возникают трудности, связанные с различными принципами функционирования оборудования системы генерации. Для расчета надежности таких установок предлагается модель объединенной системы, которая включает в себя три взаимосвязанные системы с генерирующими агрегатами, состоящими из ВЭУ, ФЭП и ДГ, различающимися по номинальной мощности и показателям надежности.

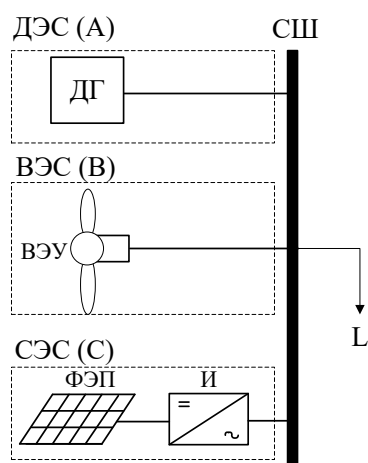


Рис. 1. Структурная схема автономной ветро-солнечно-дизельной системы генерации: ДЭС – дизельная электростанция (А); ВЭС – ветроэлектростанция (В); СЭС – солнечная электростанция (С); И – инвертор; СШ – сборная шина; L – нагрузка

Представленная на рис.1 схема гибридного ЭК предусматривает присоединение различных источников электроэнергии и общей нагрузки к сборной шине переменного тока. В состав АСГ могут входить ряд агрегатов ВЭУ и ФЭП с изменяющейся мощностью в зависимости от погодных условий. При этом полагаем, что в каждой системе существуют дискретные уровни генерируемой мощности. Следовательно, резерв в АСГ, равный разности между суммарной генерируемой мощностью и системной нагрузкой, характеризуется дискретными уровнями.

Рассмотрим две системы А и В с независимыми отказами генерирующих агрегатов и постоянной величиной нагрузки, объединенные в систему U.

Состояния резерва в системах A и B описываются соответственно матрицами M_a и M_b (рис. 2). При этом состояния ранжированы в порядке убывания величины резерва, т. е.

$$m_{a1} > m_{a2} > \dots > m_{ai} > \dots > m_{aNA}$$

$$m_{b1} > m_{b2} > \dots > m_{bj} > \dots > m_{bNB}.$$

	M_b				
M_a	m_{b1}	m_{b2}	·		m_{bNB}
m_{a1}	m_{11}	m_{12}	·		m_{1NB}
m_{a2}	m_{21}	m_{22}	·		m_{2NB}
m_{a3}	m_{31}	m_{32}	·		m_{3NB}
·	·	·	·		·
m_{aNA}	m_{NA1}	m_{NA2}	·		m_{NANB}

Рис. 2. Матрица состояний резерва для объединения двух систем A и B

Состояния действующего резерва для объединения двух систем A и B задаются элементами матрицы M : m_{ij} , определяющими избыток или дефицит мощности.

Целесообразно использовать мульти-модель энергокомплекса с несколькими состояниями $T_1, T_2, T_3, \dots, T_p$ ($p=1, 2, 3, \dots, l$) в течение года [3].

Простейшей ситуацией с ограничением по выработке электроэнергии системами A или B является такая, при которой выдача мощности их агрегатов определяется располагаемой мощностью Y . В этом случае скорость ветра или значение падающей радиации определяют выдаваемую агрегатом мощность.

Пусть три системы A, B и C с независимыми отказами генерирующих агрегатов и постоянной величиной нагрузки, объединены в систему U .

Рассмотрим группу из n одинаковых по средней мощности N_{cp} и по показателям надежности (коэффициент простоя q , коэффициент готовности p , $p + q = 1$) генерирующих агрегатов ВЭУ, ФЭП или ДГ. Вероятность простоя m агрегатов из n , вычисленная по асимптотической формуле Пуассона равна

$$P_n^m = [a^m \exp(-a)] / [m!]; \quad a = nq. \quad (1)$$

Соответствующие методы и модели для оценки показателей надежности агрегатов АСГ с ВЭУ или ФЭП, учитывающие изменения скорости ветра и солнечной радиации, рассмотрены в работах [3,4].

Модель генерации располагаемой мощности формируется для каждой системы, и затем на их основе формируется массив вероятностей существования одновременных отказов основного оборудования объединенных систем с ВЭУ, ФЭП и ДГ.

Пусть распределение вероятностей состояний с избытком мощности $P[Y_A(k)]$, $P[Y_B(j)]$ и $P[Y_C(i)]$ заданы на всем множестве значений $\{Y_A(k)\}$, $\{Y_B(j)\}$ и $\{Y_C(i)\}$. Множество состояний системы U со своими значениями избытка мощности $Y(u)$ образуется с помощью матриц размером $n_A \times n_B \times n_C$, где n_A, n_B, n_C – числа состояний располагаемой мощности систем. Число матриц $n_A \times n_B \times n_C$ равно числу рассматриваемых состояний T_p ($p=1, 2, 3, \dots, l$).

Определение величин мощности объединенной системы $Y(u)$ при различных сочетаниях $\{Y_A(k)\}$, $\{Y_B(j)\}$, $\{Y_C(i)\}$ при постоянной максимальной нагрузке L производится по формуле

$$Y(u) = Y_A(k) + Y_B(j) + Y_C(i) - L. \quad (2)$$

Вычисление вероятностей значений $Y(u)$ выполняется по выражению

$$P[Y(u)] = \sum_k \sum_j \sum_i [P[Y_A(k)]P[Y_B(j)]P[Y_C(i)]H(k, j, i, u);$$

$$H(k, j, i, u) = \begin{cases} 1, & \text{если } Y(k, j, i) = Y(u), \\ 0, & \text{если } Y(k, j, i) \neq Y(u), \end{cases} \quad (3)$$

где $Y(k, j, i)$ – элемент трехмерной матрицы на пересечении k -ой строки, j -го столбца и i -ой строки;

$P[Y_A(k)]$, $P[Y_B(j)]$, $P[Y_C(i)]$ – вероятности значений располагаемой мощности систем A , B и C соответственно.

Математическое ожидание дефицита мощности при снижении располагаемой мощности в объединенной системе в течение рассматриваемого периода времени T_p , МВт

$$M_p[D] = \sum_u P[Y(u)] \cdot D(u), \quad (4)$$

где $D(u)$ – величина дефицита мощности в объединенной системе при $Y(u) < L$, МВт.

Среднегодовой недоотпуск электроэнергии потребителям в течение года, МВт·ч

$$\Delta W_{\text{год}} = \sum_{p=1}^l M_p[D]. \quad (5)$$

Для реализации предложенного метода разработана компьютерная программа в среде «Delphi».

В качестве примера применения предложенного метода произведем оценку надежности гибридного ЭК на основе ВЭУ, ФЭП и ДГ в децентрализованной системе электроснабжения поселка Арадан, перспективного для ветровой и солнечной энергетики. Средняя годовая скорость ветра изменяется от 4 до 7 м/с. Среднегодовое солнечное излучение в данной местности составляет 1205 кВт·ч/м².

В таблице 1 представлены характеристики системы электроснабжения рассматриваемого населенного пункта.

Таблица 1 – Характеристики системы электроснабжения поселка Арадан

Поселок	Зимний максимум нагрузки населенного пункта, кВт	Годовое потребление поселка, МВт·ч/год	Тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года), руб./кВт·ч	Стоимость дизельного топлива, руб./л
Арадан	300	402,7	22,00	44,92

Предлагается три варианта структуры ветро-солнечно-дизельного ЭК с различным составом энергоисточников (таблица 2). Выбор состава оборудования производился в соответствии с рекомендациями [1,2]. Показатели надежности оборудования автономного ЭК на основе ВЭУ, ФЭП и ДГ приняты в соответствии с [3-5].

Таблица 2 – Состав, установленная мощность генерирующего оборудования

Вариант состава ЭК	Мощность планируемого к установке оборудования в системах энергокомплекса, кВт		
	ДЭС – система А	ВЭС – система В	СЭС – система С
1	2x150	2x100	240
2	1x300	4x50	240
3	4x75	1x200	240

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

В таблице 3 приведены варианты состава, установленная мощность генерирующего оборудования и рассчитанный с помощью модели надежности объединенной системы генерации годовой недоотпуск электроэнергии при отказе генерирующих блоков в различных комбинациях.

Произведен расчет технико-экономических показателей гибридного ЭК с учетом годового недоотпуска электроэнергии при отказе четырех генерирующих блоков, результаты которого приведены в таблице 4.

Таблица 3 – Годовой недоотпуск электроэнергии при отказе генерирующих агрегатов энергокомплекса

Вариант состава ЭК	Годовая ожидаемая выработка э/э системами ЭК, $W_{ож}, \times 10^3$ кВт·ч/год			Годовой недоотпуск электроэнергии при отказе генерирующих агрегатов в различных комбинациях ΔW , кВт·ч/год				
	ДЭС	ВЭС	СЭС	2	3	4	5	6
1	33,9	244,5	123,8	843	2173	3252	3136	913
2	53,5	222,0	126,6	803	1473	1188	550	115
3	105,3	183,4	113,4	0	609	502	595	313

Таблица 4 – Результаты расчетов технико-экономических показателей с учетом отказов четырех генерирующих блоков гибридного ЭК в поселка Арадан

Технико-экономические показатели	Варианты состава ЭК		
	1	2	3
Количество и мощность ВЭУ, кВт	2x100	4x50	1x200
Количество и мощность блока ФЭП, кВт	4x60	4x60	4x60
Количество и мощность ДГ, кВт	2x150	1x300	4x75
Суммарные капитальные затраты, K_{Σ} , тыс. руб.	42 629, 5	43 167,8	57 088,8
Суммарные издержки, I_{Σ} , тыс. руб.	2 131, 5	2 158,4	2 854,4
Недоотпуск электроэнергии при отказе 4-х генерирующих агрегатов, ΔW , кВт·ч/год	3 252	1188	502
Ущерб от недоотпуска электроэнергии при отказе 4-х генерирующих агрегатов, тыс. руб. /год	107,3	39,2	16,6
Приведенные затраты, Z , тыс. руб.	6 928,0	6 946,1	9 150,7

Примечание: жирным шрифтом выделены параметры оптимального варианта.

Приведенные затраты с учетом ущерба для первого и второго вариантов схем АСГ на основе ВИЭ для поселка Арадан отличаются на 0,26 %, то есть попадают в зону неопределенности. Для обоснованного выбора оптимального технического решения использовался комплексный критерий эффективности технических решений [5], что позволило выбрать в качестве оптимального второй вариант схемы АСГ.

Выводы:

Предложен вероятностный метод оценки надежности автономной системы генерации, в состав которой входят ВЭУ, ФЭП и ДГ, позволяющий учесть отказы генерирующих элементов системы, погодные условия и оценить недоотпуск электроэнергии потребителям.

Создана компьютерная программа, реализующая предложенный метод оценки надежности АСГ на основе ВИЭ.

Предложенная модель надежности применена для выполнения сравнительного анализа надежности вариантов схем АСГ при проектировании системы электроснабжения поселка Арадан в Красноярском крае и обоснования выбора оптимального варианта с учетом надежности.

Библиографический список

1. Бобров, А. В. Ветродизельные комплексы в децентрализованном электроснабжении / А.В. Бобров, В.А. Тремясов. – Красноярск: Сиб.федер.ун-т, 2012. – 216 с.
2. Обухов, С. Г. Сравнительный анализ схем автономных электростанций, использующих установки возобновляемой энергии / С. Г. Обухов, И. А. Плотников // Промышленная энергетика. – 2012. – №7. – С. 46–51.
3. Тремясов, В.А. Мультиматричная модель для оценки надежности автономной энергоустановки на основе фотоэлектрического преобразователя / В.А. Тремясов, Т.В. Кривенко // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2017. – №1(23). – С. 9-17.
4. Кривенко, Т.В. Метод оценки надежности ветродизельной установки с применением динамического дерева отказов / В.А. Тремясов, Т.В. Кривенко // Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии. – 2017. – №3(10). – С.414-425.
5. Гук, Ю.Б. Надежность электроэнергетических установок и систем. Теория и практика / Ю.Б. Гук, А.П. Васильев, В.В. Карпов. – СПб.: «ГУ Ленгосэнергонадзор», 2000. – 413 с.

Bibliographic list

1. Bobrov, A. V. A wind-diesel complex in the decentralized power supply / A. V. Bobrov, V. A. Tremasov. – Krasnoyarsk: Sib.Feder.Univ., 2012. – 216 p.
2. Obukhov, S. G. Comparative analysis of autonomous power plants using renewable energy systems / S. G. Obukhov, I. A. Plotnikov // Industrial power engineering. – 2012. – №7. – P. 46-51.
3. Tremyasov, V. A. Multi-matrix model for assessing the reliability of an autonomous power system with a photovoltaic converter / V. A. Tremyasov, T. V. Krivenko // Nauchno-tekhnicheskie vedomosti SPbGPU. – 2017. – №1 (23). – P. 9-17.
4. Krivenko, T. V. Reliability evaluation method of the wind-diesel installation with application of dynamic fault tree / V. A. Tremyasov, T. V. Krivenko // Journal of Siberian Federal University. Technique and technology. – 2017. – №3 (10). – P. 414-425.
5. Guk, Yu. B. Reliability of electric power plants and systems. Theory and practice / Yu. B. Guk, A. P. Vasiliev, V. V. Karpov. – SPb.: «GU Legosignojn», 2000. – 413 p.



УДК 621.311: 621.331

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ВЛИЯНИЙ ТЯГОВЫХ СЕТЕЙ
НА ТРУБОПРОВОДЫ ПРИ НЕПАРАЛЛЕЛЬНОМ СБЛИЖЕНИИ**

Черепанов А.В., Иркутский государственный университет путей сообщения,
кандидат технических наук, e-mail: smart_grid@mail.ru

Крюков А.Е., Иркутский государственный университет путей сообщения,
e-mail: appleforevor@mail.ru

Аннотация: вдоль трасс магистральных железных дорог переменного тока могут прокладываться стальные трубопроводы. В результате электромагнитного влияния тяговых сетей на трубах, имеющих изоляционные покрытия, могут наводиться напряжения, опасные для персонала, который эксплуатирует трубопровод. Для количественной оценки уровней наведенных напряжений проведено моделирование системы тягового электроснабжения 25 кВ, вдоль трассы тяговой сети (ТС) которой проложен трубопровод с диаметром трубы в 250 мм, заземленный с двух сторон. Рассматривались ситуации параллельного и непараллельного сближения ТС и трубопровода. Результаты моделирования показали, что при параллельной прокладке на отдельных точках труб величина наведенного напряжения может превышать 100 В. При непараллельном сближении максимальный уровень наведенного напряжения снижается до 85 В, но превышает допустимое значение в 60 В. Поэтому необходима разработка мероприятий по защите эксплуатационного персонала от поражения электрическим током.

Ключевые слова: тяговые сети, трубопроводы, непараллельное сближение, наведенные напряжения.

**DETERMINING ELECTROMAGNETIC EFFECTS OF TRACTION NETWORKS
ON PIPELINES WITH NONPARALLEL CONVERGENCE**

Cherepanov A.V., Irkutsk state transport university, PhD, candidate of technical Sciences,
e-mail: smart_grid@mail.ru

Kryukov A.E., Irkutsk state transport university, e-mail: appleforevor@mail.ru

Abstract: steel pipelines can be laid along the alternating current mainline routes. As a result of the electromagnetic effect of traction networks, pipes with insulating coatings can induce voltages that are dangerous for personnel operating the pipeline. For the quantitative assessment of levels of the induced tension model operation of a system of traction power supply of 25 kV along which route of the traction network the pipeline with a diameter of pipe of 250 mm grounded from two parties is laid is carried out. The situations of parallel and non-parallel convergence of the traction network and the pipeline were considered. The simulation results showed that when parallel laying at individual points of pipes, the magnitude of the induced voltage may exceed 100 V. With non-parallel approach, the maximum level of the induced voltage decreases to 85 V, but exceeds the permissible value of 60 V. Therefore, it is necessary to develop measures to protect operational personnel from electric shock.

Keywords: traction networks, pipelines, nonparallel rapprochement, the induced tension.

Трубопроводы, предназначенные для транспорта жидких и газообразных продуктов, могут сближаться с трассами железных дорог, электрифицированных на переменном токе [1]. При высоком качестве изоляционных покрытий труб и прохождении их параллельно тяговой сети (ТС) 25 кВ на металлических деталях сооружения возможно возникновение опасных напряжений по отношению к земле [2, 3].

Ниже приведены результаты компьютерного моделирования, выполненного с целью определения наведенных напряжений на трубопроводе наземной прокладки, проложенного параллельно тяговой сети (ТС) 25 кВ. Рассматривались ситуации параллельного и непараллельного сближения ТС и трубопровода.

Результаты моделирования. Моделирование выполнено на основе программного комплекса Fazonord [4] для системы тягового электроснабжения с межподстанционными зонами (МПЗ) протяженностью 50 км. В состав модели ТС включен проводник, отвечающий трубопроводу с диаметром трубы 250 мм. Фрагмент схемы сети представлен на рис. 1. Анализируемая МПЗ, в модель которой добавлен элемент, отвечающий трубопроводу, была разбита на пять участков протяженностью по 10 км.

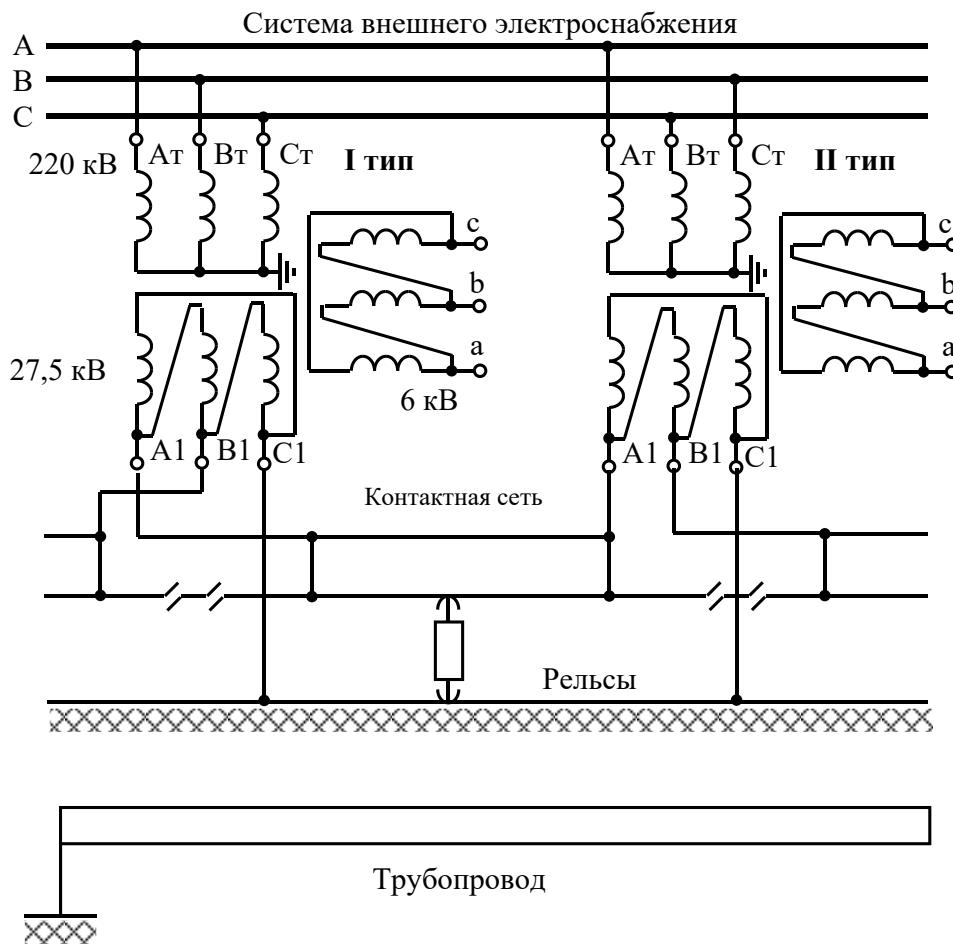


Рис. 1. Фрагмент схемы СТЭ: А, В, С – фазы питающей ЛЭП

Рассматривалось два варианта сближения трассы тяговой сети и трубопровода:

1. Параллельная прокладка.
2. Непараллельное сближение [5], проиллюстрированное на рис. 2.

Фрагмент схемы расчетной модели, реализованной в программном комплексе Fazonord, показан на рис. 3.

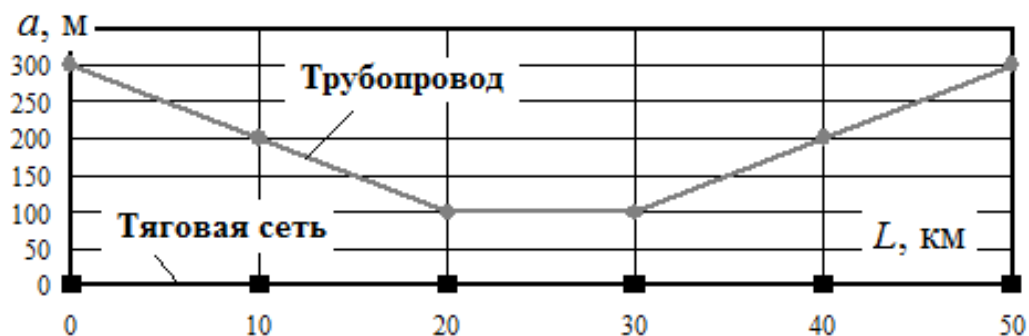


Рис. 2. Схема непараллельного сближения:
 L – расстояние от левой ТП до точки наблюдения;
 a – ширина сближения

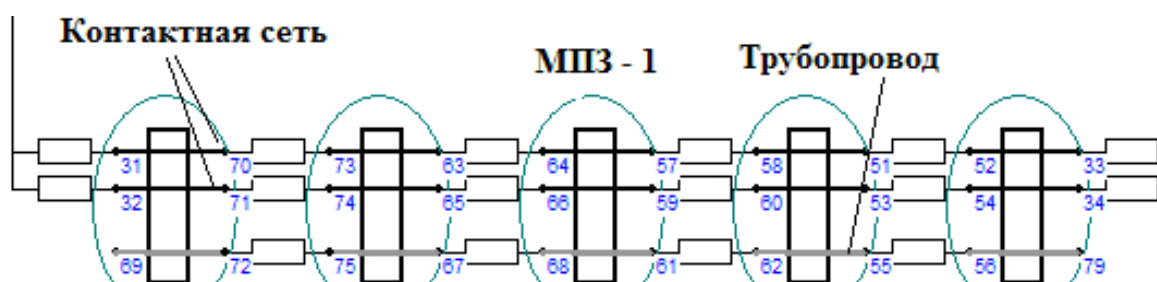


Рис. 3. Фрагмент схемы расчетной модели

В программном комплексе Fazonord выполнено имитационное моделирование [6] при движении по магистрали 7 поездов массой 6300 т в нечетном направлении и такого же числа поездов массой 6000 т в четном. График движения приведен на рис. 4. Предполагалось, что распределенное заземление труб характеризуется сопротивлением 20 Ом·км. По краям моделируемого участка сооружения были включены стационарные заземлители с сопротивлением 1 Ом. Результаты моделирования представлены в табл. 1 и на рис. 5 – 7.

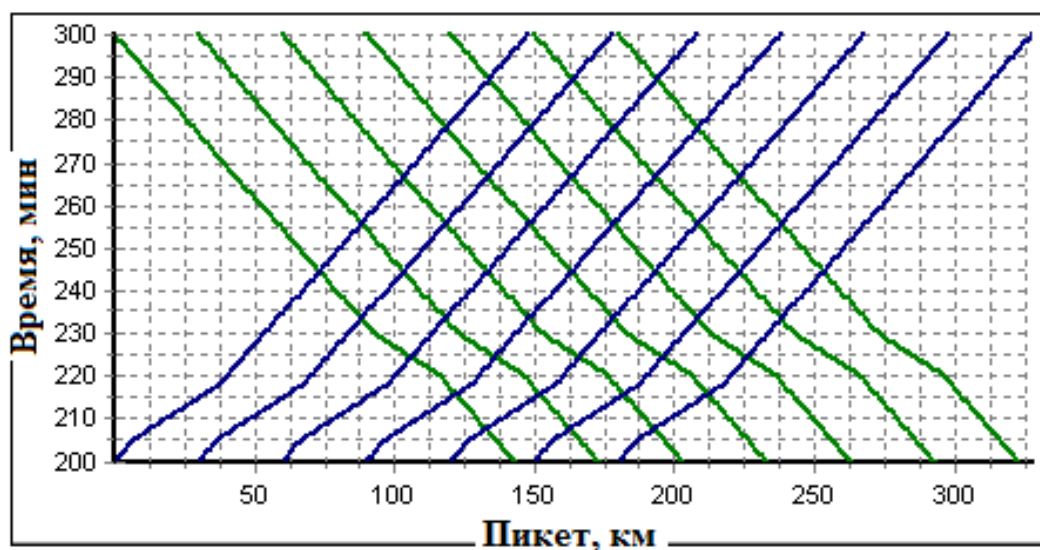


Рис. 4. График движения поездов

Таблица 1 – Максимумы наведенных напряжений основной частоты

Характер сближения ТС и трубопровода	L, км					
	0	10	20	30	40	50
Непараллельное	35,7	34,6	84,2	41,7	24,4	30,6
Параллельное	54,3	63,1	103,1	59,4	45,4	46,2

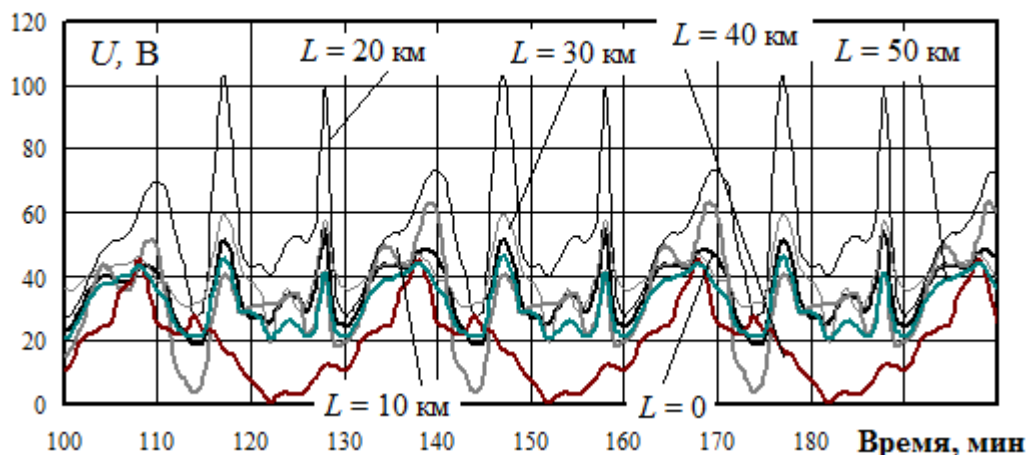


Рис. 5. Динамика изменений наведенных напряжений при параллельном сближении

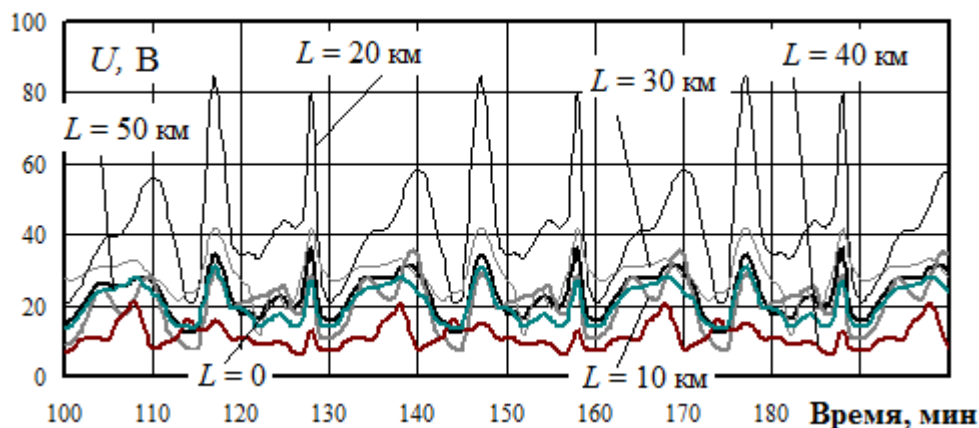


Рис. 6. Динамика изменений наведенных напряжений при непараллельном сближении

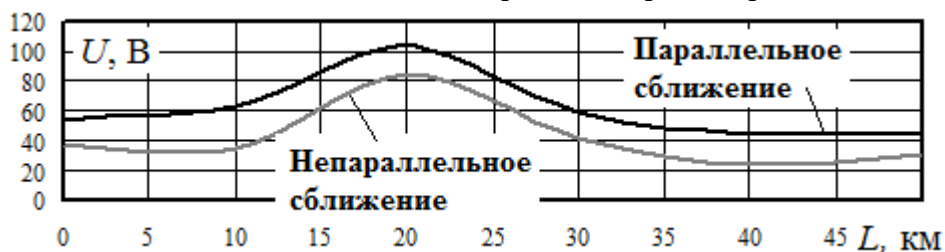


Рис. 7. Максимумы наведенных напряжений

Заключение. Результаты моделирования дают возможность сформулировать следующие выводы:

1. На участках трубопровода, параллельно сближающихся с трассой электрифицированной железной дороги, могут наводиться опасные для эксплуатационного

персонала напряжения по отношению к земле. В расчетном примере уровни наведенных напряжений превышали 100 В при ширине сближения в 100 м.

2. При непараллельном сближении максимальный уровень наведенных напряжений снижается до 85 В, но превышает допустимое значение в 60 В [2].

2. Наведенные напряжения могут быть снижены путем установки дополнительных заземлителей. Кроме того, следует учитывать, что при длительной эксплуатации трубопровода величины переходных сопротивлений трубы-земля могут снижаться, что приведет, в свою очередь, к уменьшению наведенных напряжений.

Библиографический список

1. Стрижевский, И.В. Теория и расчет влияния электрифицированной железной дороги на подземные металлические сооружения / И.В. Стрижевский, В.И. Дмитриев. - М.: Изд-во литературы по строительству, 1967. - 248 с.

2. Яблучанский, А.И. Методика оценки опасного влияния переменного тока высоковольтных ЛЭП на проектируемый газопровод / А.И. Яблучанский // Материалы отраслевого совещания по проблемам защиты от коррозии. М.: ИРЦ Газпром, 2008. - С.110-123.

3. Черепанов, А.В. Учет гармонических искажений при определении электромагнитного влияния тяговых сетей на трубопроводы / А.В. Черепанов, А.Е. Крюков // Транспортная инфраструктура Сибирского региона. В 2-х тт. Т.1. Иркутск: ИрГУПС, 2018. - С. 682–687.

4. Закарюкин, В.П. Сложнонесимметричные режимы электрических систем / В.П. Закарюкин, А.В. Крюков. - Иркутск: Иркут. ун-т, 2005. - 273 с.

5. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. Determination of the induced voltages when nonparallel power lines are adjacent to one another. Power Technology and Engineering. Vol. 49. No. 4. 2015. P. 304–309.

6. Zakaryukin V., Kryukov A., Cherepanov A. Intelligent Traction Power Supply System // International Scientific Conference Energy Management of Municipal Transportation Facilities and Transport. EMMFT 2017. Advances in Intelligent Systems and Computing, Vol 692. Springer, Cham. P. 91-99.

Bibliographic list

1. Strizhevsky I.V., Dmitriyev V.I. The theory and calculation of influence of the electrified railroad on underground metal constructions. M.:, 1967. 248 p.

2. Yabluchansky A.I. A technique of assessment of alternating-current dangerous influence of the high-voltage power lines on the designed gas pipeline // Materials of a branch meeting on problems of corrosion protection. M.:, 2008. P. 110-123.

3. Cherepanov A.V., Kryukov A.E. Accounting of harmonic distortions when determining electromagnetic influence of traction networks on pipelines // Transport infrastructure of the Siberian region. Vol. 1, 2018. P. 682-687.

4. Zakaryukin V. P., Kryukov A.V. Asymmetrical modes of electrical systems. Irkutsk: Irkut. un-t. 2005. 273 p.



УДК 621.311

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕРОЯТНОСТИ ВРЕМЕНИ БЕЗОТКАЗНОЙ РАБОТЫ СХЕМ
ЦЕХОВЫХ СЕТЕЙ С ПОМОЩЬЮ КОЭФФИЦИЕНТОВ ОТНОШЕНИЯ**

Грачева Е. И., Казанский государственный энергетический университет,
доктор технических наук, профессор, grachieva.i@bk.ru

Алимова А.Н., Казанский государственный энергетический университет,
магистрант, aan-678@rambler.ru

Аннотация: проведено исследование надежности функционирования оборудования схем цеховых сетей относительно присоединений потребителей низковольтных распределительных устройств.

Ключевые слова: надежность, электроэнергия, электроснабжение, интенсивность отказов, вероятность отказов, коэффициент отношения.

**DETERMINATION OF THE PROBABILITY OF TIME OF UNRELIABLE WORK OF
SCHEMES SHOPPING NETWORKS WITH THE RELATIONSHIP COEFFICIENTS**

Gracheva, E.I., KSPEU, Doctor of Technical Science, professor, grachieva.i@bk.ru

Alimova A.N., KSPEU, Master of Science, aan-678@rambler.ru

Abstract: a study was conducted on the reliability of the equipment operation of shop network diagrams regarding the connection of consumers to low-voltage devices.

Keywords: reliability, electricity, electricity, failure rate, failure rate, coefficient of relationships.

Эффективность функционирования систем электроснабжения (СЭС) находится в зависимости от каждого отдельного элемента в ее составе [1]. Для повышения надежности и качества работы СЭС необходимы новые решения: внедрение информационной системы о параметрах оборудования и текущем ресурсе с прогнозом возможных значений его предельных оценок, разработка компоновочных схем установки электротехнического и технологического оборудования. Требуется регулярный контроль и оценка данных надежности элементов оборудования цеховых сетей для реальных эксплуатационных режимов [2-4].

К СЭС предъявляются высокие требования обеспечения эффективности функционирования. В СЭС средняя продолжительность останова питания составляет 3-4 ч. в год, что определяет коэффициент готовности $K_r=0,99971$ [5-7].

Уменьшение параметров надежности функционирования СЭС определяется изменением эксплуатации, которые определяются увеличением реального электропотребления, либо несвоевременным вводом в работу электрооборудования. [8]. Воздействие условий, понижающих надежность оборудования, можно снизить, улучшив режимные параметры, выбрав оптимальную схему, обеспечив рациональный резерв [9;10].

Исследуем параметры надежности системы на примере участка цеховой сети. Для первой и второй секций шин (I СШ и II СШ) схемы (рис. 1) определим интенсивность отказов и среднюю вероятность отказа.

Таблица 1 - Исходные данные для расчетной схемы (рис. 1)

№ присоединения	Тип кабельной линии	Длина кабельной линии, м	Мощность двигателя, кВт
1	АВВГ (3×8 + 1×4)	15	19
2	АВВГ (3×8 + 1×4)	13	19
3	АВВГ (3×6 + 1×4)	16	16
4	АВВГ (3×6 + 1×4)	26	12
5	АВВГ (3×4 + 1×2,5)	26	12
6	АВВГ (3×4 + 1×2,5)	22	12
7	АВВГ (3×8 + 1×4)	17	19
8	АВВГ (3×10 + 1×6)	13	23
9	АВВГ (3×6 + 1×4)	17	16
10	АВВГ (3×4 + 1×2,5)	15	12
11	АВВГ (3×4 + 1×2,5)	22	12
12	АВВГ (3×70 + 1×35)	52	---
13	АВВГ (3×70 + 1×35)	52	---

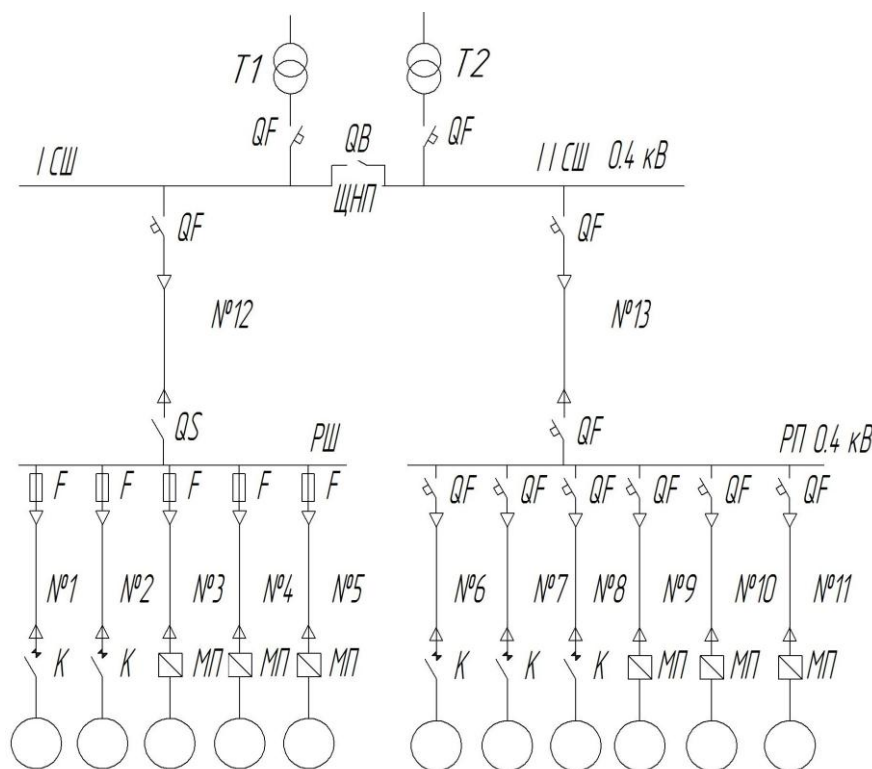


Рис. 1. Схема участка низковольтной цеховой сети

Проведем сравнительный анализ параметров надежности относительно распределительных устройств низкого напряжения рассматриваемой схемы (рис. 1), используя статистические данные отказов электрооборудования.

Определим вероятность за $t = 2 \dots 7$ лет эксплуатации относительно ШР.

$$P_C(t = 1 \text{ год}) = 0,957; P_C(t = 2 \text{ год}) = 0,913;$$

$$P_C(t = 3 \text{ год}) = 0,798; P_C(t = 4 \text{ год}) = 0,586;$$

$$P_C(t = 5 \text{ год}) = 0,411; P_C(t = 6 \text{ год}) = 0,250;$$

$$P_C(t = 7 \text{ год}) = 0,110.$$

Построим график зависимостей вероятности времени безотказной работы присоединений схемы ШР и ПР (рис. 2), по статистическим данным отказов электрооборудования

(кривые 1 и 2) и результатам расчетов параметров надежности аналитическим методом (кривые 1' и 2').

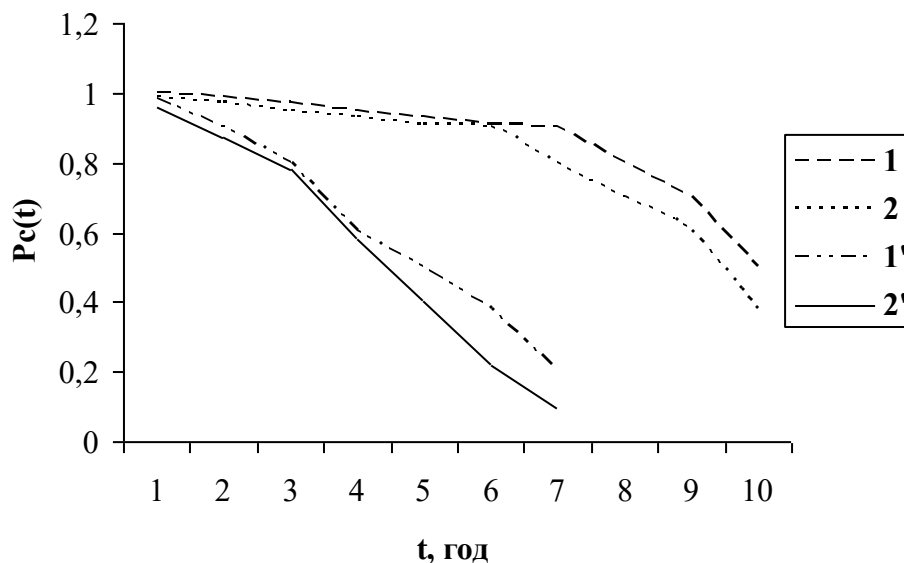


Рис. 2. Линии 1 и 2: присоединений распределительного шкафа в течение 7 лет эксплуатации
Линии 1' и 2': изменение присоединений распределительного пункта в течение 10 лет эксплуатации

Вероятность времени безотказной работы схемы относительно ПР определится:

$$P_C(t = 1 \text{ год}) = 0,995; P_C(t = 2 \text{ год}) = 0,991;$$

$$P_C(t = 3 \text{ год}) = 0,987; P_C(t = 4 \text{ год}) = 0,969;$$

$$P_C(t = 5 \text{ год}) = 0,948; P_C(t = 6 \text{ год}) = 0,938;$$

$$P_C(t = 7 \text{ год}) = 0,909; P_C(t = 8 \text{ год}) = 0,825;$$

$$P_C(t = 9 \text{ год}) = 0,700; P_C(t = 10 \text{ год}) = 0,435.$$

По результатам проведенного исследования получается, что наименьшее расхождение параметров (до 10 %) у схем с автоматическими выключателями на каждое присоединение (в первые 7 лет), а наибольшее расхождение, начиная с 5-го года эксплуатации (20 %) для схем с установленными предохранителями.

Введем понятие «коэффициента отношения».

1) если в схеме имеются два присоединения нагрузки

$$P_2(t) = k_1 \cdot P_1(t), \quad (1)$$

2) если в схеме имеются три присоединения нагрузки

$$P_3(t) = k_2 \cdot P_1(t), \quad (2)$$

3) если в схеме имеются четыре присоединения нагрузки

$$P_4(t) = k_3 \cdot P_1(t), \quad (3)$$

4) если в схеме имеются пять присоединений нагрузки

$$P_5(t) = k_4 \cdot P_1(t) \quad (4)$$

где $P_1(t)$, $P_2(t)$, $P_3(t)$, $P_4(t)$, $P_5(t)$ – вероятность времени безотказной работы 1-го, 2-х, 3-х, 4-х, 5-ти присоединений нагрузки; k_1 , k_2 , k_3 , k_4 – коэффициенты отношения вероятностей указанных присоединений

$$k_1(t) = \frac{P_2(t)}{P_1(t)}, \quad k_2(t) = \frac{P_3(t)}{P_1(t)}, \quad k_3(t) = \frac{P_4(t)}{P_1(t)}, \quad k_4(t) = \frac{P_5(t)}{P_1(t)} \quad (5)$$

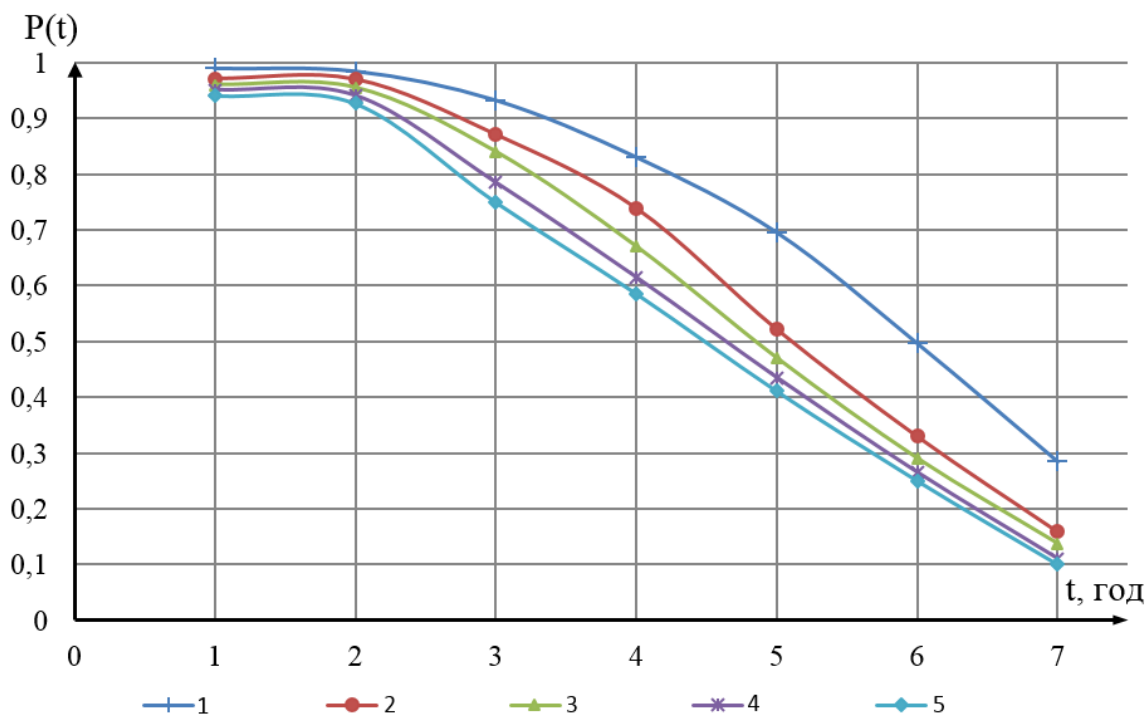


Рис.3. Графики изменения вероятности времени безотказной работы в зависимости от числа присоединений

Рассчитаем коэффициенты отношения по данным таблицы 4.5, результаты вычислений представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты вычислений коэффициентов отношения

Год наблюдения	k_1	k_2	k_3	k_4	k_5
1	0,98	0,97	0,96	0,96	0,95
2	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94
3	0,93	0,87	0,81	0,76	0,75
4	0,88	0,85	0,74	0,70	0,62
5	0,75	0,64	0,62	0,59	0,46
6	0,57	0,55	0,53	0,50	0,37
7	0,55	0,48	0,43	0,38	0,30

Смоделируем значения коэффициента k_5 при возможных шести присоединениях нагрузки (таблица 2).

Построим графики изменения во времени значений коэффициентов отношения k_1, k_2, k_3, k_4, k_5 (рисунок 4).

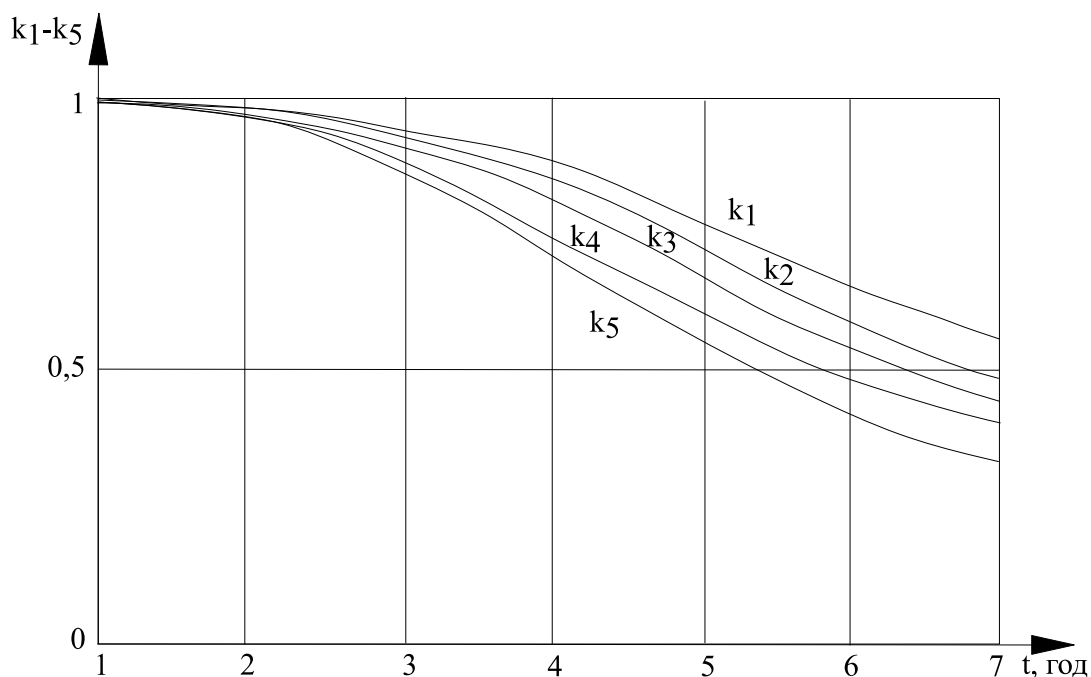


Рис. 4. Графики зависимостей изменения значений коэффициентов отношений от времени эксплуатации схемы

Смоделированные зависимости (рисунок 4) позволяют определять $P(t)$ распределительных устройств низкого напряжения с предохранителями на отходящих линиях с учетом количества присоединений и фактора времени эксплуатации оборудования.

Исследования показали, что необходимо периодически проверять эксплуатационную надежность внутрицеховых систем электроснабжения. Для этого данные характеристик надежности оборудования нужно обновлять. Данная информация требуется для эффективного функционирования внутрицеховых систем и повышения качества электроснабжения потребителей

Библиографический список

1. Гимадеева, Л.И. Определение надежности оборудования цеховых сетей / Л.И. Гимадеева, Р.М. Калимуллина // Международный научный журнал «Инновационная наука». – Уфа: Аэтерна, 2016. – № 1-2. – С. 49-51.
2. Дынькин, Б.Е. Использование перегрузочной способности трансформаторов в условиях резко переменной нагрузки / Б.Е. Дынькин // Транспорт: наука, образование, производство. Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции. – Ростов-на-Дону: Изд-во: РГУПС, 2017. – С. 97-101.
3. Саэтгараева, С.А. Прогнозирование и оценка качества функционирования низковольтных коммутационных аппаратов, применяемых в цеховых сетях / С.А. Саэтгараева // В сборнике: Современные проблемы образования и науки Сборник статей Международной научно-практической конференции, 2017. - С. 177-179.
4. Грачёва, Е.И. Применение аналитического метода расчета надежности элементов систем электроснабжения на основе вероятностных моделей / Е.И. Грачёва, О.В. Наумов, Р.Р. Садыков // Надежность и безопасность энергетики. – М: Издательство: НПО Энергобезопасность. 2017. Т. 1. № 1. – С. 48-52.
5. Грачёва, Е.И. Учёт потерь холостого хода трансформаторов в период эксплуатации при расчёте потерь электроэнергии в распределительных сетях / Е.И. Грачёва, О.В. Наумов, Р.Р. Садыков // Известия вузов. Проблемы энергетики. – Казань: Изд-во: КГЭУ. 2016. № 1-2. – С. 53-63.

Bibliographic list

1. Gimadeeva L.I., Kalimullina R.M. Determination of equipment reliability of shop nets // International scientific journal "Innovation Science". - Ufa: Aeterna, 2016. - № 1-2. - pp. 49-51.
2. Dynkin B.E. The use of the overload capacity of transformers under conditions of sharply variable load. // Transport: science, education, production. Collection of scientific papers of the International Scientific and Practical Conference. - Rostov-on-Don: Publishing house: RGUPS, 2017. - p. 97-101.
3. Saetgaraeva S.A. Prediction and evaluation of the quality of the functioning of low-voltage switching devices used in the shop network // In the collection: Co-current problems of education and science Collection of articles of the International Scientific and Practical Conference. 2017. p. 177-179.
4. Gracheva E.I., Naumov O.V., Sadykov R.R. Application of an analytical method for calculating the reliability of elements of power supply systems based on probabilistic models // Reliability and safety of power engineering. - M: Publisher: NPO Energy Security. 2017. V. 1. № 1. - p. 48-52.
5. Gracheva E.I., Naumov O.V., Sadykov R.R. Accounting for no-load losses of transformers during the period of operation when calculating electricity losses in distribution networks. // News of universities. Energy problems. - Kazan: Publishing house: KGEU. 2016. № 1-2. - pp. 53-63.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.311 (07)

О НЕКОТОРЫХ ПРИЧИНАХ УСКОРЕННОГО ИЗНОСА ЩЁТОЧНО-КОНТАКТНОГО УСТРОЙСТВА ТУРБОГЕНЕРАТОРА

Бобров А. В., Сибирский федеральный университет, кандидат технических наук,
abv000@mail.ru

Возовик В.П., Сибирский федеральный университет, кандидат экономических наук,
доцент, vvozovik@yandex.ru

Аннотация: рассмотрены вероятные причины повышенного износа ресурса щеточно-коллекторных устройств турбогенераторов, проведены опытные измерения электрических параметров контактных щеток и даны рекомендации по их отбору.

Ключевые слова: диагностика, износ, ресурс, щеточно-контактные устройства, турбогенератор.

ABOUT SOME REASONS OF THE ACCELERATED WEAR OF THE TURBOGENERATOR'S BRUSH WIPER

Bobrov A.V., Siberian federal university, Candidate of Technical Sciences, abv000@mail.ru

Vozovik V.P., Siberian federal university, Candidate of Economical Sciences, associate professor,
vvozovik@yandex.ru

Abstract: probable causes of the increased wear of a resource turbine generators' brush and collector devices are considered, experienced measurements of contact brushes' electric parameters were taken and recommendations about their selection were made.

Keywords: diagnostics, wear, resource, brush wipers, turbine generator.

Большинство турбогенераторов, эксплуатирующихся в энергетике страны, оснащены системами возбуждения с щеточно-контактными устройствами, от которых непосредственно зависит надёжность функционирования основного электроэнергетического оборудования. Методы контроля, регулирования и технического обслуживания ЩКУ в нормальных и ненормальных режимах, технология замены и ремонта отдельных элементов указанных систем подробно изложены в [1]. В то же время накопленный опыт эксплуатации данных узлов на действующих электростанциях показывает периодически возникающие неполадки, которые в некоторых случаях приводят к вынужденным разгрузкам генераторов и даже аварийным остановкам.

Подобная ситуация возникла на одном из генераторов ТЭЦ ООО «Сибирская генерирующая компания». По предложению предприятия, в порядке научно-технического сотрудничества, было произведено исследование вероятных причин повышенного износа щеточно-аппарата системы возбуждения генератора ТВФ-120-2. Следует отметить, что определение причин износа контактных колец и щеток является сложной научно-технической задачей, находящейся в поле внимания промышленных предприятий-изготовителей оборудования, исследовательских учреждений и персонала электростанций.

Ряд известных исследований обобщающих опыт отраслевых руководящих документов [1, 2] выявили множество причин повышенного износа указанных узлов. Среди этих причин наиболее распространенными являются:

1. Действие на контактные кольца искровых и дуговых разрядов, возникающих при механическом разрыве цепи тока щётки или нескольких щёток. Основными причинами разрыва цепи тока являются вибрация траверс и щёткодержателей, вибрация щёточно-контактного аппарата, биение колец и другие.

2. Использование косвенных методов регулирования и контроля степени сжатия нажимных пружин отдельных щеток, приводящих к неравномерному прилеганию щеток к кольцу, а следовательно и неравномерному распределению плотности тока между щетками.

3. Повышенная температура в щёточно-контактном аппарате, вызывающая испарение влаги на контактных кольцах, из-за чего "политура" в местах нарушения не восстанавливается, либо вовсе не образуется. В результате возникает сухое трение, щётки "пылят", сопротивление скользящего слоя становится чрезмерно малым, а ток через некоторые щётки чрезмерно большим.

4. Попадание турбинного масла в скользящий контакт. Оно впитывается щёткой, что опасно, если электрографит качественный. В противном случае масло, попав в микроскопические щели между телом щётки и конопаткой или трубкой токопровода растворяет не полностью "запечённый" электрографит, что приводит к росту сопротивления щётки.

В процессе обследования действующего генератора путем визуального осмотра были выявлены протечки турбинного масла с подшипников генератора непосредственно рядом с контактными кольцами. Ранее обслуживающим персоналом было обнаружено превышение допустимой температуры ротора (более 100° С при допустимых 90-95° С). Это позволило рассматривать перечисленные выше признаки как вероятно имеющие отношение к исследованию возникшей проблемы.

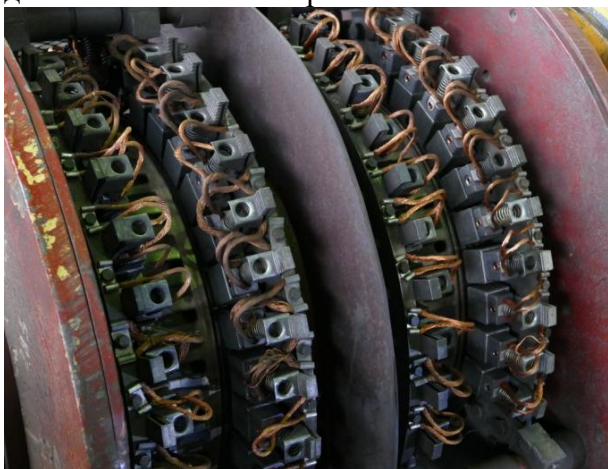


Рис.1. Щеточный аппарат турбогенератора ТВФ-120-2

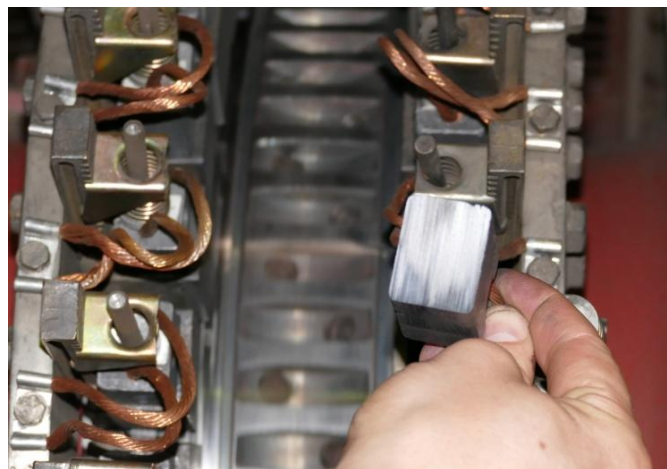


Рис.2. Щетка типа ЭГ-4

После изучения работы агрегата в условиях эксплуатации, совместно с персоналом электроцеха ТЭЦ было принято предложение по исследованию контактных щёток системы возбуждения. В качестве объекта исследования были получены униполярные контактные щётки типа ЭГ-4, демонтированные с действующего генератора, на котором были обнаружены признаки повышенного износа щёточно-контактного аппарата, а также с других однотипных машин ТЭЦ. Цель исследования заключалась в определении отклонений электрического сопротивления щёток, позволяющих в определенной степени судить о степени равномерности загрузки по току каждой из параллельно включённых в устройстве щёток.

Для проведения серии измерений сопротивления щёток использован микроомметр, включаемый в цепь в режиме компенсации сопротивления соединительных проводников.

Подключение измерительных зажимов проводилось в разных геометрических точках щёток с целью определения сопротивления как самих щёток, так и переходных значений в местах их соединения с токовводом. Были произведены замеры общих сопротивлений проводов и щёток. Результаты испытаний выбранных из общего массива щеточных элементов с учетом погрешности используемого измерительного прибора, показали, что большая часть щёток имеет значения сопротивлений в пределах установленных норм, предусмотренных техническими параметрами, однако некоторые образцы (около 10% общего количества) имеют параметры, выходящие за этот предел.

Таким образом можно сделать вывод что в некоторых параллельных цепях щеточного узла общий ток возбуждения генератора распределяется неравномерно (в норме не более 80 А для щеток ЭГ-4), что может приводить к их перегрузке и повышенному износу щеточного аппарата и колец.

В связи с этим может быть рекомендовано персоналу электроцеха наряду с выполнением общих требований по эксплуатации ЩКУ и компенсации токов контактных пар, более тщательно подбирать щётки при их подготовке для замены изношенных по параметрам сопротивления и повседневному наблюдению за их работой.

Библиографический список

1. Самородов, Ю.Н. Парадоксальные свойства скользящего контакта в ШКА / Ю.Н. Самородов. – М.: НТФ «Энегнопрогресс», 2013. – 56 с.

2. Типовая инструкция по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 63 МВт и выше: РД 153-34.0-45.510-98 утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России» 15.12.98 г. Введ. в действие с 01.07.2000. – 84 с.

Bibliographic list

1. Samorodov Yu.N. Paradoxical properties of the sliding contact in the ShKA. - M .: NTF "Energogress", 2013. - 56 p.

2. A typical instruction manual for the maintenance and repair of the contact ring assembly and the brush unit of turbogenerators with a capacity of 63 MW and higher: RD 153-34.0-45.510-98 approved. Department of Development Strategy and Scientific and Technical Policy of RAO –UES of Russia” December 15, 1998 into effect from 01.07.2000. - 84 s.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 62-5

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Дмитриев А.А., Тюменский индустриальный университет,
кандидат технических наук, alextmn86@mail.ru

Герасимов В.Е., Тюменский индустриальный университет,
аспирант, gerasimov_v_e@mail.ru

Аннотация: данная статья посвящена вопросу применения инструментов цифровизации при проектировании и эксплуатации объектов электроэнергетики. Решения, заложенные на стадии проектирования, становятся фундаментом для новых объектов. От качества проработки и принятых решений на данной стадии, организации последующих шагов по строительству и вводу в эксплуатацию объекта зависит не только надежность и безопасность его функционирования, но и его современность, конкурентоспособность, экономичность, возможность интеграции в развивающееся цифровое сообщество.

Ключевые слова: электротехнический комплекс, цифровизация, модель, проектирование, предиктивная диагностика, служба эксплуатации.

DIGITALIZATION OF THE PROCESS OF DESIGNING THE OBJECTS OF ELECTRIC ENERGY

Dmitriev A.A., Tyumen industrial university, candidate of technical Sciences,
alextmn86@mail.ru

Gerasimov V.E., Tyumen industrial university, graduate student, gerasimov_v_e@mail.ru

Abstract: this article focuses on the use of digitalization tools in the design and operation of power facilities. Solutions laid down at the design stage become the foundation for new objects. Not only the reliability and safety of its operation, but also its modernity, competitiveness, economy, and the possibility of integration into the evolving digital community depend on the quality of development and decision-making at this stage, the organization of the next steps in the construction and commissioning of the facility.

Keywords: electrotechnical complex, digitalization, model, design, predictive diagnostics, maintenance service.

В рамках приоритетного направления, определенного правительством РФ, по переводу отечественной экономики в цифровой формат [1], ключевой платформой для начала реализации данных процессов может стать сфера, связанная с проектированием.

Как правило, каждый функциональный блок организации занимается решением задач, входящих в его компетенцию: проектное подразделение отвечает за выпуск проектной и рабочей документации, строительный блок – за постройку и сдачу объекта в эксплуатацию, служба эксплуатации – за организацию безаварийного и безопасного процесса работы объекта.

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

Каждое подразделение имеет свои задачи, планы по их реализации, в связи с чем возможны следующие ситуации:

- появляются излишние затраты времени и ресурсов на выполнение одной и той же задачи сотрудниками различных подразделений;
- упущение из зоны внимания задач, где зона ответственности размыта;
- недоступность информации, находящейся в зоне ответственности других служб;
- разработка такого рода документации, которая на дальнейших этапах оказывается нежизнеспособна и не востребована.

Решением данной проблемы видится создание единого цифрового пространства, цифровой модели для каждого проекта, в которой на протяжении всего жизненного цикла проекта будет присутствовать необходимая и актуальная информация, к которой будут иметь доступ все заинтересованные подразделения. Обобщенно структура предлагаемой цифровой модели представлена на рис. 1. Структурная схема модели применительно к электротехнической дисциплине проекта приведена на рис. 2.



Рис. 1. Обобщенная структурная схема цифровой модели проекта

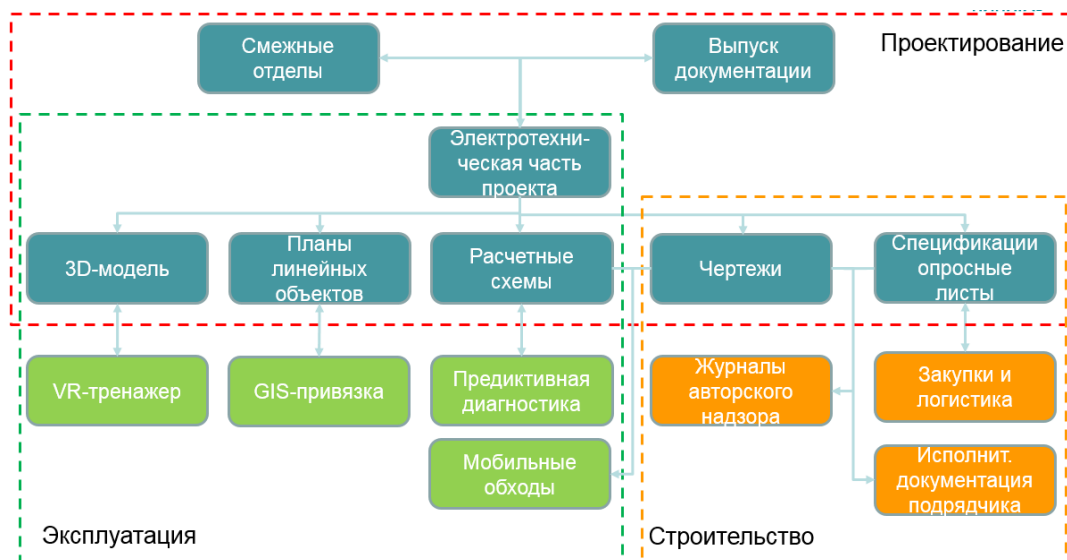


Рис. 2. Структурная схема цифровой модели проекта в разрезе электротехнической дисциплины

Хранение всей информации организуется в сетевом хранилище данных, наполнение которого происходит на всех этапах жизненного цикла проекта. В ходе реализации данного

подхода ожидается оптимизация процесса и количества разрабатываемой документации, систематизация рабочих процессов, сокращение времени на выполнение отдельных рутинных операций.

Ключевым звеном, позволяющим не только оптимизировать время, затрачиваемое на выпуск проекта, но и снизить количество коллизий, возникающих между инженерными коммуникациями смежных подразделений, является разработка 3D-модели. Существует достаточно много программных продуктов, позволяющих выполнить эту задачу.

На основе 3D-модели объекта предлагается создание тренажера на основе технологий виртуальной реальности (VR-тренажер). Он служит для проведения тренировочных оперативных переключений в нормальном режиме работы, противоаварийных тренировок, обучения, аттестации, проведения соревнований профессионального мастерства среди оперативного персонала цеха электроснабжения. Для каждого энергообъекта (ПС, КРУ, РП, ТП) в соответствии с его схемой создается индивидуальный тренажер, представляющий собой максимально приближенную к реальным условиям модель энергообъекта, что в целом позволяет не только проводить учебные тренировки, но и за счет повышения качества подготовки оперативного персонала будет оказывать положительное влияние на стабильность работы предприятия, снизит риски возникновения аварийных событий и несчастных случаев. Так же предлагается выполнять проектирование линейных объектов системы электроснабжения с привязкой к географическим координатам на местности. На данный момент на рынке отечественного софта присутствуют программы, обладающие данным функционалом.

Связь расчетной модели, представленной в виде однолинейной схемы электрической сети, с географическими данными позволяет:

- а) для специалистов-проектировщиков
 - построить схему электрической сети с нанесением сетевых объектов на карту местности;
 - получить достоверные длины сетевых линейных объектов и, как следствие, правильные параметры их схем замещения;
 - учитывать особенности расположения объектов на местности при формировании однолинейной электрической схемы и планировании застройки территории;
 - формировать планы расположения ЛЭП, привязанные к расчетной схеме для выпуска проектной документации;
- б) для службы эксплуатации
 - получать из модели диспетчерские наименования сетевых объектов, номера опор для проведения оперативных и ремонтных работ;
 - поддерживать модель в актуальном состоянии в процессе эксплуатации с учетом модернизации и развития сетевых комплексов.

Для выполнения проектной и рабочей документации (разработки чертежей, расчетных схем, спецификаций оборудования, опросных листов) необходимо использовать специализированные программы, позволяющие выполнять:

- оформленные в соответствии с ГОСТ электрические схемы электроснабжения, принципиальные схемы электрических щитов;
- расчеты электрических нагрузок, токов короткого замыкания, падений напряжения, пиковых и ударных токов, потерь мощности и т.д.;
- кабельный журнал, спецификации кабелей.

Реализованная связь расчетных программных модулей и 3D-модели позволяет импортировать длины кабелей из 3D-модели для автоматизированного формирования кабельного журнала, потоков кабельных трасс, таблицы подключений кабелей, спецификаций, заполнения лотков и эстакад на кабельных трассах, подготовки задания на расчет строительной части несущих конструкций. Альбомы типовых решений, выпускаемых в дополнение к основному проекту и доступные строительному подрядчику, позволяют снизить степень детализации рабочих чертежей, сократить трудозатраты на выпуск документации, способствуют

унификации принятых решений, повышают качество монтажных работ и минимизируют время простоев при монтаже, связанных с отсутствием понимания о способе исполнения проектного решения.

Отдельный раздел цифровой модели проекта, включающий логистику оборудования и материалов, объединяет в себе проектную, конкурсную и закупочную документацию, позволяет отслеживать движение номенклатурных единиц по базам, складам, месту конечного монтажа.

Основой является спецификация оборудования, изделий и материалов, в которой осуществляется первичное присвоение уникального номера из классификатора каждой заказываемой единице оборудования, отслеживание его на этапе конкурсной закупки, подачи технико-коммерческого предложения от потенциального поставщика, рассмотрения рабочей конструкторской документации, производства, логистической цепочки, перемещения со склада в монтаж, сдачи акта о монтаже, подписание авторским надзором и т.д. Имея начальную информацию, возможно автоматизировано заполнять шаблона акта монтажа для подрядной строительной организации, другие сопутствующие документы (накладные, формуляры, карточки и пр.).

При получении данных от производителя, база данных пополняется паспортными данными оборудования, которые будут использоваться эксплуатацией и отображаться в расчетной однолинейной схеме, базе виртуального тренажера. Например, для силового трансформатора это такими параметрами являются:

- режимные параметры (номинальная мощность, номинальные токи обмоток, номинальное напряжение обмоток, потери холостого хода, коэффициент трансформации, активные и реактивные сопротивления);
- число обмоток;
- группа соединения обмоток;
- наличие РПН

Циклическая взаимосвязь между различными разделами позволяет всегда иметь актуальную и однородную информацию всем заинтересованным службам предприятия. Журналы авторского надзора, как правило, не поступают со строительной площадки обратно в проектный отдел, либо приходят отдельными запросами на корректировку рабочей документации. Отсутствует полная информация о всех изменениях, которые претерпела рабочая документация в ходе строительства объекта.

Внедрение журналов авторского надзора в единую цифровую модель проекта позволяет:

- сформировать полную картину об объекте;
- дает возможности анализа допущенных ошибок при проектировании следующих подобных объектов;
- создать корректную эксплуатационной схемы с учетом всех изменений, внесенных в ее конфигурацию (подключения дополнительных электроприемников, изменение их количества и единичной мощности);
- иметь информацию о выполненных в ходе строительства заменах оборудования и кабельно-проводниковой продукции.

Исполнительная документация подрядчиком может быть выполнена на основе чертежей, спецификаций оборудования рабочей документации, содержащейся в редактируемом виде в хранилище данных. Это сокращает время на ее подготовку. При наличии согласованных отступлений от рабочей документации автоматический формируется ссылка на запись в журнале авторского надзора (рис. 3). Таким образом, обеспечивается корректность, прозрачность выполняемых строительно-монтажных работ.

Рабочая документация, данные о фактически смонтированном оборудовании, его характеристики будут являться основой для создания математического алгоритма, оцениваю-

щего остаточный ресурс работы оборудования до планового вывода из работы для обслуживания и ремонта.

Например, для турбин на электростанции по расчетным нагрузкам можно анализировать их текущую загрузку, время наработки, режимы, планировать проведение очередного технического обслуживания, понимать потребность в вырабатываемой электроэнергии.

Как показывает практика, более 50% внеплановых технологических остановов производственного оборудования можно было бы предотвратить путем применения предиктивной диагностики [2, 3].



Рис. 3. Структурная схема взаимодействий в процессе внесения изменений в документацию

Из этих остановов 15-25% приходится на оборудование, находящееся в данный момент без резервирования, т.е. прекращение производственного процесса на время ликвидации аварии несет прямые убытки.

Для планирования обходов и осмотров оборудования возможно автоматизированное заполнение наряда-допуска и отчета по предустановленному шаблону, исходя из проектных данных об оборудовании и месте его установки. Наименование, паспортные данные, инвентарный номер заносятся в бланк автоматически.

Выводы

- Создание единого информационного поля для хранения всей информации о проектируемых объектах, а также об уже введенных в эксплуатацию объектах позволяет получить быстрый доступ к информации, что позволяет более эффективно использовать рабочее время.
- В едином информационном пространстве всегда можно будет сопоставить паспортные данные оборудования с фактическими, оценить качество оборудования конкретного производителя, сделать выводы о его дальнейшей применимости на аналогичных объектах.
- Информация, полученная в ходе предиктивной диагностики, может стать основой для разработки новых энергоэффективных методов управления различным технологическим оборудованием.

Библиографический список

1. Распоряжение Правительства РФ от 28 июля 2017 г. N 1632-р Об утверждении программы "Цифровая экономика Российской Федерации" // «Собрание законодательства РФ», 07.08.2017, N52, ст. 5138.
2. Липатов, М. Первый в России комплекс предиктивной аналитики для энергетического и промышленного оборудования / М. Липатов // Экспозиция. Нефть. Газ. 2016. № 3 (49). С. 82-83.
3. Камко, Ю.А. Ключевые аспекты повышения эффективности управления техобслуживанием и ремонтами оборудования в компаниях топливно-энергетического комплекса. Надежность и безопасность энергетики. 2018;11(2):103-108. <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-2-103-108>

Bibliographic list

1. Order of the Government of the Russian Federation of July 28, 2017 N 1632-p On the approval of the program "Digital Economy of the Russian Federation" // –Collection of the legislation of the Russian Federation”, 07.08.2017, N52, Art. 5138.
2. Lipatov M. Russia's First Predictive Analytics Complex for Energy and Industrial Equipment // Exposition. Oil. Gas. 2016. № 3 (49). Pp. 82-83.
3. Kamko Y.A. Key aspects of raising efficiency of management of equipment maintenance and repair in fuel and energy complex companies. Safety and Reliability of Power Industry. 2018;11(2):103-108. (In Russ.) <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-2-103-108>.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.314.21

ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПУТЕМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Савина Н.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
доктор технических наук, профессор, power@amursu.ru
Ходунов И.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
студент, hodunov.ilya818@yandex.ru

Аннотация: исследовано влияние компенсации реактивной мощности на эксплуатационную надежность силовых трансформаторов. Показано, что возможно увеличение срока службы силовых трансформаторов посредством компенсации реактивной мощности.

Ключевые слова: Силовой трансформатор, компенсация реактивной мощности, срок службы, температура наиболее нагретой точки, отказ, старение изоляции, эксплуатационная надежность

IMPROVING THE OPERATIONAL RELIABILITY OF POWER TRANSFORMATORS BY MEANS OF REACTIVE POWER COMPENSATION

Savina N.V., Amur State University, Doctor of Technical Sciences,
Professor, power@amursu.ru
Khodunov I.A., Amur State University, hodunov.ilya818@yandex.ru

Abstract: the effect of reactive power compensation on the operational reliability of power transformers is investigated. It is shown that the increase of service life of power transformers by means of reactive power compensating is feasible.

Keywords: Power transformer, reactive power compensation, service life, temperature of the hot-test point, failure, insulation aging, operational reliability

В современных условиях функционирования электроэнергетических систем наблюдается снижение надежности работы силовых трансформаторов, обусловленное рядом факторов, среди которых немалую долю занимают отказы из-за старения изоляции и неправильной эксплуатации [1].

В настоящее время, несмотря на множество проведенных исследований как в области эксплуатационной надежности электрооборудования, так и в области компенсации реактивной мощности, актуальным остается вопрос их взаимосвязи. Возможно снижение количества отказов силовых трансформаторов (СТ) путем компенсации реактивной мощности (КРМ). Она оказывает непосредственное влияние на тепловое старение изоляции, снижая ток, протекающий через силовой трансформатор, и может снизить количество отказов, связанных с неправильной эксплуатацией СТ, что в конечном итоге приведет к повышению его эксплуатационной надежности. Вследствие этого, целью данной работы является исследование зависимости срока службы силового трансформатора от степени КРМ.

Для выполнения поставленной цели необходимо решение следующих задач:

- расчёт и анализ температурного нагрева силового трансформатора в различных эксплуатационных режимах его работы;
- определение относительного износа изоляции СТ при разной степени КРМ;
- оценка возможности повышения эксплуатационной надёжности силового трансформатора за счёт оптимальной степени КРМ.

Необходимо отметить, что тепловое старение характеризуется рядом химических процессов, например, окисления или деструкции, в ходе которых распадаются молекулы высокомолекулярных соединений, а также процессами полимеризации и поликонденсации. Скорость их протекания зависит от температуры, согласно следующему уравнению, предложенному Монтзингером [2]:

$$T_u = T_0 \cdot e^{-\gamma \cdot \theta}, \quad (1)$$

где: T_0 – срок службы изоляции при температуре перегрева равной 0;

γ – коэффициент, характеризующий степень старения изоляции в зависимости от ее класса;

θ – температура нагрева изоляции.

Так как срок службы изоляции связан с температурным режимом, в котором она эксплуатируется, необходимо проводить расчеты температурного режима электрооборудования. Расчёт температурного нагрева силового трансформатора целесообразно производить в соответствии с ГОСТ 14209-85 [3].

Температура наиболее нагретой точки обмотки в установившемся тепловом режиме (при коэффициентах загрузки K_1 и K_2) рассчитывается по следующим формулам:

$$\theta_{нт.к} = \theta_{охл} + \mathcal{G}_{м.к} + \mathcal{G}_{нт.м.к}, \quad (2)$$

где: $\theta_{охл}$ – температура охлаждающей среды, °С;

$\mathcal{G}_{м.к}$ – превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды, °С;

$\mathcal{G}_{нт.м.к}$ – превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла в верхних слоях, °С.

$$\mathcal{G}_{м.к} = \mathcal{G}_{м.к.ном} \cdot \left(\frac{1+d \cdot K^2}{1+d} \right)^x, \quad (3)$$

где: $\mathcal{G}_{м.к.ном}$ – превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды, °С;

d – отношение потерь короткого замыкания к потерям холостого хода;

x – принимается равным 0,9 для трансформаторов с видами охлаждения М и Д, $x = 1,0$ для систем охлаждения ДЦ и Ц.

$$\mathcal{G}_{нт.м.к} = (\mathcal{G}_{нт.ном} - \mathcal{G}_{м.ном}) \cdot K^y, \quad (4)$$

где: $\mathcal{G}_{нт.ном}$ – превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой охлаждающей среды, °С;

$\mathcal{G}_{м.ном}$ – превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды, °С;

y – принимается равным 1,6 для трансформаторов с видами охлаждения М и Д, $y = 1,8$ для систем охлаждения ДЦ и Ц.

Температура наиболее нагретой точки обмотки в переходном тепловом режиме нагрева, при продолжительности нагрузки $4\tau > h \geq 0,5$ определяется по формулам:

$$\theta_{нт.н} = \theta_{охл} + \mathcal{G}_{м.н} + \mathcal{G}_{нт.м.к2}, \quad (5)$$

$$\vartheta_{m,h} = \vartheta_{m,k1} + (\vartheta_{m,k2} - \vartheta_{m,k1}) \cdot \left(1 - e^{-\frac{h}{\tau}}\right), \quad (6)$$

где: h – продолжительность нагрузки K_2 , ч;
 τ – тепловая постоянная времени трансформатора, ч.

$$\vartheta_{\text{нтт.м.к2}} = \vartheta_{\text{нтт.м.ном}} \cdot K_2^y, \quad (7)$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки в переходном тепловом режиме снижения температуры рассчитывается по формулам:

$$\theta_{\text{нтт.т}} = \theta_{\text{охл}} + \vartheta_{m,t} + \vartheta_{\text{нтт.м.к1}}, \quad (8)$$

$$\vartheta_{m,t} = \vartheta_{m,k1} + (\vartheta_{m,h} - \vartheta_{m,k1}) \cdot e^{-\frac{t}{\tau}}, \quad (9)$$

где: t – продолжительность режима снижения температуры, ч.

$$\vartheta_{\text{нтт.м.к1}} = \vartheta_{\text{нтт.м.ном}} \cdot K_1^y, \quad (10)$$

В качестве примера показан расчет температурного нагрева силового трансформатора марки ТРДЦН-63000/110 в аварийном режиме для двухтрансформаторной подстанции при выходе из строя другого трансформатора при отсутствии КРМ (см. таблицу 1).

Таблица 1 – Результаты расчёта температурного нагрева СТ в аварийном режиме

Параметр	Значение			
Коэффициент реактивной мощности: $\text{tg}\theta$	0,7			
Интервал времени суммарного ГЭН подстанции, ч.	6-8	8-10	10-12	12-14
Предыдущее значение коэффициента загрузки, K_1	0,7	0,9	1,3	1,5
Последующее значение коэффициента загрузки, K_2	0,9	1,3	1,5	1,7
Температура нагрева масла, ν_m °C	39,229	62,629	92,441	115,85
Температура обмоток СТ в наиболее нагретой точке, $\nu_{об}$ °C	58,292	99,418	140,251	175,946
Относительный износ изоляции, L , о.е	0,064	1,103	18,702	222,035

Учёт степени компенсации реактивной мощности произведен посредством представления коэффициента загрузки силового трансформатора в следующем виде:

$$K = \frac{\sqrt{P^2 + (Q - Q_{KV})^2}}{S_{\text{т.ном}}}, \quad (11)$$

где: Q_{KV} – мощность компенсирующего устройства.

Снижение реактивной мощности приводит к уменьшению значения реактивных токов, протекающих через силовой трансформатор, а, следовательно, и коэффициента загрузки, что в конечном итоге приводит к уменьшению нагрева изоляции и увеличению срока ее службы. Рассматривались следующие степени КРМ: $\text{tg}\theta = 0,4; 0,3; 0,2; 0$.

Для каждого значения $\text{tg}\theta$ аналогичным образом произведен расчёт температурного нагрева силового трансформатора для следующих случаев:

- аварийный режим на подстанции;
- нормальный режим.

Следующим шагом является определение относительного износа изоляции обмоток силового трансформатора в нормальном и аварийном режимах его работы. Срок эксплуатации принимается равным расчётному сроку, т.е. 25 годам [4].

Изменение относительного износа изоляции силового трансформатора в течение суток определяется по закону Аррениуса [5]:

$$L = 2^{\frac{(\nu_{об} - 98)}{10}}, \quad (12)$$

Результаты расчёта относительного износа изоляции в аварийном режиме для рассматриваемого примера при отсутствии КРМ отражены в таблице 1.

Далее определяется среднесуточный износ изоляции обмоток трансформатора:

$$L_{cp} = \frac{M}{24}, \quad (13)$$

где: M — суммарная площадь графика изменения относительного износа изоляции в течение суток, о.е.

Для анализируемого режима $M = 742,911$ о.е. при $L_{cp} = 30,955$ о.е.

Аналогичным образом определяется среднесуточный износ изоляции при разной степени КРМ. Его значения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта среднесуточного износа изоляции при разной степени КРМ

$\text{tg}\theta$	Суммарная площадь графика изменения L в течение суток, M , о.е	Среднесуточный износ изоляции обмоток СТ, L_{cp} , о.е
0,4	79,06	3,294
0,3	48,6	2,025
0,2	35,126	1,464
0	26,648	1,11

Графики электрических нагрузок (а) и соответствующие им графики изменения L в течение суток для аварийного (б) и нормального (в) режимов при различной степени КРМ приведены на рис. 1. Их анализ показал, что КРМ позволяет уменьшить относительный износ изоляции, причем наибольшее положительное влияние КРМ на износ наблюдается в аварийном режиме. Отсюда следует, что в ряде случаев КРМ позволит не отключать часть потребителей в аварийном режиме в случае недопустимого перегрева изоляции СТ, что сократит время простоя потребителей.

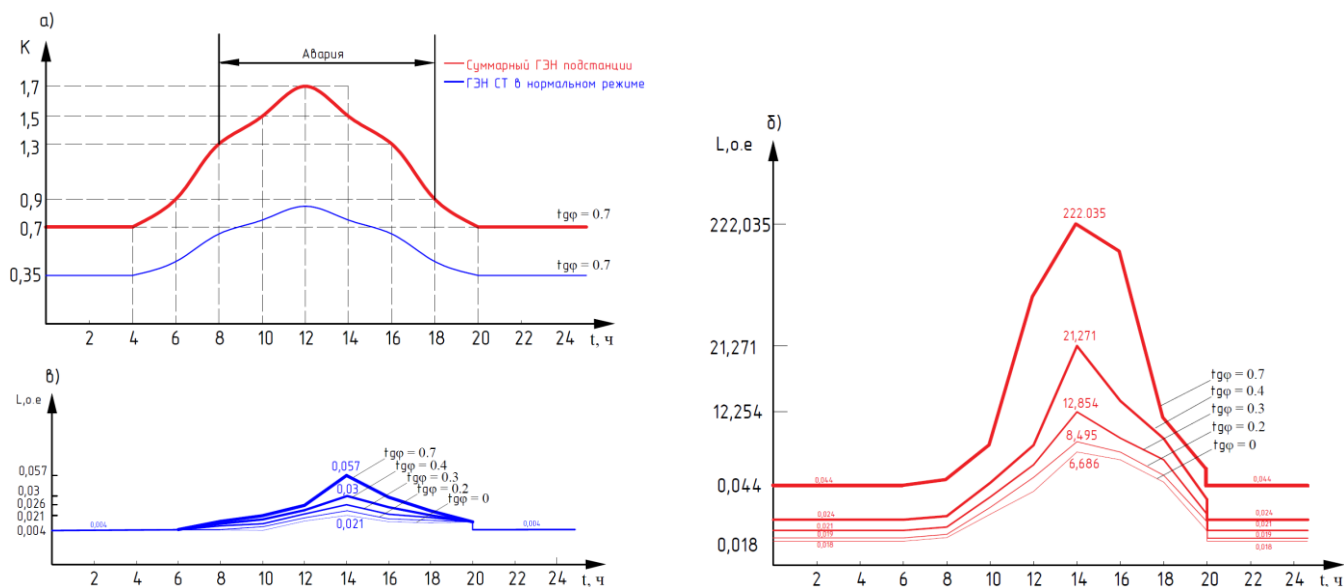


Рис. 1. Графики электрических нагрузок и соответствующие им графики изменения L в течение суток в различных режимах работы

Для того, чтобы определить, насколько можно увеличить срок службы СТ путем КРМ необходимо рассчитать фактический износ изоляции и срок службы трансформатора при разной степени КРМ.

Вначале определяется максимальный фактический износ изоляции обмоток СТ за его расчётный срок службы при аварийном простое другого трансформатора:

$$H_{\max i} = \frac{L_{\text{ср}i} \cdot T_B}{24}, \quad (14)$$

где: T_B – время восстановления силового трансформатора, ч.

Затем для каждой степени КРМ рассчитывается общий фактический износ изоляции обмоток силового трансформатора за расчётный срок эксплуатации:

$$H_i = \frac{\sum L_{\text{ср}i} \cdot T_{\text{расч}i}}{365}, \quad (15)$$

где: $L_{\text{ср}i}$ – относительный средний износ изоляции в промежутке времени $T_{\text{расч}i}$.

Определяется фактический срок службы СТ при разной степени КРМ:

$$T_{\text{факт}} = T_{\text{расч}} - H_i, \quad (16)$$

Результаты расчёта относительного износа изоляции и фактического срока службы СТ представлены в таблице 3, а зависимость срока службы СТ от степени КРМ показана на рис. 2.

Таблица 3 – Результаты расчёта относительного износа изоляции и срока службы силового трансформатора

Значение $\text{tg}\theta$	Общий фактический износ изоляции СТ, H_i	Фактический срок службы СТ $T_{\text{факт}}$, г	Увеличение срока службы СТ ΔT , г
0,7	0,766	24,234	-
0,4	0,314	24,686	0,452
0,3	0,271	24,729	0,495
0,2	0,247	24,753	0,519
0	0,233	24,767	0,533

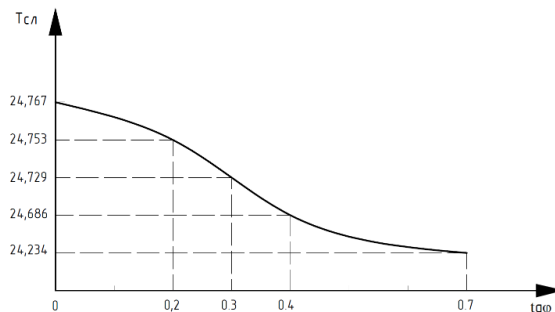


Рис. 2. Зависимость срока службы СТ от коэффициента реактивной мощности

Для большей наглядности влияния КРМ на срок службы СТ в качестве примера рассмотрен режим работы СТ с низкой нагрузкой в нормальном режиме, что видно из ГЭН приведенного на рисунке 1. Следует подчеркнуть, что даже при таких условиях функционирования, при помощи КРМ удалось добиться повышения срока службы СТ на 0,5 года (195 дней).

Как видно из рис. 2, снижение коэффициента реактивной мощности ниже 0,2 не является целесообразным, т.к. не даёт значительного увеличения срока службы СТ. В результате можно сделать вывод, что $\text{tg}\theta=0,2$ является оптимальным.

Выводы:

- Показана взаимосвязь между эксплуатационной надежностью и КРМ.
- Предложен алгоритм исследования влияния КРМ на эксплуатационную надежность СТ;
- Доказано, что посредством КРМ можно увеличить срок службы СТ.

Библиографический список

1. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с.
2. Хвостов, В.С. Электрические машины: Машины постоянного тока: Учеб. Для студ. электром. спец. вузов / Под ред. И. П. Копылова. – М.: Высш. шк., 1988. – 336 с.: ил.
3. ГОСТ 14209 – 85. Силовые трансформаторы. Гос. Ком. СССР по стандартам. – М., 1985.
4. ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (с изменениями № 1, 2, 3, 4)
5. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов / И. М. Богатенков, Ю. Н. Бочаров, Н. И. Гумерова, Г. М. Иманов и др. / Под ред. Г. С. Кучинского. – СПб.: Энергоатомиздат. Санкт – Петербургское отделение, 2003. – 608 с.: ил.

Bibliographic list

1. Savina N.V. *Nadezhnost' elektroenergeticheskikh system* [Reliability of electric power systems]: Study guide. Blagoveshchensk: Amur State. University, 2014. - 194 p.
2. Khvostov V.S. *Elektricheskiye mashiny: Mashiny postoyannogo toka* [Electrical machines: DC machines]: Textbook for university students of electro engineering faculties. / ed. I.P. Kopylov. Moscow, Higher School, 1988. - 336 pp..
3. *GOST 14209 - 85. Silovyye transformatory* [State Standard 14209 - 85. Power transformers]. USSR State Committee on Standards. - Moscow, 1985.
4. *GOST 11677-85 Transformatory silovyye* [State Standard 11677-85. Power Transformers]. General technical conditions (with Changes № 1, 2, 3, 4).
5. *Tekhnika vysokikh napryazheniy* [High Voltage Technique]: Textbook for universities / I. M. Bogatenkov, Yu. N. Bocharov, N. I. Gumerova, G. M. Imanov, etc .; Ed. G. S. Kuchinsky. - SPb .: Energoatomizdat. St. Petersburg Department, 2003. - 608 pp.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.316.728

АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ОТОПИТЕЛЬНЫМ АППАРАТОМ АОТВК – 2 – 25 – 6

Светличный С.В., Дальневосточный государственный аграрный университет,
инженер, sergey.svetlichnyy.00@mail.ru

Аннотация: в статье рассмотрено автоматическое управление отопительным аппаратом твердотопливным с водяным контуром «Мистер Хит» АОТВК – 2 – 25 – 6 с использованием электронного таймера KG316T и двухтарифного счетчика электрической энергии марки Меркурий 230 ART-02.

Ключевые слова: автоматическое управление, эффективное отопление, трубчатые электрические нагреватели, электронный таймер KG316T, двухтарифный счетчик электрической энергии Меркурий 230 ART-02.

AUTOMATIC CONTROL OF POWER CONSUMPTION OF THE HEATING APPARATUS AOTC– 2 – 25 – 6

Svetlichny S. V., far Eastern state agrarian University, engineer, sergey.svetlichnyy.00@mail.ru

Abstract: the article deals with the automatic control of the heating apparatus of solid fuel with a water circuit "Mr. Hit" AOTVK– 2 – 25 – 6 using an electronic timer KG316T and a two-rate electric energy meter mercury 230 ART-02.

Keywords: automatic control, efficient heating, tubular electric heaters, electronic timer KG316T, two-rate electric energy meter mercury 230 ART-02.

Известно, что запасы полезных ископаемых далеко не бесконечны, а энергетический кризис привел к многократному росту цен на топливо, поэтому необходимо перейти на более чистый энергоноситель – электричество, в том числе с использованием альтернативных источников электроэнергии. В скором будущем энергетические ресурсы дешеветь пока не будут. Энергетическая эффективность отопления помещений – необходимость времени, поэтому для обогрева помещений и отдельных частных домов нужны энергосберегающие системы отопления.

С каждым повышением тарифов на энергоресурсы растет актуальность проблемы энергоэффективности и энергосбережения. В качестве одной из мер, позволяющих сэкономить на расходах за электроэнергию, предлагается установка многотарифного счетчика электрической энергии. Практически во всех странах Европейского Союза двухзонные счетчики электроэнергии являются обычным явлением, позволяющим снизить затраты при минимальных вложениях. В России относительно недавно стали устанавливаться такие устройства учета электричества. Дифференциация учета потребления электрической энергии позволяет: во-первых снизить нагрузки на электросеть в пиковые периоды; во-вторых существенно уменьшить стоимость используемой электроэнергии. [1]

На сегодняшний день многие хозяева домов и квартир заинтересованы в экономии потребления электроэнергии. Связано это с тем, что в последнее время выпускается мощная бытовая техника, которая требует увеличения потребления электроэнергии. Одним из способов сокращения материальных затрат является установка двухзонного счетчика на два тарифа.

Принцип работы двухзонного счетчика состоит в том, что в разное время суток стоимость 1 кВт электроэнергии будет отличаться. Ночью киловатт будет стоить в несколько раз меньше, чем днем. Первым делом в этом заинтересованы электроподстанции, вырабатывающие электроэнергию. Как правило, утром и вечером нагрузка на подстанцию стремительно возрастает из-за повышенного потребления электричества предприятиями и потребителями. В результате подстанция работает неравномерно, а это приводит к быстрому износу оборудования и неравномерному расходу топлива (газа, нефти либо угля). Чтобы уменьшить дневной и увеличить ночной расход электроэнергии были введены двухтарифные счетчики электроэнергии.

Основными преимуществами двухтарифного счетчика электроэнергии:

- Экономия собственных средств (окупаемость изделия составляет около 1 года).
- Помощь в работе электростанции (производители электроэнергии будут реже ремонтировать оборудование и экономить топливо на генерацию тока).
- Сокращение вредных выбросов в атмосферу. Из-за неравномерного потребления электричества, станция скачкообразно потребляет топливо, поэтому днем и ближе к вечеру вредные выбросы будут интенсивно загрязнять окружающую среду.

Несмотря на свои плюсы у счетчика на два тарифа есть и недостатки, заключающиеся в том, что далеко не во всех регионах дневная и ночная стоимость киловатта электроэнергии выгодная для потребителей. После установки двухтарифного счетчика необходимо правильно пользоваться ночным и дневным потреблением электроэнергии, иначе ни о какой экономии не будет и речи.

В ночное время (соответственно с 23.00 до 07.00), когда один кВт электроэнергии намного дешевле нужно использовать мощные электроприборы: стиральная и посудомоечная машина, электрические насосы, теплые полы, электродуховка, кондиционер, электрическая плита, чтобы сэкономить средства, а подстанция сэкономила бы свои материальные расходы. В противном случае (при дневном включении), затраты на оплату электроэнергии только вырастут. [2]

В черте города на моем дачном участке расположен отдельный дом, к которому подведено трехфазное напряжение 380В. Для отопления помещения с жилой площадью 44,0м² используется аппарат отопительный с водяным контуром АОТВК -2-25-6, который работает на твердом топливе (дрова, брикеты) и на электричестве. В котел АОТВК -2-25-6 встроен электрический блок-ТЭН общей мощностью 6кВт - три ТЭНа по 2кВт. С помощью пульта управления ПУ-1 можно регулировать электрическую мощность 2; 4; 6 кВт, и регулировать нормальную температуру в помещении. Для управления работой котла отопления в схему включается электронный таймер KG316T для автоматического включения и выключения отопления. Таймер имеет 8 программ для задания времени включения и отключения тэнов отопительного котла, а также дня недели или различных комбинаций дней недели. Преимущество данного котла будет в том случае, если установлен двухтарифный счетчик электроэнергии. В нашем случае используется двухтарифный счетчик марки Меркурий 230 ART-02. [3].

Чтобы выявить эффективность использования двухтарифного счетчика марки Меркурий 230 ART-02 перед однотарифным и целесообразность его установки, я провел расчет потребления электроэнергии для моего электрического котла отопления АОТВК -2-25-6 за шесть месяцев с июля 2018 по декабрь 2018 года.

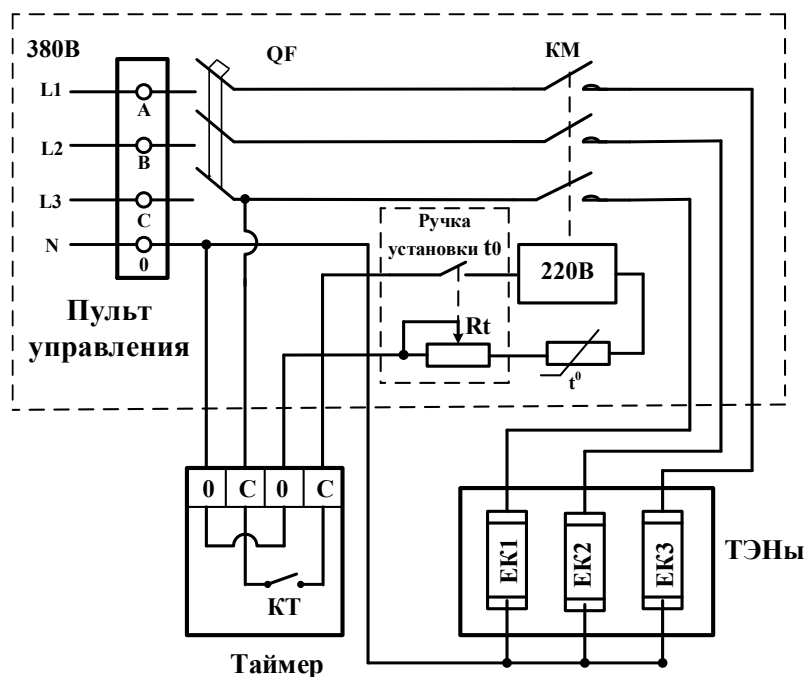


Рис. 1. Принципиальная электрическая схема управления электронагревателями мощностью 6 кВт 380 В

В настоящее время в Амурской области с 1 июля 2018 года до 1 января 2019 года действуют следующие тарифы на электроэнергию для населения, проживающих в домах с электроплитами:

одноставочный тариф – 2,55 (руб./кВт·ч); одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток: дневной тариф – 2,93 (руб./кВт·ч) ночной тариф – 0,81 (руб./кВт·ч)

Таблица 1 - Потребление электроэнергии с июля 2018 по декабрь 2018 г.

Месяц	Начислено, кВт·ч Т1 - День Т2 - Ночь Итого:	К оплате, руб		Экономия	
		Двух тарифный (День 2,93), (Ночь 0,81)	Одно тарифный (2,55)	% ночного потребл.	Руб,
Июль	70 кВт·ч 200 кВт·ч Итого: 270 кВт·ч	70•2,93 = 226,40 200•0,81 = 162,00 Итого: 388,40	270•2,55 = 688,50 Итого: 688,50	74,07%	300,10
Август	75 кВт·ч 420 кВт·ч Итого: 495 кВт·ч	75•2,93 = 219,75 420•0,81 = 340,20 Итого: 495 кВт·ч	495•2,55 = 1262,25 Итого: 1262,25	84,84%	702,30
Сентябрь	85 кВт·ч 705 кВт·ч Итого: 790 кВт·ч	85•2,93 = 249,05 705•0,81 = 571,05 Итого: 790 кВт·ч	790•2,55 = 2014,50 Итого: 2014,50	89,24%	1194,40
Октябрь	90 кВт·ч 870 кВт·ч Итого: 960 кВт·ч	90•2,93 = 263,70 870•0,81 = 704,70 Итого: 960 кВт·ч	960•2,55 = 2448,00 Итого: 2448,00	90,62%	1479,60
Ноябрь	95 кВт·ч 900 кВт·ч Итого: 995 кВт·ч	95•2,93 = 278,35 900•0,81 = 729,00 Итого: 995 кВт·ч	995•2,55 = 2537,25 Итого: 2537,25	90,45%	1529,90
Декабрь	100 кВт·ч 920 кВт·ч Итого: 1020 кВт·ч	100•2,93 = 293,00 920•0,81 = 745,20 Итого: 1020 кВт·ч	1020•2,55 = 2460,00 Итого: 2601,00	90,19%	1562,80
				Итого:	6769,10

При установке двухтарифного счётчика расходы на электроэнергию будут считаться по следующей схеме: дифференцированный по двум зонам суток: днем - с 7:00 до 23:00 электроэнергия оплачивается по 100%-му «дневному» тарифу – 2,93 руб./кВт·ч, а с 23:00 до 7:00 – по так называемому «ночному» тарифу, – 0,81 руб./кВт·ч, то есть 27% от существующего. При этом для уменьшения затрат за потребление электроэнергии нужно – использовать максимальное потребление электроэнергии ночью и минимальное – днем, тогда получим экономию.

Данные расчеты показывают, что ночное потребление электроэнергии довольно высокое 74-90%, экономия по сравнению с однотарифным счетчиком составляет за полгода 6769,10 рублей. Эта сумма экономии покрыла расходы на приобретение двухтарифного счетчика Меркурий 230 ART-01 – 5000 рублей и программируемого реле времени (таймера) KG316T – 1000 рублей. [3].

Если у вас в квартире или доме имеется большое количество электроприборов, таких как, стиральная и посудомоечная машина, электрические насосы, теплые полы, электрокотел, кондиционер, электрическая плита и другие мощные приборы, работающие круглосуточно или преимущественно по ночам, то установка двухтарифного счетчика электроэнергии для вас однозначно будет более выгодна, чем однотарифного счетчика.

Для потребителей как в квартирах и частных домах, коттеджах и на даче, так и в различных нежилых помещениях разного назначения (магазины и кафе, в офисных и складских помещениях, на производстве) ночные тарифы на электроэнергию дают возможность значительно уменьшить затраты на потребление электроэнергии.

Библиографический список

1. Выгодно ли ставить многотарифные счетчики электроэнергии? – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://homo-habilis.ru/bytovaya-tekhnika/177-vygodno-li-stavit-mnogotarifnye-schetchiki-elektroenergii>. (дата обращения: 20.02.2019).
2. Александр Мясоедов. Преимущества и недостатки двухтарифных счетчиков. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://samelectrik.ru/preimushhestva-i-nedostatki-dvuxtarifnyx-schetchikov.html>. (дата обращения: 20.02.2019).
3. Светличный, С.В. Энергосбережение при автоматическом управлении электрическим котлом отопления / С.В. Светличный // Агропромышленный комплекс: проблемы и перспективы развития: матер. всерос. науч.-практ. конф. (Благовещенск, 11 апреля 2018 г.). В 2 ч. Ч.1. – Благовещенск: Изд-во Дальневосточного гос. аграрного ун-та, 2018. – С 157-161.

Bibliographic list

1. Is it advantageous to install multi-tariff electricity meters? - [Electronic resource]. - Access mode: <https://homo-habilis.ru/bytovaya-tekhnika/177-vygodno-li-stavit-mnogotarifnye-schetchiki-elektroenergii>. (the date of circulation: 02/20/2019).
2. Alexander Myasoedov. Advantages and disadvantages of two-tariff meters. - [Electronic resource]. - Access mode: <https://samelectrik.ru/preimushhestva-i-nedostatki-dvuxtarifnyx-schetchikov.html>. (the date of circulation: 02/20/2019).
3. Svetlichny S.V. Energy saving in automatic control of electric heating boiler / S.V. Svetlichny // Agro-industrial complex: problems and development prospects: mater. vseros. scientific-practical conf. (Blagoveshchensk, April 11, 2018). In 2 hours. Part 1. - Blagoveshchensk: Publishing House of the Far Eastern State. Agrarian University, 2018. - C 157-161.



УДК 621.314.222.6

ОПТИМИЗАЦИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Савина Н.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,

доктор технических наук, профессор, proectorur@amursu.ru

Яненко А.Г., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,

магистрант, artem.yanenko96@mail.ru

Аннотация: исследована эффективность работы силовых трансформаторов в условиях эксплуатации, показано, как выявлять очаги повышенных потерь в трансформаторах, предложены варианты оптимизации их загрузки.

Ключевые слова: силовые трансформаторы, коэффициент загрузки, потери электроэнергии, потери активной мощности, оптимизация режима работы

OPTIMISATION OF DISTRIBUTION POWER TRANSFORMERS IN OPERATION UTILIZATION RATE

Savina N.V., «Amur state university», doctor of engineering, professor,

proectorur@amursu.ru

Yanenko A.G., «Amur state university», undergraduate, artem.yanenko96@mail.ru

Abstract: investigated the effectiveness of operation of power transformers under operating conditions, it is shown how to identify the foci of increased losses in transformers, variants of their loading optimization.

Keywords: power transformers, load factor, power loss, active power loss, optimization of operating mode

Проблема потерь электрической энергии всегда являлась актуальной и остается таковой при современных темпах развития рыночных отношений и тенденциях развития электроэнергетики. Необходимость определения и анализа потерь электроэнергии (в дальнейшем потеря) возникает вследствие того, что потери электроэнергии являются причиной прямых финансовых убытков электросетевых компаний, которые не выгодны как гарантирующему поставщику, так и потребителю вследствие роста заемных средств на их покрытие и тарифов. Исходя из этого, снижение уровня потерь электрической энергии является одним из важнейших направлений в современной мировой энергетике, поскольку экономия от снижения потерь можно направить на увеличение зарплаты персонала, совершенствование и техническое переоснащение систем транспорта электроэнергии, повышение надежности и качества электроснабжения потребителей, снижение тарифов на электроэнергию. Для этого необходимо решать существующие проблемы высоких потерь электроэнергии, важную роль среди которых играют потери в силовых трансформаторах, зависящие от коэффициента загрузки.

Одной из проблем, приводящих к повышенным потерям в трансформаторах, является

большой интервальный разброс по коэффициентам загрузки силовых трансформаторов. Работа силовых трансформаторов в режиме оптимальной загрузки обеспечивает наименьшую долю потерь при транспорте электроэнергии. С одной стороны, при увеличении их загрузки увеличиваются нагрузочные потери, и загрузка трансформаторов может превысить экономически целесообразную. С другой стороны, они могут оказаться недогруженными, что также нецелесообразно, так как потери холостого хода оказываются непропорционально большими по отношению к нагрузке, и эффективность работы таких трансформаторов падает. В связи с этим возникает необходимость в анализе загрузки силовых трансформаторов в действующих распределительных сетях, принятии дальнейших управленческих решений, направленных на повышение энергоэффективности электроснабжения потребителей.

Исходя из вышесказанного, оптимизация коэффициента загрузки является актуальной задачей, так как позволяет решить проблему снижения потери электроэнергии в трансформаторах.

Целью статьи является исследование эффективности работы силовых трансформаторов в современных условиях эксплуатации для повышения качества их работы путем оптимизации коэффициента загрузки.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- статистические исследования коэффициентов загрузки распределительных сетевых трансформаторов.
- определение и анализ технических потерь электроэнергии.
- выбор направлений повышения экономической эффективности силовых трансформаторов путем оптимизации их коэффициентов загрузки.

Статистические исследования коэффициентов загрузки трансформаторов позволят определить эффективность режимов их работы и закономерность изменения загрузки в условиях эксплуатации для дальнейшего принятия необходимых управленческих решений.

Для проведения исследования коэффициента загрузки силовых трансформаторов использовалась следующая стандартная методика – сводка и группировка материалов статистического наблюдения. Её реализация заключалась в идентификации и делении на отдельные группы статистических величин, полученных согласно результатам контрольных замеров; в применении типологической группировки значений, заключающейся в делении трансформаторных подстанций на отдельные группы. Для статистического исследования был принят временной интервал равный 4 годам, в качестве исходного был принят 2017 год. Коэффициент загрузки силового трансформатора для каждой подстанции определялся по общеизвестной формуле, представленной в [1].

На основании проведенного статистического анализа все трансформаторные подстанции были разделены на три группы: оптимально загруженные подстанции; подстанции, работающие в режиме перегрузки и недогруженные. При этом интервалы значений коэффициентов загрузки трансформаторов в соответствии с их режимами работы были определены согласно [2] с учетом категории надежности потребителей. Интервал оптимального коэффициента загрузки входит в предел $0,7 \div 0,85$; значения коэффициентов загрузки ниже и выше данного интервала характеризуют трансформаторы как соответственно работающие в режиме недогрузки и перегрузки. Для определения устойчивости результатов найденных средних значений коэффициента загрузки необходимо провести анализ их динамики за предыдущие годы.

В качестве объекта для статистического исследования загрузки силовых трансформаторов выбрана распределительная электрическая сеть 6 кВ г. Николаевск-на-Амуре (Хабаровский край), поскольку в ней наблюдается высокий уровень потерь, значительный износ линий электропередач и электрооборудования (более 70%). Электрическая сеть выполнена сложнзамкнутой и находится в составе изолированной электроэнергетической системы, представлена девятью фидерами с единственным центром питания – Николаевская ТЭЦ. Для

данной сети характерна большая доля коммунально-бытовых потребителей. Общее число подстанций – 99, из них 87 являются однострансформаторными.

В результате статистического исследования определено, что только 2 силовых трансформатора работают с коэффициентом загрузки, близким к оптимальному (2%); перегружен 1 трансформатор (1%), недогружены все оставшиеся 96 (97%), что представлено на рис. 1.

Следовательно, для определения очагов повышенных потерь необходим статистический анализ коэффициентов загрузки трансформаторов, подключенных к отдельным присоединениям, что представлено на рис. 2. Наблюдаются ярко выраженные очаги повышенных потерь – это подстанции ТП-120, 35 и 60. Наиболее явным из них является ТП-35 вследствие крайне низкого коэффициента загрузки, не превышающего тысячные доли значения.



Рис. 1. Загрузка трансформаторов по всей распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре (по состоянию на 2017 г.)

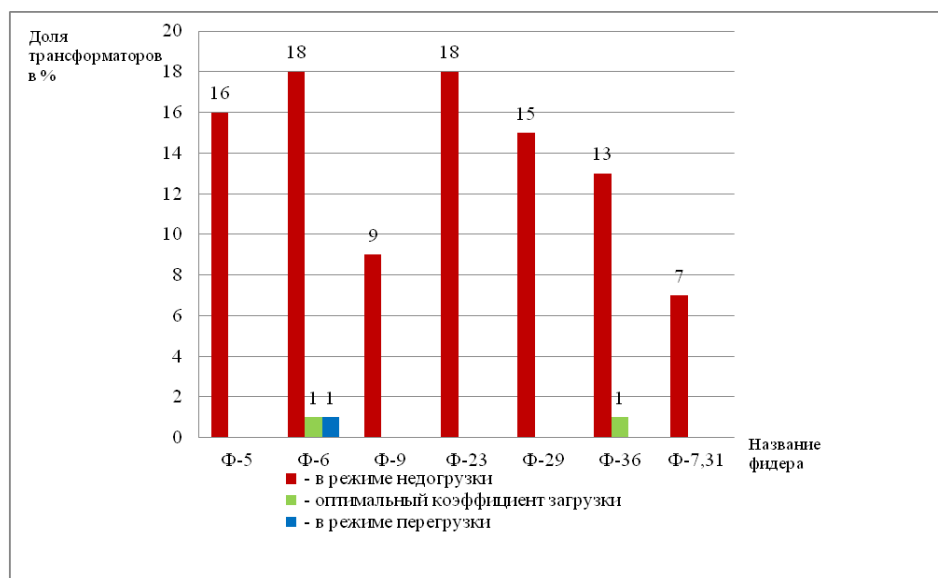


Рис. 2. Загрузка трансформаторов по отдельным присоединениям распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре (по состоянию на 2017 г.)

Исследование динамики загрузки трансформаторов за предыдущие три года подтвердило устойчивость приведенных на рис. 1 и 2 данных, что видно из рис. 3.

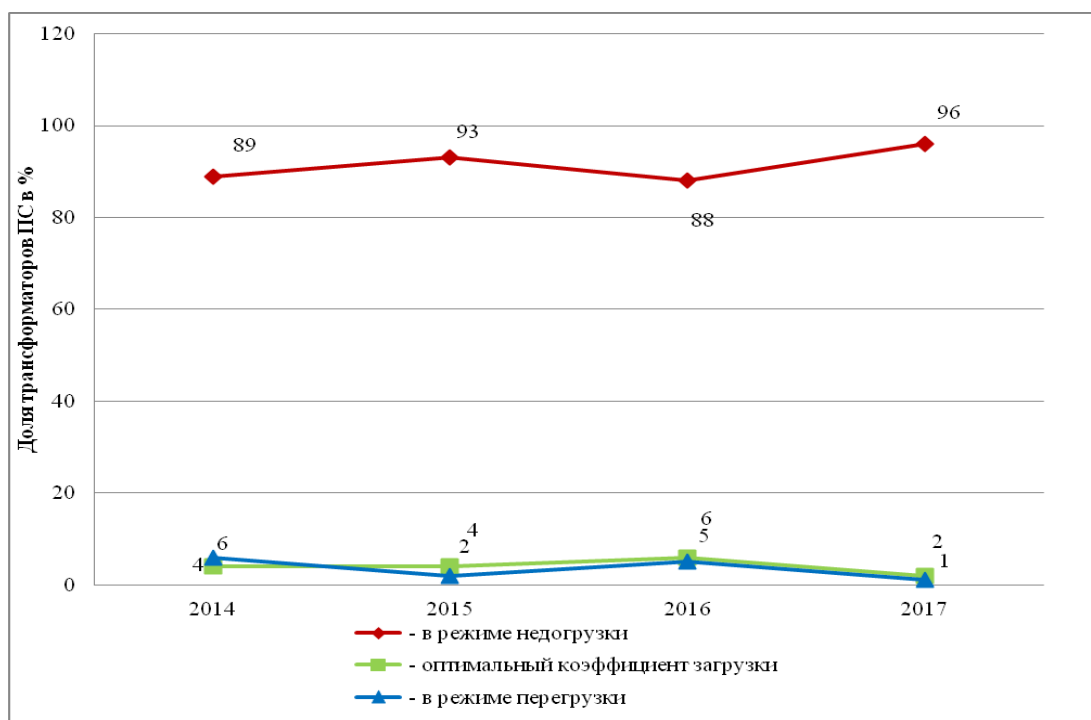


Рис. 3. Динамика коэффициента загрузки силовых трансформаторов по распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре

Так как силовой трансформатор, является статическим электромагнитным устройством, то потери в нем – это потери активной мощности, которые происходят в магнитном сердечнике, обмотках и других частях оборудования. Во время разных режимов работы трансформатора величина его загрузки меняется. В свою очередь недостаточная загрузка или перегрузка трансформаторов несет финансовые потери для гарантирующего поставщика, увеличение трудовых и материальных затрат. Индикатором сложившейся ситуации является неизменная доля недогруженных трансформаторов распределительной сети согласно анализу динамики загрузки. Поэтому необходимо произвести оценку потерь электроэнергии в трансформаторах при фактических коэффициентах загрузки.

В соответствии с [3] технологические потери делятся на две группы – технические и коммерческие потери. Целесообразно рассматривать технические потери, поскольку режимы работы трансформаторов оказывают влияние именно на них. Технические потери в силовых трансформаторах состоят из условно-постоянных и нагрузочных потерь, для которых существует пять методов расчета, представленных в [3]. Из данных методов был принят метод средних нагрузок с интервалом в один год. Потери электроэнергии холостого хода (условно-постоянные потери) и нагрузочные потери определены согласно формулам, приведенным в [3].

Согласно принятому методу произведен расчет технических потерь для силовых трансформаторов подстанций, лежащих в разных интервалах по коэффициенту загрузки: выбраны две подстанции с коэффициентами загрузки в оптимальном пределе - ТП-75, ТП-28, одна перегруженная (ТП-91) и восемнадцать самых недогруженных. Результаты расчета представлены на рис. 4. Такой подход принят, поскольку он позволяет легко выделить очаги повышенных потерь, в данном случае это ТП - 120, 35, 60; диапазон номинальных мощностей трансформаторов этих подстанций находится в пределах от 250 до 400 кВА, а коэффициенты их загрузки варьируются в пределах $0,002 \div 0,03$.

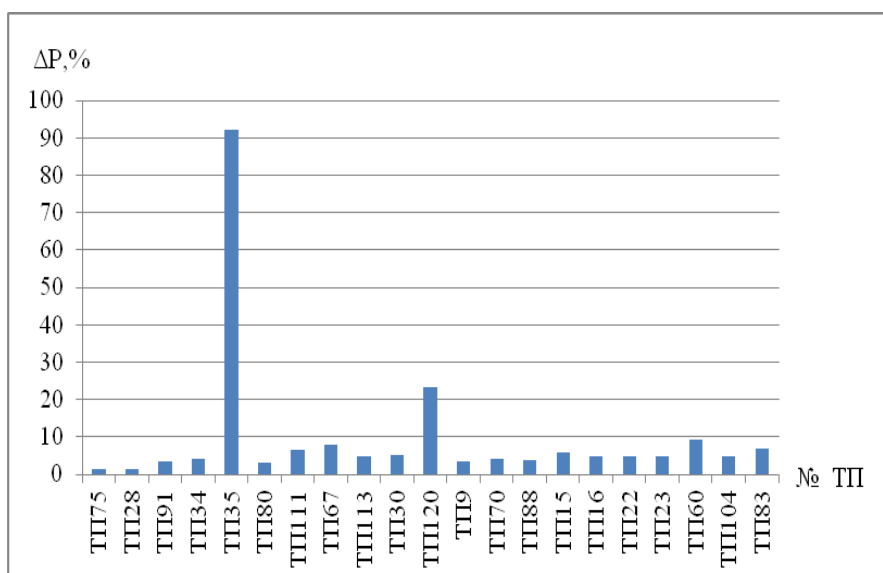


Рис. 4. Потери электроэнергии по отдельным трансформаторным подстанциям

После выявления очагов повышенных потерь необходимо выбрать возможные направления их снижения путем оптимизации режима работы силовых трансформаторов. Для этого целесообразно рассматривать следующие направления:

- Замена вышедших из строя или превысивших свой срок эксплуатации трансформаторов на трансформаторы с уменьшенными потерями холостого хода, например, сухих трансформаторов с литой изоляцией и магнитопроводом из холоднокатанной стали.
- Сезонные отключения одного из двух трансформаторов двухтрансформаторных подстанций, работающего с наименьшей нагрузкой и перевода его нагрузки на другой трансформатор.
- Замена существующих трансформаторов с низким коэффициентом загрузки на трансформаторы меньшей мощности (для трансформаторов со сроком службы выше нормативного) либо перестановка трансформаторов.
- Замена существующих трансформаторов при высоком коэффициенте загрузки на трансформаторы большей мощности.
- Отключение недогруженных трансформаторов и перевод их нагрузки на ближайшие трансформаторные подстанции с недогруженными трансформаторами.
- Повышение класса напряжения существующей сети, которое приводит к существенному снижению потерь электроэнергии.

Для рассматриваемого примера наиболее подходящим способом является отключение недогруженного трансформатора с переводом его нагрузки на другой ближайший недогруженный трансформатор. Это обусловлено тем, что перевод нагрузки на другие трансформаторы позволит ликвидировать очаги потерь и повысить эффективность работы трансформаторов, на которые переводится нагрузка путем оптимизации их коэффициентов загрузки. В качестве примера показан перевод нагрузки с трех наименее загруженных подстанций – ТП – 120, 35, 60, на ТП – 110, 5, 87, коэффициенты загрузки которых находятся в пределах $0,1 \div 0,3$.

Эффективность данного мероприятия можно определить по величине снижения потерь в силовых трансформаторах. До принятия данного мероприятия потери электроэнергии в шести рассматриваемых трансформаторах составляли 47673 кВт•ч – 3,6 %, после его реализации – 25957 кВт•ч (1,94 %). Благодаря реализации данного мероприятия удалось добиться снижения потерь электроэнергии для трех подстанций на 21716 кВт•ч. Экономический эффект составляет 24930 руб. в год для шести рассмотренных трансформаторов. При его расчете использовался документ [4].

Выводы

Показано, что выявление в распределительных сетях недогруженных силовых трансформаторов является важной задачей, способствующей повышению эффективности их работы.

Предложен методический подход, позволяющий в условиях эксплуатации определять очаги повышенных потерь путем анализа коэффициента загрузки силовых трансформаторов.

Представлен выбор наиболее предпочтительного и подходящего с точки зрения материальных затрат варианта по оптимизации загрузки трансформаторов.

Библиографический список

1. Киреева, Э. А. Автоматизация и экономия электроэнергии в системах промышленного электроснабжения: Справочные материалы и примеры расчетов / Э.А. Киреева, Т. Юнес, М. Айюби. – М. : Энергоатомиздат, 1998. – 320 с.

2. ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1) [Электронный ресурс] // Профессиональные справочные системы Техэксперт: офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414>

3. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям : утв. Приказом Мин-ва энергетики РФ № 326 от 30.12.2008: ввод в действие с 30.12.2008.

4. Постановление №44/5 от 27.12.2018 г. Комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского Края «Об установлении цен на электрическую энергию, поставляемую на территории Николаевского района Хабаровского края на 2019 год» [Электронный ресурс] // Дальневосточная распределительная сетевая компания : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : http://drsk.ru/tarify_na_kompensaciju_poter_khab_19.html

Bibliographic list

1. Kireeva, E. A. , Yunes, T. , Ayubi, M. Automation and energy saving in industrial power supply systems : Reference materials and examples of calculations. – М. : Energoatomizdat, 1998. - 320 p.

2. GOST 14209-85 General purpose power oil transformers. Allowable load (with Change №1)

3. The instruction on the organization of work on calculation and justification of technological losses of the electric power transfer on electric networks standards in the Ministry of energy of the Russian Federation: approved by order of the Ministry of energy of the Russian Federation №326 since 12.30.2008.

4. Resolution No. 44/5 12.27.2018 of The Committee on prices and tariffs of Khabarovsk Territory government « About establishment of the prices for electric energy delivered in the territory of the Nikolaev area of Khabarovsk Krai in 2019»



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.31

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ В СИСТЕМАХ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

Коваленко И.В., ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», Красноярск,
кандидат технических наук, доцент, ikovalenko@sfu-kras.ru

Могилевец Ф.А., ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», Красноярск,
магистр, 29310@mail.ru

Аннотация: дополненная реальность - это многообещающая технология, которая повысит эффективность и безопасность работ по эксплуатации оборудования на энергообъектах.

Ключевые слова: дополненная реальность, система ТОиР энергопредприятий.

APPLICATION OF SYSTEMS OF ADDITIONAL REALITY IN SYSTEMS OF SERVICE AND REPAIR OF POWER ENTERPRISES

Kovalenko I.V., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Siberian Federal University,
Krasnoyarsk, ikovalenko@sfu-kras.ru

Mogilevets F.A., FGAOU VO "Siberian Federal University", Krasnoyarsk, master, 29310@mail.ru

Abstract: augmented reality is a promising technology that will increase the efficiency and safety of operation of equipment at power facilities.

Keywords: augmented reality, system of maintenance and repair of power enterprises.

Надежная работа электротехнического оборудования энергообъектов, которые имеют высокие показатели надежности, зависят от его технического состояния. Однако в процессе эксплуатации первоначальное состояние оборудования снижается и увеличивается опасность возникновения различных отказов и аварий. Дополненная реальность (AR) - это быстро развивающаяся технология, которая в последние несколько лет все чаще используется в различных областях промышленности [1], [2]. Используя трехмерную геометрию и информацию о сборке, производитель может создать серию AR-сцен для обеспечения точного и быстрого обслуживания. Например, при работе с оборудованием эксплуатационного или оперативного персонала системы дополненной реальности могут использоваться как экспертные системы и работники энергопредприятия могут наблюдать всю информацию об оборудовании, просматривать повреждения и осуществлять мониторинг параметров оборудования в процессе эксплуатации.[3]

На основании обзора литературы можно сделать заключение о том, что главная задача дополненной реальности – создать рядом с пользователем умного помощника, который будет отображать необходимую вспомогательную информацию для реального объекта или места и осуществлять обучение нового персонала. Реальный объект выступает в качестве основания и поверх накладывается визуальная информация, которая позволяет добавить различные данные для того, чтобы персонал в режиме реального времени видел все данные об объекте.[4]

Техническое обслуживание является основной деятельностью жизненного цикла производства, поскольку на его долю приходится от 60 до 70% его общих затрат. Это привело к увеличению потребности в планировании технического обслуживания в течение жизненного цикла оборудования и внедрении все новых и новых технологий. Несмотря на усилия по ограничению времени простоя машины, большая часть влияния обслуживания на производительность объясняется авариями, поскольку их невозможно предсказать и количественно оценить с точки зрения времени и объема работ. Дополненная реальность (AR) - еще одна активирующая технология, используемая для решения все более сложных процедур обслуживания, которое происходит с помощью либо установленных на голове дисплеев, или портативных устройств взаимодействия системы AR с пользователем (голосовые команды, жесты, меню, размещаемые на устройствах). Также возможна концепция обеспечения связи между экспертом и техническим специалистом на месте (телеобслуживание), обеспечивающая некоторые многообещающие результаты в обмене информацией.

Применение AR для мероприятий по поддержке может включать следующее:

1. Перемещение рабочих на рабочее место

Периодическое техническое обслуживание электростанций не является обычной повседневной задачей. Работник не помнит все целевые местоположения обслуживания и маршруты на рабочее место. Может даже произойти, что маршрут на рабочее место изменился (при ремонтных работах), потому что большое оборудование разобрано, а их части занимают проход рабочего. В этом случае интуитивно понятная навигация, которая ведет рабочих на рабочее место, является полезной функцией, особенно для начинающих работников.

2. Указание опасных мест

Электростанции имеют много опасных зон, к которым рабочие не должны приближаться, чтобы избежать нежелательного приближения работников к опасным местам, например, к частям находящимся под напряжением или с высокой температурой и т.п., AR является эффективным решением для привлечения внимания рабочего и организации безопасных проходов.

3. Информирование о действующем оборудовании

На сегодняшний день выпускается различное количество оборудования, которое с каждым годом становится лишь современнее и сложнее для первичного его понимания. В качестве решения поставленной задачи необходимо запрограммировать очки дополненной реальности, которые должны обеспечивать технический персонал необходимой информацией как по самому оборудованию, так и по его ремонту. Взаимодействие с данными очками производится с помощью жестов или же голосовых команд. Актуальность данной идеи состоит в том, чтобы снизить вероятность ошибки при работе с оборудованием неопытного персонала, а также обеспечить быструю адаптацию технического персонала к новому оборудованию.

После детального изучения данной темы стало известно, что существенной проблемой является то, что элементарные технологии, необходимые для реализации приложений AR, должны обеспечивать более высокую производительность, чем унаследованные AR-приложения, такие как развлечение и обучение. Для реализации приложения AR необходимы четыре элементарные технологии:

- технология отслеживания;
- технология отображения;
- технология калибровки;
- технология регистрации.

Среди этих технологий технология отслеживания, которая измеряет положение и ротацию рабочих в режиме реального времени, и технологию отображения, позволяющую работникам просматривать экран компьютера, должны обеспечивать гораздо более высокую производительность, чем это можно получить в традиционных приложениях AR.

На сегодняшний день многие технологии отслеживания были разработаны и применены во многих приложениях AR, но они предназначены для использования в небольшой области и неприменимы к большой площади. Поэтому необходимо разработать новую технологию отслеживания, которая полезна для крупных предприятий. Точность отслеживания для работ по техническому обслуживанию также должна быть очень высокой по сравнению с прежними AR-приложениями, потому что, если точность отслеживания низкая, приложение AR может дать неправильную информацию рабочим, породив человеческую ошибку.

Сложность электропредприятий влияет на требования технологии отображения, используемые для AR. Работники должны быть осторожны, чтобы не ударить головой о выступы, такие как трубы и клапаны. Устаревшие дисплеи с головным убором (HMDs, Glasstron, Sony Corp.) ограничивают взгляд работников и неприемлемы с точки зрения безопасности. Вес дисплея также важен, потому что работник долгое время будет носить дисплей. Тяжелый дисплей может привести к быстрой усталости, что может привести к ошибке во время работы на объекте. Также немаловажно отметить то, что необходимо использовать интуитивно понятное программное обеспечение, которое не будет вызывать проблем при использовании.

При регистрации изображений в дополненной реальности используются различные методы компьютерного зрения, в основном связанные с отслеживанием видео. Во время отслеживания на изображениях с камеры обнаруживаются проверочные метки (маркеры), оптические изображения или точки с использованием различных методов обработки изображений, таких как обнаружение признаков или обнаружение границ. Большинство методов отслеживания компьютерного зрения можно разделить на два класса: отслеживание на основе признаков и отслеживание на основе моделей. Методы, основанные на функциях, заключаются в обнаружении связи между объектами 2D-изображений и их координатами 3D-мира. После установления соединения между 2D-изображением и 3D-рамкой мира позицию камеры можно рассчитать путем проецирования 3D-координат объекта в координаты наблюдаемого 2D-изображения и минимизации расстояния до их соответствующих 2D-объектов. Для оценки позиции камеры чаще всего используются точечные объекты для определения соответствующих ограничений.

Предполагая калиброванную камеру и модель перспективной проекции, если точка имеет координаты $(x, y, z)^T$ в системе координат камеры, ее проекция на плоскость изображения равна $(x/z, y/z, 1)^T$.

В точечных ограничениях есть две основные системы координат, показанные на рисунке 1: мировая система координат W и система координат 2D-изображения. Пусть $p_i(x_i, y_i, z_i)^T$, где $i=1, \dots, n$ с $n \geq 3$, быть набором трехмерных неколлинеарных опорных точек в координате мировой рамки и $q_i(x_i, y_i, z_i)^T$ быть соответствующими координатами пространства камеры, p_i and q_i связаны следующим преобразованием:

$$q_i = R p_i + T, \quad (1)$$

$$\text{где } R = \begin{pmatrix} r_1^T \\ r_2^T \\ r_3^T \end{pmatrix} \text{ и } T = \begin{pmatrix} t_x \\ t_y \\ t_z \end{pmatrix} \quad (2)$$

являются матрицей вращения и вектором перемещения соответственно.

Пусть изображение указывает $h_i(u_i, v_i, 1)^T$ быть проекцией p_i на нормализованной плоскости изображения. Уравнение коллинеарности, устанавливающее связь между h_i и p_i с помощью камеры-обскуры определяется по формуле:

$$h_i = \frac{1}{r_3^T p_i + t_z} (R p_i + T) \quad (3)$$

Ошибка пространства изображения дает взаимосвязь между трехмерными опорными точками, соответствующими им 2D извлеченными точками изображения и параметрами позы камеры и соответствует ограничениям точек. Ошибка пространства изображения определяется следующим образом:

$$E_i^p = \sqrt{\left(\hat{u}_i - \frac{r_1^T p_i + t_x}{r_3^T p_i + t_z} \right)^2 + \left(\hat{v}_i - \frac{r_2^T p_i + t_y}{r_3^T p_i + t_z} \right)^2}, \quad (4)$$

где $\hat{m}_i(\hat{u}_i, \hat{v}_i, 1)^T$ наблюдаемые точки изображения.

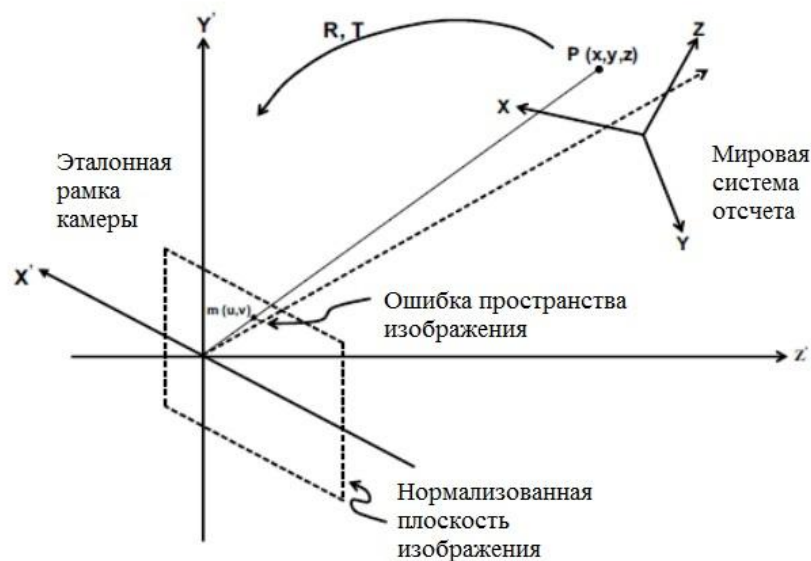


Рис. 1. Мировая система координат и система координат 2D-изображения

В дополненной реальности большинство методов компьютерного зрения предполагают наличие маркеров или объектов с известной трехмерной геометрией в окружающей среде и используют эти данные. Статические системы с известными начальными позициями имеют заранее рассчитанную структуру 3D-сцены, в то время как динамические системы используют метод одновременной локализации и отображения (SLAM) для отображения фидуциальных маркеров или относительных положений 3D-моделей. В редких, но растущих случаях, когда не делается никаких предположений о трехмерной геометрии сцены, используется метод Structure from Motion (SfM). Метод SfM разделен на две части: отслеживание характерных точек и оценка параметров камеры.

Недавний новый подход к достижениям в области визуального слежения заключался в изучении того, как человеческий мозг распознает объекты, также называемые системой человеческого зрения (HVS), поскольку люди могут распознавать бесконечное количество объектов и людей в долях секунд без каких-либо усилий. Если будет смоделирован способ распознавания вещей человеческим мозгом, компьютерное зрение сможет справиться с проблемами, с которыми оно сталкивается в настоящее время, и продолжать двигаться вперед. [5]

Также немаловажным считаются культурные обычаи рабочих на электростанциях, которые необходимо изучить для применения AR для поддержки технического обслуживания. Рабочие обычно консервативны в отношении внедрения новых технологий, поскольку считают, что нынешние методы обслуживания являются достаточными: нет необходимости ис-

пользовать новую технологию, чтобы оспаривать методы и вводить риски. Чтобы убедить их использовать новую технологию необходимо внедрить ее сначала для молодого персонала, которые способны адаптироваться к новым технологиям быстрее, чем персонал, работающий по старой системе. [6]

Подводя итоги исследования, можно сделать выводы о том, что технология дополненной реальности несёт в себе существенный потенциал для совершенствования современных пользовательских интерфейсов. Они обеспечивают актуальность и достоверность эксплуатационной информации, собираемой и получаемой персоналом различных предприятий, а также доступ к этой информации по месту текущего нахождения специалиста рядом с контролируемым/обслуживаемым элементом.

Библиографический список

1. Онг, С.К. Приложения дополненной реальности в Производство: Автореферат / С.К. Онг. – 2008. – с. 27.
2. Мурцис, Д. Дополненная реальность приложения в разработке и производстве. Учебник / Д. Мурцис, С.К. Онг и др. – CIRP Annals, 2012. – 679 с.
3. Максютлов, И. Н. Автоматизация управления системой диагностического обслуживания оборудования электроустановок, электрических подстанций, сетей и систем предприятий нефтегазового комплекса / И.Н. Максютлов. – Салават: ФГБОУ ВПО УГНТУ, 2015. – 24 с.
4. Зенг, В. А. Особенности проектирования систем дополненной реальности/ В. А. Зенг, О. В. Батенькина // СибАК. – 2016 – XLVII– № 10(46).
5. Carmigniani, J Методы дополненной реальности и алгоритмы увеличения слуха: Диссертация. - Флорида Атлантика, 2011. – 124 с.
6. Исии, Х. Приложения дополненной реальности для работ по техническому обслуживанию атомных электростанций / Х. Исии, З. Биан, Х. Фуджино, Т. Секияма, Т. Накай, А. Окамото, Х. Шимода, М. Изуми, Ю. Канехира, Й. Моришита - Высшая школа энергетических наук, Киотский университет, 2017. - 268 с.

Bibliographic list

1. Ong, S.K. Augmented reality applications in Manufacturing: Abstract. –2008. - with. 27.
2. Murtzis, D. Augmented reality applications in design and production. Textbook / Ong, S.K. et al. - CIRP Annals, 2012. - 679 p.2. Orlov, M.E. Theoretical foundations of heat engineering. Heat and mass transfer. - Ulyanovsk: UISTU, 2013. - 204 p.
3. Maksyutov, I. N. Automation of the management of the system of diagnostic maintenance of equipment of electrical installations, electrical substations, networks and systems of enterprises of the oil and gas complex. - Salavat: FSBEI HPE USPTU, 2015. - 24 p.
4. Zeng, V. A. Features of the design of augmented reality systems / V. A. Zeng, O. V. Batenkina // SibAK. - 2016 - XLVII– № 10 (46).
5. Carmigniani, J Augmented reality methods and hearing augmentation algorithms: Thesis. - Florida Atlantic, 2011. - 124 p.
6. Ishii, H. Augmented Reality Applications for Nuclear Power Plant Maintenance Work/ H. Ishii, Z. Bian, H. Fujino, T. Sekiyama, T. Nakai, A. Okamoto, H. Shimoda, M. Izumi, Y. Kanehira, Y. Morishita – Graduate School of Energy Science, Kyoto University, 2017. – 268 с.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.31

FACTS ТЕХНОЛОГИИ И ПРИМЕНЕНИЕ ИХ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Мясоедов Ю. В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
профессор, кандидат технических наук, yuriy.myasoedov@gmail.com

Музыченко Г.Е., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, gosha1818@mail.ru

Федотов А.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, aleksandrf25029@gmail.com

Аннотация: в данной статье рассматривается инновационное оборудование в энергетике, а именно устройства FACTS, показываются особенности каждого из устройств и возможности их применения, рассмотрено применение данной технологии в Амурской области.

Ключевые слова: инновации, FACTS, УШР, СТАТКОМ, фазоповоротные устройства, вставка постоянного тока.

FACTS TECHNOLOGIES AND THEIR APPLICATION IN THE ENERGY SYSTEM OF THE AMUR REGION

Myasoedov, Y. V., FSBEI HE "Amur state University", candidate of technical Sciences,
Professor, yuriy.myasoedov@gmail.com

Muzychenko G.E., FSBEI HE "Amur state University", student, gosha1818@mail.ru

Fedotov A.V., FSBEI HE "Amur state University", student, aleksandrf25029@gmail.com

Annotation: this article discusses innovative equipment in the energy sector, namely, FACTS devices, shows the features of each of the devices and the possibilities of their use, considers the application of this technology in the Amur region.

Keywords: innovations, FACTS, CSR, STATCOM, phase rotation devices, DC injection.

В современном мире электроэнергетика является одной из ведущих отраслей, так как она является наиболее важным фактором во всех секторах экономики и производства. В настоящее время развитие энергетики происходит за счет внедрения новых технологий. Произошло значительное увеличение выработки электроэнергии. В настоящее время в России работает около 600 электростанций общей мощностью 220 000 МВт. Электроэнергетика управляется государством, большая часть которого интегрирована в Единую энергетическую систему России, которая охватывает большую часть страны и имеет диспетчерский контроль. Каждая электроэнергетическая компания России выполняет свою функцию. Основные группы компаний включают в себя: генерирующие, электросетевые, энергосбытовые, а также компании, осуществляющие управление режимами. В настоящее время возникли объективные предпосылки для развития электроэнергетики России в XXI веке на новой технологической основе, которая характеризует переход к новому технологическому способу развития мировой экономики путем создания так называемой интеллектуальной энергетической системы. с активно-адаптивной электрической сетью, называемой Smart Grid. В США, Евро-

союзе, Канаде, Китае концепция Smart Grid является по сути государственной политикой технологического развития электроэнергетики будущего. Эту же политику начали осуществлять в Российской Федерации. Силовые устройства активных адаптивных сетей играют решающую роль в реализации этой технологии на практике. Их можно разделить на следующие основные группы: устройства для регулирования (компенсации) реактивной мощности и напряжения, подключенные к сетям параллельно; устройства для регулирования параметров сети (сопротивления сети), включенные последовательно в сеть; устройства, объединяющие функции первых двух групп - устройства продольно-поперечного включения; устройства ограничения тока короткого замыкания; устройства накопления электрической энергии; вставки постоянного тока и силовые передачи; линии постоянного и переменного тока с использованием новых композитных материалов, высокотемпературных сверхпроводников.

Первые три группы устройств относятся к технологии управляемых систем питания переменного тока - гибких систем передачи переменного тока (FACTS) [1,4]. Отдельные типы устройств и технологии FACTS также используются в устройствах для ограничения токов короткого замыкания и линий передачи постоянного и переменного тока с использованием новых композиционных материалов и высокотемпературных сверхпроводников. Целью работы является ознакомление с устройствами FACTS и рассмотрение их использования в Амурской области.

Что такое FACTS

В российские электроэнергетики понятие «управляемые линии» фактически совпадает с термином «гибкие линии» или FACTS. В свою очередь, FACTS можно считать подсистемой SmartGrid «умные линии». В этой статье речь пойдет только об оборудовании для гибких линий (они же FACTS). Их применение позволяет увеличить пропускную способность линий электропередачи благодаря высокой скорости силовой электроники, влиять на процессы в энергосистемах в режиме online, тем самым превращая линии электропередач из пассивных средств передачи электроэнергии в активные устройства управления. Разделение устройств FACTS на группы: различные виды статических преобразователей при передаче электроэнергии переменного тока; Вставки постоянного тока и силовые передачи постоянного тока; электромашинные комплексы, состоящие из электрических машин переменного тока или трансформаторов в сочетании с устройствами силовой электроники. Всего имеется несколько десятков устройств FACTS: статические синхронные компенсаторы, управляемые реакторы и конденсаторные батареи с тиристорным и механическим переключением и т.д. Наиболее распространенными сегодня являются устройства компенсации реактивной мощности, а также устройства, которые выполняют несколько функций, одно из которых опять же, это компенсация реактивной мощности. Уменьшение потоков реактивной мощности в сети позволяет снизить потери активной энергии и напряжения, регулировать напряжение в энергосистеме и снизить нагрузку на линии электропередачи и трансформаторы. Устройства компенсации реактивной мощности включают в себя следующее оборудование: аккумуляторные батареи (БСК); шунтирующие реакторы; фильтры высоких гармоник; статические тиристорные компенсаторы (СТК) и др.

Управляемые шунтирующие реакторы (УШР)

Управляемый шунтирующий реактор - это электрическое устройство, предназначенное для компенсации реактивной мощности и стабилизации уровня напряжения в высоковольтных электрических сетях напряжением 35–750 кВ. УШР - это статическое шунтирующее устройство с плавно регулируемым индуктивным сопротивлением. Конструктивно может быть обеспечена любая желаемая скорость изменения мощности реактора. Однако в результате практического использования УШР был найден оптимальный баланс между скоростью реактора и мощностью системы смещения: скорость набора / сброса мощности за 0,3–1 с, мощность системы намагничивания - 1-2% от номинальной мощности реактора. Управляемые шунтирующие реакторы предназначены для автоматического управления потоками реактивной мощности и стабилизации уровней напряжения, что позволяет:

1. устранить дневные и сезонные колебания напряжения в электрической сети;

2. улучшить качество электрической энергии;
3. оптимизировать и автоматизировать режимы работы электрической сети;
4. уменьшить потери электроэнергии при ее транспортировке и распределении;
5. улучшить стабильность энергосистемы;

Широкий функционал УШР обеспечивает целесообразность их применения при различных классах напряжения. В этом случае ожидаемый эффект может проявиться как на уровне локальных потребительских сетей, так и при решении приоритетных задач национальной энергосистемы в целом. В условиях формирования рыночных отношений в электроэнергетике и увеличения инвестиций в развитие электрических сетей, УШР предлагает ряд существенных преимуществ для всех хозяйствующих субъектов: на уровне магистральных и распределительных электрических сетей, он обеспечивает значительное снижение потери электроэнергии и соответствующее увеличение прибыли системных операторов и распределительных компаний; на уровне потребителей электроэнергии устанавливается УШР для снижения платы за потребляемую реактивную мощность (поддержание $\cos(\varphi)$), для обеспечения требуемого качества напряжения у конечных потребителей, а также в качестве необходимых мер для подключения новых мощностей к сети [4].

СТАТКОМ

Это преобразователь напряжения на управляемых силовых тиристорах (или транзисторах), подключенных через ТС параллельно линии в узле сети, к которому подключена линия. Принцип работы СТАТКОМ идентичен принципу работы источников бесперебойного питания: синусоидальное напряжение с частотой $50 \text{ Гц} \pm 3 \text{ Гц}$ формируется из напряжения источника постоянного тока за счет широтно-импульсной модуляции и использования фильтр гармоник. Основным свойством СТАТКОМ является способность генерировать ток любой фазы относительно сетевого напряжения. Мощность, передаваемая по линии переменного тока, зависит от напряжений на концах линии, фазового угла между ними и полного реактивного сопротивления этой линии. СТАТКОМ контролирует мощность такой линии: стабилизируя напряжения на ее концах, поскольку напряжения в узлах сложной сети могут изменяться, а в некоторых режимах, особенно после аварии, они могут достигать критически низких значений; изменение сдвига фаз между напряжениями на концах линии; изменить общее реактивное сопротивление линии. Применение СТАТКОМ позволяет в общих условиях: отказаться от установки дополнительных конденсаторных батарей, которые могут потребоваться при установке, в том числе для фильтрации гармоник; обеспечить удовлетворительное качество электроэнергии и снизить мощность подключенного конденсатора к шинам переменного тока и уменьшить скачки напряжения при переходных процессах; избежать воздействия на сеть переменного тока из-за отсутствия коммутации конденсаторных батарей; уменьшить необходимую площадь, необходимую для дополнительных источников реактивной мощности. Внедрение технологий СТАТКОМ позволяет достичь следующих результатов: содействие развитию системных сервисов, возможность гибкого контроля напряжения со стороны системного оператора; возможность среднего увеличения минимального напряжения на 5,79% и установившегося напряжения на 2,03% на подстанциях 220 кВ; снижение потерь в линиях электропередачи на 5% [3].

Фазоповоротное устройство (ФПУ)

Целью ФПУ является создание дополнительного фазового сдвига между напряжением первичных шин и вторичных шин. Это позволяет контролировать поток активной и реактивной энергии. ФПУ могут использоваться для следующих целей: ограничение перегрузки сетей с низким напряжением питания; снижение потери электроэнергии и мощности в электрических сетях; повышение динамической устойчивости электрической системы при больших возмущениях; распределение электроэнергии и расширение возможного диапазона выдачи мощности в нормальных режимах. Регулируемый сдвиг фазы, вводимый ФПУ, осуществляется посредством повышения напряжения между входом и выходом ФПУ на месте установки. Чем больше требуется ввести фазовый сдвиг, тем больше будет величина вольтодобавочного напряжения. Такое напряжение называется возбуждающим, возбуждающее

напряжение называется независимым, если оно находится под напряжением на входе ФПУ. Результирующее напряжение зависит от напряжения, если оно формируется из напряжения на входе и возникает ФПУ. Существует несколько способов подачи вольтодобавочного напряжения: поперечное управление, продольное поперечное управление и симметричное управление. При поперечном («квадратурном») регулировании ФПУ вводится повышающее напряжение, смещенное на ± 90 е. град. относительно входного напряжения ФПУ, что является возбуждающим. В этом случае выходное напряжение ФПУ увеличивается по амплитуде и изменяется по фазе. Причем амплитуда будет тем больше, чем на больший угол сдвига будет производиться регулирование. Регулирование может осуществляться при малых углах регулирования (не более 20 эл.град.) [1, 2]. При продольно-поперечном регулировании ФПУ вводит вольтодобавочное напряжение: продольное и поперечное. Продольная составляющая смещена относительно входного напряжения на 180 е. град., поперечный - ± 90 эл. град. Изменением амплитуды напряжения можно управлять, и оно может быть, как большим, так и меньшим. При малых углах регулирования (не более 20 эл. Град.) Можно использовать только поперечный компонент, а при больших углах - большие 20 эл. град. [2]. При симметричном регулировании ФПУ вводит смещение напряжения усилителя на ± 90 эл. град. относительно возбуждающее напряжение ФПУ. В этом случае выходное напряжение ФПУ изменяется только по фазе и не изменяется по амплитуде. Регулирование может применяться под любыми углами регулирования [2].

Вставки постоянного тока

Вставки постоянного тока (ВПТ) выполняют функции межсистемных связей и регуляторных звеньев в энергосистемах. Использование технологии передачи постоянного тока обеспечивает несинхронную связь между энергосистемами в тех случаях, когда их реализация на переменном токе невозможна. Через ВПТ можно объединять энергосистемы, работающие с различной номинальной частотой, одной номинальной частоты, но разных нефиксированных фазовых сдвигов, различных частот и фаз. В случае несинхронного подключения, есть возможность выбрать рабочую частоту генераторов и оптимальное количество оборотов в минуту. Это актуально для малой генерации (дизельные электростанции, газопоршневые электростанции, паротурбинные электростанции, мини-гидроэлектростанции, геотермальные электростанции, ветряные электростанции, солнечные электростанции и т. д.), имеющие возможность передавать электроэнергию в общую сеть. В классическом случае такое соединение требует систем синхронизации и сравнительных характеристик, а также больших массогабаритных характеристик и значительной стоимости. Использование ВПТ на основе двунаправленных преобразователей (инверторов) позволяет передавать активную мощность в двух направлениях, а также регулировать реактивную мощность без использования дополнительных источников реактивной энергии.

Применение FACTS в энергосистеме Амурской области

В энергосистеме Амурской области можно встретить устройства FACTS. Так на ПС Тында установлен УШР мощность 100 Мвар, также на ПС Сковородино установлен УШР мощностью 100 Мвар. На ПС Могоча смонтирована вставка постоянного тока (ВПТ), предназначенная для преобразования переменного тока в постоянный и последующего преобразования постоянного тока в переменный. ВПТ обеспечит перетоки электроэнергии между Сибирью и Востоком в объеме 200 МВт так как ЕЭС Сибири находится в первой синхронной зоне по частоте, а ЕЭС Востока во второй синхронной зоне.

Заключение

В данной работе рассмотрены современные устройства FACTS. Применение подобных устройств в России распространено не очень широко. В основных случаях для энергосистемы проекты по внедрению стартовали в начале уже XXI века, тогда как в мире устройства на основе силовой электроники применяются достаточно широко. Применение устройств на базе технологии FACTS станет основой для создания сетей нового поколения – интеллектуальных сетей. Основой для построения технически и экономически эффективных транзитов мощности между крупными энергорайонами. Это позволит более эффективно использовать

линии электропередач, что в свою очередь на порядок облегчит инвестиционную нагрузку на проекты по увеличению присоединенной мощности к электросетям общего пользования; уменьшая транзит реактивной мощности по линиям, снизит потери в сетях электроснабжения. Также новое оборудование способно стабилизировать уровни напряжения в сетях, благодаря чему не потребуются дополнительных источников реактивной мощности. Также, повышая динамическую устойчивость энергосистемы в целом, создаст платформу для развития распределенной генерации как на основе традиционных генерирующих станций, так и на базе альтернативной энергетики.

Библиографический список

1. Гринштейн, Б.Н. Регулирование фазы вектора напряжения сети вентильным фазоповоротным устройством / Б.Н.Гринштейн, Ю.Г. Толстов // Электричество. – 1992 – № 2. – С. 55–60.
2. Стельмаков, В.Н. Фазоповоротные устройства с тиристорным управлением / В.Н. Стельмаков и др. // Энергетик. – 2010. – № 8. – С. 20–23.
3. Информационное – справочное издание «Новости ЭлектроТехники». Реактивная мощность в электрических сетях технологии управляемой компенсации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh>
4. Информационное – справочное издание «Новости ЭлектроТехники». Соколов С. , Долгополов А. Управляемые реакторы [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2012/75/04.php>

Bibliographic list

1. Grinshtein B.N., Tolstov Yu.G. Regulation of the voltage vector phase of the network by a valve phase shifter // Electricity. - 1992 - № 2. - P. 55–60.
2. Stelmakov V.N., Zhmurov V.P., Tarasov A.N., Grinshtein B.I., Tuzlukova E.V. Phase-turning devices with thyristor control // Energetik. - 2010. - № 8. –С. 20–23.
3. Informational - reference publication "Electrical Engineering News". Reactive power in electrical networks of technology managed compensation [Electronic resource] - Access Mode: <http://www.news.elteh.ru/arh>
4. Informational - reference publication "Electrical Engineering News". Sokolov S., Dolgoplov A. Controlled reactors [Electronic resource] - Access mode: <http://www.news.elteh.ru/arh/2012/75/04.php>



УДК 621.3.072.2

**АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ СИЛОВЫХ
ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ,
КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

Савина Н.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
доктор технических наук, профессор, nataly-savina@maul.ru
Лабеко В.О., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, lllok_lv@mail.ru

Аннотация: регулирование напряжения, в частности автоматическое регулирование под нагрузкой, как высокоэффективный инструмент в поддержании оптимального режима работы электрических сетей и повышении качества энергоснабжения потребителя.

Ключевые слова: автоматизация, регулятор, регулирование под нагрузкой, силовой трансформатор, напряжение, качество электроэнергии.

**AUTOMATIC VOLTAGE REGULATION OF POWER TRANSFORMERS AND AUTO-
TRANSFORMERS, AS A MEANS OF IMPROVING THE EFFECTIVE FUNCTIONING
OF ELECTRICAL NETWORKS**

Savina N.V., FGBOU VO «Amur State University», Dr.Tech.Sc., Professor, nataly-savina@maul.ru
Labeko V.O., FGBOU VO «Amur State University», master student, lllok_lv@mail.ru

Annotation: voltage regulation, in particular, automatic regulation under load, as a highly efficient tool in maintaining optimal operation of electrical networks and improving the quality of consumer power supply.

Keywords: automation, regulator, regulation under load, power transformer, voltage, power quality.

Действующая нормативно-правовая база в области электроэнергетики предъявляет жесткие требования к качеству электрической энергии (ЭЭ) поставляемой потребителям. Один из основных показателей качества ЭЭ – отклонение напряжения от номинального значения, поскольку наиболее экономичная и надежная работа электропотребителей в большей или меньшей степени зависит от оптимального значения рабочего напряжения.

Отклонение напряжения от оптимального значения в сторону как понижения, так и повышения приводит к ухудшению условий работы, снижению производительности и т.п. [1]. Так, при снижении уровня напряжения на 10% вращающий момент асинхронных электродвигателей, пропорциональный квадрату напряжения, уменьшается на 19%, следовательно, уменьшается и производительность приводного механизма. В осветительных установках снижение напряжения на 5% вызывает резкое снижение (на 17,5%) световой отдачи ламп. Нежелательно и чрезмерное повышение напряжения, ускоряющее выход из строя осветительных ламп, нагревательных установок и другого электрооборудования.

Цель данной работы показать насколько эффективно использовать АРПН, все достоинства и не недостатки данного метода регулирования напряжения.

Одна из важных задач, возникающих в процессе автоматизации управления режимами работы электрических сетей, – поддержание заданных уровней напряжения на шинах подстанций. Централизованное регулирование напряжения на подстанциях предусматривает широкое использование силовых трансформаторов и автотрансформаторов, содержащих устройство регулирования под нагрузкой (РПН). Автоматизация управления силовых трансформаторов с РПН в сетях, с помощью автоматических регуляторов напряжения трансформаторов – эффективное средство улучшения качества регулирования и поддержания оптимальных уровней напряжения [2].

В настоящее время показатели качества напряжения у потребителей электроэнергии часто не отвечают установленным нормам. Это свойственно как для производственных, так и для городских сетей. Проблема качества электроэнергии тесно связана с надежностью и ресурсом работы различного рода потребителей [2]. Более того, особо требовательные из потребителей могут функционировать только при высоком качестве напряжения [3, 4]. Важнейшим параметром качества электроэнергии является уровень напряжения. Для наиболее экономичной и безаварийной работы потребителя необходимо, чтобы отклонение фактической величины напряжения, при котором он получает электроэнергию, от своего номинального значения, не превышало установленной нормами допустимой величины. При этом желательно, чтобы отклонения напряжения вообще были минимальными. Требования к точности поддержания напряжения различны для разных видов нагрузок. Особенно нежелательно отклонение напряжения в сторону его уменьшения, которое приносит убытки во всех областях промышленности [2-4]. Также понижение напряжения увеличивает потери мощности в электросетях. Поскольку колебания напряжения являются принципиально неизбежными (ввиду изменения режимов работы сетей и потребителей), то для обеспечения необходимых уровней напряжения требуется его регулирование.

Практически во всех энергосистемах применяется большое количество устройств, которые обеспечивают поддержание необходимого уровня напряжения. Это, прежде всего, трансформаторы с регулируемым под нагрузкой коэффициентом трансформации, конденсаторные батареи, реакторы, синхронные компенсаторы, генераторы электростанций, и т. п. Указанные устройства оснащаются регуляторами, которые обеспечивают поддержание напряжения на определенном уровне. Основными средствами регулирования напряжения в электрических сетях являются силовые трансформаторы с устройствами регулирования под нагрузкой (РПН). Существуют три основных направления повышения качества электроэнергии. В первую очередь, это – рационализация средств электроснабжения. К этому направлению относят повышение мощности сети, питание нелинейных потребителей повышенным напряжением и др. Второе направление предусматривает усовершенствование самих потребителей: обеспечение номинальной загрузки электродвигателей, использование многофазных схем выпрямления, включение в состав потребителя корректирующих устройств и т. д. Третье направление предполагает использование устройств коррекции качества – регуляторов одного или нескольких параметров электроэнергии или связанных с ними параметров потребляемой мощности [5].

Наиболее экономически предпочтительным в настоящее время является третье направление, поскольку изменение структуры сети или обновление всех потребителей требует значительных затрат. Для обеспечения надежной работы существующего оборудования необходимо применять методы и средства регулирования качества электрической энергии.

Автоматическое регулирование напряжения на шинах электростанций и районных подстанций преимущественно осуществляется в виде встречного регулирования, при котором в период наибольших нагрузок напряжение устанавливается выше номинального напряжения сети (с целью компенсации потерь напряжения у потребителей). В период же наименьших нагрузок, напряжение автоматически понижается. В условиях эксплуатации

стремятся, по возможности, уменьшить количество переключений ответвлений трансформатора, сознательно идя на некоторое снижение качества регулирования, но добиваясь этим повышения надежности систем электроснабжения. Для этого задают закон регулирования, который нечувствителен к кратковременным колебаниям напряжения, но реагирующий на отклонения, больше, чем зона нечувствительности.

С точки зрения обеспечения требований к качеству электроэнергии у потребителей на вторичных шинах понижающих трансформаторов необходимо добиваться 1,05-1,1 от номинального напряжения для режимов минимальных и максимальных нагрузок соответственно. При этом ограничивающими будут допустимые уровни напряжения по условиям работы изоляции, коронирования и по условиям регулирования напряжения в сетях. При повышении уровня напряжения улучшаются и другие показатели работы сети: снижаются активные и реактивные потери, увеличивается генерация реактивной мощности емкостью сети. Во многих случаях, это одновременно приводит к некоторому увеличению пропускной способности линий [5].

Эффект от внедрения автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (АРПН) заключается в автоматическом отслеживании изменений режима, более тщательном и своевременном, чем это могло бы быть сделано диспетчером. Настройки установок регулятора АРПН позволяют обеспечить требуемый уровень напряжения.

Регулирование напряжения предполагается реализовывать на основе микропроцессорного устройства автоматического регулирования напряжения, выполняющего следующие основные функции:

- регулирование напряжения на подстанциях в ручном или автоматическом режиме;
- коррекция уровня регулируемого напряжения с учетом падения напряжения на линии электропередачи (встречное регулирование по току);
- формирование импульсных или непрерывных команд управления электропроводами РПН;
- блокировка регулирования (при неисправности электропривода РПН или цепей управления, при неисправности регулятора, при аварийных значениях напряжения и фазных токов, при наличии соответствующего внешнего релейного сигнала);
- индикации текущих режимов и параметров;
- программирование режимов работы и задание установок регулятора (местное управление);
- программирование режимов работы, задание установок и контроль состояния по последовательному интерфейсу типа RS232, RS485 (дистанционное управление);
- переключение набора установок (местное управление, дистанционное или релейная команда);
- диагностика электропривода РПН (контроль – положения моторного привода, исправности цепей управления, состояния температурного реле, температуры масла);
- самодиагностика.

В заключении подведем итог, использование автоматического регулирования напряжения силовых трансформаторов и автотрансформаторов, перспективный и современный метод регулирования, он в полной мере удовлетворяет, как потребителя, выполняя все потребности по качеству электроснабжения, так и энергетические компании, являясь высокоэффективный инструмент в поддержании оптимального режима работы электрических сетей.

Библиографический список

1. Железко, Ю.С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах / Ю.С. Железко . – М.: Энергоиздат, 1981 . - 200 с.
2. Говоров, Ф.П. К вопросу о регулировании напряжения в городках электрических сетях / Ф.П. Говоров // Энергетика и электрификация. – 1993. - № 4. – С. 42-44.
3. Розанов, Ю.К. Современные методы улучшения качества электроэнергии (аналитический обзор) / Ю.К. Розанов // Электротехника. – 1998. - № 3. – С. 10-17.

4. Мокин, Б.И. Авто матические регуторы в электрических сетях / Б.И. Мокин . – К.: Техника, 1985. – 104 с.

5. Насыров, Р.Р. – О целесообразности централизованного регулирования напряжения в распределительных сетях / Р.Р. Насыров // Разработки молодых специалистов в области электроэнергетики 2008. Сб. матер. третьей науч.-техн. конф. М.: ОАО «НТЦ электроэнергетики», 2008. - С. 76-79.

Bibliographic list

1. Zhelezko, Yu.S. Compensation of reactive power in complex electrical systems / Yu.S. Zhelezko. - М.: Energoizdat, 1981. - 200 s.

2. Govorov, F.P. On the issue of voltage regulation in urban electrical networks / F.P. Govorov // Energy and electrification. - 1993. - № 4. – p . 42-44.

3. Rozanov, Yu.K. Modern methods for improving the quality of electricity (analytical review) / Yu.K. Rozanov // Electrical Engineering. - 1998. - № 3. – p . 10-17.

4. Mokin, B.I. Auto matic regutors in electrical networks / B.I. Mokin. - К.: Technique, 1985. - 104 p .

5. Nasyrov, R.R. - On the expediency of centralized voltage regulation in distribution networks / R.R. Nasyrov // Developments of young specialists in the field of electric power industry 2008. Sat. mater third scientific and technical. conf. М.: OJSC –Scientific and Technical Center for Electro-Eneogeetics”, 2008. – p . 76-79.



УДК 621.31

**ВЫЯВЛЕНИЕ АВАРИЙ НА ПОЛИМЕРНЫХ ИЗОЛЯТОРАХ.
МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ**

Мясоедов Ю.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат технических наук, профессор, yuriy.myasoedov@gmail.com

Синякин В.И., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, sinyakin95@list.ru

Баженов К.О., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, 19simbioz96@mail.ru

Аннотация: производители полимерных изоляторов утверждают, что их продукция может иметь высокое преимущество перед фарфоровой и стеклянной изоляцией, а также более значительные эксплуатационные характеристики и что самое важное – это большую надежность. В данной статье будет рассмотрено выявление наиболее эффективных способов обнаружения аварий на полимерных изоляторах

Ключевые слова: полимерные изоляторы; методы обнаружения; надёжность; индикаторы, дефект, контроль

IDENTIFY ACCIDENTS ON POLYMER INSULATORS. DETECTION METHOD

Myasoedov Y. V., FSBEI HE "Amur state University", candidate of technical Sciences,
Professor, yuriy.myasoedov@gmail.com

Sinyakin V.I., FSBEI HE "Amur state University", master's degree student, sinyakin95@list.ru

Bazhenov K. O., FSBEI HE "Amur state University", postgraduate, 19simbioz96@mail.ru

Abstract: manufacturers of polymer insulators claim that their products may have a high advantage over porcelain and glass insulation, as well as more significant performance characteristics and that the most important thing is greater reliability. This article will discuss the identification of the most effective ways to detect accidents on polymer insulators.

Keywords: polymer insulator, detection method, reliability; indicators, defect, control

Одна из главных проблем обеспечения стабильной работы системы электроснабжения является обеспечение надежной изоляции сети в условиях долгой эксплуатации и разнообразных атмосферно-климатических влияний. Не принимая во внимание тот факт, что каждый отдельно взятый изолятор является достаточно надежным элементом, тем не менее жесткие условия эксплуатации и многолетний срок службы неизбежно ведут к отказам. Анализируя причины выхода из строя изолятора, отметим главные из них:

- установка изоляторов в эксплуатацию без предварительных электрических испытаний;
- пробой, перекрытия;
- старение полимерных изоляторов;
- несоблюдение требований нормативных документов при транспортировании, разгрузке и хранении;

- несвоевременное выявление и замена дефектных изоляторов.

Для полимерных изоляторов свойственны нарушения целостности адгезионного шва между силиконовыми ребрами и несущим стержнем, появление и развитие частичных разрядов внутри и каналов ветвистых структур, образование трещин во внешней поверхности защитной оболочки.

Основным диагностическим методом является контактный, который предусматривает определение распределения напряжения измерительными штангами вдоль гирлянды изоляторов, а также определение сопротивления пробитых изоляторов. Как показала опыт эксплуатации, данный метод диагностирования изоляторов имеет множество недостатков:

- недостаточность профилактических мероприятий по предупреждению и предотвращению вандализма;
- необходимость повышенной осторожности и внимательности со стороны обслуживающего персонала при использовании измерительных приборов;
- низкая информированность визуальных проверок и осмотров из-за невозможности выявления большинства причин отказов.

Полимерные изоляторы имеют ряд преимуществ, но и так же недостатков. В качестве, при воздействии высоких температур уменьшается электрическая и механическая прочность; пожароопасны; и самое главное – это высокий риск пробоев при разгерметизации. Для выявления таких недостатков проводят диагностику изоляторов, а именно для получения информации о состоянии объекта.

Ни один из существующих методов контроля в эксплуатации не позволяет прогнозировать рабочий ресурс полимерных изоляторов и, как следствие, планировать ремонтные работы.

Для определения местонахождения дефектов изоляционных конструкций широко используются косвенные методы.

Определение технического состояния изоляторов можно осуществить с помощью инфракрасной термографии (тепловой метод контроля). В качестве диагностического параметра используется температурное поле объектов и связанный с ним процесс лучевого теплообмена между поверхностью объекта, окружающей средой и техническим средством диагностики путем улавливания, измерения и анализа ИК излучения, которое несет информацию о конфигурации и количественных параметрах данного температурного поля. Внутренние дефекты и тепловые явления могут быть выявлены лишь тогда, когда они создают изменения в температуре, достаточные для их регистрации.

Анализируя современные тенденции развития тепловизионного контроля изоляторов, можно отметить главные проблемы, которые могут возникнуть в процессе использования:

- несовершенная система тепловизионного контроля, диагностирование которого проходит эпизодически, без анализа данных, не создаются технологии отбора и статической обработки данных тепловых измерений.

Акустический метод. Суть акустического метода заключается в обнаружении акустических сигналов, генерируемых каналами высокой проводимости, в ультразвуковом диапазоне частот. Для акустического контроля механической прочности изоляторов по характеру взаимодействия физических полей конфигурируемым объектом используются следующие методы:

- акустико-эмиссионный метод (силовое возбуждение);
- метод отраженного излучения (эхо – метод);
- метод прошедшего излучения;
- метод свободных колебаний;
- резонансный метод.

Среди преимуществ данного метода – возможность дистанционной оценки изоляторов, находящихся под рабочим напряжением, а также возможность работать в любое время

суток. А главным техническим средством акустического метода есть ультразвуковой дефектоскоп УД-8.

Суть оптического метода заключается в наблюдении оптического излучения, которое взаимодействует с объектом контроля. При наличии определенных дефектов на изоляторе возможно возникновение коронных и поверхностных частичных разрядов, которые сопровождаются ультрафиолетовым (УФ) излучением.

В работе [10] отмечается, что для электрооборудования отсутствие коронных или поверхностных частичных разрядов является необходимым, а в некоторых случаях достаточным показателем нормального функционирования. Основным преимуществом данного метода есть высочайшая пространственно-временная способность регистрации частичных разрядов.

Ультрафиолетовый контроль. Ультрафиолетовый контроль проводится при температуре окружающего воздуха от минус 15°C до 40°C и относительной влажности воздуха от 40% до 90%, если иное не указано в инструкции по применению измерительного оборудования. Наиболее оптимальные климатические условия для выявления дефектов в опорной и подвесной изоляции: температура воздуха – от 25°C до 30°C, влажность воздуха – от 80% до 90%.

Для повышения достоверности при интерпретации результатов по обнаруженным дефектам изоляции высоковольтных аппаратов следует принимать в расчет влияние влажности и температуры окружающего воздуха, повышающих поверхностную электроразрядную активность.

В эксплуатации на значения интенсивности разрядной активности влияют следующие факторы:

- погодные условия (осадки, влажность, ветер, температура воздуха);
- наличие зон повышенной напряженности электрического поля (острые части оборудования).

Для исключения браковки исправного оборудования при проведении замеров следует брать среднее значение разрядной активности за небольшой промежуток времени (5-10 сек.), т.к. возможны кратковременные случайные пиковые выбросы, превышающие средние значения в 10 и более раз.

Существующую систему диагностирования изоляторов нельзя назвать эффективной, целесообразной, что видно из проведенного анализа статистики повреждений. Наибольшая часть отказов происходит по вине работников хозяйства электроснабжения в связи с несвоевременным выявлением дефектов изоляторов.

В данной статье рассмотрены основные методы диагностики состояния полимерной изоляции. Ни один из рассмотренных методов не способен обнаружить все виды дефектов, поэтому рекомендуется в эксплуатации комбинировать несколько методов для получения достоверной информации о состоянии изоляции. Анализ литературных источников показал, что применение технических средств и методов неразрушающего дистанционного контроля изоляторов разрешает значительно качественнее выполнять диагностирование изоляторов. Определение состояния полимерной изоляции может упроститься с применением внутренних индикаторов.

Для улучшения использования среднего ресурса изоляторов целесообразным является дальнейшее совершенствование диагностики по УФ-методу. Данный метод разрешает обнаруживать дефекты изоляторов на стадии их зарождения и имеет больше предпочтений в сравнении с другими.

Библиографический список

1. Старцев, В. В. Индикатор состояния высоковольтной изоляции / В.В. Старцев и др.// Патент РФ № 2392679, МПК H01B17/00 (2006.1). - № 2009122250/28, Заявл. 10.06.2009; Оpubл. 10.06.2009.
2. Ким, Е.Д. Стекланный изолятор как индикатор внутреннего электрического состоя-

ния полимерного изолятора / Е.Д. Ким и др. // Энергетика и электрификация, 2009, №4. - С. 29-33.

3. Симановский, И. В. Индикатор пробоя полимерного изолятора / И.В. Симановский // Электротехника. 2013, № 6. - С. 21-24

4. Шалыт, Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях / Г.М. Шалыт. - М.: Энергоиздат, 1982. - 312 с.

5. Федоров, Г.С. Особенности электрического пробоя в высоковольтных изоляторах из электротехнического фарфора и высокополимерных материалов / Г.С. Федоров, А.В. Голенищев-Кутузов // Проблемы энергетики, 2006, №5-6.

Bibliographic list

1. Startsev, V. V. Status Indicator high-voltage insulation / Vladimir Startsev et al.// Patent RF № 2392679, IPC H01B17/00 (2006.1). No 2009122250/28, Appl. 10.06.2009; Publ. 10.06.2009.

2. Kim, E. D. Glass insulator as an indicator of the internal electrical state of the polymer insulator / E. D. Kim et al. // Energy and electrification, 2009, №4. - P. 29-33.

3. Simanovsky, I. V. Indicator of the breakdown of polymeric insulator / I. V. Simanovskiy // Electrical engineering. 2013, № 6. - P. 21-24

4. Shalyt, G. M. definition of places of damage in electric networks / G. M. Shalyt. - Moscow: Energoizdat, 1982. - 312 p.

5. Fedorov, G. S. peculiarities of electrical breakdown in high-voltage insulators, electrical porcelain and high-polymeric materials / G. S. Fedorov, A. V. Golenishchev-Kutuzov // problems of power engineering, 2006, №5-6.



УДК 621.311.161

**ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО
ПЛАНИРОВАНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ПОТЕРЬ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

Лежнюк П. Д., Винницкий технический университет,
доктор технических наук, lezhpd@gmail.com

Кравчук С.В., Винницкий технический университет,
кандидат технических наук, sv.kravchuk@ukr.net

Кульматицька А.С. Винницкий технический университет,
le.15b.kulmatytska@gmail.com

Аннотация: рассматривается проблема формирования и эффективного использования информационной инфраструктуры электрических сетей (ЭС) энергоснабжающих компаний (ЭК) для решения задачи мониторинга технологических расходов электроэнергии, а также управления ими.

Ключевые слова: электрические сети, потери электроэнергии, автоматизированная система, информационное обеспечение, оценивание наблюдаемости.

**INFORMATION SUPPORT FOR EFFICIENT MEASURES PLANNING TO
REDUCE ELECTRICITY LOSSES IN ELECTRICAL NETWORKS**

Lezhniuk P.D., Vinnitsa Technical University, Dr.Sc., lezhpd@gmail.com

Kravchuk S.V., Vinnitsa Technical University, candidate of technical Sciences,
sv.kravchuk@ukr.net

Kulmatskaya A.S., Vinnitsa Technical University, le.15b.kulmatytska@gmail.com

Abstract: the problem of formation and effective use of the information infrastructure of electric networks (EN) power supply companies to solve the problem of monitoring the technological costs of electricity, as well as their management is considered.

Keywords: distribution networks, the loss of electricity, characteristic modes, the automated system, information technology, evaluation of observability.

Эффективность планирования мероприятий по уменьшению потерь электроэнергии (УПЭ) зависит от точности расчета их составляющих, которая определяется информационной и методической погрешностями и непосредственно связана с объемом и качеством исходной информации. Вместе с тем, в электрических сетях (ЭС) практически отсутствуют полноценные системы технического мониторинга. По-фидерный анализ отчетных технических потерь электроэнергии (ТПЭ) сводится к определению разности между поступлением электроэнергии и ее полезным отпуском в пределах балансовой принадлежности по показаниям приборов учета. Вследствие неодновременности регистрации показаний счетчиков снижается достоверность отчетных ТПЭ.

Значение ТПЭ в условиях неполноты исходной информации оцениваются (а не определяются!) по упрощенным моделям с использованием статистической информации о

нагрузке, а также неизменными схемами ЭС с параметрами, которые также принимаются постоянными, т.е. их достоверность также является ограниченной. Информация относительно параметров режима ЭС не учитывается или фиксируется эпизодически. Таким образом, значение потерь электроэнергии в ЭС, для снижения которых разрабатываются энергосберегающие мероприятия, оцениваются настолько приближенно, что определить эффект от внедрения последних часто невозможно. Это снижает доверие к проектам по повышению энергоэффективности сетей и, таким образом, целесообразность их финансирования и реализации становится сомнительной.

Повысить эффективность планирования мероприятий по уменьшению потерь электроэнергии в ЭС возможно путем повышения их наблюдаемости и использования математического моделирования по результатам натуральных экспериментов. Это позволяет рассчитывать характерные режимы ЭС и технические потери электроэнергии в них математически-программными средствами в сочетании с соответствующим информационным обеспечением. С их помощью возможно выделять из суммарных потерь коммерческие потери, а также составляющие, которые обусловлены функционированием электросетей отдельных классов напряжения, определенного подчинения и ведомственной принадлежности [1]. Таким образом, целью работы является определение технических потерь электроэнергии в ЭС с меньшими погрешностями за счет улучшения информационного обеспечения.

Определение технических потерь электроэнергии.

Известно [1, 2], что минимальная систематическая погрешность расчетных нагрузочных потерь электроэнергии ΔW_{Hj} за j -й промежуток времени отвечает методу поэлементных расчетов:

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^n \left\{ \left[\sum_{j \in M_i} \frac{(S_{nj} k_{j3} \cos \varphi_j)}{U_j^2} \right]^2 k_{\phi P_i}^2 + \left[\sum_{j \in M_i} \frac{(S_{nj} k_{j3} \sin \varphi_j)}{U_j^2} \right]^2 k_{\phi Q_i}^2 \right\} R_i t, \quad (1)$$

где n – количество элементов сети; S_{Hj} – номинальная мощность j -го трансформатора; k_{3j} – коэффициент загрузки j -го трансформатора; $\cos \varphi_j$ – коэффициент мощности j -го трансформатора; R_i – активное сопротивление i -го элемента ЭС; t – продолжительность расчетного периода; U_j – узловое значение напряжения первичной обмотки j -го трансформатора; $k_{\phi P_i}$, $k_{\phi Q_i}$ – коэффициенты формы графиков, соответственно, активной и реактивной нагрузки i -го элемента ЭС; M_i – множество трансформаторов (или трансформаторных подстанций (ТП)), получающих электроэнергию через i -й элемент ЭС.

Как видно из выражения (1), исходная информация представляется двумя видами данных. Первый – это схемная информация $\mathbf{X}_s = \{R_i, S_{Hj}\}$, второй – режимная информация:

$$\mathbf{X}_R = \{k_{3j}, k_{\phi P_i}, k_{\phi Q_i}, U_j, \cos \varphi_j\}. \quad (2)$$

Используя информационное обеспечение АСКУЭ, режимные параметры \mathbf{X}_R можно получить, обрабатывая данные из счетчиков активной и реактивной электроэнергии, а также датчиков напряжения и перетоков мощности, автоматическое опрашивание которых происходит с определенной дискретностью Δt . Множество схемных параметров \mathbf{X}_s определяется по каталожным или паспортным данным, а также по результатам диагностирования или испытаний.

Расчет переменных потерь электроэнергии в ЭС. После подготовки начальных данных относительно режимных и схемных параметров формируется расчетная модель ЭС, которая, согласно поэлементному методу расчета (1), состоит из расчетных моделей отдельных элементов.

Учитывая, что внедрение АСКУЭ является продолжительным процессом и должно улучшать информационное обеспечение на каждом этапе, то для фрагментов ЭС, не охваченные телеинформационной системой, остается проблема получения режимных параметров X_R в условиях неопределенности. Как показывает практика, наименее достоверными параметрами модели погрузочных потерь (1) являются коэффициенты формы $k_{\phi Pi}$, $k_{\phi Qi}$ графиков нагрузки отдельных элементов ЭС. Исходя из этого, предлагается использовать математическое представление коэффициентов формы графиков групповой нагрузки в виде нечетких множеств [3].

Коэффициент формы графика нагрузки для большинства ТП 10(6) кВ изменяется в интервале [1,0-1,15]. Коэффициент формы графика групповой нагрузки, которая обеспечивает перетоки электроэнергии отдельным элементом ЭС, определяется как сечение нечетких множеств [4], которые отвечают одной из типичных категорий электропотребления

$$\tilde{k}_{\Sigma\phi} = \tilde{k}_{\phi 1}k_{\phi 1} \cup \tilde{k}_{\phi 2}k_{\phi 2} \cup \dots \cup \tilde{k}_{\phi n}k_{\phi n}, \quad (3)$$

где n – количество ТП, к которым электроэнергия передается заданным участком ЭС; $k_{\phi j}$ – весовые коэффициенты, которые характеризуют уровень загрузки отдельного трансформатора 10(6)/0,4 кВ и определяются отношением его отпуска электроэнергии (нагрузки) к суммарному по ЭС:

$$k_{\phi j} = W_j / W_{\Sigma}, \quad j = \overline{1, n}.$$

Завершающей стадией идентификации коэффициента формы графика перетоков электроэнергии отдельным элементом ЭС является дефазификация методом „центра тяготения” [3]:

$$k_{\Sigma\phi} = \frac{\sum_{i=1}^m k_{\Sigma\phi_i} \mu_{k_{\Sigma\phi}}(k_{\Sigma\phi_i})}{\sum_{i=1}^m \mu_{k_{\Sigma\phi}}(k_{\Sigma\phi_i})}. \quad (4)$$

Расчет интервала неопределенности переменных потерь электроэнергии. Согласно [2] значение расчетных нагрузочных потерь электроэнергии, учитывая его переменный характер, должно иметь вид интервала неопределенности $[\Delta W_{p.min}, \Delta W_{p.max}]$, в который они попадают с вероятностью 99,7%. Таким образом, для решения данной проблемы необходимо решить задачу нелинейной оптимизации с балансowymi ограничениями и ограничениями на параметры. В обход проблемы, предлагается определять коэффициенты загрузки трансформаторов 10(6)/0,4 кВ, которые отвечают минимальному значению нагрузочных потерь по упрощенной схеме. Последнее нуждается в эквивалентировании ЭС к радиальному виду и введению ограничений на значение коэффициентов загрузки трансформаторов (например, $0,1 < k_3 < 0,8$). Тогда коэффициенты загрузки трансформаторов, которые обеспечивают минимальные переменные потери электроэнергии k_{i0} , можно определить по выражению:

$$k_{i0} = \frac{(P_{nocm} - \Delta P_p)}{P_{Hi}} \cdot \frac{U_{ia}^2}{\sum_{j=1}^n U_{ja}^2 \frac{r_{0i}}{r_{0j}}}, \quad (5)$$

где P_{nocm} – среднее значение активной мощности, которая поступает в главный участок фидера; ΔP_p – расчетные нагрузочные потери активной мощности, которые определяются в процессе эквивалентирования радиально-магистральных сетей к радиальному виду; P_{Hi} – номинальная активная мощность i -го трансформатора; U_j – модуль напряжения в j -м узле; r_{0i} – активное сопротивление i -го участка радиального эквивалента ЭС.

Значение минимальных нагрузочных потерь электроэнергии

$$\Delta W_{p.\min} = \sum_{i=1}^n (\Delta P_{p.\min i} \cdot k_{\phi.\min \Sigma P}^2) \cdot T,$$

где $\Delta P_{p.\min i}$ – минимальное значение нагрузочных потерь активной мощности на i -м участке, которое определяется с учетом (5);

$k_{\phi.\min \Sigma P}$ – минимальное значение коэффициента формы графика перетоков электроэнергии i -м участком (отвечает минимальному значению данного коэффициента на единичном альфа-уровне нечеткого множества).

Максимальная нагрузка ТП определяется расчетным путем по методике [5]. Соответственно определяются значения максимальных нагрузочных потерь электроэнергии.

Оценивание погрешности расчета переменных потерь электроэнергии и наблюдаемости электрической сети. Определение среднеквадратичной погрешности Δ_{Π} за рассчитанными пределами интервала неопределенности переменных потерь электроэнергии, соответствующая заданной вероятности реальных потерь ΔW_p в пределах данного интервала [1]:

$$\Delta_{\Pi} = (\Delta W_p - \Delta W_{p.\min}) / (3 \cdot \Delta W_p). \quad (6)$$

Выражение (6) базируется на предположении о нормальном распределении погрешности определения нагрузочных потерь, т.е. одинаковую вероятность их изменения как в сторону $\Delta W_{p.\min}$, так и в сторону $\Delta W_{p.\max}$.

Используя рассчитанные значения Δ_{Π} , возможно оценить вероятность расчета потерь электроэнергии с необходимой, заведомо заданной точностью $\Delta_{\Pi 3}$ (например, $\pm 5\%$). Для этого необходимо определить расчетное значение параметра $t_p = \Delta_{\Pi 3} / \Delta_{\Pi}$, соответствующее количеству интервалов Δ_{Π} в заданном интервале $\Delta_{\Pi 3}$. По рассчитанным значениям t_p , используя соответствующие табличные значения интеграла Лапласа, определяется вероятность p_i определения потерь электроэнергии с заданной точностью $\Delta_{\Pi 3}$. Последняя характеризует пригодность результатов расчетов потерь электроэнергии для решения задач анализа и структурирования ТПЕ, а также разработке энергосберегающих мероприятий. Кроме того, приведенный показатель вероятности p_i опосредованно характеризует наблюдаемость ЭС.

Результаты оценивания достоверности и интервалов неопределенности потерь электроэнергии программным комплексом «ПОТЕРИ» для примера электросети 10 кВ представлено на рис. 1. Видно, что для заданного объема и точности информационного обеспечения, реальная погрешность определения потерь электроэнергии по ЭС в целом составляет 9,2%, что значительно превышает приемлемую точность расчетов.

Результати оцінки вірогідності визначення втрат							
	Шини п/ст 10(6)кВ	Назва фідера	Wвідп, кВт.год	dW, кВт.год	dW, %	Вірогідність, %	Інтервал, %
1	ЕМ 10(6)/0,4 кВ	в цілому	341492.44	16811.47	4.92	88.88	± 9.20
2	Сигнал	в цілому	137462.44	6703.12	4.88	95.61	± 7.44
3	Сигнал	Ф-2	1523.01	405.55	26.63	99.90	± 0.32
4	Сигнал	Ф-4	13189.45	407.19	3.09	60.52	±17.31

Рис. 1. Результаты оценивания наблюдаемости ЭС с помощью ПК «ПОТЕРИ»

Для формирования информационной инфраструктуры, обеспечивающей заданную точность расчета технических потерь электроэнергии, в качестве критерия оптимальности можно использовать интегральную вероятность определения потерь $\chi_{\Delta W}$, которая характеризует вероятность p_i расчета нагрузочных потерь электроэнергии для заданного перечня характерных режимов работы ЭС:

$$\chi_{\Delta W} = \prod_{i=1}^m p_i.$$

Рассчитанный таким образом показатель эффективности размещения телеизмерительной аппаратуры однозначно характеризует качество информационной подсистемы электрических сетей, а его чувствительность может корректироваться изменением количества рассматриваемых характерных режимов m . Последовательное решение приведенных выше задач разрешает проблему анализа нагрузочных потерь электроэнергии в сетях для дальнейшего их структурирования и разработке мероприятий по их уменьшению.

Использование баз данных АСКУЭ для задач анализу потерь электроэнергии. Для определения и анализа технических потерь электроэнергии в ЭС, учитывая имеющийся уровень информационного обеспечения, целесообразным есть переход к поэлементным расчетам в сочетании с методом средних нагрузок [6]. Особенностью такого объединения являются широкие возможности привлечения дополнительной информации для уточнения результатов определения режимных параметров и потерь. В случае уменьшения расчетного периода, например, до 0,5 часа, согласно графикам поступления и отпуска электроэнергии по данным коммерческого учета, становится возможным учет коммутации в электрических сетях, что связано с включением/отключением потребителей и фрагментов ЭС.

Обеспечение надлежащей адекватности результатов воспроизведения режимов ЭС и составлении структуры балансов электроэнергии, нуждается в формировании соответствующего информационного обеспечения:

1. Базовое информационное обеспечение представляет собой базы данных основного оборудования, пофидерные нормальные схемы и перечень коммутационных аппаратов, которыми выполняется корректирование состояния ЭС в нормальных и послеаварийных режимах.

2. Усовершенствованное информационное обеспечение предусматривает установку электронных счетчиков и регистраторов и позволяет периодически уточнять схемы ЭС, их параметры, а также информацию о текущем поступлении и отпуске электроэнергии в ЭС.

3. Телеинформационная система с заданной дискретностью опроса измерительных устройств позволяет перейти от периодических расчетов потерь электроэнергии в ЭС к постоянному мониторингу режимов сетей и потерь в них.

Для обеспечения максимальной адекватности результатов моделирования режимов и потерь электроэнергии в ЭС должны использоваться источники достоверной информации и, в первую очередь, АСКУЭ, как единственный источник данных об электропотреблении с высокой достоверностью.

В данное время каждая энергоснабжающая компания Украины использует для сохранности коммерческой и технической информации корпоративные базы данных, которые систематически обновляются. Таким образом, их использование дает возможность обеспечить расчетные модели характерных режимов ЭС для определения потерь электроэнергии и динамики их изменения на протяжении отчетного периода.

Для организации доступа программных комплексов анализа и структурирования потерь электроэнергии к корпоративной базе данных энергокомпаний целесообразно использовать согласованные структуры исходных данных, которые формируются средствами базы данных с использованием SQL-Запросов и передаются программному комплексу в виде файлов обмена заданной структуры. Такой способ является гибким и простым в реализации, обеспечивает отладку и диагностирование возможных сбоев. Учитывая необходимую периодичность расчетов, подобный способ реализации обмена данных не влияет на быстроту решения конечной задачи.

Выводы

1. Для уменьшения уровня отчетных потерь электроэнергии в ЭС в условиях, когда возможности усовершенствования коммерческих взаиморасчетов практически исчерпаны, необходимо разрабатывать мероприятия по уменьшению технических потерь электроэнер-

гии. Учитывая принципиальную сложность задачи, необходимо пересмотреть мероприятия по усовершенствованию информационной инфраструктуры ЭС в направлении привлечения развитой инфраструктуры АСКУЭ и корпоративных баз данных.

2. Комплексный подход относительно анализа нагрузочных потерь электроэнергии в распределительных ЭС может использоваться для решения задач планирования технических и организационных мероприятий по их уменьшению на уровне энергоснабжающих компаний, а также для решения задачи организации измерительной среды АСКУЭ в электрических сетях.

3. Для обеспечения адекватности расчетных моделей электрических сетей, используемых для определения переменных потерь электроэнергии, целесообразно использовать натурно-имитационный подход, т.е. привлекать информацию, сформированную средствами корпоративных баз данных энергоснабжающих компаний. Отслеживание и учет динамики электрической сети (изменение топологии, положение коммутационных аппаратов и т.п.) в расчетной модели потерь электроэнергии позволяет оценивать влияние на них изменения эксплуатационных условий, в том числе ограничения электропотребления.

Библиографический список

1. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 465 с.

2. Железко, Ю.С. Расчет и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: ЭНАС, 2008. – 280 с.

3. Кулик, В. В. Идентификация коэффициента формы графика групповой нагрузки для определения потерь электроэнергии в распределительных сетях / В.В. Кулик, Д.С. Писляков // Вестник Приазовского государственного технического университета № 18, 2008. – С. 92–95.

4. Штовба, С.Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB / С.Д. Штовба. – М: Горячая линия – Телеком, 2007.– 284 с.

5. Буславец, О.А. Определение максимальной нагрузки трансформаторных подстанций расчетным путем / О.А. Буславец, А.А. Квицинский, Л.Н. Кудачкий и др. // Энергетика и электрификация №5, 2013. – С.25–31.

6. Лежнюк, П.Д. Модели и методы выбора мероприятий по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, Н.М. Черемисин и др. // Энергетика и электрификация № 8, 2007. – С.32–36.

Bibliographic list

1. Zhelezko, Yu.S. Electricity loss. Reactive power. The quality of electricity: a guide for practical calculations / Yu. S. Zhelezko. - M.: ENAS, 2009. - 465 p.

2. Zhelezko, Yu.S. Calculation and analysis of electric power losses in electric networks: Guidelines for practical calculations / Yu.S. Zhelezko, A.V. Artemyev, O.V. Savchenko. –M.: ENAS, 2008. - 280 p.

3. Kulik, V.V. Identification of the coefficient ratio of the group load for determination of electricity losses in distribution networks / V.V. Kulik, D.S. Pisklyarov // Bulletin of the Priazovsky State Technical University № 18, 2008. - pp. 92–95.

4. Shtovba, S.D. Design of fuzzy systems using MATLAB / С.Д. Shtov-ba. - M: Hotline - Telecom, 2007.– 284 p.

5. Buslavets, O.A. Determination of the maximum load of transformer substations by calculation / O.A. Buslavets, A.A. Kvitsinsky, L.N. Kudatsky et al. // Energy and Electrification No. 5, 2013. - Pp. 25–31.

6. Lezhnuk, PD Models and methods for the selection of measures to reduce the loss of electric energy in distribution networks / PD. Lezhnuk, V.V. Kulik, N.M. Cheremisin et al. // Energy and Electrification № 8, 2007. - pp. 32–36.



УДК 621. 311

**АНАЛИЗ СИСТЕМ ДИАГНОСТИКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ
И ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ**

Казакул А.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат технических наук, 0311343@mail.ru

Коржова О.Н., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
студент, korzholya@mail.ru

Аннотация: в статье представлены основные типы применяемых измерительных трансформаторов, проведен анализ их повреждаемости и рассмотрены методы и приборы диагностирования их состояния.

Ключевые слова: измерительный трансформатор, напряжение, ток, диагностические параметры, дефекты, датчики.

**ANALYSIS OF SYSTEMS OF DIAGNOSTICS OF MEASURING TRANSFORMERS
AND EVALUATION OF THE POSSIBILITY OF THEIR APPLICATION**

Kazakul A.A., FGBOU VO «Amur State University», candidate of technical Sciences,
0311343@mail.ru

Korzhova O.N., FGBOU VO «Amur State University», student, korzholya@mail.ru

Abstract: this article presents the main types of used measuring transformers, analyzes their damageability and discusses methods and instruments for diagnosing their condition.

Keywords: instrument transformer, voltage, current, diagnostic parameters, defects, sensors.

На сегодняшний день Россия по количеству изношенного электрооборудования далеко оставила позади все развитые страны. Износ объектов сетевой инфраструктуры, по данным ПАО «Россети», достигает 60-65% и, по экспертным оценкам, к 2025 году составит около 70%, что может привести к деградации единой электросетевой инфраструктуры Российской Федерации.[1] Для сравнения, в США это число составляет всего 20%, а ближе всех в этом рейтинге к Российской Федерации Румыния — 49%. Такое положение ставит под угрозу надежность обеспечения потребителей электрической энергией. Текущее состояние электросетевого хозяйства в России требует существенного увеличения объемов финансирования, строительства новых объектов и модернизации уже действующих. По оценкам экспертов только так возможно постепенно, в течение 8 – 10 лет, привести сетевое хозяйство страны по показателю надежности обеспечения потребителя к мировым стандартам, снизив износ основного оборудования в распределительных сетях до 50 – 55%. [2]

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей необходима регулярная диагностика состояния всего электрического оборудования, установленного на подстанциях любого класса напряжения. Однако целесообразность такого диагностирования в настоящее время находится под вопросом. Анализ статистических данных по авариям, приведенный ниже, говорит о том, что требуется оценить целесообразность диагностирования состояния измерительных трансформаторов.

Цель работы: проведение анализа и оценка возможности применения систем диагностики измерительных трансформаторов.

Задачи:

- 1) анализ видов измерительных трансформаторов;
- 2) оценка достоинств применяемых измерительных трансформаторов;
- 3) анализ методов диагностики и технического обслуживания измерительных трансформаторов;
- 4) оценка целесообразности установки дополнительных диагностических приборов.

По данным АО «ДРСК», на аварии, произошедшие ввиду неисправностей измерительных трансформаторов, в среднем приходится 7%. На Рис.1 представлено количественное соотношение причин аварий, произошедших на объектах АО «ДРСК» за период 2010-2016 гг.



Рис.1. Процент аварий по данным АО «ДРСК»

Кроме того, известны случаи, когда повреждения измерительных трансформаторов сопровождалось их возгоранием и пожарами в распределительных устройствах. Так, на ПС «Индустриальная», которая находится в Хабаровском крае, 24 июля 2015 года произошло повреждение трансформатора тока. 23 апреля 2017 года на Владивостокской ТЭЦ-1 произошло перекрытие трансформатора тока и разрушение аппаратного зажима. Причиной аварии на подстанции "Свердловская" в Нижнем Новгороде в 2007 году стало повреждение трансформатора напряжения вследствие длительной эксплуатации. В мае 2017 года на подстанции «Чагино» Магистральных электрических сетей «Мосэнерго» загорелся измерительный трансформатор тока. Это предопределяет актуальность исследования методов диагностики измерительных трансформаторов.

По материалу диэлектрика измерительные трансформаторы делятся на масляные, газонаполненные (элегазовые) и сухие (оптические). На высоковольтных сетях распространение получили масляные и элегазовые измерительные трансформаторы, причем каждый из них имеет свою нишу на рынке. В таблице 1 представлено сравнение данных типов трансформаторов, их преимущества и недостатки.[3]

Таблица 1 – Сравнение типов измерительных трансформаторов

Типы измерительных трансформаторов		
Оптический	Элегазовый	Масляный
Преимущества		
Безопасность и экологическая чистота Масса и габариты, простота инсталляции Уменьшение совокупной погрешности Исключена возможность возникновения феррорезонанса Полная развязка первичной и вторичной цепи	Высокая надежность Высокая точность измерений Взрыво- и пожаробезопасны При эксплуатации практически не нуждается в обслуживании Сейсмостойкость 9 баллов	Высокая надежность Высокая точность измерений Возможность использования при низких температурах Невысокая стоимость (в среднем 336 тыс. рублей) Наиболее востребованы
Недостатки		
Высокая стоимость при номинальном напряжении 110 кВ (по некоторым данным, 500 тыс. рублей за одну точку учета, включая блок управления) Блокам преобразования оптического сигнала в электрический необходимы специальные источники питания	Высокая стоимость (в среднем 3,5 млн. рублей) Необходимый контроль утечки элегаза	Пожароопасны Необходимость контроля уровня масла и основных параметров Трудности контроля изоляции в длительной эксплуатации

Исходя из данных таблицы, можно сделать вывод о целесообразности диагностирования масляных измерительных трансформаторов в связи с их высокой пожароопасностью. Этот недостаток требует постоянного контроля, так как такой тип трансформаторов наиболее востребован на производстве,

К диагностическим параметрам масляных трансформаторов, представляющим собой производные нескольких параметров, относятся, прежде всего, следующие расчетные характеристики[1]:

- отношение содержания критериальных значений газов в трансформаторном масле, например: CH_4/H_2 , C_2H_2/C_2H_4 , и др.;
- максимальная температура наиболее нагретой точки трансформатора при любой нагрузке;
- относительная скорость износа целлюлозной изоляции (бумаги, картона);
- средний ток частичных разрядов, и др.

Ионизационные процессы в высоковольтной изоляции и тепловые явления это основные типы потенциальных дефектов измерительных трансформаторов.

Методы диагностики для измерительных трансформаторов по видам обследований делятся на контрольные, расширенные и комплексные.[4] На рабочем напряжении осуществляется контроль разрядной мощности и тепловизионный контроль. При выводе аппаратов из эксплуатации проводятся профилактические испытания и анализ масла в масляных трансформаторах, но только при комплексном обследовании. Так как оптические трансформаторы это трансформаторы нового поколения, они имеют электронно-оптический блок управления, где происходит обработка и анализ информации поступающей из датчиков, и куда поступает прочая информация, передаваемая по цифровому интерфейсу.

Таблица 2 – Сравнение типов трансформаторов напряжения по методам диагностики, технического обслуживания и видам датчиков

Тип трансформатора		
Оптический	Элегазовый	Масляный
Диагностика		
Предусматривается онлайн-мониторинг работоспособности трансформатора	Определение места утечки элегаза Осмотр изоляции и других поверхностей трансформатора	Отбор проб масла из трансформатора один раз в 2 года Мониторинг состояния с помощью газовых защит, тепловизионного контроля и анализа отобранного масла (ХАРГ)
Техническое обслуживание		
Очистка изоляции и других поверхностей трансформатора от загрязнений по результатам осмотра	Очистка и изоляции и других поверхностей трансформатора от загрязнений Восстановление давления в соответствии с руководством эксплуатации	Доливка масла после отбора проб Замена индикаторного силикагеля два раза в год
Датчики		
Электронно-оптический блок управления	Течеискатели, тепловизоры, устройства РЗ	Течеискатели, тепловизоры, газоанализаторы

Согласно данным, приведенным в таблице 2, частота проверок (осмотров) и проведения технического обслуживания измерительных трансформаторов достаточна, чтобы поддерживать оборудование в работоспособном состоянии. Однако из-за внутренних и внешних перенапряжений могут происходить ситуации, в которых была бы целесообразна установка дополнительного оборудования. К дополнительному диагностическому оборудованию относятся приборы для дистанционного контроля состояния измерительных трансформаторов. Установка таких приборов особенно целесообразна для маслonaполненных измерительных трансформаторов, так как они являются наиболее аварийными. В случае соизмеримости цены основного и дополнительного оборудования, работы по установке приборов диагностики экономически необоснованны.

Различные типы дефектов в изоляции, в силу своих специфических особенностей, генерируют высокочастотные импульсы, различающиеся по своим параметрам. Компания ООО "Димрус" предлагает прибор «DIM-Лос» – универсальный прибор оперативного контроля изоляции высоковольтного оборудования по частичным разрядам.[5] Прибор предназначен для регистрации и анализа частичных разрядов, диагностики дефектов, оперативной локализации мест их возникновения; позволяет проводить экспресс-диагностику состояния изоляции комплекса высоковольтного оборудования, расположенного на подстанциях. «DIM-

Loc» имеет большие функциональные и диагностические возможности, что обусловлено использованием датчиков ЧР различных типов, работающих в трех диапазонах частот. Это позволяет пользователю комплексно подходить к вопросу диагностики дефектов в изоляции различного оборудования, так как для разного оборудования приходится использовать датчики, регистрирующие ЧР в различных диапазонах частот.

Немецко-швейцарская компания МТЕ предлагает линейку приборов Hydrocal, объединяющую большую часть преимуществ различных методов диагностирования.[6] В зависимости от принципа измерения, большинство датчиков определения газов в масле измеряют только водород (H_2) или комбинированную суммарную величину водорода (H_2), угарный газ (CO), ацетилен (C_2H_2) и этилен (C_2H_4). Некоторые могут дополнительно определять влагосодержание в масле. Эти ограниченные возможности, так же как и относительно высокая погрешность измерений, не уменьшили популярность датчиков, так как главная цель их установки - определение первых признаков неисправности трансформаторов, (намного раньше, чем расцепление газового реле).

Выводы:

1. Проанализированы виды измерительных трансформаторов;
2. Дана оценка достоинств применяемых измерительных трансформаторов;
3. Анализ методов диагностики и технического обслуживания измерительных трансформаторов.
4. Периодическое качественное техническое обслуживание может исключить необходимость повсеместной установки дополнительного диагностического оборудования. В связи с этим может потребоваться выборочное переоборудование подстанции с целью предотвращения аварий, происходящих из-за неисправности измерительных трансформаторов.

Библиографический список

1. Решение комитета по энергетике Государственной Думы Российской Федерации седьмого созыва от 18 января 2018 года.
2. Вдовико, В.П. Методология системы диагностирования электрооборудования высокого напряжения в условиях его эксплуатации / В.П. Вдовико // Электричество. - №2, 2010.
3. Измерительные трансформаторы [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.energyland.info/analytic-show-85389> (Дата обращения: 14.02.2019).
4. Методические указания по диагностике электрических аппаратов, распределительных устройств электростанций и подстанций. МУ 0632-2006. – 84 с.
5. DIM-Loc – универсальный прибор оперативного контроля изоляции высоковольтного оборудования по частичным разрядам. [Электронный ресурс]. – URL: <https://dimrus>
- 6 МТЕ. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.transformer-monitoring.ru/catalog/> (Дата обращения: 14.02.2019).

Bibliographic list

1. Decision of the Committee on Energy of the State Duma of the Russian Federation of the seventh convocation of January 18, 2018.
2. Vdoviko, V.P. Methodology of the system for diagnosing high-voltage electrical equipment under conditions of its operation / V.P. Vdoviko //Electricity №2, 2010.
- 3.Measuring transformers [Electronic resource]. – URL: <http://www.energyland.info/analytic-show-85389>. (Access Date: 14/02/2019)
4. Guidelines for the diagnosis of electrical devices, distribution devices of power plants and substations. MU 0632-2006. – 84 с.
5. DIM-Loc is a universal device for the operational control of isolation of high-voltage equipment for partial discharges. [Electronic resource]. – URL: <https://dimrus> (Access Date: 14/02/2019)
- 6 МТЕ. [Electronic resource]. – URL: <http://www.transformer-monitoring.ru/catalog/> (Access Date: 14/02/2019)



УДК 621.31: 338.912.3

**НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ, КАСАЮЩИЕСЯ ПОЛИТИКИ РЕСПУБЛИКИ
ТАДЖИКИСТАН В ОБЛАСТИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ**

Назарматов А.А., Горно-металлургический институт Таджикистана,
преподаватель, nazarmatov2014@mail.ru
Собирова Ш.Р., Горно-металлургический институт Таджикистана,
кандидат экономических наук, Sobirova_777@mail.ru
Султоназаров Ж.А., Кайраккумская комплексная геологическая экспедиция,
геолог, sultonazarov95@mail.ru

Аннотация: статья посвящается вопросам развития электрической отрасли Республики Таджикистан, а также проводимой политики Правительства республики в области развития этой отрасли.

Ключевые слова: электроэнергетика, политика, экономика, развитие, инвестиции, объем выпуска.

**SOME ISSUES RELATING TO THE POLICY OF THE REPUBLIC OF
TAJIKISTAN IN THE FIELD OF THE DEVELOPMENT OF THE ENERGY
INDUSTRY**

Nazarmatov A.A., Mining-metallurgical Institute of Tajikistan, Lecturer, nazarmatov2014@mail.ru
Sobirova Sh.R., Mining-metallurgical Institute of Tajikistan, PhD in Economics,
Art. Lecturer, Sobirova_777@mail.ru
Sultonazarov J.A., Kairakkum Complex Geological Expedition, geologist, sultonazarov95@mail.ru

Abstract: the article is devoted to the development of the electric industry of the Republic of Tajikistan, as well as the ongoing policy of the Government of the Republic in the field of the development of this industry.

Keywords: electric power industry, politics, economics, development, investments, output.

Развитие любой отрасли экономики страны непосредственно зависит от развития энергетической отрасли и без полного обеспечения всех отраслей экономики электрической энергией не только не происходит рост экономики, но и происходит отрицательная тенденция. Всем известно, что дефицит электроэнергии является одним из основных барьеров на пути развития страны и порождает множество проблем в различных отраслях экономики.

Значимость топливно-энергетического комплекса в современном материальном производстве Республики Таджикистан выдвинула гидроэнергетику в ряд основных и стратегически важных для развития национальной экономики отраслей, способных мультиплицировать начальные инвестиционные ресурсы другим сферам экономики. Таким образом, можно отметить, что энергетическая безопасность Таджикистана и его регионов является важнейшим фактором обеспечения экономической безопасности не только в плане развития производительных сил страны, но и в жизнедеятельности населения. Для решения проблемы

острой нехватки электроэнергии и обеспечения посредством этого стабильного экономического развития и повышения уровня благосостояния народа, в Таджикистане продолжает восстановительные и строительные работы на судьбоносных сооружениях. Правительство Республики Таджикистан осуществляет политику, касающуюся именно развитию электроэнергетики страны.

Приоритетными задачами решения существующих энергетических проблем в стране были выдвинуты:

- строительство малых, средних и крупных гидроэлектростанций и линий электропередач – на этой основе создание единой энергетической системы страны;
- реконструкция и модернизация действующих гидроэлектростанций, восстановление (увеличение) их потенциал, реконструкция линии электропередач, переход на энергосберегающие технологии и обеспечение планомерного развития отрасли.

Ещё в 2006 году Президент Республики Таджикистан перед Министерством Энергетики и других соответствующих ведомств и организаций поставил задачу разработать проект Специальной долгосрочной программы строительства серии гидроэлектростанций за счет средств отечественных и зарубежных инвестиций на период 2007-2020 годов.

В целях подготовки квалифицированных кадров в области энергетики на базе Курган-Тюбинского энергетического колледжа был образован Таджикский Государственный институт энергетики.

Президент Республики Таджикистан Эмомали Рахмон тогда же отметил, что для полного обеспечения внутренних потребностей страны в электроэнергии, и ее экспорта в страны региона нам необходимо, наряду с сооружением гидроэлектростанций, ускорить инфраструктуру по ее транспортировке. Вследствие в 2006 году начались строительства высоковольтной линии электропередач «Юг-Север». Стоимость данного проекта составляла 550 миллионов сомони. В дальнейшем данный проект стал частью крупного межгосударственного проекта по строительству высоковольтной линии электропередачи КАСА-1000. Согласно данному проекту Республика Таджикистан становится основным экспортером дешевой и экологически чистой электроэнергии региона.

«За последние 10 лет производственная мощность энергетической системы страны увеличилась в объеме 1520 мегаватт, были созданы и сданы в эксплуатацию более чем 1300 километров высоковольтных линий электропередачи...

...Наша страна имеет возможность после ввода в действие новых мощностей, в том числе Рогунской ГЭС, выйти на второе или третье место в мире по выработке электроэнергии из возобновляемых источников...

...В текущем году мы сделали не только устойчивый шаг для достижения энергетической независимости, но и впервые за 27 лет суверенитета нашей страны полностью обеспечили республику электроэнергией в течение двух последних лет и экспортировали электроэнергию в объеме почти 3-х миллиардов киловатт/часов». [1]

В таблице 1 анализируются некоторые показатели энергетической отрасли за несколько лет.

Анализ показывает, что наряду с привлечением инвестиции в энергетической отрасли и вводом в действие новых объектов и производственных фондов происходит постепенное увеличение объема выпуска продукции.

А также Правительством Республики были проведены специальные мероприятия в области обеспечения отдалённых районов страны электроэнергией. «С целью обеспечения отдалённых горных районов электроэнергией всего в период независимости нашей страны были построены и сданы в эксплуатацию в целом 241 малых гидроэлектростанций». [1]

Таблица 1- Анализ привлечения инвестиции и объема производства электроэнергии, газа и воды (млн. сомони)

Годы	2012	2013	2014	2015	2016
Объем инвестиции, млн. сомони	818	977,2	1260,0	2731,1	3855
Ввод в действие основных фондов, млн. сомони	76,8	129,5	3238,2	67,9	68
Производства электроэнергии, газа и воды, млн. сомони	1819,8	1914,4	2173,7	2548,4	2717,6
В том числе, распределение электроэнергии, газа и воды, млн. сомони	1372,2	1395,6	619,1	674	701,7
Темп роста объема инвестиции, %	100	83,7	124,6	210	141,2
Темп роста объема производства, %	100	105,2	107,1	111,4	103,7

Составлено авторами на основе: Социально-экономическое положение Республики Таджикистан: Агентство по статистике при Президенте Республики Таджикистан, - Душанбе: 2017г. 142 стр.

В структуре потребления энергоносителей наибольший удельный вес занимает электрическая энергия. При этом сохраняется устойчивая тенденция преобладания экспорта ее над импортом, что обуславливает выраженную энергетическую независимость страны в целом и свидетельствует об устойчивом характере имеющегося экономического роста и развития энергетики.

Следует отметить, что институциональные преобразования в сфере энергетики на наш взгляд, целесообразно направить на поэтапное внедрение рыночных отношений и механизмов в сфере производства, распределения и потребления электроэнергии.

Первостепенное внимание должно уделяться не только решению внутренних проблем энергетического комплекса но, и развитию международного сотрудничества в области использования водно-энергетических ресурсов. Энергетическая политика Таджикистана должна предусматривать повышение интеграции энергетических систем региона.

Следует иметь в виду, что не одно из государств Центральной Азии не может в одиночестве решить энергетической проблемы, включая перспективного развития данной отрасли. Это требуют широкого международного сотрудничества.

Убеждены в том, что решение гидроэнергетических проблем региона на основе взаимовыгодного сотрудничества не только не противоречит, но наоборот, отвечает интересам всех стран Центральной Азии. Общие интересы, касающиеся развитию гидроэнергетики, имеются также у Таджикистана и России. Экономические перспективы Таджикистана являются благоприятными, при этом необходимо в полной мере воспользоваться преимуществами гидроэнергетического потенциала для налаживания более интенсивного сотрудничества со странами СНГ, привлечения в строительство гидроэнергетических объектов прямых иностранных инвестиций.

Необходимо отметить, что политика Республики Таджикистан в области развития гидроэнергетики направлена на повышения уровня благосостояния населения республики, с целью дальнейшего развития экономики страны.

Библиографический список

1. Послание Президента Республики Таджикистан, Лидера нации Эмомали Рахмона Маджлиси Оли Республики Таджикистан, Душанбе, 26.12.2018г.

2. Энергетика Таджикистана - настоящее и будущее// Доклад Министерства энергетики и промышленности Республики Таджикистан. - Душанбе, 2013; Таджикистан: экспресс-оценка и анализ пробелов// Отчет Министерства экономического развития и торговли Республики Таджикистан. - Душанбе, 2014.-139с.

3. Социально-экономическое положение Республики Таджикистан: Агентство по статистике при Президенте Республики Таджикистан. - Душанбе: 2017.- 142 с.

4. Хоналиев, Н.Х. Энергетические ресурсы и энергетическая безопасность Республики Таджикистан / Н.Х. Хоналиев // Проблемы и перспективы экономики и управления: материалы II междунар. науч. конф. – СПб.: Реноме, 2013. – С. 33-37.

5. Хоналиев, Н.Х. Гидроэнергетические ресурсы Таджикистана и вопросы их использования / Н.Х. Хоналиев // Горный журнал, 2016. – С. 16-20.

6. Шейдлин, А.Е. Проблемы новой энергетики / А.Е. Шейдлин. – М.: Наука, 2006. – 406 с.

Bibliographic list

1. Message from the President of the Republic of Tajikistan, Leader of the Nation Emomali Rahmon Majlisi Oli of the Republic of Tajikistan, Dushanbe, 12.26.2018

2. Energy of Tajikistan - present and future // Report of the Ministry of Energy and Industry of the Republic of Tajikistan. - Dushanbe, 2013; Tajikistan: rapid assessment and gap analysis // Report of the Ministry of Economic Development and Trade of the Republic of Tajikistan. - Dushanbe, 2014.-139s.

3. Socio-economic situation of the Republic of Tajikistan: Agency on Statistics under the President of the Republic of Tajikistan, - Dushanbe: 2017.- 142 p.

4. Khonaliev, N.Kh. Energy resources and energy security of the Republic of Tajikistan / N.Kh. Honaliyev. // Problems and prospects of economics and management: materials of the II Intern. scientific conf. - SPb .: Renome, 2013. - p. 33-37.

5. Khonaliev, N.Kh. Hydropower resources of Tajikistan and their use / N.Kh. Khonaliev // Mountain Journal, 2016. - p. 16-20.

6. Sheidlin, A.E. Problems of new energy / A.E. Shadelin - M .: Science, 2006. - 406 p.



УДК 621.31

АНАЛИЗ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В НИЗКО-ВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ КОМПЛЕКСОВ

Савина Н. В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
профессор, доктор технических наук, e-mail: nataly-savina@mail.ru
Токарская Ю. Н., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, e-mail: yuliya_tok2605@mail.ru

Аннотация: приводится анализ метрологических потерь в распределительных сетевых комплексах. Определяется структура и направления снижения потерь. Рассматривается способ снижения потерь за счет использования автоматизированной интеллектуальной системы учета.

Ключевые слова: потери электрической энергии, автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии.

**ANALYSIS OF METROLOGICAL LOSSES OF ELECTRICAL ENERGY
IN LOW-VOLTAGE ELECTRIC NETWORKS OF DISTRIBUTIVE NETWORK
COMPLEXES**

Savina N.V., FGBOU VO «Amur State University», professor, doctor tech. sciences,
e-mail: nataly-savina@mail.ru
Tokarskaya Y. N., FGBOU VO «Amur State University», undergraduate,
e-mail: yuliya_tok2605@mail.ru

Annotation: the analysis of metrological losses in distribution network complexes is given. The structure and directions of loss reduction are determined. A method of reducing losses through the use of an automated intelligent accounting system is considered.

Keywords: pierdere de energie electrica, automation system of commercial record of the electro energy.

При общей выработке электроэнергии в России за 2018 год равной 1091,6 млрд. кВт*ч потери электроэнергии (в дальнейшем потери) в электрических сетях составили 101 млрд. кВт*ч (9,3%), что равносильно выработке электроэнергии в год, примерно, пятидесяти гидроэлектростанций. Такая ситуация сохраняется на протяжении не одного десятка лет. Приведённые цифры наглядно показывают необходимость принятия действенных мер по снижению потерь. Структурный анализ потерь показывает, что значительная доля приходится на сети 10 (6) – 0,4 кВ. При этом наблюдающийся непрерывный рост потребления электроэнергии сопровождается ростом потерь, причем с большей скоростью, чем само электропотребление. Рост потерь в данных сетях обусловлен не только состоянием и структурой электрической сети, но и низким техническим уровнем систем учета электроэнергии, их физическим и моральным износом, несоответствием современным требованиям. Анализ данных о приборах учета электроэнергии, эксплуатируемых в электрических сетях, показал, что только 40%

из них удовлетворяют требованиям нормативных документов и около 80% однофазных счетчиков требуют замены [1].

Исходя из сказанного, целью статьи является анализ метрологических потерь в распределительных сетевых комплексах и определение направлений их снижения.

Для реализации данной цели необходимо рассмотреть структуру фактических потерь, провести анализ потерь и фактических небалансов электроэнергии, выявить очаги повышенных метрологических потерь и предложить экономически целесообразные мероприятия по их снижению.

Суммарные потери электроэнергии в сети являются фактическими (отчетными) и определяются как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной потребителям из сети. При этом в эксплуатации возникают ситуации, когда эта разность становится отрицательной, т.е. наблюдается недоучет электроэнергии.

В соответствии с [3] фактические потери в электрических сетях могут быть разделены на четыре составляющие: 1) технические; 2) расход электроэнергии на собственные нужды подстанции; 3) потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета; 4) коммерческие потери. Однако в ситуации с недоучетом или переучетом электрической энергии указанная структура анализа потерь их не выявляет, и часть потерь, обусловленная реальными метрологическими характеристиками систем учета, относится к коммерческим потерям [1].

Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета, получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы измерительных комплексов, используемых для измерения активной электроэнергии (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, счетчики, соединительные провода). В расчет этих потерь включают все приборы учета отпуска электроэнергии из сети, в том числе и приборы учета расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций. Допустимые погрешности определяются по классам точности приборов и измерительных трансформаторов. Однако в условиях эксплуатации измерительные комплексы по разным причинам могут работать и с погрешностями, превышающими допустимые. Для выявления таких ситуаций необходимо определять фактический и допустимый небаланс электроэнергии и сравнивать их значения между собой. Небалансы являются следствием неточной фиксации приборами составляющих баланса, а также наличием расхода, который вообще не фиксируется приборами. Когда говорят о допустимых небалансах, имеют в виду возможные погрешности измерительных комплексов и оценивают, насколько фактический небаланс можно объяснить этими причинами. При этом возникает вопрос о критерии допустимости. Известно, что в настоящее время приборы учета работают в ненормативных условиях, что приводит к увеличенным погрешностям, причем, как правило, возникает систематическая погрешность в сторону недоучета электроэнергии. Небаланс в пределах этих погрешностей допустим в том смысле, что он может быть объяснен характеристиками приборов и нет оснований говорить о наличии коммерческих потерь, но он недопустим в том смысле, что с такими приборами работать нельзя. Слово «допустимый» при этом получает неоднозначную трактовку. Поэтому целесообразно использовать два термина, объединяемых общим названием «допустимые небалансы»: технически объяснимый небаланс и нормативный небаланс [2]. Первый определяется возможными погрешностями приборов в реальных условиях их работы, второй – при приведении их параметров в норму.

Если в какой-либо точке сети наблюдается превышение фактического небаланса над допустимым, то эта точка является очагом повышенных метрологических потерь. Необходимо принимать меры по их устранению.

В общем виде алгоритм определения метрологических потерь рассмотрен ниже. Вначале исследуется динамика реализации электрической энергии с разделением ее на отпуск электроэнергии в сеть и отпуск потребителям, выделяются метрологические составляющие потерь от отпуска и потребления электроэнергии, проводится их анализ, по результатам которого принимаются решения о целесообразности их снижения.

Типовой измерительный комплекс учета электроэнергии состоит из измерительных трансформаторов тока, напряжения, счетчика и соединительных проводов. Пределы допустимых погрешностей такого комплекса в соответствии с [2] определяют по формуле:

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_L^2 + \delta_C^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{\phi\Sigma}^2}, \quad (1)$$

где $\delta_I, \delta_U, \delta_C$ - относительные погрешности ТТ, ТН и счетчика;

δ_L - потеря напряжения во вторичной цепи ТН;

δ_θ - относительная погрешность выделения из измеренного значения полного тока его активной составляющей, обусловленная угловыми погрешностями ТТ и ТН;

$\delta_{\phi\Sigma}^2$ - суммарная дополнительная погрешность, вызванная влияющими факторами (отклонениями напряжения, частоты, температуры окружающего воздуха, магнитного поля и другими факторами от нормальных значений, при которых гарантируется нахождение погрешности внутри диапазона, соответствующего классу точности);

1,1 - коэффициент, учитывающий особенности метрологической поверки приборов с помощью эталонных устройств, имеющих свои погрешности и другие причины.

Поскольку при определении структуры потерь по электросетевому комплексу в целом невозможно ориентироваться на наличие таких данных для сотен и тысяч точек учета, и приходится использовать усредненную оценку их возможных погрешностей, а сами погрешности принимать равными классу точности.

Рассмотрим структуру процентного распределения составляющих фактических потерь электроэнергии в сетях АО «ДРСК» за 2017 г. Данные о потерях представим в виде диаграммы и разместим на рисунке 1.

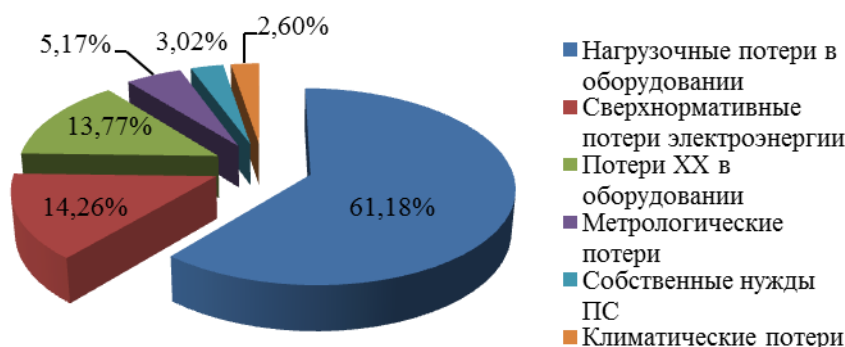


Рис. 1. Диаграмма распределения составляющих фактических потерь электроэнергии в сетях АО «ДРСК» за 2017 г.

Если рассматривать структуру потерь по классам номинального напряжения, то на сети 110 кВ приходится 51,11% потерь, 35 кВ – 3,11%, 6 (10) кВ – 14,66% и на сети 0,4 кВ – 31,12%. Если принять во внимание, что коммерческие и метрологические потери сосредоточены в основном в сетях 0,4 - 6(10) кВ, то общая доля потерь от суммарных в таких сетях составляет около 50% (в рассматриваемом случае – 45,78%). Учитывая, что по объективным причинам нагрузка электрических сетей 0,4 кВ будет увеличиваться в связи с опережающим ростом бытового потребления электроэнергии, доля потерь в распределительных сетях в ближайшие годы также будет расти. Соответственно должны будут увеличиваться и усилия персонала по снижению потерь в сетях именно этих классов номинального напряжения.

Исходя из сказанного выше, для дальнейшего анализа небалансов электроэнергии и потерь выбраны сети 10-0,4 кВ. В качестве примера взяты присоединения ПС «Исток» 35/10 кВ и ПС «Речная» 35/10 кВ, включенные по кольцевой схеме, структурного подразде-

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

ления «Северные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети», с наибольшим уровнем потерь электроэнергии. Это очаги повышенных метрологических потерь.

Данные по отпуску в сеть, полезному отпуску и потерям электроэнергии в 2017 году по указанным присоединениям 10 кВ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели баланса электроэнергии по присоединениям за 2017 г.

ПС	№ присоединения	Отпуск в сеть, тыс. кВт·ч	Полезный отпуск, тыс. кВт·ч	Потери	
				тыс. кВт·ч	%
ПС «Исток»	№15 «Уткинский»	6 750,420	3 424,804	3 325,616	49,26
ПС «Исток»	№ 3 «Мухинский»	9 886,080	6 622,495	3 263,586	33,01
ПС «Речная»	№5 «Мухинский»	11 786,400	5 441,113	6 345,287	53,83
ПС «Речная»	№7 «Уткинский»	9 664,960	5 698,454	3 966,506	41,04
Итого:		38 087,860	21 186,866	16 900,995	44,37

Анализ приведенных потерь показал, что большую долю потерь составляют метрологические потери. Далее на основе изложенного примера раскроем возможные способы снижения метрологических потерь, а именно приведение фактического небаланса к допустимому.

Метрологические потери напрямую зависят от типов измерительных комплексов, их классов точности, способов установки. Для того чтобы снизить метрологические потери электроэнергии в распределительной сети, необходимо заменить счетчики с более низким классом точности, на счетчики с более высоким. Как известно, счетчиками электрической энергии с низким классом точности являются индукционные (электрохимические) счетчики, а с более высоким классом точности - электронные счетчики. У большинства бытовых потребителей установлены индукционные счетчики. Но только классом точности приборов поставленную задачу не решишь, необходима автоматизация снятия показаний счетчиков и их обработка. Такую задачу решают системы АИИС КУЭ. Рассмотрена замена существующих счетчиков на интеллектуальные многофункциональные счетчики электрической энергии типа РиМ, оснащенные интерфейсами связи для работы в АИИС КУЭ. Предпочтение указанному счетчику отдано по ряду причин. Данный вид счетчика устанавливается непосредственно на опоре, без возможности несанкционированного доступа к нему посторонних лиц, тем самым снижается вероятность хищений электроэнергии. Счетчики РиМ обладают рядом преимуществ по сравнению с рассмотренными выше видами счетчиков. Основные функции счетчиков РиМ позволяют решать проблему организации умного учета электроэнергии на первом этапе. Среди них для поставленной задачи выделены следующие функции [7]:

- сохранение в энергонезависимой памяти измерительной информации по всем измеренным параметрам;
- защита информации – пароли доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов;
- дистанционная синхронизация встроенных часов реального времени тарификатора счетчика и корректировка тарифного расписания;
- индикация измеренных параметров на жидкокристаллическом дисплее при отключенном питании;
- автоматическое отключение абонента от сети по превышению установленного порога мощности;
- дистанционное управление отключением/подключением абонента;
- электронное ведение журналов;

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

- контроль показателей качества электрической энергии по отклонениям частоты и напряжения согласно ГОСТ 32144-2013;
- обмен данными: по интерфейсу RF, PLC и RS-485; по оптическому порту;
- высокая устойчивость к механическим, климатическим, и электромагнитным воздействиям.

В соответствии с [4 – 6] в целях снижения потерь электроэнергии была проведена модернизация существующих систем учета электроэнергии путем замены на автоматизированные интеллектуальные приборы учета у части потребителей электроэнергии. Для рассматриваемого примера в таблице 2 приведен баланс электроэнергии за 2018 год с учетом частичной замены пунктов учета электроэнергии на автоматизированные. В таблице 3 показан сравнительный анализ потерь электроэнергии по данным 2017-2018 года до и после проведения программы по частичной установке автоматизированного учета электроэнергии. Количество автоматизированных пунктов учета электроэнергии, установленных у потребителей, приведено в таблице 4.

Таблица 2 – Показатели баланса электроэнергии по присоединениям за 2018 г.

ПС	№ присоединения	Отпуск в сеть, тыс. кВт·ч	Полезный отпуск, тыс. кВт·ч	Потери	
				тыс. кВт·ч	%
ПС «Исток»	№15 «Уткинский»	6 259,482	3 679,131	2 580,351	41,22
ПС «Исток»	№ 3 «Мухинский»	9 615,030	7 585,809	2 029,221	21,10
ПС «Речная»	№5 «Мухинский»	10 582,343	5 311,446	5 270,897	49,81
ПС «Речная»	№7 «Уткинский»	9 062,061	6 124,119	2 937,942	32,42
Итого:		35 518,916	22 700,505	12 818,411	36,09

Таблица 3 – Сравнительный анализ изменения отпуска в сеть, полезного отпуска и потерь электроэнергии за 2017-2018 гг.

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	Разница
Отпуск в сеть, тыс. кВт·ч	38 087,860	35 518,916	- 2569
Полезный отпуск, тыс. кВт·ч	21 186,866	22 700,505	1514
Потери электроэнергии: в тыс. кВт·ч	16 900,995	12 818,411	- 4083
в %	44,37	36,09	- 8,28

Таблица 4 – Количество автоматизированных пунктов учета электроэнергии (ПУ) в 2018 г.

Тип абонента	Всего ПУ, шт	ПУ опорного исполнения, шт.	Автоматизировано ПУ, %
Физические лица	3 423	1 166	34,06
Юридические лица	327	34	10,40
Итого	3 750	1 200	32,00

Как видно из таблиц 3 и 4, модернизировано 32% ПУ от их общего количества. Результатом модернизации стало:

- снижение потерь электроэнергии на 4 083 тыс.кВт·ч или 8,28 %;
- увеличение полезного отпуска на 1 514 тыс.кВт·ч или 6,67%

Как видно из рассмотренного примера, даже частичная замена пунктов учета электроэнергии на автоматизированные позволила увеличить полезный отпуск электроэнергии и снизить потери. При среднем тарифе на покупку потерь электроэнергии за 2018 г. –

2,317 руб./кВт·ч, тарифе на передачу электроэнергии – 0,379 руб./кВт·ч дополнительная прибыль от снижения потерь рассмотренным способом составила 9 458,943 тыс. руб., от увеличения полезного отпуска – 573,806 тыс. руб.

Выводы

1. Рассмотрена структура фактических потерь электроэнергии, на основе которой показано, как определять сети с наибольшим уровнем потерь электроэнергии.
2. Приведена методика, позволяющая на основе анализа метрологических потерь электроэнергии выявлять очаги недостоверного учета электроэнергии.
3. Показано, что наиболее эффективным способом снижения метрологических потерь электроэнергии является переход на автоматизированный интеллектуальный учет электроэнергии.

Библиографический список

1. Савина, Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях / Н.В. Савина. - Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.
2. Железко, Ю.С. Расчет и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях. Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко и др. – М.: ЭНАС, 2008. – 280 с.
3. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. N 326 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям".
4. Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 г. № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».
5. Приказ Министерства Энергетики РФ от 22 марта 2011 г. № 86 «Об утверждении Методических рекомендаций по техническим характеристикам систем и приборов учета электроэнергии на основе технологий интеллектуального учета».
6. Постановление правительства РФ от 6 мая 2011 г. № 354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов».
7. Радио и микроэлектроника [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.zao-rim.ru> 10.03.2018.

Bibliographic list

1. Savina, N.V. System analysis of electric power losses in electrical distribution networks / N.V. Savina. - Novosibirsk: Science, 2008. - 228 p.
2. Zhelezko, Yu.S. Calculation and analysis of electricity losses in electrical networks. Guide for practical calculations / Yu.S. Zhelezko and others - M. ENAS, 2008. - 280 p.
3. Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation of December 30, 2008 N 326 'On the organization in the Ministry of Energy of the Russian Federation of work on the approval of standards for technological losses of electricity during its transmission through electric networks'.
4. Federal Law of the Russian Federation dated November 23, 2009 No. 261 –On Energy Saving and on Increasing Energy Efficiency”.
5. Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation of March 22, 2011 No. 86 'On approval of the Methodological recommendations on the technical characteristics of systems and electricity metering devices based on smart metering technologies'.
6. Decree of the Government of the Russian Federation of May 6, 2011 No. 354 –On the Provision of Utilities to Owners and Users of Premises in Multi-apartment Houses and Residential Houses”.
7. Radio and microelectronics [Electronic resource]. Access mode: <http://www.zao-rim.ru> 10.03.2018.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.31

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ. ПЕРСПЕКТИВЫ И ОСОБЕННОСТИ

Мясоедов Ю. В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет», профессор,
кандидат технических наук, yuriy.myasoedov@gmail.com

Федотов А.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет», магистрант,
aleksandrf25029@gmail.com

Музыченко Г.Е., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет», магистрант,
gosha1818@mail.ru

Аннотация: в данной статье рассматривается такое направление в энергетике, как распределенная генерация, дается подробная оценка, показываются особенности развития этой технологии, и проблемы, которые еще предстоит решить

Ключевые слова: инновации, распределенная генерация, малая энергетика, возобновляемые источники энергии, управление энергетикой, электроэнергетическая система

DISTRIBUTED GENERATION. PERSPECTIVES AND FEATURES

Myasoedov Yu. V., FGBOU VO «Amur State University», professor, candidate of technical sciences, yuriy.myasoedov@gmail.com

Fedotov A.V., FGBOU VO «Amur State University», master student, aleksandrf25029@gmail.com

Muzychenko G.E., FGBOU VO «Amur State University», master student, gosha1818@mail.ru

Abstract: this article examines such a direction in the energy sector as distributed generation, gives a detailed assessment, and shows the features of the development of this technology, and problems that have yet to be solved

Keywords: innovations, distributed generation, small energy, renewable energy sources, energy management, electric power system

Электроэнергетика в экономически развитых странах развивалась в течение двадцатого века в основном за счет повышения уровня централизации энергоснабжения при создании все более мощных энергетических объектов (электростанций, линий электропередач). Следствием этого стало формирование территориально распределенных расширенных электроэнергетических систем (ЭЭС). Это позволило добиться значительного экономического эффекта, повысить надежность электроснабжения и качество электроэнергии.

С начала 20-го века технология традиционных паротурбинных установок тепловых и атомных электростанций развивалась по пути использования все более высоких параметров пара, что требовало использования более совершенных материалов из котлов и турбин, была тенденция увеличения мощности энергоустановок. Все отмеченное позволило улучшить технико-экономические параметры энергоустановок - удельные капитальные вложения и фиксированные текущие затраты на единицу мощности и удельный расход топлива на единицу произведенной электроэнергии. Эта тенденция агрегации также наблюдалась в гидроэнергетике, хотя и в меньшей степени.

Однако, в 80-х годах эта тенденция резко меняется в связи с появлением высокоэф-

фективных (до 55-60% эффективности) газотурбинных и парогазовых установок (ГТУ и ПГУ) с широким диапазоном мощностей, в том числе небольших - от агрегатов до одного или двух десятков МВт. Особенностью таких установок, особенно небольших, является их высокая заводская готовность, что позволяет ввести такую установку в эксплуатацию за 1-1.5 года. Так же появляется большой ассортимент мини- и микро-ГТУ (от доли киловатта до нескольких десятков киловатт). На основе малых ГТУ начали сооружаться малые ГТУ-ТЭЦ для комбинированной выработки электроэнергии и тепла.

Таким образом, в этот период времени в электроэнергетике рождается новая тенденция, называемая распределенной генерацией [1].

Концепция распределенной генерации

Распределенная генерация - это концепция развития энергетики, подразумевающая строительство потребителями электрической энергии источников энергии компактных размеров и распределительных сетей, которые производят тепло и электроэнергию для собственных нужд, а также направляет излишки в общую сеть (электроэнергию или тепла).

В широком смысле распределенные объекты могут рассматриваться как объекты, которые близки к конечному потреблению, независимо от того, кто их владелец [3].

Распределенная генерация включает в себя многие типы электростанций на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в первую очередь ветряные турбины (ВЭС). Небольшие газовые турбины, ПГУ и ветрогенераторы устанавливаются непосредственно у потребителей и подключаются к распределительной электрической сети напряжением 6-35 кВ. Эти установки называются «распределенной генерацией».

Можно выделить следующие технологии распределенной малой энергетики:

- газопоршневые электростанции;
- газотурбинные электростанции;
- микротурбины электростанции;
- тепловые насосы;
- паровые котлы;
- возобновляемая энергия (солнечные батареи, ветрогенераторы);
- топливные элементы;
- когенерационные установки.

Актуальность

Высокий ожидаемый рост потребления электроэнергии, который достигнет 40% в ближайшее время, не всегда позволяет удовлетворить традиционная организация энергосистемы, особенно в тех случаях, когда большие размеры страны с низкой плотностью населения в отдельных регионах приводят к неприемлемым в современных условиях затратам на транспортировку электроэнергии, обеспечивая защиту от негативного воздействия природно-климатических условий, повышая надежность элементов протяженных электрических сетей. Эта проблема может быть решена путем строительства дополнительных малых источников электроэнергии в непосредственной близости от потребителей. Потенциал таких источников выбирается исходя из ожидаемой мощности потребителя с учетом существующих ограничений (технологических, правовых, экологических и т.п.) и может варьироваться в широких пределах (от двух до трех до сотен киловатт). В то же время потребитель не отключается от общей сети электропитания и может выдавать ей избыточную электроэнергию.

Основными факторами, стимулирующими развитие распределенной генерации, являются:

- адаптация потребителей к рыночной неопределенности в развитии электроэнергетики и тарифов на электроэнергию, что способствует снижению риска нехватки электроэнергии и повышению энергетической безопасности;
- повышение адаптивного потенциала самой ЭЭС к неопределенности рыночных условий для развития экономики и, тем самым, снижение инвестиционных рисков;

- появление новых высокоэффективных энергетических технологий (ГТУ и ПГУ);
- увеличение доли газа в топливных поставках электростанций;
- ужесточение экологических требований.

Технические особенности и проблемы

Распределенная генерация может предоставлять поддержку энергосистемы в чрезвычайных ситуациях и тем самым предотвращение их возникновения или уменьшение ущерба. В результате, тарифная нагрузка на потребителей, обслуживаемых энергосистемой, снижается, поскольку снижаются инвестиционные затраты. Капитальные затраты на строительство распределенного генерирующего объекта несет его владелец, и они не должны распространяться на всех других потребителей. Однако, финансовые риски, связанные с объектами малой и средней генерации, значительно ниже, чем для объектов с большой установленной мощностью. Такая трансформация будущего ЭЭС дает им положительные качества, но создает определенные проблемы. В связи с появлением распределенной генерации необходимо учесть следующие особенности:

– Развитие распределенной генерации освобождает как основные, так и распределительные сети, что способствует снижению потерь электроэнергии, повышению надежности и устойчивости ЭЭС и открывает дополнительные возможности для реализации рынков электроэнергии, освобождая связь вместимость [2],

– В то же время, распределенная генерация является новым элементом ЭЭС, во многих отношениях с новыми динамическими характеристиками и возможностями управления. Так, ветряные турбины имеют переменный режим работы, который при большой суммарной мощности ветряных турбин может создавать проблемы в управлении режимами ЭЭС, частотном управлении, избыточности мощности до 50% мощности ветряных турбин и т.д. При очень сильном ветре ветряные турбины останавливаются, что может привести к нарушению устойчивости системы и каскадному развитию аварии. Малые ГТУ имеют постоянную инерцию, которая отличается от таковой у крупных агрегатов характеристиками систем управления по сравнению с традиционными агрегатами тепловых и гидравлических электростанций. На сегодняшний день существуют некоторые исследования влияния распределенной генерации на свойства ЭЭС в установившемся и переходном режимах, однако эта проблема все еще находится на начальной стадии изучения и дает более или менее достоверные выводы, и еще преждевременно делать рекомендации.

– Влияние распределенной генерации на качество электроэнергии по уровням напряжения неоднозначно. С одной стороны, наличие распределенной генерации в распределительной сети позволяет более стабильно поддерживать уровни напряжения в узлах благодаря возможностям генерирования реактивной мощности этих генераторов, в отличие от традиционных распределительных сетей, в которых потеря напряжения больше дальше от высоковольтной подстанции. С другой стороны, были обнаружены явления, связанные с быстрыми колебаниями и конъюгации. Характерно, что это «мерцание» развивается с резким снижением напряжения в узле, соединяющем небольшой генератор, особенно если генератор асинхронный.

– Влияние распределенной генерации на возникновение высших гармоник в системе также неоднозначно. С одной стороны, наличие распределенных генераторов снижает их уровень. Но, с другой стороны, многие небольшие установки, например, ветряные турбины, высокочастотные газовые турбины, подключаются к распределительной сети через преобразователи переменного тока в постоянный и обратно, которые генерируют в сети более высокие гармоники.

– Подключение источников распределенной генерации к распределительной сети увеличивает токи короткого замыкания, что может потребовать замены коммутационных устройств, изменения настроек защиты и т.д.

– Появление распределенной генерации вносит сложность в традиционное диспетчерское управление, перенося часть этих функций на распределительную сеть. Проблема здесь

заключается в высокой неопределенности режимов работы распределенной генерации из-за неравномерной загрузки блоков, отсутствия актуальной информации об их работе и т.д. В последнее время появился ряд разработок, в которых предпринимаются попытки решить эту проблему. Задача решается на основе распределенной системы диспетчерского управления с использованием интернет-технологий. В связи с этим появилась концепция «виртуальной электростанции», которая условно объединяет распределенную генерацию через распределенную систему управления Интернетом.

– Распределенная генерация также усложняет систему релейной защиты и автоматики аварийного управления электроэнергетической системой. С появлением средств распределенной генерации распределительная сеть приобретает функции основной сети, т.е. это создает проблемы стабильности и т.д., что требует разработки устройств автоматизации, аналогичных основной сети. В случае пропадания электропитания от подстанции основной сети можно распределить установку распределенной генерации на нагрузку, близкую по мощности, что обеспечит электропитание ответственных потребителей. Эта проблема достаточно активно изучается и имеет ряд компонентов, в частности: определение состава потребителей, подключенных к небольшому генератору при его выделении; разработка принципов и конкретных устройств соответствующей автоматизации; учет конкретных условий работы распределенных генераторов и т.д.

– Следует отметить и такой негативный фактор ветрогенераторов, как генерация инфразвука при вращении лопастей. Хотя проблема во многом решена благодаря специальной конструкции лопастей.

– Высокие таможенные пошлины на ввозимое из-за рубежа оборудование.

– Сложность технического регулирования и лицензирования. В строительстве электростанции, в том числе объекты распределенной генерации, классифицируются как опасные производственные объекты. Требуется не только подтверждение соответствия требованиям технических регламентов о безопасности машин и оборудования, но и подтверждение соответствия требованиям энергоэффективности. Кроме того, для эксплуатации распределенной генерирующей установки, как правило, требуются лицензии на осуществление таких видов деятельности, как эксплуатация пожаро-взрывоопасных и химически опасных производственных объектов.

– Трудности при подключении к электрическим сетям и оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению.

– Центральное планирование. В вертикально интегрированной системе, где решения о местонахождении объектов генерации принимаются централизованно, выбор места расположения электростанции, по крайней мере теоретически, делается на основе технических соображений и с учетом минимизации затрат на само строительство, доставку топлива, оплату труда, налоги и т.д. Затраты на развитие сетевой экономики, которые необходимы для интеграции новой электростанции в систему, также должны сыграть важную роль в принятии такого решения. Однако это не более чем теория. Организации, занимающиеся централизованным планированием, не могут получить информацию о планах промышленников по строительству своих собственных объектов и, соответственно, должны игнорировать этот фактор, а неопределенность тарифной политики и постоянно меняющееся законодательство являются основными факторами, толкающими промышленников в направлении распределенной генерации.

– Отрицательное отношение сетевых и генерирующих компаний. Распределенная генерация на территории промышленных объектов оказывает сдерживающее влияние на рост инвестиционных затрат сетевых компаний, а также снижает объемы продаж электроэнергии и мощности генерирующими компаниями, владеющими региональными электростанциями. Отсюда и падение доходов.

– Отношение системного оператора к строительству распределенных объектов генерации является двояким. С одной стороны, количество объектов диспетчерского управления и

ведения увеличивается, и это добавляет хлопот и затрат на персонал, программное обеспечение и т.д. С другой стороны, распределенная генерация положительно влияет на надежность энергоснабжения, что приветствуется. Согласно последним выступлениям представителей системного оператора, картина такова, что больших возражений с этой стороны нет. Системному оператору требуется только информация о запланированном производстве небольших (до 5 МВт) объектов и планируемом потреблении там, где они установлены. Потребность в информации о производстве здесь, однако, кажется ненужной. Если установлено несколько небольших генерирующих мощностей общей мощностью 25 МВт и более, системный оператор рекомендует установить функцию так называемого агрегатора, который будет представлять данные о глобальном производстве и потреблении.

– Распределенная генерация - это часто новое оборудование, импортируемое из-за рубежа, с новыми динамическими характеристиками и возможностями управления. Влияние распределенной генерации на качество электроэнергии по уровням напряжения, а также на генерацию высших гармоник в системе неоднозначно. Подключение источников распределенной генерации к распределительной сети увеличивает токи короткого замыкания, что может потребовать замены коммутационных устройств, изменения настроек защиты и т.д. Появление распределенной генерации усложняет оперативное диспетчерское управление, а также систему релейной защиты и автоматики, аварийное управление. Многие из этих функций распространяются на распределительные сети, где может не быть персонала, способного справиться с этим.

– Все перечисленные особенности распределенной генерации требуют тщательного изучения свойств и характеристик различных объектов, разработки их математических моделей работы в различных режимах. Требуется разработка новых методов анализа режимов работы систем электроснабжения, в том числе распределенной генерации, их надежности, устойчивости и т.д. Также необходимо разработать математические модели и методы планирования развития систем электроснабжения и ЭЭС в связи с вводом распределенной генерации [1].

Заключение

Отказ многих потребителей от исключительно централизованного энергоснабжения является глобальной тенденцией, нравится нам это или нет. Существует много причин для этого. Многие из них перечислены в тексте. К ним следует добавить некоторые философские аспекты, прежде всего, потерю доверия к государству в целом и в частности к энергетическим компаниям.

Это также включает повышенную бдительность в отношении экологических последствий эксплуатации крупных энергосистем и желание изолировать себя от них, если это возможно, за счет источников «чистой» энергии. Противостоять этой тенденции бессмысленно. Более разумно принять это к сведению и попытаться найти оптимальное соотношение между централизованным производством электрической и тепловой энергии и их локальными источниками, средними и малыми.

Библиографический список

1. Воропай, Н.И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах / Н.И. Воропай // Малая энергетика. 2005.
2. Ряпин, И.Ю. Развитие распределенной генерации. / И.Ю. Ряпин, Дж. Ньюшлосс.- М.: Энергетический центр Московский школы управления СКОЛКОВО, 2012.
3. Еремин, Л.М. О роли локальных генерирующих источников небольшой мощности на рынке электроэнергии / Л.М. Еремин // Энергетик №3, 2003.

Bibliographic list

1. Voropai, N.I. Distributed generation in electric power systems / N.I. Scramble // Small Energy. 2005.

2. Ryapin, I.Yu. Development of distributed generation. / I.Yu. Ryapin, J. Nyushlos.- М .: Energy Center Moscow School of Management SKOLKOVO, 2012.
3. Eremin, L.M. On the role of local generating sources of small capacity in the electricity market / L.M. Ermilin // Energetic №3, 2003.



УДК 621.31

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ
КАК СРЕДСТВО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИХ НАДЕЖНОСТИ И
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ**

Савина Н.В., ФГБОУ ВО «Амурский Государственный Университет»,
доктор технических наук, профессор, nataly-savina@mail.ru

Косицына М.И., ФГБОУ ВО «Амурский Государственный Университет»,
магистрант, mashyni_1996@mail.ru

Аннотация: в работе исследованы пути развития магистральных электрических сетей на основе концепции Smart Grid, выбраны инновационные технологии, направленные на обеспечение их надежности и энергоэффективности.

Ключевые слова: интеллектуализация, магистральные электрические сети, надежность, энергоэффективность, безопасность, электроэнергетика, электрическая сеть, оценка, разработка, технологии

**INTELLECTUALIZATION OF MAIN ELECTRIC NETWORKS AS A MEANS OF
ENSURING THEIR RELIABILITY AND ENERGY EFFICIENCY**

Savina N.V., FGBOU VO « Amur State University », Dr. Techn. Sciences, Professor,
nataly-savina@mail.ru

Kositsyna M.I., FGBOY VO « Amur State University », magistrant, mashyni_1996@mail.ru

Abstract: the paper studies the ways of development of main electric networks on the basis of the concept of Smart Grid, selected innovative technologies aimed at ensuring their reliability and energy efficiency.

Keywords: intellectualization, main electric networks, reliability, energy efficiency, safety, electric power industry, electric network, assessment, development, technologies

Проблемы надежности и энергоэффективности в современном мире являются ключевыми, определяющими безопасные условия существования человечества. Особо следует выделить проблему надежности систем электроэнергетики, как один из главных аспектов обеспечения энергетической безопасности. Характерными особенностями современной электроэнергетической системы (ЭЭС) в сфере обеспечения надежности являются: недостаточная пропускная способность межсистемных и системообразующих линий электропередачи; слабая управляемость электрических сетей. В области обеспечения энергоэффективности ими являются недостаточный объем средств регулирования напряжения и реактивной мощности; неоптимальное распределение потоков мощности в сетях разных классов номинального напряжения.

Исследование современного состояния магистральных электрических сетей позволило обнаружить основные факторы, вызывающие необходимость значительных изменений для повышения их надежности и энергоэффективности. Наиболее значимые из них: высокий уровень потерь электроэнергии, не оптимальные режимы и высокий износ энергетического оборудования электростанций всех типов и систем транспорта электроэнергии, составляю-

щий по официальным данным 56%, а по оборудованию электрических сетей до 80%. Износ магистральных электрических сетей составляет около 50 % [3].

Целью данной статьи является повышение надежности и энергетической эффективности магистральных электрических сетей путем их интеллектуализации. Для ее реализации решены следующие вопросы:

1. Анализ зарубежного опыта по интеллектуализации электрических сетей.
2. Исследование стратегии развития магистральных электрических сетей на основе Smart Grid.
3. Выбор инновационных технологий, обеспечивающих перевод магистральных электрических сетей на платформу интеллектуальных.

В России, в настоящее время магистральные электрические сети обслуживаются крупнейшим основным субъектом в сфере транспортировки и распределения электроэнергии, которым является Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы (ФСК ЕЭС). Объекты электросетевого хозяйства ФСК ЕЭС находятся в 73 регионах Российской Федерации общей площадью более 13,6 млн. кв. км. Компания эксплуатирует 125,3 тыс. км линий электропередачи и обеспечивает функционирование 856 подстанций общей установленной трансформаторной мощностью более 322,6 тыс. МВА класса напряжений 35-1150 кВ. В ее структуру входят: 8 филиалов «Магистральные электрические сети» (МЭС) [3].

Проблемы энергоэффективности и надежности функционирования крупных объектов энергетики помимо традиционного подхода можно решить инновационным путем с помощью интеллектуализации.

Интеллектуализация в зарубежных странах осуществляется в сетях низкого и среднего напряжения на основе технологий Smart Grid. Выполненный в пределах исследования анализ зарубежного опыта позволил выявить те базовые принципы инновационных технологий и направления развития Smart Grid, которые можно использовать в магистральных электрических сетях. Это подтверждается [2], где сформулированы основные преимущества, принятые при разработке и развитии концепции Smart Grid за рубежом:

- ✓ технологии Smart Grid предполагают системное изменение электроэнергетики и затрагивают все ее ключевые элементы: генерацию, передачу и распределение (включая и коммунальную сферу), реализацию электроэнергии и производственный контроль;
- ✓ электроэнергетическая система наблюдается в дальнейшем в виде энергоинформационной сети. При этом интернет рассматривается как база, необходимая для сохранения энергетических, информационных, экономических и финансовых связей между любыми субъектами энергетического рынка и иными заинтересованными сторонами;
- ✓ совершенствование энергетики должно быть нацелено на развитие существующих и создание современных высокофункциональных особенностей энергосистемы и ее элементов, обеспечивающих в большей мере достижение основных ценностей новой энергетики, выработанных в результате общего видения всеми заинтересованными сторонами целей и способов ее реализации;
- ✓ электрическая сеть рассматривается как базовый объект образования последнего технологического центра, дающего альтернативу существенного улучшения поставленных и развития новых функций энергосистемы;
- ✓ создание системы полностью охватывает все стороны развития: от исследований до практического применения и должно вестись на научном, нормативно-правовом, технологическом, техническом, организационном, управленческом и информационном уровнях.
- ✓ реализация системы должна осуществляться на инновационной основе и позволять перейти к современному технологическому порядку в электроэнергетике и в экономике в целом.

В последние годы к осуществлению программ и проектов в направлении Smart Grid, охватывающих широкий спектр проблем и задач, приступило подавляющее большинство индустриально развитых стран, а также многие развивающиеся страны. Наиболее масштабные программы и проекты в этом направлении разработаны и осуществляются в США, Ка-

наде и странах Евросоюза. Принято решение о разработке и реализации аналогичных программ и проектов в ряде других стран.

Размах стимулирования развития Smart Grid в мире характеризуется следующими цифрами: Китай – 70 млрд. долл. США; США – 19 млрд. долл. США; Индия – 10 млрд. долл. США; Европейский Союз – 7 млрд. долл. США; Великобритания – 3 млрд. долл. США; Канада – 0,5 млрд. долл. США; Южная Корея – 0,3 млрд. долл. США; Австралия – 1 млрд. долл. США; Япония – 0,3 млрд. долл. США [3].

Следует отметить, что публично представленные на сегодня разработанные подходы и варианты концепции не воспринимаются как нечто законченное и нормативно зафиксированное – их развитие, детализация и проверка ставится за рубежом как одна из базовых задач.

Анализ зарубежного опыта позволил выявить те базовые принципы инновационных технологий и направления развития Smart Grid, которые можно использовать в магистральных электрических сетях, это:

- анализ состояния передающих электрических сетей – усовершенствованные методы для гарантии качества и достоверности показателей об энергосистеме в режиме реального времени (например, более широкое применение технологии WAMS);

- визуализация: изображение комплексных и критических состояний функционирования системы через интерфейс пользователя;

- интеллектуализация учета электроэнергии для магистральных сетей в условиях оптового рынка для дистанционного предоставления более точных данных в определенный временной период энергосбытовым компаниям и другим участникам рынка электроэнергии;

- повышение пропускной способности с помощью фазоповоротных устройств (ФПУ). В таком устройстве автоматически изменяется электромагнитное поле, обеспечивающее изменение фазы выходного напряжения относительно входного, вследствие чего суммарный угол сдвига между векторами напряжений по концам линии электропередачи с таким устройством изменяется, а вместе с ним изменяется и передаваемая по линии активная мощность [1].

В России определена проблема пересмотра предстоящего развития Единой энергетической системы страны. С использованием новейших энергоаппаратных систем и систем управления можно значительно повысить пропускную способность электрических сетей, регулировать режимы энергопотребления и при значительно меньших затратах обеспечивать высокую надежность электроснабжения потребителей. Подтверждением намерений строить и развивать в России интеллектуальную энергетику служит утверждение приоритета данного направления на уровне Президента и Правительства, а также включение расходов на интеллектуализацию сетей в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» [2].

Принятое в России определение интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью означает, что она должна располагать системой управления, обладающей «мыслительными способностями» в отношении управления режимными изменениями в ЕЭС, свойственными человеческому разуму. Такая система может выполнять функции диспетчерского управления с более высоким быстродействием — достаточным для получения не только необходимого положительного эффекта от управления, но и близкого к оптимальному даже в таких условиях, когда обычно применяемые системы управления оказываются неэффективными. Другими словами, система управления также должна быть «интеллектуальной».

В качестве стратегии интеллектуализации магистральных электрических сетей выбрана стратегия их перевода на высокоинтегрированные электрические сети нового поколения в составе Единой энергетической системе России. Можно выделить основные направления интеллектуализации магистральных сетей [4].

1. Повышение управляемости и обеспечение гарантированной надежности их функционирования.

2. Формирование новых критериев и разработка новых методов мониторинга и прогнозирования режимов и управления ими с целью обеспечения эффективности координиро-

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

ванного управления для всех субъектов оптового рынка, системной надежности и живучести ЭЭС.

3. Разработка высокоинтегрированного информационно-управляющего комплекса оперативно-диспетчерского управления в режиме реального времени с экспертно-расчетными методами принятия решений, используемого для формирования централизованных пунктов диспетчерского и технологического наблюдения и управления различных уровней иерархии в автоматизированных системах диспетчерского управления. Он является мощной системой создания, хранения, обработки, отображения и документирования информации.

4. Образование устойчивых магистральных каналов связи между всевозможными точками диспетчерского управления и дублированных цифровых путей обмена данными между объектами и органами контроля.

5. Разработка и повсеместное введение сконцентрированных систем противоаварийного контроля, охватывающих все ступени Единой энергетической системы России.

Единая энергетическая система России будет развиваться как путем присоединения к ней ныне изолированных энергосистем и энергообъединений, так и путем развития межсистемных и внутрисистемных электрических сетей различных классов напряжений, в том числе для отпуска электроэнергии.

Для того чтобы обеспечить интеллектуализацию магистральных электрических сетей, необходимо выбрать оптимальный набор инновационных технологий, обеспечивающих их надежность и энергоэффективность. Он приведен в табл. 1.

Таблица 1 – Оптимальный набор инновационных технологий для интеллектуализации магистральных электрических сетей на первом этапе

Инновационные технологии	Эффективность технологий
Зарубежные технологии Smart Grid	Бесперебойное электроснабжение с максимальной экономической эффективностью, повышение надежности энергоснабжения, информация для потребителей в реальном времени, сбалансированное перераспределение энергопотоков и снижение пиковых нагрузок, сокращение потерь при передаче электроэнергии
Гибкие системы передачи переменного тока - FACTS	Изменение характеристики передачи или преобразования электрической энергии с целью оптимизации режимов сети сразу по нескольким критериям: пропускной способности, уровню технологических потерь, устойчивости, перераспределению потоков мощности, качеству электрической энергии и реализующее функции самодиагностики и мониторинга состояния
Криогенные сверхпроводниковые индукционные накопители электрической энергии	Обеспечение надежности энергоснабжения потребителей
Совершенствование распределенной генерации	Создание механизмов для виртуальной диспетчеризации с помощью средств коммуникации
Сложные проводники, основанные на применении современных многокомпонентных материалах	Увеличение пропускной способности, снижение затрат на строительство линий электропередачи, снижение потерь в сетях, увеличение продолжительности срока эксплуатации, повышение сопротивлению коррозии, уменьшение провисания проводов

Инновационные технологии	Эффективность технологий
Противоаварийная автоматика, построенная на новой математической и цифровой платформе;	Предотвращение нарушения устойчивости параллельной работы, ликвидацию асинхронного режима, ограничение снижения частоты, ограничение повышения частоты, ограничение снижения напряжения, разгрузку (предотвращение недопустимой перегрузки) оборудования
Построение структуры магистральных сетей на принципах, обеспечивающих резкое сокращение потерь электроэнергии и повышение надежности транспорта электроэнергии	Сокращение установленной трансформаторной мощности и упрощение схем подстанций. Сокращение потерь электроэнергии. Пожаробезопасность оборудования. Передача значительно большей мощности при меньших массогабаритных характеристиках
Токоограничивающие устройства	Экономия ресурса и удешевление коммутационного оборудования электрических станций и подстанций. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Повышение устойчивости работы электрической сети
Оптические измерительные трансформаторы	Повышение безопасности вследствие отсутствия масла и элегаза, отсутствие феррорезонанса, безопасность при размыкании вторичных цепей тока, высокая вандалостойкость и стойкость к загрязненности полимерного изолятора, легкая утилизация, малые габариты и вес
Мониторинг состояния МЭС	Прогнозирование объемов и сроков ремонтов, срока службы оборудования, повышение надежности и безаварийности энергоснабжения потребителей
Интеллектуальный учет	Управление данными, собранными от всех автоматических измерительных устройств, которые находятся в зоне действия системы
Цифровые подстанции	Обмен цифровыми сообщениями, обеспечивающими возможность распределенной реализации функций системы автоматизации подстанции и полную функциональную совместимость интеллектуальных электронных устройств различных производителей

Их эффективность определяется показателями, представленными на рис.1.



Рис.1. Показатели эффективности инновационных технологий

Выводы: Исходя из мирового опыта, определены направления Smart Grid, которые можно использовать в магистральных электрических сетях. В результате исследования стратегии развития электроэнергетики РФ выбраны основные направления интеллектуализации магистральных электрических сетей. Определены инновационные технологии, позволяющие успешно реализовать поставленную задачу для повышения надежности и энергоэффективности. Кроме того, реализация рассматриваемой концепции на базе интеллектуальных технологий обеспечит переход российской энергетики на инновационный путь развития.

Библиографический список

1. Зеленохат, Н.И. Интеллектуализация ЕЭС России: инновационные предложения / Н.И. Зеленохат. — М. : Издательский дом МЭИ, 2013. — 192 с.
2. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью. Концепция рассмотрена и одобрена на совместном заседании НТС ОАО «ФСК ЕЭС» и Российской академии наук в октябре 2011. – Москва, 2012. – 51 с.
3. Савина, Н.В. Инновационное развитие электроэнергетики на основе технологий Smart Grid [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 136 с.
4. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года : офиц. текст : утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р. – 115 с.

Bibliographic list

1. Zelenokhat, N.I. Intellectualization of the UES of Russia: innovative proposals / N.I. Zelenokhat. - M.: Publishing house MEI, 2013. - 192 p.
2. The main provisions of the concept of an intelligent power system with an active-adaptive network. The concept was reviewed and approved at a joint meeting of the STC of JSC FGC UES and the Russian Academy of Sciences in October 2011. - Moscow, 2012. - 51 p.
3. Savina, N.V. Innovative development of electric power industry based on Smart Grid technology [Electronic resource]: studies. manual / N. V. Savina. - Blagoveshchensk: Amur Publishing House. state University, 2014. - 136 p.
4. Russia's energy strategy for the period up to 2030: official text: approved. By the order of the Government of the Russian Federation of 13.11.2009 No. 1715-p. - 115 p.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.316.1.11

СТАТИСТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА НЕСИММЕТРИЧНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,38 КВ

Наумов И.В., Иркутский национальный исследовательский технический университет;
ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»; Иркутский государственный
агроуниверситет, доктор технических наук, профессор, professornaumov@list.ru
Федчишин В.В., Иркутский национальный исследовательский технический университет,
кандидат технических наук, доцент
Карпова Е.В., Иркутский национальный исследовательский технический университет,
студентка

Аннотация: показано, какое влияние оказывает несимметрия токов и напряжений в распределительной электрической сети на изменение качества и увеличение дополнительных потерь мощности и электрической энергии. Произведена статистическая оценка показателей качества электрической энергии, соответствующих несимметрии трехфазной системе напряжений в распределительных электрических сетях напряжением 0,38 кВ. Получены диаграммы и законы распределения коэффициентов несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности.

Ключевые слова: качество электроэнергии, дополнительные потери мощности, пожарная опасность, статистическая оценка, дисперсия, математическое ожидание.

STATISTICAL EVALUATION OF ASYMMETRIC MODES OF DISTRIBUTIVE NETWORKS WITH VOLTAGE 0,38 KV

Naumov I. V., Irkutsk national research technical University; Amur state University; Irkutsk state
UNIVERSITY the University of agriculture, doctor of technical Sciences, Professor, professor-
naumov@list.ru
Fedchishin V. V., Irkutsk national research technical University, candidate of technical Sciences,
associate Professor
Karpova E. V., national research Irkutsk state technical University, student

Annotation: it is shown what effect the asymmetry of currents and voltages in the distribution grid has on the quality change and the increase in additional losses of power and electric energy. The statistical estimation of indicators of quality of the electric energy corresponding to asymmetry of three-phase system of tension in distribution electric networks of 0,38 kV is made. Diagrams and laws of distribution of coefficients of asymmetry of tension on an inverse and zero sequence are received.

Keywords: power quality, additional power losses, fire danger, statistical estimation, dispersion, mathematical expectation.

Анализ режимов работы сельских распределительных электрических сетей напряжением 0,38 кВ, осуществленный рядом авторов в различных регионах показал, что их работа,

при непрерывно изменяющейся нагрузке однофазных электроприемников, является объективно несимметричной. Как показано в [1,2,3,4,5], этот факт можно объяснить тем, что несимметричный ток, протекая по элементам электрической сети, создает на каждом из них несимметричные падения напряжения, что в целом приводит к возникновению несимметричной системы напряжения в трёхфазной сети. Несимметрия фазных токов обусловлена в этих сетях, с одной стороны, так называемой, «случайной несимметрией токов», возникающей при вероятностном характере коммутаций однофазных нагрузок потребителей и, с другой – статистической несимметрией токов, обусловленной неравномерным характером распределения этих нагрузок по фазам трехфазной системы. Совокупность несимметрии токов и напряжений приводит к появлению, во-первых, дополнительных потерь мощности и электрической энергии и, во-вторых, к снижению качества электрической энергии в этих сетях.

Дополнительные потери мощности и электрической энергии вызывают, так называемую «триаду потерь», которая обусловлена, во-первых, увеличением стоимости электропередачи в распределительных электрических сетях электроснабжающих организаций, во-вторых, возрастанием стоимости потребленной электрической энергии в сетях самих потребителей. И третье совокупное влияние потерь заключается в том, что значительное увеличение тока в нейтральном проводе за счет трёхкратных потоков нулевой последовательности приводит к недопустимому перегреву проводника. С одной стороны, это может привести к отгоранию нейтрали в месте присоединения ко вторичной обмотке силового трансформатора, поскольку потоки нулевой последовательности, суммируясь по нескольким фидерным отходящим линиям электропередачи, в значительной степени нагревают эту точку присоединения. С другой же стороны, чрезмерный перегрев нулевого проводника приводит к возникновению однофазных коротких замыканий в электрических сетях потребителя. В особенности такая ситуация характерна для тех электрических сетей, где проложены старые электропроводки и сечение нулевого проводника принято вдвое меньше сечения фазных проводников. Такие короткие замыкания приводят к возгораниям, что сопряжено и с гибелью людей и животных, и со значительным материальным ущербом [6]. В связи с этим, возникает необходимость тщательной оценки коэффициентов несимметрии токов по обратной и нулевой последовательностям (K_{2i} и K_{0i}).

Качество же электрической энергии ухудшается в значительной степени за счет увеличения нормируемых показателей качества по несимметрии трехфазной системы напряжений, а именно коэффициентов несимметрии напряжений, соответственно, по обратной (K_{2u}) и нулевой (K_{0u}) последовательностям, значение которых устанавливается ГОСТ 13144-2013 в пределах 2-4%.

В многочисленных литературных источниках, в частности в [7,8], показано, что наиболее эффективным способом снижения несимметрии токов является использование шунто-симметрирующих устройств (ШСУ), как средств шунтирования токов нулевой последовательности, с автоматическим управлением параметрами этих симметрирующих устройств.

Вместе с этим, на разных участках систем сельского электроснабжения уровень несимметрии токов и напряжений всегда различен, что обусловлено вероятностными характеристиками распределения, как показателей качества, так и критерия оценки дополнительных потерь мощности – коэффициента потерь [3]. Поэтому и возникает необходимость произведения оценки функций статистического распределения вероятностей показателей несимметрии токов и напряжений и коэффициента потерь в исследуемых сетях. Отсутствие достоверной информации о таких распределениях весьма затрудняет выбор технических средств симметрирования, а, следовательно, для повышения устойчивости функционирования низковольтной системы электроснабжения приходится осуществлять исследование этих режимов для каждого участка электрических сетей.

Получение данных по статистическим характеристикам позволяет разрабатывать наиболее эффективные мероприятия по снижению дополнительных потерь и повышению

качества электрической энергии.

В течение ряда лет нами производились многочисленные исследования несимметричных режимов в сельских распределительных электрических сетях.

Покажем, как возможно использовать статистическую обработку результатов натуральных исследований для получения информации о законах распределения показателей, характеризующих качество и дополнительные потери электрической энергии.

В качестве примера приведем результаты натуральных исследований на одной из трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ в пос. Молодежный Иркутского района Иркутской области, на которой были осуществлены замеры токов и напряжений в течение интервалов измерения в одну неделю, установленных ГОСТ 32144-2013. Время проведения исследований – сентябрь 2018 г.

Для расчета показателей несимметрии токов и напряжений, а также обозначенных показателей, нами была использована программа расчета «Несимметрия – 1» [3].

Статистический анализ полученных результатов показал следующее.

На временной диаграмме (рис. 1) представлены функциональные изменения коэффициентов несимметрии токов и напряжений по обратной и нулевой последовательностям. Поскольку функции изменения этих коэффициентов рассматриваются как случайный процесс, поэтому для анализа и дальнейшего прогноза изменения показателей нами применены методы теории вероятностей и математической статистики [9].

Среднее арифметическое значение коэффициентов несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям напряжений (рис. 1, а):

$$K_{2Ucp.} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N K_{2Ui}; \quad K_{0Ucp.} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N K_{0Ui}, \quad (1)$$

где K_{2Ui} и K_{0Ui} - значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям в каждый момент времени 10-ти минутного интервала измерения; N - количество измерений в интервале.

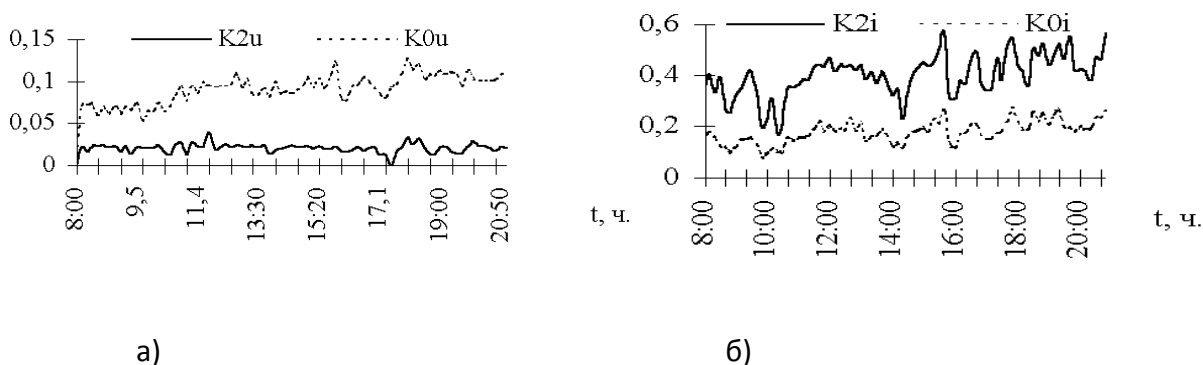


Рис. 1. Временные диаграммы коэффициентов несимметрии напряжений (а) и токов (б) в сети 0,38 кВ

Определенные по выражению (1) значения $K_{2Ucp.}$ и $K_{0Ucp.}$ составили, соответственно 2 % и 9 %. То есть, среднее значение коэффициента обратной последовательности напряжения соответствует нормальным значениям, установленным ГОСТ 32144-2013, а среднее значение коэффициента нулевой последовательности напряжения в 4,5 раза превышает установленные ГОСТом нормальное (2%) и в 2,3 раза (4%) – предельные значения. При этом, в 39 % интервала времени коэффициент обратной последовательности выходит за пределы нормальных значений, установленных ГОСТом. Коэффициент нулевой последовательности напряжения выходят за пределы нормальных и максимальных значений в 100 % исследуемого интервала времени.

Для получения характеристики степени разброса значений этих коэффициентов около

их среднего значения, определим их дисперсию:

$$D_{K_{2U}} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (K_{2Ui} - K_{2Ucp.})^2; \quad D_{K_{0U}} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (K_{0Ui} - K_{0Ucp.})^2. \quad (2)$$

Дисперсии для этих коэффициентов составили соответственно 0,282 (%)² и 2,592 (%)².

Рассмотрим распределение этих коэффициентов в зависимости от числа повторяемости их значение в указанном 10-ти минутном интервале:

Таблица 1 - Распределение коэффициента обратной последовательности напряжения (для рис.1 б)

Значение K_{2U} в интервалах измерения, %	Число повторений в измерениях
1,3	4
1,4	5
1,5	4
1,6	5
1,7	3
1,8	6
1,9	4
2	6
2,1	8
2,2	8
2,3	8
2,4	10
2,5	4
2,6	2
2,7	4
3	3
4	3

Таблица 2 - Распределение коэффициента нулевой последовательности напряжения (для рис. 1б)

Значение K_{0U} в интервалах измерения, %	Число повторений в измерениях
5	2
6	10
7	9
8	11
9	20
10	19
11	6
12	2

Определим вероятность появления i -го исхода значений обратной и нулевой последовательностей напряжения по следующим выражениям:

$$p_{K_{2U}} = \frac{n_{K_{2Ui}}}{N} \quad \text{и} \quad p_{K_{0U}} = \frac{n_{K_{0Ui}}}{N}, \quad (3)$$

где $n_{K_{2Ui}}$ и $n_{K_{0Ui}}$ - количество исходов соответственно значений напряжений обратной и нулевой последовательностей (по табл.1 и 2); N - общее количество измерений в интервалах.

Закон распределения рассматриваемых коэффициентов представлен в (табл. 3, 4).

Таблица 3 - Закон распределения для коэффициента обратной последовательности напряжения

Исходы K_{2U}	Вероятности
1,3	0,050633
1,4	0,063291
1,6	0,050633
1,7	0,063291
1,8	0,037975
1,9	0,075949
2	0,050633
2,1	0,075949
2,2	0,101266
2,3	0,101266
2,4	0,126582
2,5	0,050633
4	0,037975

Таблица 4 - Закон распределения для коэффициента нулевой последовательности напряжения

Исходы K_{0U}	Вероятности
5	0,025316
6	0,126582
7	0,113924
8	0,139241
9	0,253165
10	0,240506
11	0,075949
12	0,025316

Математическое ожидание для полученных законов распределения: показателей определим по выражениям:

$$M(K_{2U}) = \sum (K_{2U} \cdot p_{K_{2U}}), \quad M(K_{0U}) = \sum (K_{0U} \cdot p_{K_{0U}}). \quad (4)$$

Расчеты показали следующий результат:

- коэффициента обратной последовательности напряжения $M(K_{2U}) = 2,2 \%$;
- коэффициента нулевой последовательности напряжения $M(K_{0U}) = 8,6 \%$.

Соответственно, дисперсия этих показателей составила:

- коэффициента обратной последовательности напряжения $D(K_{2U}) = 0,31 (\%)^2$;

- коэффициента нулевой последовательности напряжения $D(K_{0U}) = 2,81 (\%)^2$.

Среднеквадратическое отклонение показателей по выражениям:

$$\sigma_{D(K_{2U})} = \sqrt{D(K_{2U})} = 0,054\%; \quad \sigma_{D(K_{0U})} = \sqrt{D(K_{0U})} = 1,673\%, \quad (5)$$

На основании полученных результатов построим полигон и гистограмму распределения для соответствующих коэффициентов:

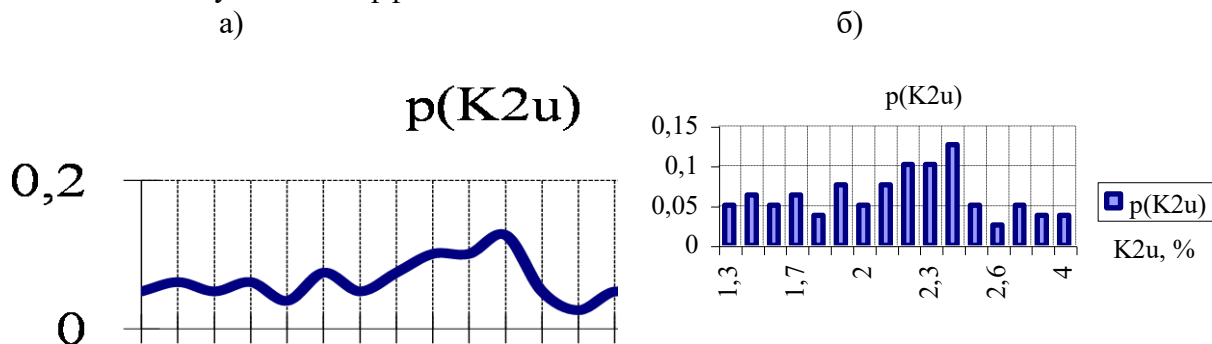


Рис.2. Полигон (а) и гистограмма (б) распределения показателей качества

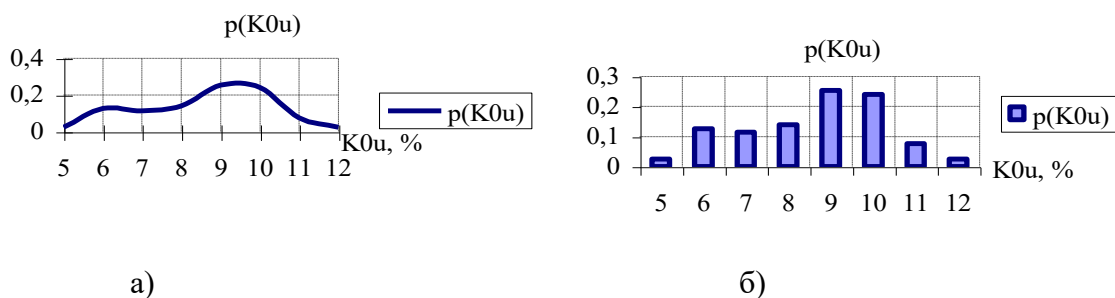


Рис.3. Полигон (а) и гистограмма (б) распределения коэффициента нулевой последовательности напряжения в сети 0,38 кВ

Анализ функций (рис. 2 и 3) показывает, что нормированное ГОСТ значение коэффициента по обратной последовательности напряжения (2%) в рассматриваемой электрической сети 0,38 кВ возникает с вероятностью 0,05, а для коэффициента нулевой последовательности напряжения эта вероятность вообще отсутствует. Максимально допустимое значение коэффициента K_{2u} (до 4 %) возникает с вероятностью его появления 0,051. Остальной, рассматриваемый период времени, значение коэффициента обратной последовательности напряжения, появляющееся с разной степенью вероятности (рис. 2-3), выходят за рамки значений, установленных ГОСТ 13144-2013. Вероятность возникновения предельного значения коэффициента нулевой последовательности напряжения в рассматриваемом интервале времени равна нулю.

Следующей задачей является определение корреляции коррелируются интервалов измерения и коэффициентов обратной и нулевой последовательностей напряжения. Для этого необходимо определить коэффициент корреляции, то есть, числовую характеристику, показывающую, независимость случайных рассматриваемых характеристик. Коэффициент корреляции определяется по следующему алгоритму.

а) математическое ожидание интервалов измерения:

$$M(T) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N T_i; \quad (6)$$

б) математическое ожидание произведения коэффициентов обратной и нулевой последовательностей напряжения на соответствующие интервалы измерения

$$M(T \cdot K_{2U}) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot K_{2Ui}; \quad M(T \cdot K_{0U}) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot K_{0Ui}; \quad (7)$$

в) корреляционный момент:

$$\begin{aligned} K(T, K_{2U}) &= M(T \cdot K_{2U}) - M(T) \cdot M(K_{2U}); \\ K(T, K_{0U}) &= M(T \cdot K_{0U}) - M(T) \cdot M(K_{0U}); \end{aligned} \quad (8)$$

г) дисперсия интервалов измерения:

$$D(T) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (T_i - M(T))^2; \quad (9)$$

д) коэффициент корреляции:

- для коэффициента обратной последовательности напряжения

$$r(T, K_{2U}) = \frac{M(T \cdot K_{2U}) - M(T) \cdot M(K_{2U})}{\sqrt{D(K_{2U})} \cdot \sqrt{D(T)}}, \quad (10)$$

- для коэффициента нулевой последовательности напряжения

$$r(T, K_{0U}) = \frac{M(T \cdot K_{0U}) - M(T) \cdot M(K_{0U})}{\sqrt{D(K_{0U})} \cdot \sqrt{D(T)}}. \quad (11)$$

После осуществления соответствующих расчетов (6-11) получены значения коэффициентов корреляции:

- для коэффициента обратной последовательности напряжения

$$r(T, K_{2U}) = -3,2;$$

- для коэффициента нулевой последовательности напряжения $r(T, K_{0U}) = -0,2$.

Коэффициенты корреляции определенной величины (интервалы измерения) и случайных величин, равные для коэффициентов обратной и нулевой последовательностей напряжения, соответственно $-3,2$ и $-0,2$, позволяют сделать вывод о том, что эти величины коррелированы, но их корреляция выражаются более сложной зависимостью, чем линейная.

Непрерывные случайные величины имеют функции распределения, по которым можно предсказывать вероятности появления случайного события. Функции распределения могут быть параметрическими (регламентированными) и непрерывными (нерегламентированными).

Осуществим подборку непрерывных функций распределения для заданной информации о распределении коэффициентов обратной и нулевой последовательностей напряжения. Поскольку равномерное распределение здесь не происходит, так как согласно построенным полигонам (рис.2 и 3), имеется выраженный максимум, (для коэффициента обратной последовательности напряжения $0,127$ и $0,253$ - для коэффициента нулевой последовательности напряжения), можем предположить, что заданная информация подчиняется нормальному закону распределения. Эти функции носят параметрический характер: математическое ожидание -

$$\begin{aligned} M(K_{2U}) &= 2,2\%, \quad M(K_{0U}) = 8,6\% \quad \text{и дисперсия} \quad - \quad D(K_{2U}) = 0,31(\% ,) \\ D(K_{0U}) &= 2,81(\%)^2 \quad (\text{или среднеквадратическое отклонение:} \quad \sigma_{D(K_{2U})} = 0,55\%, \\ \sigma_{D(K_{0U})} &= 1,673\%). \end{aligned}$$

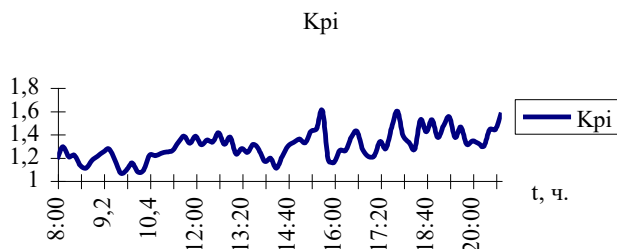
Тогда функции нормального распределения запишутся следующим образом:

$$f(K_{2U}) = 0,723 \cdot e^{-1,639(K_{2U}-2,17)^2}; \quad f(K_{0U}) = 0,24 \cdot e^{-0,181(K_{0U}-8,6)^2} \quad (12)$$

Как уже отмечалось, по данным [1], несимметрия токов по обратной и нулевой последовательностям приводит к значительным дополнительным потерям мощности и электрической энергии, которые можно оценить коэффициентом увеличения соответствующих потерь. Этот коэффициент представляет собой отношение потерь мощности в несимметричном режиме к потерям мощности, обусловленным протеканием токов прямой последовательности

(потерям при условно-симметричном режиме). На основе произведённых измерений, произведен расчет данного коэффициента по методике, изложенной в [1].

Статистическая обработка измерений и произведенных расчетов по уже рассмотренному алгоритму [9] показала следующие результаты. На рис. 4 представлен график изменения коэффициента увеличения потерь мощности в сети 0,38 кВ (ТП № 1)



- Рис. 4. Временная диаграмма коэффициента потерь мощности в сети 0,38 кВ
- математическое ожидание $M(K_p) = 1,332$;
 - дисперсия $D(K_p) = 0,018(\%)^2$;
 - среднеквадратическое отклонение $\sigma(K_p) = 0,134\%$;
 - коэффициент корреляции $r(T, K_p) = 0,968$.

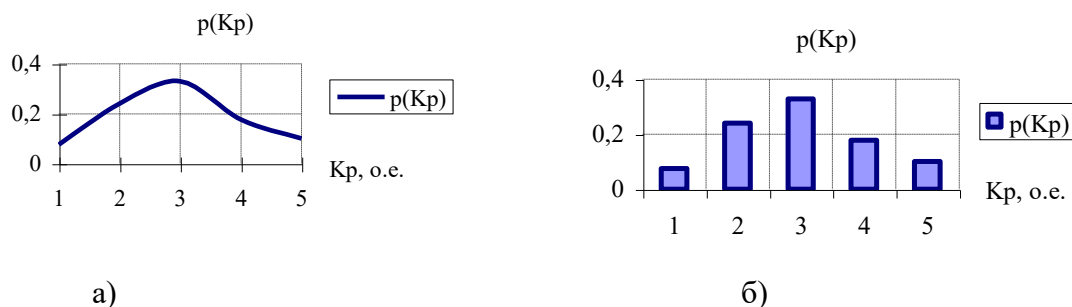


Рис. 5. Полигон (а) и гистограмма (б) распределения коэффициента K_p

В соответствии с принятым нормальным законом распределения определим его функцию:

$$f(K_p) = 2,978 \cdot e^{-27,778(K_p-1,322)^2} \quad (13)$$

Выводы:

1) Для разработки эффективного средства симметрирования токов и напряжений в электрических сетях 0,38 кВ, необходим всесторонний анализ работы этих сетей, основанный на статистической обработке результатов исследований.

2) С помощью выражений (12) и (13) возможно определить значение соответствующего показателя для любой точки рассматриваемого временного ряда.

Библиографический список

1. Наумов, И.В. Качество электрической энергии в сельских сетях 0,38 кВ / И.В. Наумов // Механизация и электрификация сельск. хозяйства № 3,2002. - 2 с.
2. Наумов, И.В. Снижение потерь и повышение качества электрической энергии в сельских распределительных сетях 0,38 кВ с помощью симметрирующих устройств / И.В.

Наумов / Диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук, Иркутск, 2002. – 387 с.

3. Наумов, И.В. Оптимизация несимметричных режимов системы сельского электроснабжения / И.В. Наумов. – Иркутск, 2001. – 217 с.

4. Naumov, I.V. Leistungsverluste durch Spannungsunsymmetrie in Niederspannungsnetzen, Vergleich Russland – Deutschlands / I.V. Naumov, W. Horenkamp, W. Schulz./ В сб. научных трудов Университета г. Дортмунда, Германия, 2005. – 3с.

5. Naumov, I.V. 2005 IEEE St. Petersburg PowerTech Conference/ I.V. Naumov, O.A. Baleashev.- ISBN 5-93208-034-0, 2005 – 4P.

6. Naumov I.V. METHODS FOR FIRE RISK REDUCTION IN RESIDENTIAL PREMISES WITH THE HELP OF BALANCING DEVICES/ I.V. Naumov, N.V.Savina, I.V.Yamshchikov and etc. / IPASJ International Journal of Electrical Engineering (IJEE). Volume 5, Issue 5, May 2017.- 16 p.

7. Наумов, И.В. Управление мощностью симметрирующих устройств в сельских распределительных сетях 0,38 кВ / Материалы международной научно-практической конференции, посвященной 65-летию Победы в Великой Отечественной войне 13-15 апреля 2010 года «Рациональное природопользование и энергосберегающие технологии в агропромышленном комплексе» / И.В. Наумов, Д.А. Иванов.– Иркутск: ИрГСХА, 2010. – С. 273-278.

8. Наумов И.В. Симметрирующее устройство для трёхфазных сетей с нулевым проводом / И.В. Наумов, Д.А. Иванов, С.В. Подьячих и др. // Патент на изобретение № 2490768. Зарегистрирован в Госреестре изобретений РФ от 20 августа 2013 г.

9. Вентцель, Е.С. Прикладные задачи теории вероятности / Е.С. Вентцель, Л.А. Овчаров. – М.: Радио и связь, 1983. – 416 с.

Bibliographic list

1. Naumov, I.V. Quality of electrical energy in rural networks 0.38 kV / I.V. Naumov / Mechanization and electrification of rural. farm number 3,2002. - 2 p.

2. Naumov, I.V. Reducing losses and improving the quality of electrical energy in rural distribution networks of 0.38 kV using balun devices / I.V. Naumov / Thesis for the degree of Doctor of Technical Sciences, Irkutsk, 2002. - 387 p.

3. Naumov, I.V. Optimization of asymmetric modes of the rural power supply system / I.V. Naumov. - Irkutsk, 2001. - 217 p.

4. Naumov, I.V. Leistungsverluste durch Spannungsunsymmetrie in Niederspannungsnetzen, Vergleich Russland - Deutschlands / I.V. Naumov, W. Horenkamp, W. Schulz./ In Sat. scientific papers of the University of Dortmund, Germany, 2005. - 3с. 5. Naumov, I.V. 2005 IEEE St. Petersburg PowerTech Conference / I.V. Naumov, O.A. Baleashev.- ISBN 5-93208-034-0, 2005 - 4P. 6. Naumov I.V. METHODS FOR FIRE RISK REDUCTION IN RESIDENTIAL PREMISES WITH THE HELP OF BALANCING DEVICES / I.V. Naumov, N.V.Savina, I.V.Yamshchikov, etc., IPASJ International Journal of Electrical Engineering (IJEE). Volume 5, Issue 5, May 2017.- 16 p.

7. Naumov, I.V. Power management of balancing devices in rural distribution networks of 0.38 kV / Proceedings of the international scientific-practical conference dedicated to the 65th anniversary of the Victory in the Great Patriotic War April 13-15, 2010 "Environmental management and energy-saving technologies in the agro-industrial complex" / I.V. Naumov, D.A. Ivanov.– Irkutsk: Irsha, 2010. - p. 273-278.

8. Naumov I.V. Balancing device for three-phase networks with zero wire. I.V. Naumov, D.A. Ivanov., S.V. Podyachikh S.V. et al. / Patent for invention No. 2490768. Registered in the State Register of Inventions of the Russian Federation of August 20, 2013.

9. Wentzel, E.S. Applied problems of probability theory / E.S. Wentzel, L.A. Ovcharov. – М.: Radio and communications, 1983. - 416 p.



УДК 621.31

**ВЫЯВЛЕНИЕ И АНАЛИЗ ПРИЧИН, ПРЕПЯТСТВУЮЩИХ ВНЕДРЕНИЮ
МОЩНЫХ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РОССИИ**

Савина Н.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
доктор технических наук, профессор, e-mail: nataly-savina@mail.ru

Лисогурская Л.Н., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, e-mail: kalinichenko-lid@mail.ru

Лисогурский И.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, e-mail: ivan_2404@mail.ru

Аннотация: статья посвящена выявлению и анализу причин, препятствующих применению мощных накопителей электроэнергии в электроэнергетической системе России. Выделены и описаны особенности функционирования ЕЭС России. Проанализированы сферы применения накопителей электроэнергии и зарубежный опыт их применения. По результатам анализа предложены действия по устранению данных причин.

Ключевые слова: электроэнергия, система накопления электроэнергии, распределение, генерация, график электрической нагрузки, энергетическая эффективность, ЕЭС России, электроэнергетическая система.

**DETECTION AND ANALYSIS OF THE CAUSES CREATING OBSTACLES INTRO-
DUCTION THE HIGH-POWERED ELECTRICAL ENERGY STORAGE DEVICES IN
ENERGY SYSTEM OF RUSSIA**

Savina N.V., FSBEI HE «Amur State University», Doctor of technical sciences, Professor ,
e-mail: nataly-savina@mail.ru

Lisogurskaya L.N., FSBEI HE «Amur State University», magister degree student,
e-mail: kalinichenko-lid@mail.ru

Lisogurskiy I.A., FSBEI HE «Amur State University», magister degree student,
e-mail: ivan_2404@mail.ru

Abstract: the article is devoted to the identification and analysis of the reasons that impede the use of powerful electric energy storage devices in the Russian power system. Selected and used features of the functioning of the UES of Russia. Analyzed the scope of application of electricity storage devices and foreign experience of their application. Based on the results of the analysis, actions were proposed to eliminate these causes.

Keywords: electric energy, electric power storage system, distribution, generation, electric load schedule, energy efficiency, UES of Russia, electric power system.

В настоящее время в мире отмечается устойчивая тенденция расширения области применения систем накопления электроэнергии (СНЭ). Это связано с повышением интеллектуального уровня систем передачи электроэнергии, активным внедрением возобновляемых источников энергии (ВИЭ), развитием распределённой генерации, автоматизированных си-

стем управления энергосистемами и необходимостью аккумулировать электроэнергию в соответствии с требованиями диспетчерского графика.

Применение накопителей электроэнергии открывает широкие возможности по эффективной реализации потенциала новых видов распределенной генерации, созданию активных потребителей, повышению эффективности использования энергетических мощностей и работы энергосистем в целом [1]. Анализ зарубежного опыта подтверждает целесообразность включения мощных накопителей электроэнергии в электроэнергетическую систему.

Россия же, обладая рядом особенностей, способствующих широкому внедрению технологий эффективного использования и перераспределения накопленной энергии, существенно отстаёт от стран-лидеров в этой области.

Среди таких особенностей можно выделить следующие.

1. Недостаточная управляемость режимами, в результате которой увеличивается неоднородность графиков электрической нагрузки.

2. Большое количество изолированных электроэнергетических систем, где сложно организовать режим и доставку электроэнергии.

3. Низкое качество электроэнергии в ряде некоторых распределительных сетевых комплексах, что обусловлено наличием в структуре электропотребления специфичных электроприёмников.

4. Увеличение доли физически изношенных фондов, приводящее к росту аварийности, частым ремонтам и снижению надёжности энергоснабжения, что усугубляется чрезмерной загрузкой производственных мощностей и недостаточными резервами.

5. Наличие большого числа стратегических промышленных предприятий и жизненно важных объектов социальной инфраструктуры лишённых источников резервного питания [1].

Таким образом, проанализировав вышеперечисленные особенности, можно сделать вывод, что развитие и внедрение систем накопления электроэнергии актуально в России.

Целью данной статьи является выявление причин, препятствующих применению мощных накопителей электроэнергии в электроэнергетической системе России.

Реализация цели базируется на исследовании следующих вопросов:

1. Выявление возможных областей применения накопителей электроэнергии в ЕЭС России.

2. Анализ сложившейся ситуации по применению накопителей электроэнергии в мире.

3. Определение причин, препятствующих внедрению накопителей электроэнергии в энергосистеме России.

К основным областям применения накопителей электроэнергии относят:

1. Выравнивание суточных графиков нагрузки в сети путём накопления электрической энергии в периоды наличия избыточной (дешевой) энергии в часы минимума нагрузки и выдачи в сеть в периоды максимума нагрузки. Примером может послужить суточный график нагрузки жилого микрорайона с присоединенной мощностью порядка 8,5 МВт (рис.1) [1, с.27]. Эффект применения СНЭ достигается за счёт снижения платы за потребленную электроэнергию, благодаря уменьшению потребления в часы с высокой ценой на электроэнергию (периоды максимума нагрузки).

2. Обеспечение бесперебойного питания собственных нужд станций и подстанций, а также объектов, относящихся к особой группе I категории по надёжности. К таким объектам относится, например, космодром «Восточный», где в качестве резервного источника питания установлены дизель - генераторы. Совместное применение систем накопления электроэнергии с дизель - генераторами может значительно продлить срок их межремонтной работы за счет более стабильной нагрузки на дизель - генератор, снизить расход топлива.

3. Повышение надёжности за счёт применения накопителей в качестве резервного источника питания и качества электроснабжения путём регулирования частоты в сетях и поддержания пределов по отклонению напряжения.

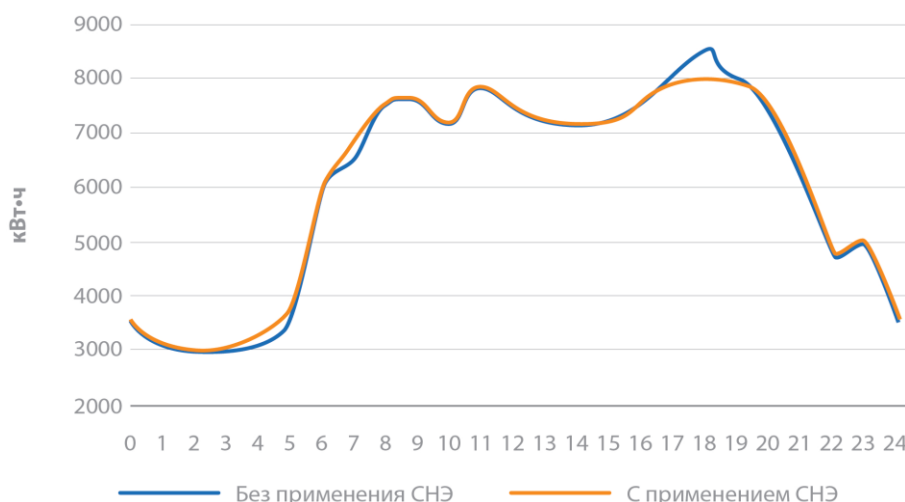


Рис.1. Возможности СНЭ для управления почасовым профилем потребления электроэнергии в жилом районе

4. Обеспечение интеграции возобновляемых источников электроэнергии в систему [2].

5. Замещение пиковой генерации в суточном графике электрической нагрузки ЕЭС России – мощностей, используемых лишь несколько десятков часов в год.

Вышеуказанные области применения накопителей электроэнергии подтверждаются мировым опытом. В настоящий момент установленная мощность накопителей энергии в мире составляет около 122 ГВт. Наибольшее распространение они получили в США — около 20% от всей установленной мощности накопителей в мире. Так, в начале 2013 года штат Калифорния (США) законодательно определил, что к 2020 г., операторы сети должны установить накопители энергии общей мощностью 1 325 МВт. В Великобритании в 2016 году компанией National Grid закуплено 201 МВт систем накопления энергии для регулирования частоты, а сами СНЭ уже несколько лет представлены на рынке мощности страны. В Китае накопление энергии – одна из 8 главных сфер развития энергетики и до 2021 года планируется введение 46 ГВт СНЭ. В Германии так же был объявлен государственный проект стоимостью 25 миллионов евро для развития накопителей энергии [1]. В Ирландии (Южный Дублин) в 2016 году введена в эксплуатацию система хранения энергии, гибридная химическая батарея и ультраконденсатора. Система имеет установленную мощность 300 кВт и емкость 150 кВт·ч. По оценке на основе данных агентства Navigant Research, глобальный рынок систем накопления энергии к 2025 году составит 80 млрд долл. США.

Российские же разработки в области СНЭ, даже несмотря на существование нескольких десятков стартапов, не выходят за стадию научных исследований и не достигают TRL 6 (Technology Readiness Level – уровень готовности технологии) и выше. Сегодня российский рынок накопителей энергии представлен лишь единичными проектами, преимущественно в сфере обеспечения бесперебойного питания, при этом потенциал использования накопителей на российском рынке огромен. Кроме нескольких ГАЭС, установленная мощность которых составляет сегодня 1 375 МВт, СНЭ практически не получили распространения в электроэнергетике России [1].

Это связано с существованием различных причин, ограничивающих развитие данной отрасли. Развитие рынка систем накопления электроэнергии сдерживается сложной совокупностью факторов, характерных для незрелого рынка высокотехнологической продукции.

Среди наиболее значимых причин, которые в настоящее время препятствуют активному внедрению СНЭ, можно выделить следующие:

1. Отсутствие положительного опыта применения СНЭ в России (даже на уровне небольших объектов), из-за чего такие системы видятся рискованным технологическим решением.

2. Сложившаяся архитектура ЕЭС России.

3. Сложность демонстрации эффективности применения СНЭ в ограниченных по масштабам проектах на уровне отдельной бытовой нагрузки или предприятия.

4. Несовершенство действующего законодательства в части применения СНЭ. Причины законодательного характера можно разделить на четыре группы:

1. Препятствия в законодательстве об электроэнергетике:

- отсутствие понятия «система хранения электроэнергии» в нормативно-правовых актах, регулирующих отношения в электроэнергетике;

- рынок услуг по обеспечению системной надежности фактически закрыт для СНЭ, поскольку для участия в нем допускаются только электростанции (этот термин определен в законодательстве об электроэнергетике);

- хранение электроэнергии не предусмотрено действующей моделью российского рынка;

- законодательством об электроэнергетике установлен запрет на совмещение деятельности по передаче электроэнергии и по ее купле-продаже, за исключением покупки для компенсации потерь или собственных производственных нужд и не предусмотрен учет расходов на покупку электроэнергии, запасаемой в СНЭ [1].

2. Препятствия в области технического регулирования:

- отсутствие учета предусмотренных действующим порядком особенностей технологического присоединения СНЭ к электрическим сетям;

- невозможность отнесения СНЭ к генерации, поскольку суммарно она потребляет электроэнергии больше, чем способна выдать в сеть [1].

3. Препятствия в области налогового и таможенного законодательства:

- необходимость оплачивать услуги по передаче электрической энергии, запасаемой в СНЭ, в полном объеме;

- отсутствие экономической модели участия СНЭ в рынках электрической энергии и мощности;

- отсутствие СНЭ в перечне объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности (отсутствие систем накопления в указанном перечне затрудняет их использование при реализации энергосервисных контрактов и препятствует получению иных мер государственной поддержки);

- наличие ввозных пошлин на сырье и материалы для производства СНЭ [1].

4. Специфические препятствия экономического и организационного характера, осложняющие экономические условия функционирования СНЭ:

- отсутствие государственной политики в области развития СНЭ и должных мер государственной поддержки их применения;

- отсутствие практики разработки инвестиционных программ.

Для устранения вышеперечисленных причин, препятствующих внедрению СНЭ, на первом этапе необходимо выполнить ряд действий:

1. Изменение архитектуры и условий функционирования ЕЭС России.

2. Внесение необходимых изменений в нормативно-правовую базу, а именно: введение понятия «система накопления электроэнергии» в законодательство об электроэнергетике; введение в Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861 (ред. от 30.01.2019)) понятия «системы накопления энергии» и установление возможности определения специфических требований, предъявляемых при технологическом присоединении СНЭ; исключение запрета на куплю-продажу

электроэнергии сетевыми компаниями для запасания в СНЭ, установленных на границах балансовой принадлежности электросетевых компаний и принадлежащих им; установление нулевых импортных пошлин на сырье и компоненты для СНЭ, производимых в России; внесение СНЭ в перечень объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности, утвержденный постановлением Правительства Российской Федерации от 17 июня 2015 года № 600 (ред. от 23.01.2019) [1].

3. Увеличение объема финансирования исследований и разработок в области накопителей электроэнергии государством.

Заключение. В статье выявлены особенности функционирования ЕЭС России, проанализирована ситуация по применению накопителей в мире. Выявлены причины, препятствующие активному внедрению накопителей электроэнергии в России, и предложены действия по устранению данных причин. Это заложит основу для применения систем накопления электроэнергии в тех сферах, где это наиболее эффективно и повысит эффективность интеграции новейших технологий в области производства, передачи и потребления электроэнергии в целом и СНЭ в частности.

Библиографический список

1. Экспертно-аналитический доклад «Рынок систем накопления электроэнергии в России: потенциал развития» фонда «Центр стратегических разработок» [Электронный ресурс]: Центр стратегических разработок. Режим доступа: https://www.csr.ru/wp-content/uploads/2018/09/Condenses_System_Markets_Web-Fin.pdf (дата обращения: 01.03.2019).

2. Латипов, С. Т. Накопители электроэнергии как средство предотвращения нарушений электроснабжения/ С.Т. Латипов // Молодой ученый №16, 2017. Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/150/42462/> (дата обращения: 01.03.2019).

Bibliographic list

1. Expert-analytical report –“The Market of Electric Power Storage Systems in Russia: Development Potential” of the Foundation –“Center for Strategic Research” [Electronic resource]: Center for Strategic Development. Access mode: https://www.csr.ru/wp-content/uploads/2018/09/Condenses_System_Markets_Web-Fin.pdf (access date: 03/01/2019).

2 Latipov, S. T. Electricity storage as a means of preventing power outages / S.T. Latipov // Young scientist №16, 2017. Access mode: <https://moluch.ru/archive/150/42462/> (access date: 03/01/2019).



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.311.2

ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, УДАЛЕННЫХ ОТ СЕТЕВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Нехорошев Д.Д., Волгоградский государственный аграрный университет,
кандидат технических наук, доцент, ndd.volgau@yandex.ru

Любанский И.А., Волгоградский государственный аграрный университет,
магистрант, ilyubanskiy@bk.ru

Караев Н.В., Волгоградский государственный аграрный университет,
магистрант, kolyakaraev01@mail.ru

Чивилев Н.А., Волгоградский государственный аграрный университет,
магистрант, nikito-k@mail.ru

Аннотация: в данной работе рассмотрены проблемы электроснабжения потребителей удаленных от сетевой инфраструктуры, а также использование возобновляемой энергии в электроснабжении таких потребителей.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, децентрализованное электроснабжение, электропотребитель, топливно-энергетические ресурсы.

PROBLEMS OF ELECTRICAL SUPPLY OF CONSUMERS REMOTE FROM ELECTRICAL NETWORK INFRASTRUCTURE

Nehoroshev D.D., Volgograd State Agrarian University, candidate of technical sciences, assistant professor, ndd.volgau@yandex.ru

Lyubansky I.A., Volgograd State Agrarian University, master student, ilyubanskiy@bk.ru

Karaev N.V., Volgograd State Agrarian University, master student, kolyakaraev01@mail.ru

Chivilev N.A., Volgograd State Agrarian University, master student, nikito-k@mail.ru

Abstract: brought to consideration the problems of power supply to consumers remote from the electrical network infrastructure, as well as the use of renewable energy in the power supply of such consumers.

Keywords: renewable energy sources, decentralized power supply, power consumer, fuel and energy resources.

Большая часть территорий Российской Федерации составляют зоны децентрализованного электроснабжения и неэлектрифицированные зоны. По степени централизации различают:

- зона 1, экономические развитые зоны: Европейская и Западно – Сибирская части России;

- зона 2, локальные районные энергосистемы и энергоресурсы: Восточно-Сибирская и Дальневосточная части России, Крым;

- зона 3, малые локальные энергоузлы, удаленные от энергетических баз: районы Севера, Сибири и Дальнего Востока.

По степени обеспеченности ТЭР (топливно-энергетическими ресурсами) различают:

- открытые, ТЭР имеют общенародное значение (Тюменская, обл., Ханты-мансийский, Ненецкий и Ямало-Ненецкий автономные округа, Республика Коми)
- полуоткрытые зоны, влияют на формирование топливных балансов сопредельных территорий (Республика Саха (Якутия), Сахалинская обл.)
- закрытые зоны, ТЭР местного назначения (Магаданская, Томская, Архангельская, Мурманская обл., Таймырский, Эвенкийский и Чукотский авт. округа, Республика Карелия).

Степень освоения ТЭР в районах Сибири, Дальнего Востока и крайнего севера крайне неравномерны. Закрытые зоны практически полностью зависят от внешних поставок топливных ресурсов.

Удаленными потребителями зоны 3, фактически являются небольшие населенные пункты, которые изолированы от сетевой инфраструктуры и имеют незначительные связи с промышленно-развитыми районами страны [1].

Энергетические нагрузки по категориям потребителей данных регионов делятся на группы:

- автономное освещение, ретрансляторы, метеостанции (0,1-1 кВт);
- индивидуальные поселения, погранзаставы, телекоммуникационные системы (1-10 кВт);
- деревни, села, проселки, фермы, туристические лагеря (10-100 кВт);
- промышленные предприятия, крупные населенные пункты (до 1-2 МВт).

К основным проблемам автономного электроснабжения удаленных потребителей относятся: трудные условия доставки топлива, значительный износ энергетического оборудования, недостаток инвестиций, большое расстояние от центров снабжения и обслуживания, высокая стоимость топлива, рост цен на топливно-энергетические ресурсы, и как следствие увеличение дотаций на завод и закупку топлива [2, 3]. В связи с этим за последние десятилетия было упразднено более 12 тысяч поселений [4, 6]. Проблема надежного и качественного электроснабжения данных районов, является актуальной на сегодня [5].

В рамках энергетической стратегии России до 2035 года предусматривается развитие технологий с использованием возобновляемых источников энергии, в том числе для "электро- и теплоснабжения автономных потребителей в децентрализованных системах энергоснабжения" [1]. В соответствии со стратегией подразумевается рост доли ВИЭ к 2035 году до 3,7 % в общем объеме ввода мощностей электростанций, в генерации электроэнергии – до 2,2 %, а впоследствии – замещение локальной дизельной генерации.

Российская Федерация обладает огромным потенциалом применения возобновляемой энергии. Технический потенциал ВИЭ на порядок превышает потребление энергии в некоторых областях. Этот потенциал используется незначительно: из общего количества вырабатываемой энергии электростанциями малой мощности лишь менее 10 % приходится на долю возобновляемой энергетики.

Авторами предложен комплекс мероприятий для реализации развития и повышения надежности и качества электроснабжения удаленных малонаселенных пунктов с использованием возобновляемых энергетических ресурсов:

1) Финансовая поддержка. К ней относятся: поддержка по инвестированию средств в малую энергетику частного капитала и крупных предприятий; выделение дотаций на строительство установок на ВИЭ; применение системы скидок всем инвесторам; поддержка проектов со стороны государства.

2) Законодательная и организационная поддержка. Мероприятия: стандартизация оборудования (понятийный аппарат, общие технические требования и методы их испытаний); пропаганда властями использования возобновляемой энергетики и ее поддержка; субсидирование в создание демонстрационных объектов и испытательных полигонов.

3) Техническое оснащение. Мероприятия: наладка производства оборудования на

отечественных предприятиях с целью замены и реконструкции эксплуатируемых малых установок; организация серийного производства энергоустановок ВИЭ на территории РФ, снижение стоимости и затрат на транспортировку.

Негативным фактором развития малой энергетики России является то, что на рынке возобновляемой энергетики нет, или очень мало универсальных технических устройств, которые обеспечивают соединение разнотипных энергетических установок с возможностью управления режимами их работы.

Но, несмотря на значительные темпы развития производства электроэнергии посредством ВИЭ, их совместного использования, разработки законодательной и нормативной базы в сфере внедрения последних, на сегодняшний день, практическая реализация проектов энергообеспечения удаленных и изолированных потребителей осуществляется в незначительных масштабах, что не позволяет должным образом решить проблемы их электроснабжения.

Библиографический список

1. Меликов, А.В. Преимущества применения имитационного подхода к моделированию выходных сигналов средств измерений / А.В. Меликов // В сборнике: Методы, средства и технологии получения и обработки измерительной информации Материалы Международной научно-технической конференции, 2016. - С. 43-44.

2. Заседание президиума Государственного совета №36. Доклад "Об основах государственной политики Российской Федерации в районах Севера". URL:<http://archive.kremlin.ru> (10.02.2019).

3. Постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 г. № 321 "Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Энергоэффективность и развитие энергетики" URL: <http://pravo.gov.ru/laws/acts/37/515049.html> (06.02.2019).

4. Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года. Москва. 2014. URL:<http://media.rsp.ru/document/1/c/e/ceef7d9d4df403f7f78fa3bd217d7285.pdf> (05.02.2019).

5. Суржикова, О.А. Проблемы и основные направления развития электроснабжения удаленных и малонаселенных потребителей России/ О.А. Суржикова // Вестник науки Сибири №3, 2012.- С. 103-108.

6. Меликов, А.В. Многомерная организация данных в информационных системах анкетирования / А.В. Меликов // Кибернетика и программирование № 1, 2014.- С. 1-16.

Bibliographic list

1. Melikov, A.V. Advantages of applying a simulation approach to modeling the output signals of measuring instruments / A.V. Melikov // In the collection: Methods, means and technologies for obtaining and processing measurement information Materials of the International Scientific and Technical Conference, 2016. - P. 43-44.

2. The meeting of the Presidium of the State Council number 36. Report "On the fundamentals of the state policy of the Russian Federation in the regions of the North". URL: <http://archive.kremlin.ru> (02/10/2019).

3. Decree of the Government of the Russian Federation of April 15, 2014 No. 321 "On Approval of the State Program of the Russian Federation" Energy Efficiency and Energy Development "URL: <http://pravo.gov.ru/laws/acts/37/515049.html> (06.02.2019).

4. The draft Energy Strategy of Russia for the period up to 2035. Moscow. 2014. URL: <http://media.rsp.ru/document/1/c/e/ceef7d9d4df403f7f78fa3bd217d7285.pdf> (05.02.2019).

5. Surzhikova, O.A. Problems and main directions of development of power supply to remote and sparsely populated consumers in Russia / O.A. Surzhikova // Bulletin of Science of Siberia №3, 2012.- P. 103-108.

6. Melikov, A.V. Multidimensional organization of data in the information systems of anketirovaniya / A.V. Melikov // Cybernetics and Programming No. 1, 2014.- P. 1-16.



УДК 621. 31

**МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ПОЛИМЕРНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ
НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ**

Козлов А.Н., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат технических наук, доцент, kozlov1951@yandex.ru

Фролов А.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, sanya_180196@mail.ru

Аннотация: в данной работе проведена классификация методов диагностики и контроля полимерных изоляторов воздушных линий, описаны достоинства и недостатки комбинирования методов.

Ключевые слова: изолятор, линия электропередач, внутренние повреждения, изоляция, дефект, внешние повреждения.

**DIAGNOSTIC METHODS OF POLYMERIC INSULATORS
ON OVERGROUND LINES**

Kozlov A.N., FGBOU VO «Amur State University», cand. tech. of science, assistant professor, kozlov1951@yandex.ru

Frolov A.A., FGBOU VO «Amur State University», », magister degree student, sanya_180196@mail.ru

Abstract: in this paper, the classification of methods for diagnostics and control of polymer insulators of overground lines is carried out, and the advantages and disadvantages of combining methods are described.

Keywords: insulator, electric power line, interior damage, insulation, defect, external damage.

Полимерные изоляторы используются для крепления и изоляции проводов подстанций, распределительных устройств и воздушных линий электропередач, в том числе других токоведущих элементов электрооборудования [1].

Полимерный изолятор состоит из стеклопластикового стержня, металлических оконцевателей и полимерной оболочки. Стеклопластиковый стержень определяет электрическую и механическую прочность изолятора. С помощью оконцевателей изолятор крепится к элементам опор воздушной линии и проводам. Полимерная оболочка обеспечивает защиту стержня изолятора от климатических воздействий.

Диагностические методы можно условно поделить на контактные и бесконтактные, электрические и неэлектрические, звуковые, визуальные, комбинированные.

Контактные методы предполагают прямой контакт с изолятором контрольного устройства. Работа на высоте и под напряжением представляет опасность для персонала. Группа базовых электрических контактных методов включает в себя: тестирование с повышенным напряжением промышленной частоты, измерение сопротивления изоляции с опре-

делением коэффициента поглощения, прирост емкости, измерение тангенса диэлектрических потерь [2].

Прямые (контактные) методы диагностики используют редко, только при крайней необходимости.

Неэлектрические контактные методы акустической эмиссии, сквозного прозвучивания, виброакустический, возбуждение свободных колебаний - применяют для выборочной диагностики изоляции линии или в случае поиска неисправных изоляторов [3].

Емкостно-частотный метод основан на свойстве увлажнения диэлектрика. Под действием переменного приложенного напряжения ориентирование диполей воды возможно до частоты 8-10 Гц, после чего ослабляется ориентирование влаги. При частоте 50 Гц не проявляется абсорбционных свойств и вычисляется соотношение $C2/C50$, которое определяет влажность диэлектрика. Приращение емкости является критерием увлажнения изоляции за счет явления абсорбции по истечении определенного времени, $\Delta C/C$. Прирост емкости ΔC достигается за счет заряда абсорбционной емкости у влажной изоляции и отсутствия заряда при сухой [4].

Бесконтактные методы (методы косвенной оценки) позволяют проверять состояние изоляции без отключения линии, дистанционно. К таким методам можно отнести визуальный, звуковой, ультрафиолетовый и инфракрасный. Звуковые методы в основном применяются во время капитального ремонта линии или при входном контроле изоляторов. Метод свободных колебаний может быть рекомендован для внедрения в эксплуатацию после доработки технологий контроля и уточнения диагностических критериев [5].

Если контактные методы контроля изоляции используются чаще всего в тех случаях, когда напряжение в линии электропередач отключено и сопровождается удалением изоляторов с опор, то бесконтактные методы используются без отключения напряжения. Исключением является оптический мониторинг с помощью бинокля, который позволяет обнаружить внешние дефекты изолятора (в виде трещин и стружки, в некоторых случаях - поверхностного загрязнения), в то время как внутренние дефекты (увлажнение изоляции или внутренний пробой) не могут быть обнаружены с помощью оптического контроля.

Комбинированные методы способствуют нахождению дефекта устройствами, включающими оптический, акустический, световой, тепловой, ультразвуковой способы обнаружения неисправности, данные применяются при топографическом поиске неисправностей и требуют значительного времени [5].

Принцип тепловизионных измерений основан на том, что все физические тела нагреты неравномерно, вследствие чего складывается картина распределения ИК-излучения. Другими словами, действие тепловизоров основано на фиксировании температурной разницы «объект/фон» и на преобразовании полученной информации в изображение (термограмму), видимое глазом. Многие виды дефектов протекают с локальным увеличением температуры. Это означает, что ИК метод контроля является перспективным методом для оценки состояния полимерного изолятора. Однако на данный момент увеличение температуры, как правило, довольно небольшое и делает метод чувствительным к условиям измерения: сильные ветра, роса, дождь, распределение температуры от солнечного излучения [6].

Акустические методы контроля основаны на применении упругих колебаний, возбуждаемых или возникающих в объекте контроля [7]. Акустические методы выявляют глубокие дефекты (нарушения сплошности, расслоения). Дефекты, такие как пустоты и расслоения, будут приводить к отражениям, которые могут быть использованы для определения их глубины. Также акустический метод способен обнаружить дендритообразования при сочетании ультразвукового датчика с оптимизацией данных и улучшенной обработкой этих данных. Однако одним из минусов данного метода является тот факт, что достаточно часто диагностирует нормальные гирлянды как неисправные и не позволяет позиционировать неисправный изолятор в гирлянде.

Самым простым и дешевым способом является визуальный контроль изоляции [8]. Этот метод позволяет выявить внешние повреждения изолятора: расколы, трещины, эрозия,

частичные разряды на поверхности и др. Однако, данный метод обнаруживает лишь малую часть существующих дефектов изолятора. Внутренние дефекты не могут быть выявлены с помощью визуального осмотра.

Оптический ультрафиолетовый контроль позволяет увеличить пределы визуального контроля. При помощи УФ контроля можно выявить коронные и частичные разряды. Рекомендуется использовать как дополнительный метод, позволяющий выявить дефектные изоляторы при сильной степени повреждения.

Вывод:

Для выявления всех видов дефектов рекомендуется комбинировать несколько методов. Так, например, комбинирование ультрафиолетового, инфракрасного и акустического контроля в теории покрывает все виды дефектов. Многообразие существующих методов требует проведения непрерывающегося и тщательного отбора и анализа, вновь предлагаемых методов и технических средств контроля механического состояния изоляторов. Существующие методы, которые потенциально могут быть активно востребованы в эксплуатации, перед использованием их в широкой практике необходимо подвергнуть сравнительным испытаниям и оценить адекватность получаемых с помощью них результатов.

Библиографический список

1. ПУЭ8 // Информационный сайт. – 2019. [Электронный ресурс]. URL: <https://pue8.ru/elektricheskie-seti/614-polimernye-izolyatory-dostoinstva-proizvodstvo.html>
2. Гайворонский, А.С. Повреждения полимерных изоляторов и их диагностика в эксплуатации/ А. С. Гайворонский .– СибНИИ, 2010. – 97 с.
3. Акустические методы контроля [Электронный ресурс]. URL: https://studme.org/282242/tehnika/akusticheskie_metody_kontrolya
4. Сви, П.М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения - М.: Энергоатомиздат, 1992. - 78 с.
5. Контроль и диагностика изоляторов линий электропередачи [Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kontrol-i-dagnostika-izolyatorov-linij-elektroperedachi>
6. Тепловизионная диагностика как современное средство мониторинга [Электронный ресурс]. URL: <http://www.centert.ru/articles/22>
7. ГОСТ 23829 - 85. Контроль неразрушающий акустический.
8. Визуальный контроль [Электронный ресурс]. URL: http://prometeyndt.ru/catalog/nerazrushajushhijj_kontrol/vizualnyjj_kontrol

Bibliographic list

1. PUE8. // Informational site. – 2019. [Electronic resource]. URL: <https://pue8.ru/elektricheskie-seti/614-polimernye-izolyatory-dostoinstva-proizvodstvo.html>
2. Gaivoronsky, A.S. Damage to polymer insulators and their diagnosis in operation / A. S. Gaivoronsky. - SibNII, 2010. - 97 p. Acoustic control methods [Electronic resource]. URL: https://studme.org/282242/tehnika/akusticheskie_metody_kontrolya.
2. Svi, P.M. Methods and tools for diagnosing high voltage equipment – M.: Energoatomizdat, 1992. – 78 p.
3. Monitoring and diagnostics of electric power line insulators [Electronic resource]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kontrol-i-dagnostika-izolyatorov-linij-elektroperedachi>
4. Heat-vision diagnostics as a modern monitoring tool [Electronic resource]. URL: <http://www.centert.ru/articles/22>
5. GOST 23829 – 85. Nondestructive acoustic control.
6. Visual monitoring [Electronic resource]. URL: http://prometeyndt.ru/catalog/nerazrushajushhijj_kontrol/vizualnyjj_kontrol



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.311.24; 621.548

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Никитенко Г.В. ФГБОУ ВО «Ставропольский Государственный Аграрный Университет»,
доктор технических наук, профессор, konoplev82@mail.ru

Коноплев Е.В. ФГБОУ ВО «Ставропольский Государственный Аграрный Университет»,
кандидат технических наук, доцент, konoplev82@mail.ru

Салпагаров В.К. ФГБОУ ВО «Ставропольский Государственный Аграрный Университет»,
аспирант, konoplev82@mail.ru

Аннотация: представлены основные направления и перспективы использования возобновляемых источников энергии, рассмотрены вопросы и направления использования ветроэнергетики.

Ключевые слова: ветроэнергетика, автономное электроснабжение, солнечная энергетика, гелиоэнергетика, альтернативные источники энергии, нетрадиционные источники энергии

ALTERNATIVE ENERGY SOURCES

Nikitenko G. V., FGBOU VO «Stavropol State Agrarian University», doctor of technical
Sciences, Professor, konoplev82@mail.ru

Konoplev V. E., FGBOU VO «Stavropol State Agrarian University», Ph. D., associate Pro-
fessor, konoplev82@mail.ru

Salpagarov V. K., FGBOU VO «Stavropol State Agrarian University», graduate student,
konoplev82@mail.ru

Annotation: the main directions and prospects of use of renewable energy sources are presented, the questions and directions of use of wind power are considered.

Keywords: wind power, Autonomous power supply, solar power, solar power, alternative energy sources, non-traditional energy sources

Использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии [1] становится глобальной мировой тенденцией в связи с высокой стоимостью традиционных энергоносителей (нефти, газа, угля и т.д.), их ограниченным запасом и неисчерпаемым потенциалом альтернативной энергии (солнца, ветра, приливов и т.д.).

Применение энергии ветра [2,3] для электроснабжения удаленных от ЛЭП потребителей малой мощности не требует занятия больших площадей, а вырабатываемая мощность зависит от параметров ветроколеса, генератора и скорости перемещения воздушных масс в месте установки агрегата.

Можно обозначить основные направления и перспективы развития ветроэнергетики в целом:

- определение зон и регионов, условия которых наиболее благоприятны для использования энергии ветра;
- снижение стоимости электроэнергии и повышение надежности электроснабжения

от ВЭУ;

- изыскание новых более экономичных методов и устройств для преобразования и утилизации энергии ветра в различных целях;
- обоснование оптимальных вариантов применения установок в зависимости от требований потребителей, особенностей эксплуатации и зональных условий;
- разработка эффективных способов стабилизации мощности и энергии, производимой ВЭУ, а также экономичных методов и устройств для ее аккумуляирования;
- создание систем, обеспечивающих полную автоматизацию работы ветроэлектростанции, в первую очередь, установок большой мощности и ветроэлектрических станций, используемых в энергосистемах;
- разработка методов и создание устройств для комплексного использования различных видов альтернативных энергоресурсов, с целью поддержания высокого качества энергообеспечения потребителей и снижения затрат на производство энергии.

Повышение доли возобновляемых источников энергии в общей энергосистеме страны следует рассматривать не с позиции конкурентоспособности в сравнении с традиционной энергетикой, исходя из возможного эффективного дополнения, резервирования или автономного энергообеспечения объектов в определенных зонах и условиях [4,5].

В настоящее время использование энергии ветра ведется, в основном, для автономного электроснабжения потребителей небольшой мощности, а также для теплоснабжения, подъема воды и т.п., которые не предъявляют высоких требований к качеству и надежности вырабатываемой электроэнергии.

В настоящее время наметились четыре основных направления развития ВЭУ:

1. Создание и использование установок небольшой мощности для электроснабжения автономных объектов и потребителей.
2. Разработка сооружений и эксплуатация крупных ВЭС для работы в системе центрального электроснабжения.
3. Изготовление и эксплуатация комбинированных систем, сочетающих в себе энергию ветра и геотермальных источников, ветра и традиционных энергоносителей с целью экономии последних и так далее.
4. Конструирование систем аккумуляирования энергии, вырабатываемой ВЭУ, и последующее ее применение.

Одной из проблем, заслуживающей особого внимания, является создание установок с двигателями гибридного типа, сочетающие положительные свойства тихоходных машин в пусковых режимах и быстроходных в процессе работы.

К основным научно-техническим задачам, быстрое решение которых позволит использовать ветроэнергетические установки более эффективно, следует отнести:

1. Создание безрегуляторных ветродвигателей, обладающих свойствами саморегулирования.
2. Разработка комбинированных систем, обеспечивающих бесперебойное энергообеспечение удаленных от единой энергетической системы объектов.
3. Изготовление всережимных генераторов, работающих с высоким КПД в широком диапазоне изменения оборотов вращения и обеспечивающих малую величину колебаний частоты тока, за счет варьирования числа пар полюсов.
4. Конструирование безредукторных ВЭУ за счет сверхвысокой быстроходности ветроколеса или за счет использования тихоходных генераторов.
5. Применение новых методик, способов и устройств автоматического управления ВЭС, снижающих значение начальной скорости ветра.
6. Решение проблем аккумуляирования энергии.
7. Создание систем, обеспечивающих рост качества вырабатываемой электроэнергии и повышения уровня надежности энергообеспечения.
8. Оптимизация вариантов резервирования ВЭУ и совместное использование раз-

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

личных источников энергии, представленных в таблице 1.

В таблице 1 приведены основные направления применения энергоисточников, позволяющие провести их перспективный анализ.

Решение данных задач требует расширение масштабов научных исследований, привлечение инвестиций в данную отрасль, подготовку квалифицированных кадров.

Таблица 1 – Основные направления использования энергоисточников

Области и цели применения	Энергия Солнца	Энергия Ветра	Глубинная теплота Земли	Теплота океана, энергия приливов	Биоэнергия	Нефтепродукт
1. Производство электрической энергии: для местных нужд и локальных объектов («малая энергетика»)	+	++	++	++	+	++
для энергосистем в больших количествах	+	+	++	–	–	+
2. Производство механической энергии: для подъема воды на пастбищах	+	++	–	–	–	++
с целью привода стационарных сельскохозяйственных машин	–	+	–	–	–	+
в мелиоративных системах небольших масштабов	–	++	+	–	–	+
3. Производство теплоты: для отопления и горячего водоснабжения общественных зданий и сооружений	++	+	++	–	+	+
с целью кондиционирования воздуха	+	–	+	–	–	+
для теплиц, опреснительных установок, сушилок и прочих целей	+	+	++	–	+	+
4. Производство химической энергии, веществ и др., в первую очередь получение водорода	+	+	+	+	++	+
Примечание	«++» – наиболее эффективное применение; «+» – использование целесообразно; «–» – использование малоэкономично.					

Основные направления развития энергетики представлены на рисунке 1.

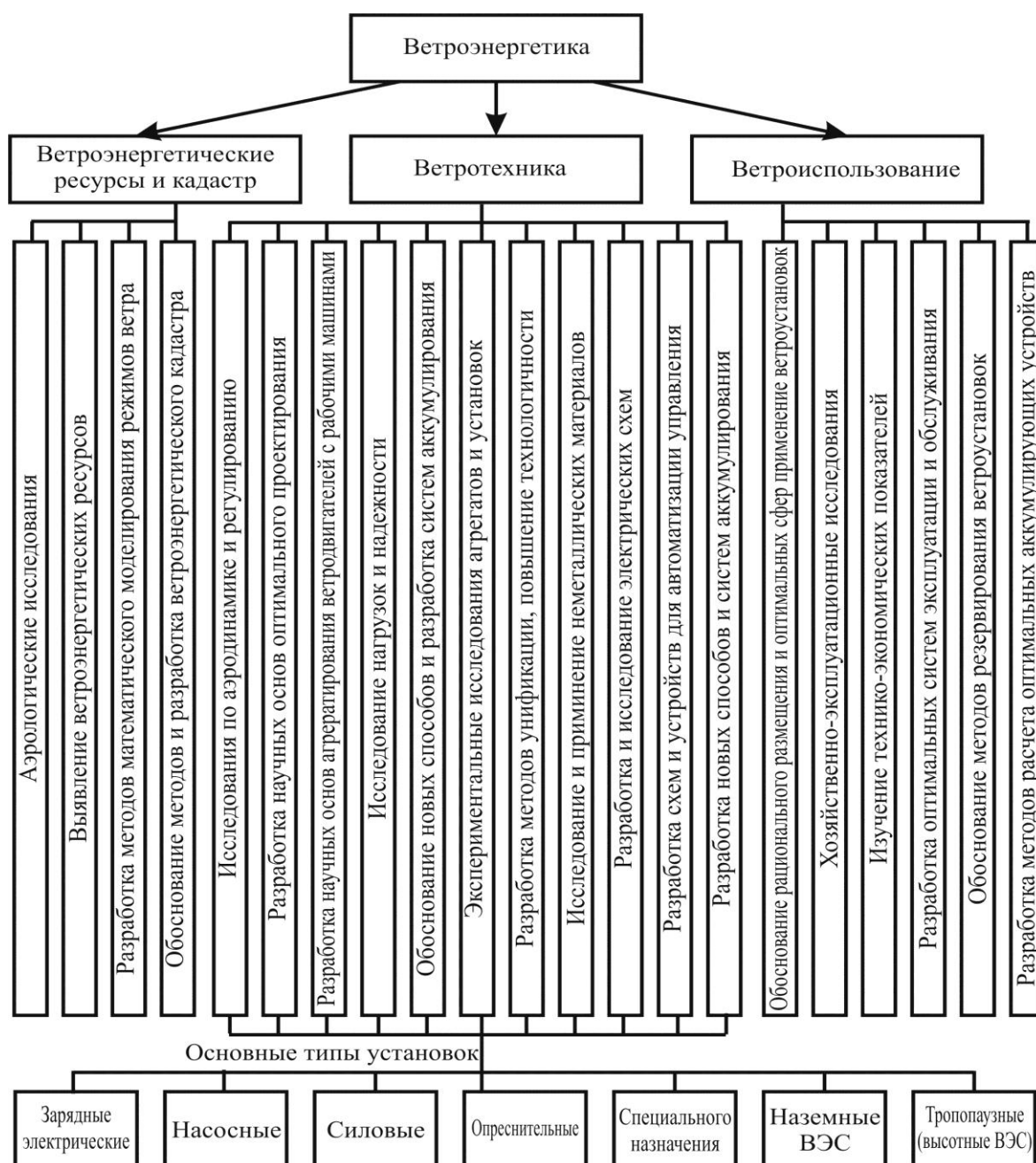


Рис. 1. Основные направления развития ветроэнергетики

Библиографический список

1. Никитенко, Г.В. Направления и перспективы использования возобновляемых источников энергии / Г.В. Никитенко, Е.В. Коноплев, П.В. Коноплев и др. // В сборнике: Методы и технические средства повышения эффективности использования электрооборудования в промышленности и сельском хозяйстве 80-я научно-практическая конференция, 2015. - С. 216-224.
2. Никитенко, Г.В. Ветродвигатели ветроэнергетических установок / Г.В. Никитенко, Е.В. Коноплев., П.В. Коноплев и др. В сборнике: // Методы и технические средства повышения эффективности использования электрооборудования в промышленности и сельском хозяйстве 80-я научно-практическая конференция, 2015. - С. 224-232.

3. Никитенко, Г.В. Концепция анализа ветроэнергетического потенциала / Г.В. Никитенко, Е.В. Коноплев., А.А. Лысаков и др. // Сельский механизатор. 2017. № 3. С. 30-31.

4. Никитенко, Г.В. Обоснование структуры системы автономного электроснабжения / Г. В. Никитенко, Е. В. Коноплев, П. В. Коноплев // Сборник научных трудов по материалам 75-й научно-практической конференции электроэнергетического факультета СтГАУ, – Ставрополь, 2011.- С. 137–143.

5. Никитенко, Г.В. Оценка вариантов автономного электроснабжения сельскохозяйственных потребителей / Г. В. Никитенко, Е. В. Коноплев, П. В. Коноплев // Техника в сельском хозяйстве, №1, 2012.– С. 16–17.

Bibliographic list

1. Nikitenko, G.V. Directions and prospects for the use of renewable energy sources / G.V. Nikitenko, E.V. Konoplev., P.V. Konoplev et al. // In the collection: Methods and technical means for increasing the efficiency of the use of electrical equipment in industry and agriculture 80th Scientific Practical Conference., 2015. - p. 216-224.

2. Nikitenko, G.V. Wind turbines of wind turbines / G.V. Nikitenko, E.V. Konoplev., P.V. Konoplev et al. In the collection: // Methods and technical means of increasing the efficiency of using electrical equipment in industry and agriculture 80th Scientific and Practical Conference, 2015. - P. 224-232.

3. Nikitenko, G.V. Concept analysis of wind potential / G.V. Nikitenko, E.V. Konoplev., A.A. Lysakov et al. // Rural mechanicizer. 2017. No. 3. P. 30-31.

4. Nikitenko, G.V. Justification of the structure of the autonomous power supply system / G. V. Nikitenko, E. V. Konoplev, P. V. Konoplev // Collection of scientific works based on the materials of the 75th Scientific and Practical Conference of the Faculty of Electric Power Industry of the SSAU, - Stavropol, 2011.- P. 137 –143.

5. Nikitenko, G.V. Evaluation of autonomous power supply options for agricultural consumers / G. V. Nikitenko, E. V. Konoplev, P. V. Konoplev // Technique in agriculture №1, 2012.– P. 16–17.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 62.52

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА С ДВУХКОНТУРНОЙ МАГНИТНОЙ СИСТЕМОЙ

Никитенко Г.В. ФГБОУ ВО «Ставропольский Государственный Аграрный Университет»,
доктор технических наук, профессор, konoplev82@mail.ru

Коноплев Е.В. ФГБОУ ВО «Ставропольский Государственный Аграрный Университет»,
кандидат технических наук, доцент, konoplev82@mail.ru

Салпагаров В.К. ФГБОУ ВО «Ставропольский Государственный Аграрный Университет»,
аспирант, konoplev82@mail.ru

Аннотация: рассмотрен синхронный бесщеточный генератор с двухконтурной магнитной системой для ветроэнергетических установок.

Ключевые слова: синхронный генератор, электроснабжение, автономное электроснабжение, генератор, постоянные магниты, магнитная система.

THE STUDY OF THE SYNCHRONOUS GENERATOR WITH DUAL MAGNETIC SYSTEM

Nikitenko G. V., FGBOU VO «Stavropol State Agrarian University», doctor of technical Sciences,
Professor, konoplev82@mail.ru

Konoplev V. E., FGBOU VO «Stavropol State Agrarian University», Ph. D., associate Professor,
konoplev82@mail.ru

Salpagarov V. K., FGBOU VO «Stavropol State Agrarian University», graduate student,
konoplev82@mail.ru

Abstract: a synchronous brushless generator with a two-circuit magnetic system for wind power plants is Considered.

Key words: Synchronous generator, power supply, Autonomous power supply, generator, permanent magnets, magnetic system.

В системах автономного электроснабжения, таких как ветроэнергетические установки [1], используются синхронные и асинхронные генераторы различной конструкции и типов, но наилучшим образом себя зарекомендовали синхронные генераторы на постоянных магнитах, так как обладают высокой надежностью за счет отсутствия щеточного узла, хорошими энергетическими показателями, но отличаются довольно высокой стоимостью и внушительными массогабаритными показателями (особенно генераторы дискового типа).

Повышение энергетических характеристик системы автономного электроснабжения на основе ветроэнергетической установки возможно улучшением энергетических характеристик (мощности, КПД, удельная металлоемкость и т.д.) синхронного генератора на постоянных магнитах за счет применения двухконтурной магнитной системы [2].

Общий вид генератора представлен на рисунке 1.

Генератор содержит по 8 неодимовых магнитов во внешнем и внутреннем контуре, между которых расположены обмотки статора, закрепленные на неподвижном основании,

что исключает применение щеточного узла. Работа генератора осуществляется вращением ротора, в котором закреплены, как постоянные магниты, так и магнитопровод.

Разработана следующая конфигурация синхронного генератора, исходя из которой генератор состоит из дополнительных полюсов 1, обмоток статора 2, постоянных неодимовых магнитов 3 и магнитопровода (электротехнической стали) 4.

Магнитный поток пронизывает обмотку статора, расположенную между постоянными магнитами от севера к югу, затем через магнитопровод 4 и дополнительные полюса 1 магнитный поток проходит через обмотку, расположенную между дополнительными полюсами.

Введение внутреннего магнитного контура позволяет увеличить как энергию магнитного поля в обмотках статора, так и значение магнитного потока и магнитной индукции.

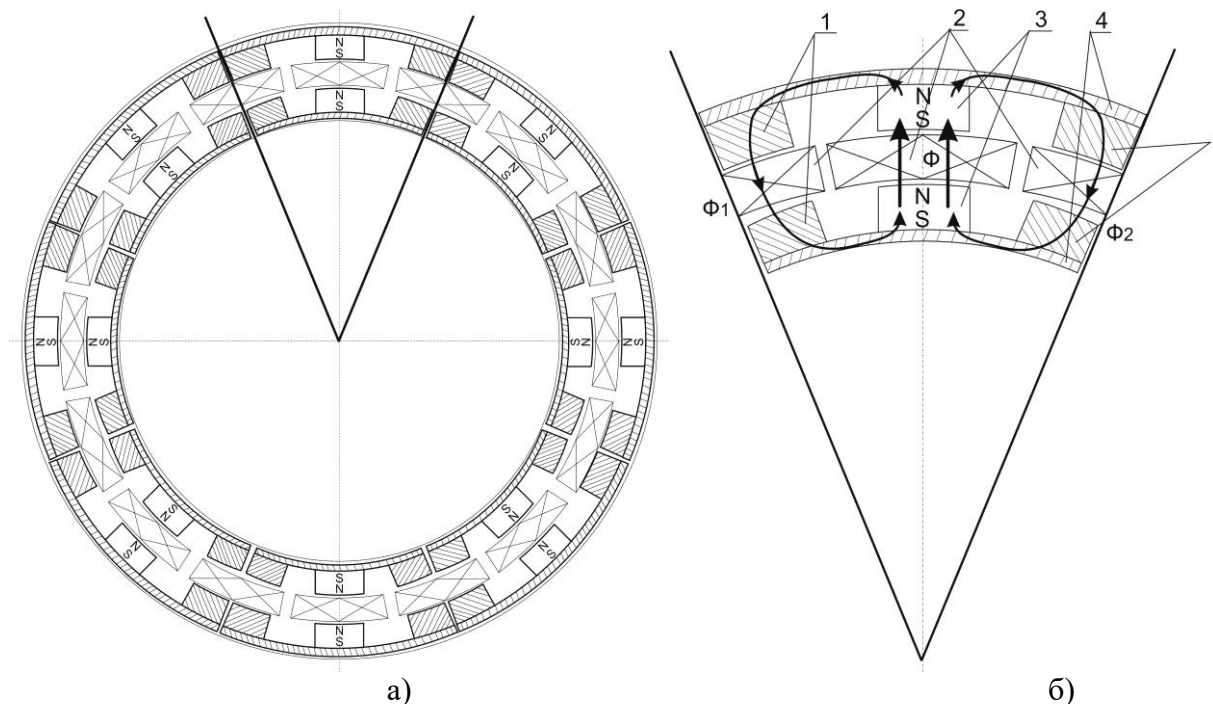


Рис. 1. Общий вид синхронного генератора с двухконтурной магнитной системой (а) и сектор генератора с направлением магнитных полей (б)

Для подтверждения высказанных предположений проведено компьютерное моделирование при помощи программного обеспечения Femm 4.2. Компьютерная модель с обозначением сечения, в котором измерялось значение магнитной индукции, представлено на рисунке 2.

В результате компьютерного моделирования получены следующие значения магнитной индукции в середине обмоток статора генератора с двухконтурной (1) и одноконтурной (2) магнитной системой, результаты представлены на рисунке 3.

Как видно из рисунка 3 введение второго магнитного контура (внутреннего) увеличивает значение магнитной индукции в середине катушки с 0,19 до 0,44 Тесла, что свидетельствует об увеличении на 130 %. Увеличение магнитной индукции в обмотках статора приводит к увеличению мощности и КПД генератора при неизменных габаритных показателях. Энергия магнитного поля в обмотках статора при введении второго магнитного контура увеличивается на 113%, использование псевдополюсов в данной конфигурации приводит к увеличению энергии магнитного поля в обмотках статора на 65,3%.

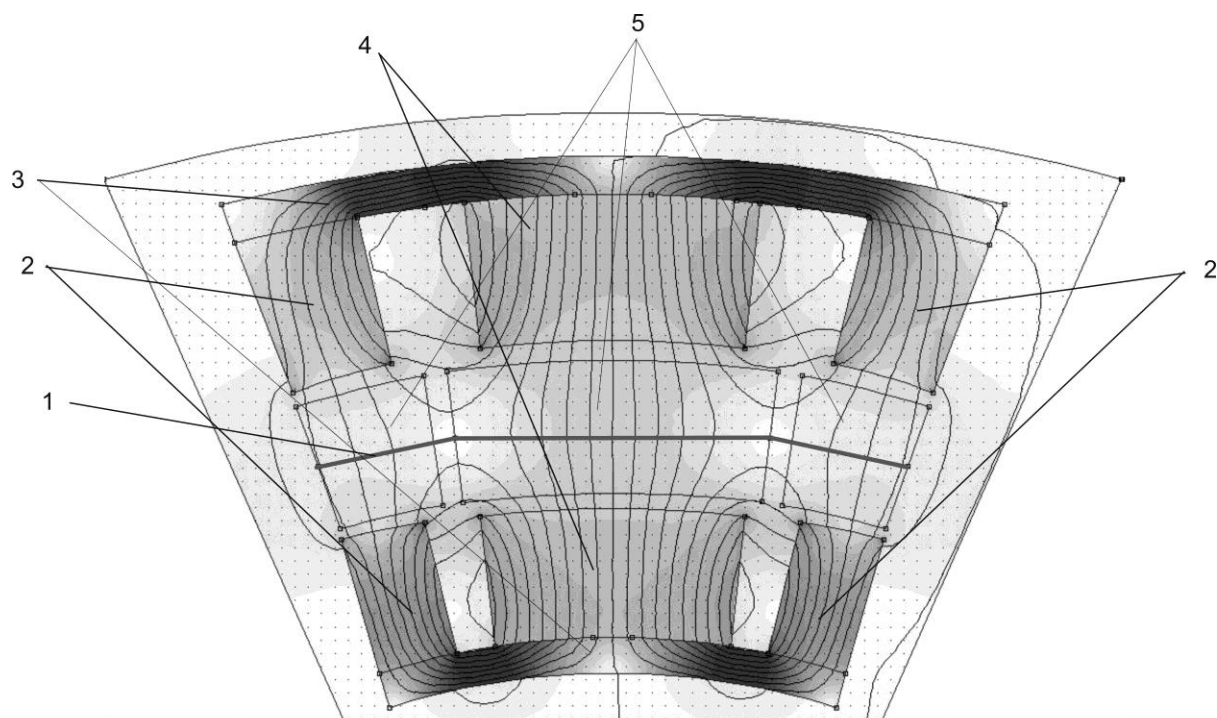


Рис. 2. Результаты имитационного моделирования распределения магнитной индукции в секторе синхронного генератора с двухконтурной магнитной системой (1 – сечение, в котором измерялось значение магнитной индукции, 2 – дополнительный полюс, 3 – магнитопровод, 4 – постоянные магниты, 5 – обмотки статора генератора)

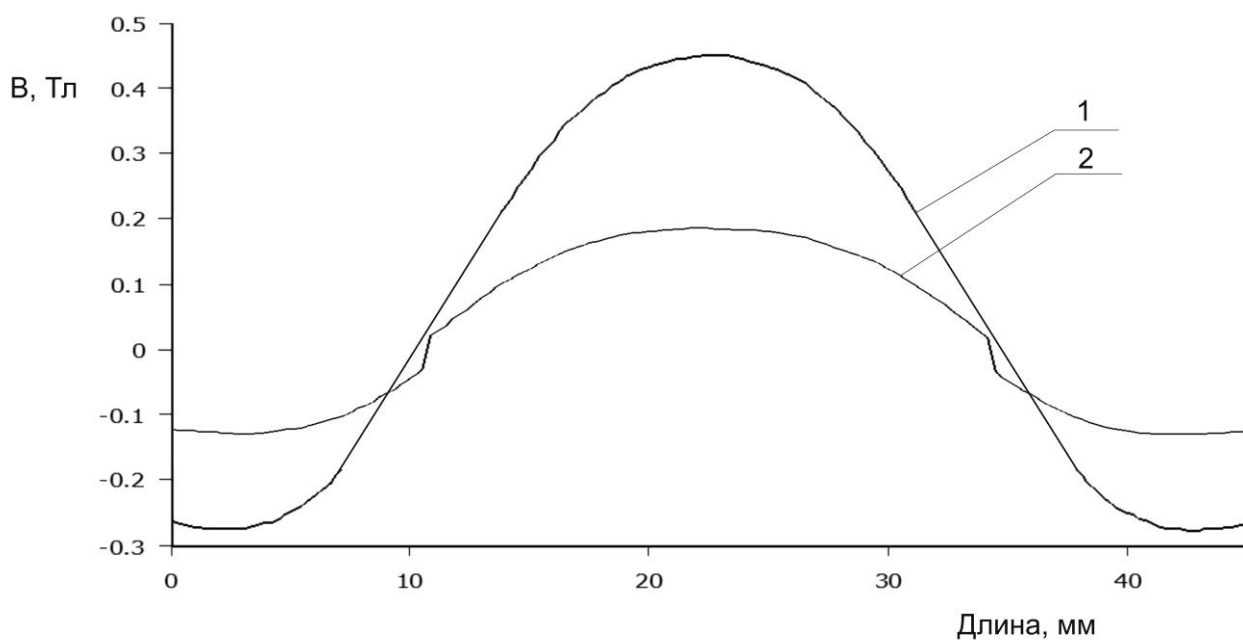


Рис. 3. Магнитная индукция в середине обмоток статора при двухконтурной (1) и одноконтурной (2) магнитной системе синхронного генератора

Для подтверждения полученных теоретических данных создан синхронный генератор, внешний и внутренний ротор которого отпечатан из пластика на 3D принтере, на роторах закреплена магнитная система с неодимовыми магнитами, между роторами устанавливается статор генератора, как показано на рисунке 4.

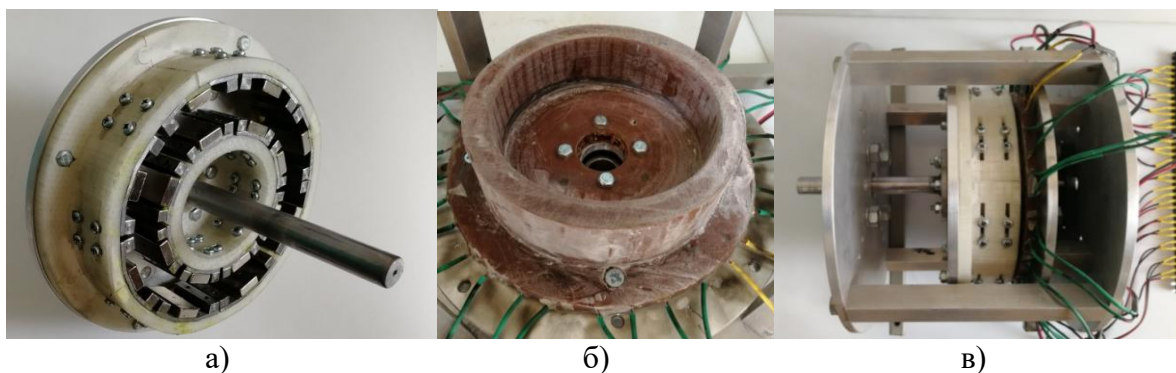


Рис. 4. Ротор синхронного генератора (а), статор синхронного генератора (б) и генератор в сборе (с)

Внешний вид экспериментальной установки представлен на рисунке 5. Экспериментальная установка содержит приводной двигатель, имитирующий работу ветроколеса, соединенный при помощи гибкой муфты с синхронным генератором, активную электрическую нагрузку, измерительные приборы.



Рис. 5. Экспериментальная установка

Результаты исследований работы синхронного генератора с внутренним контуром (1), внешним контуром (2) и с двумя контурами (3) представлены на рисунке 6.

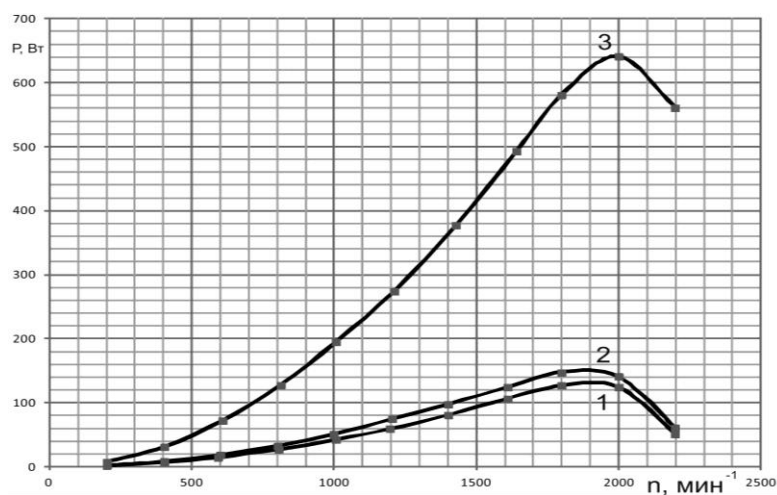


Рис. 6. Мощность синхронного генератора

При использовании двухконтурной магнитной системы мощность генератора увеличивается примерно в 4 раза, что связано с концентрацией магнитного потока в обмотках статора генератора.

Библиографический список

1. Никитенко, Г. В. Ветроэнергетическая установка автономного электроснабжения / Г.В. Никитенко, Е.В. Коноплев, П.В. Коноплев // Сельский механизатор №2, 2012. - С. 25.
2. Никитенко, Г.В. Пат. 2680642 Российская Федерация, МПК H02K 1/27, H02K 21/12, H02K 16/02 Синхронный генератор с двухконтурной магнитной системой / Г.В. Никитенко, Е.В. Коноплев, П.В. Коноплев. и др. / заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО Ставропольский ГАУ. № 2016152824; заявл. 30.12.16; опубл. 25.01.18, Бюл. № 3.

Bibliographic list

1. Nikitenko, G. V. Wind-powered autonomous power supply installation / G.V. Nikitenko, E.V. Konoplev, P.V. Konoplev // Rural mechanic №2, 2012. - P. 25.
2. Nikitenko, G.V. Pat 2680642 Russian Federation, IPC H02K 1/27, H02K 21/12, H02K 16/02 Synchronous generator with a double-circuit magnetic system / G.V. Nikitenko, E.V. Konoplev, P.V. Cannabis et al. / applicant and patent holder of the Stavropol State Agrarian University. No. 2016152824; declare 12/30/16; publ. 01/25/18, Byul. Number 3.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.311.24; 621.548

ПОДБОР ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

Никитенко Г.В. ФГБОУ ВО «Ставропольский Государственный Аграрный Университет»,
доктор технических наук, профессор, konoplev82@mail.ru

Коноплев Е.В. ФГБОУ ВО «Ставропольский Государственный Аграрный Университет»,
кандидат технических наук, доцент, konoplev82@mail.ru

Салпагаров В.К. ФГБОУ ВО «Ставропольский Государственный Аграрный Университет»,
аспирант, konoplev82@mail.ru

Аннотация: рассмотрена методика определения параметров элементов ветроэнергетической установки, таких как параметры ветродвигателя, генератора, аккумулирующей системы в зависимости от энергетических характеристик ветра и графика суточной нагрузки потребителей.

Ключевые слова: ветроэнергетическая установка, ветроэнергетика, анализ, автономное электроснабжение потребителей, альтернативная энергетика, нетрадиционные источники энергии.

SELECTION OF PARAMETERS OF ELEMENTS OF SYSTEM OF AUTONOMOUS POWER SUPPLY BASED ON WIND POWER PLANT

Nikitenko G. V., FGBOU VO «Stavropol State Agrarian University», doctor of technical Sciences,
Professor, konoplev82@mail.ru

Konoplev V. E., FGBOU VO «Stavropol State Agrarian University», Ph. D., associate Professor,
konoplev82@mail.ru

Salpagarov V. K., FGBOU VO «Stavropol State Agrarian University», graduate student,
konoplev82@mail.ru

Abstract: the method of determining the parameters of the elements of the wind power plant, such as the parameters of the wind turbine, generator, accumulating system, depending on the energy characteristics of the wind and the schedule of the daily load of consumers is Considered.

Keywords: wind power plant, wind power, analysis, Autonomous power supply of consumers, alternative energy, non-traditional energy sources.

Электроснабжение сельскохозяйственных потребителей, удаленных от сетей централизованного электроснабжения является важной задачей в соответствии с федеральным законом № 261 «Об энергосбережении». Использование энергии ветра для автономного электроснабжения потребителей является наиболее приемлемым вариантов в связи с распространенностью и дешевизной данного источника энергии. [1,2].

Оптимизация параметров составных частей системы автономного электроснабжения на основе ветроэнергетической установки создает предпосылки к надежному и бесперебойному электроснабжению потребителей [3].

Параметры элементов системы автономного электроснабжения (ветродвигателя, гене-

ратора, аккумулирующей энергию системы) зависят от ветровой нагрузки, графика потребления электрической энергии [4,5,6]. В случае автономного питания потребителей надежность электроснабжения должна быть не ниже заданной пользователем или чем у традиционных систем электроснабжения и обеспечивать бесперебойное электроснабжение потребителей в течение определенного времени.

При расчете параметров ветроэнергетических установок наиболее часто используется среднее значение скорости ветра, что приводит к значительной погрешности в получении результатов, так как распределение ветровых потоков наиболее часто подчинено распределению Релея, нормальному распределению, Вейбула, Максвелла и другим. Определение закона распределения, наиболее точно описывающее эмпирические данные позволяет более качественно провести моделирование ветровой нагрузки и определить параметры элементов ветроэнергетической установки [1].

На рисунке 1 представлена плотность вероятности скорости ветра по нормальному распределению, распределению Релея, среднее значение скорости ветра и эмпирические данные (данные Гидрометцентра).

Расчет произведем на примере получения энергии от ветроэнергетической установки.

Энергия, получаемая с ветродвигателя, прямо пропорциональна кубу скорости ветра, исходя из этого, приняв за 100% энергию, получаемую при расчете по эмпирическим данным, расчет показывает, что при расчете по среднему значению скорости ветра получается 60 % от расчета по эмпирическим данным, нормальному закону распределения ветрового потока 77,2%, по Релея 96%. Использование распределение Релея позволяет повысить точность вычисления на 18,8% и 36% по сравнению с нормальным распределением и расчетом по среднему значению скорости ветра соответственно.

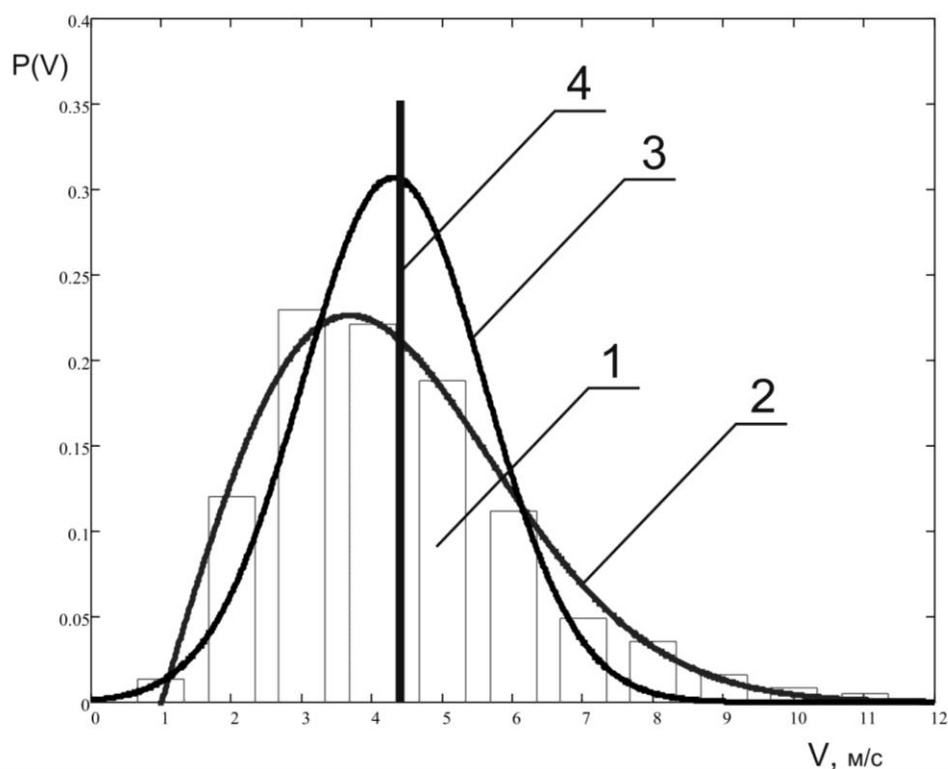


Рис. 1. Плотность распределения вероятности скорости ветра на примере окрестностей г. Ставрополя по нормальному закону (3), распределению Релея (2), эмпирические данные (1), средняя скорость ветра (4)

График суточного потребления электроэнергии, как правило, является не равномерным, поступление ветровой энергии так же носит импульсный характер, то при определении характеристик элементов системы автономного электроснабжения на основе ветроэнергети-

ческой установки целесообразно использование математического и компьютерного моделирования.

Структурная схема для подбора параметров составных частей ветроэнергетической установки представлено на рисунке 2.

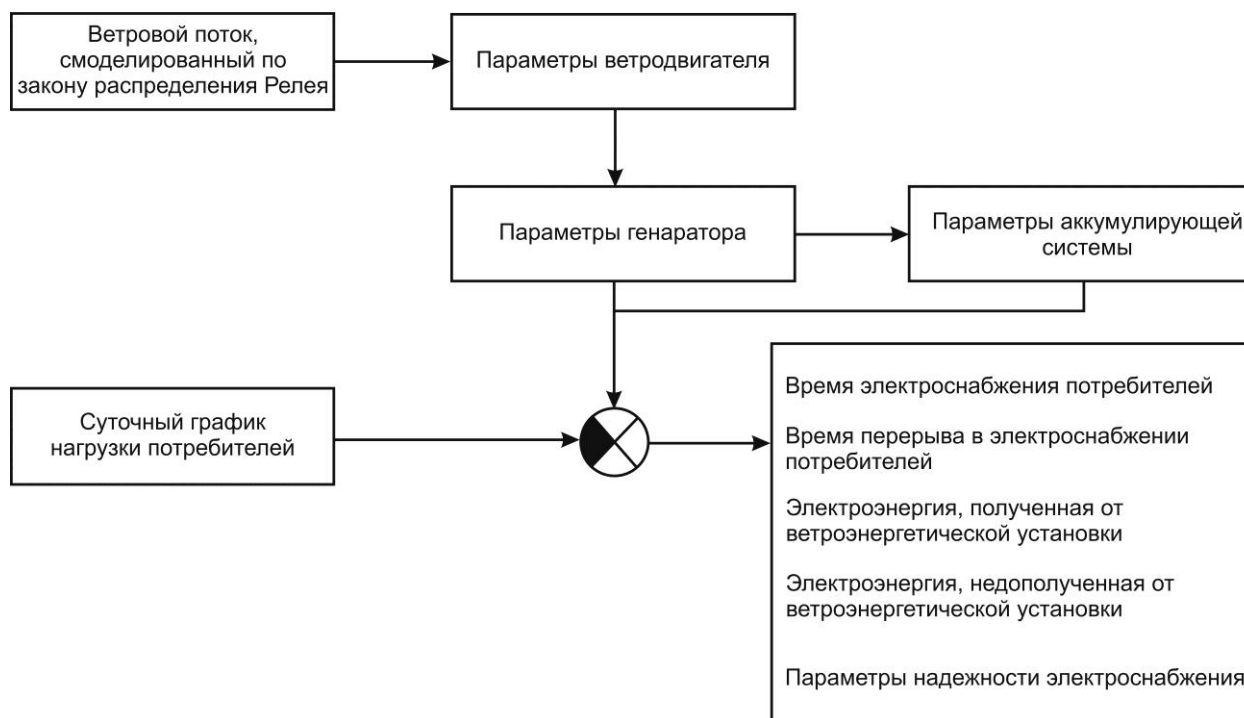


Рис. 2. Схема определения параметров элементов ветроэнергетической установки

Производится моделирование ветровой нагрузки за определенный промежуток времени по закону, наилучшим образом описывающему эмпирические данные – распределению Релея. Задается диаметр ветродвигателя, мощность генератора и емкость аккумуляторных батарей (аккумуляторной системы). Исходя из заданных параметров элементов ветроэнергетической установки временные и энергетические характеристики работы ветроэнергетической установки, то есть время и электроэнергия, получения и недополученная от ветроэнергетической установки, определяются параметры надежности электроснабжения.

Подбирая параметры диаметра ветродвигателя, емкости аккумуляторных батарей (аккумуляторной системы), мощности генератора доводится уровень надежности и непрерывности электроснабжения потребителей до необходимого уровня.

Библиографический список

1. Никитенко, Г. В. Ветроэнергетическая установка автономного электроснабжения / Г. В. Никитенко, Е.В. Коноплев, П.В. Коноплев // Сельский механизатор. - 2012. - №2 - С. 25.
2. Никитенко, Г. В. Ветроэнергетические установки в системах автономного электроснабжения : монография / Г. В. Никитенко, Е.В. Коноплев. - СтГАУ. Ставрополь: АГРУС, 2008. - 152 с.
3. Никитенко, Г.В. Исследование взаимосвязи параметров ветроэнергетической установки / Г. В. Никитенко, Е.В. Коноплев, П.В. Коноплев и др. // Техника в сельском хозяйстве. - 2013. - №4. - С. 14-15.
4. Коноплев, П.В. Модель ветроэнергетической установки / П.В. Коноплев // Методы и технические средства повышения эффективности использования электрооборудования в промышленности и сельском хозяйстве 76 научно-практическая конференция электроэнергетического факультета СтГАУ, 2012. - С. 56-64.

5.Никитенко, Г.В. Ветроагрегат с электромеханическим аккумулятором / Г. В. Никитенко, Е.В. Коноплев, П.В. Коноплев и др. // Сельский механизатор. - 2015. - №6. - С. 34-35.

6.Никитенко, Г.В. Стабилизация выходных параметров асинхронного генератора с короткозамкнутым ротором в составе ветроэнергетической установки / Г. В. Никитенко, Е.В. Коноплев, П.В. Коноплев и др.// Вестник АПК Ставрополя. - 2014. - №4. - С. 72-74.

Bibliographic list

1. Nikitenko, G. V. Wind power autonomous power supply installation / G. V. Nikitenko, E. V. Konoplev, P.V. Konoplev // Rural Mechanic Number 2, 2012. - P. 25.

2. Nikitenko, G. V. Wind power installations in systems of autonomous power supply: monograph / G. V. Nikitenko, E. V. Konoplev. - SSAU. Stavropol: AGRUS, 2008. - 152 p.

3. Nikitenko, G.V. Study of the relationship between the parameters of a wind power installation / G. V. Nikitenko, E.V. Konoplev, P.V. Konoplev et al. // Engineering in agriculture №4, 2013.- p. 14-15.

4. Konoplev, P.V. Model of a wind power installation // Methods and technical means for increasing the efficiency of using electrical equipment in industry and agriculture 76 Scientific and Practical Conference of the Faculty of Electric Power Industry of the SSAU, 2012. - P. 56-64.

5.Nikitenko, G.V. Wind farm with electromechanical battery / G. V. Nikitenko, E.V. Konoplev, P.V. Konoplev et al. // Rural Mechanic №6, 2015. - P. 34-35.

6.Nikitenko, G.V. Stabilization of the output parameters of an asynchronous generator with a squirrel-cage rotor as part of a wind power installation / G. V. Nikitenko, E. V. Konoplev, P.V. Konoplev et al. // Bulletin of the APK of Stavropol №4, 2014.- p. 72-74.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.311.24; 621.548

СИСТЕМА АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ ЭНЕРГИИ ВЕТРА И СОЛНЦА

Никитенко Г.В. ФГБОУ ВО «Ставропольский Государственный Аграрный Университет»,
доктор технических наук, профессор, konoplev82@mail.ru

Коноплев Е.В. ФГБОУ ВО «Ставропольский Государственный Аграрный Университет»,
кандидат технических наук, доцент, konoplev82@mail.ru

Салпагаров В.К. ФГБОУ ВО «Ставропольский Государственный Аграрный Университет»,
аспирант, konoplev82@mail.ru

Аннотация: рассмотрена структурная схема ветросолнечной системы автономного электро-снабжения сельскохозяйственных потребителей малой мощности.

Ключевые слова: ветроэнергетика, автономное электроснабжение, солнечная энергетика, гелиоэнергетика, альтернативные источники энергии, нетрадиционные источники энергии.

AUTONOMOUS SYSTEM OF POWER SUPPLY BASED ON WIND POWER AND THE SUN

Nikitenko G. V., FGBOU VO «Stavropol State Agrarian University», doctor of technical Sciences,
Professor, konoplev82@mail.ru

Konoplev V. E., FGBOU VO «Stavropol State Agrarian University», Ph. D., associate Professor,
konoplev82@mail.ru

Salpagarov V. K., FGBOU VO «Stavropol State Agrarian University», graduate student,
konoplev82@mail.ru

Abstract: the structural scheme of the wind-solar system of Autonomous power supply of agricultural consumers of low power is Considered.

Key words: wind power, Autonomous power supply, solar power, solar power, alternative energy sources, non-traditional energy sources.

Развитие индивидуальных и фермерских хозяйств, постоянный рост цен на традиционные энергоносители, высокая стоимость прокладки линий электропередачи, заставляют искать новые пути для автономного обеспечения электроэнергией сельскохозяйственных потребителей малой мощности.

Использование альтернативных источников энергии, таких как ветер и солнце, для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, удаленных от электрических сетей, является наиболее приемлемым и перспективным вариантом [1,2,3].

Для решения поставленной задачи разработана ветросолнечная система автономного электроснабжения [4], структурная схема которой представлена на рисунке 1.

В системе автономного электроснабжения используется ветродвигатель пропеллерного типа, синхронный генератор с двухконтурной магнитной системой [5], применены гибкие солнечные панели с возможностью изгиба на определенный угол, аккумуляторные батареи

применяются гелиевого типа, система управления построена на базе программируемого микроконтроллера Arduino Uno.

Ветросолнечная установка автономного электроснабжения работает следующим образом.

В случае если скорость ветра, то есть мощность на валу ветродвигателя достаточна для электроснабжения потребителей, то установка работает следующим образом. Вращающий момент от ветродвигателя поступает на мультипликатор и обгонную муфту, с которой передается ротору синхронного генератора, генерируемое напряжение с фаз синхронного генератора поступает на диодный мост, с которого постоянное напряжение поступает на инвертор, преобразуется в переменное и поступает на стабилизатор напряжения, с которого стабилизированное переменное напряжение через реле обратного тока поступает в однофазную сеть переменного напряжения, от которой производится электроснабжение стабилизированным переменным напряжением потребителей электрической энергии, а также производится заряд аккумуляторных батарей через контроллер заряда аккумуляторных батарей, управляемый системой управления. К контроллеру заряда аккумуляторных батарей подключены гибкие солнечные панели, получаемая энергия с которых так же используется для зарядки аккумуляторных батарей. В случае, если аккумуляторные батареи полностью заряжены, то излишки электроэнергии, получаемые от гибких солнечных панелей поступают на балластную нагрузку, тем самым предотвращая перезаряд аккумуляторных батарей. Гибкие солнечные панели изогнуты под определенным углом, тем самым образуя концентратор солнечной энергии, позволяющий максимально преобразовывать энергию солнца в электроэнергию. Гибкие солнечные панели расположены в устройстве ориентации по солнцу, которое в течение дня следит за солнцем и изменяет свое положение с целью максимальной концентрации солнечной энергии на поверхности гибких солнечных панелей.

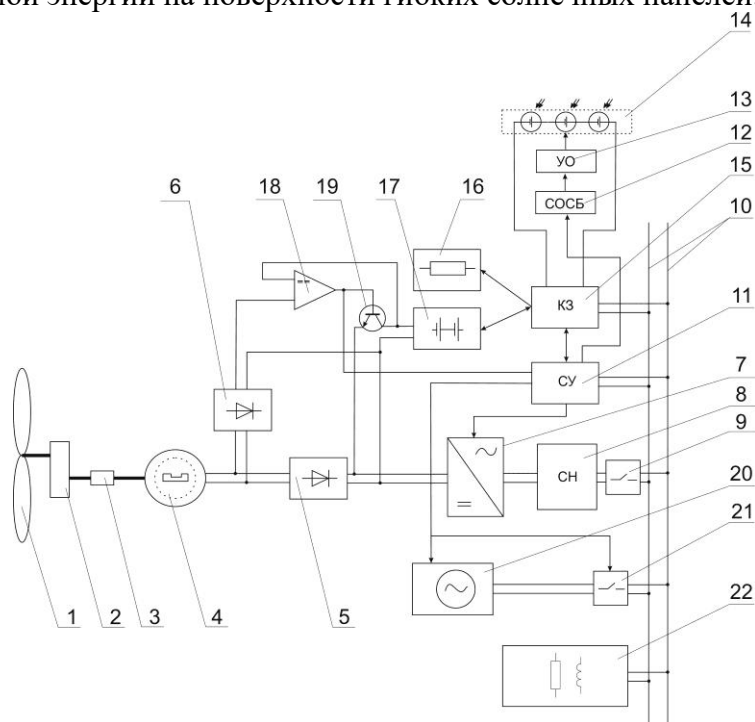


Рис. 1. Ветросолнечная система автономного электроснабжения сельскохозяйственных потребителей (1 - ветродвигатель, 2 - мультипликатор, 3 – обгонная муфта, 4 – синхронный генератор, 5,6 – диодные мосты, 7 - инвертор, 8 - стабилизатор напряжения, 9 - реле обратного тока, 10 – однофазная сеть переменного напряжения, 11 – система управления, 12 - система ориентации солнечных батарей, 13 – устройство ориентации по солнцу, 14 – солнечные панели 15 – контроллер заряда, 16 – балластная нагрузка, 17 – аккумуляторные батареи 18 – компаратор напряжения, 19 – силовой транзистор, 20 – бензогенератор, 21 – реле, 22 – потребители электрической энергии)

В случае, если скорость ветра не достаточная для электроснабжения потребителей, то генерируемое напряжение с фаз синхронного генератора поступает на диодный мост, с которого сигнал об уровне напряжения на фазах синхронного генератора поступает на первый вход компаратора напряжения, на второй вход компаратора напряжения поступает сигнал об уровне напряжения на аккумуляторных батареях. Если напряжение на фазах синхронного генератора больше напряжения на аккумуляторных батареях, то на выходе компаратора напряжения будет логический ноль, и управляемый компаратором напряжения силовой транзистор будет закрыт. Если напряжение синхронного генератора меньше напряжения аккумуляторных батарей, то на выходе компаратора напряжения появится логическая единица, при этом произойдет открытие перехода коллектор-эмиттер силового транзистора, напряжение с аккумуляторных батарей через силовой транзистор и напряжение с фаз синхронного генератора через диодный мост одновременно поступит на инвертор напряжения. Таким образом, будет произведено одновременное электроснабжение потребителей за счет энергии, вырабатываемой синхронным генератором от ветродвигателя и энергией, накопленной в аккумуляторных батареях. Сигнал с выхода компаратора напряжения поступает в систему управления, которая управляет работой контроллера заряда аккумуляторных батарей, в случае логической единицы на выходе компаратора напряжения производится отключение контроллера заряда аккумуляторных батарей от однофазной сети переменного напряжения и заряд аккумуляторных батарей производится только от гибких солнечных панелей, в противном случае производится подключение контроллера заряда аккумуляторных батарей к однофазной сети переменного напряжения и заряд аккумуляторных батарей производится как от однофазной сети переменного напряжения, так и от гибких солнечных панелей через контроллер заряда аккумуляторных батарей. Компаратор напряжения работает по алгоритму встроенной петли гистерезиса, то есть подключение аккумуляторных батарей производится при минимальном уровне напряжения в зависимости от мощности подключенных в данный момент потребителей электрической энергии на фазах синхронного генератора, а отключение аккумуляторных батарей посредством силового транзистора производится при более высоком уровне напряжения на фазах синхронного генератора, что позволяет избежать эффекта «дребезжания, залипания» при приблизительно одинаковых уровнях напряжения на фазах синхронного генератора и аккумуляторных батарей, что облегчает работу синхронного генератора, контроллера заряда аккумуляторных батарей.

Если ветра нет, синхронный генератор не вырабатывает электрическую энергию. Установка работает следующим образом. На выходе компаратора напряжения постоянно будет логическая единица, контроллер заряда аккумуляторных батарей будет отключен от однофазной сети переменного напряжения, заряд аккумуляторной батареи будет производиться за счет энергии, получаемой с гибких солнечных панелей. Силовой транзистор в этом случае будет открыт и напряжение с аккумуляторных батарей через переход коллектор-эмиттер силового транзистора подается на инвертор напряжения, затем на стабилизатор напряжения и реле обратного тока, с которого стабилизированное переменное напряжение поступает в однофазную сеть переменного напряжения.

При отсутствии ветра и разряженных аккумуляторных батареях установка работает следующим образом. При достижении минимального напряжения на аккумуляторных батареях (разряде) сигнал об этом поступает в контроллер заряда аккумуляторных батарей и затем в систему управления. Система управления подает сигнал запуска бензогенератору и подключает его к однофазной сети переменного напряжения при помощи реле, при этом контроллер заряда аккумуляторных батарей подключается к однофазной сети переменного напряжения и производится заряд аккумуляторных батарей за счет энергии бензогенератора и энергии, получаемой с гибких солнечных панелей, так же с системы управления поступает сигнал на базу силового транзистора и принудительно закрывает его, тем самым отключая аккумуляторные батареи от инвертора напряжения. Работа бензогенератора производится до полной зарядки аккумуляторных батарей, затем сигнал с системы управления на базу силового транзистора убирается, производится отключение бензогенератора от однофазной сети

переменного напряжения и его остановка. Далее установка работает в одном из режимов, описанном выше. В случае, если в данный промежуток времени появится ветер, то есть синхронный генератор начнет вырабатывать электрическую энергию, то возможна совместная работа синхронного генератора и бензогенератора для электроснабжения потребителей электрической энергии.

Таким образом, предлагаемая система автономного электроснабжения обеспечивает повышение коэффициента использования ветрового потока, бесперебойность электроснабжения за счет использования энергии ветра и накопленной в аккумуляторных батареях.

Применение гибких солнечных панелей, системы ориентации солнечных батарей и устройством ориентации по солнцу позволяет использовать энергию солнца, как для электроснабжения потребителей электрической энергии, так и для экономии топлива для бензогенератора, увеличивает энергоемкость и мощность ветросолнечной установки автономного электроснабжения.

Совместное использование энергии, получаемой с ветродвигателя, гибких солнечных панелей, бензогенератора для электроснабжения потребителей электрической энергии увеличивает КПД ветросолнечной установки автономного электроснабжения.

Использование компаратора напряжения с силовым транзистором позволяет оптимизировать работу, как синхронного генератора и аккумуляторной батареи с контроллером заряда аккумуляторных батарей при их одновременной работе.

Использование синхронного генератора на постоянных магнитах с двухконтурной магнитной системой позволяет снизить стоимость, как системы автономного электроснабжения в целом, так и стоимость вырабатываемой электроэнергии.

Библиографический список

1. Никитенко, Г.В. Ивашина А.В. Исследование взаимосвязи параметров ветроэнергетической установки / Г. В. Никитенко, Е.В. Коноплев, П.В. Коноплев и др.// Техника в сельском хозяйстве. - 2013. - №4. - С. 14-15.
2. Никитенко, Г. В. Ветроэнергетическая установка автономного электроснабжения/ Г. В. Никитенко, Е.В. Коноплев, П.В. Коноплев// Сельский механизатор. - 2012. - №2. - С. 25.
3. Коноплев, П.В. Модель ветроэнергетической установки / П.В. Коноплев // Методы и технические средства повышения эффективности использования электрооборудования в промышленности и сельском хозяйстве 76 научно-практическая конференция электроэнергетического факультета СтГАУ, 2012. - С. 56-64.
4. Никитенко, Г.В. Пат. 2680642 Российская Федерация, МПК F03D 9/00, F03D 9/11, F03D 7/00, H02S 10/12 Ветросолнечная установка автономного электроснабжения / Г. В. Никитенко, Е.В. Коноплев, П.В. Коноплев и др.- заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО Ставропольский ГАУ. № 2018103296; заявл. 29.01.18; опубл. 25.02.19, Бюл. № 6.
5. Никитенко, Г.В. Пат. 2680642 Российская Федерация, МПК H02K 1/27, H02K 21/12, H02K 16/02 Синхронный генератор с двухконтурной магнитной системой / Г. В. Никитенко, Е.В. Коноплев, П.В. Коноплев и др.- заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО Ставропольский ГАУ. № 2016152824; заявл. 30.12.16; опубл. 25.01.18, Бюл. № 3.

Bibliographic list

1. Nikitenko, G.V. Ivashina A.V. Study of the relationship between the parameters of a wind power installation / G. V. Nikitenko, E.V. Konoplev, P.V. Konoplev et al. // Technique in Agriculture №4, 2013. - P. 14-15.
2. Nikitenko, G. V. Wind power installation of autonomous power supply / G. V. Nikitenko, E. V. Konoplev, P.V. Konoplev // Rural mechanic number 2, 2012. - p. 25.
3. Konoplev, P.V. Wind turbine model / P.V. Konoplev // Methods and Technical Means for Improving the Efficiency of Using Electrical Equipment in Industry and Agriculture 76 Scientific and Practical Conference of the Faculty of Electric Power Industry of the SSAU, 2012. - P. 56-64.

4. Nikitenko, G.V. Pat 2680642 Russian Federation, IPC F03D 9/00, F03D 9/11, F03D 7/00, H02S 10/12 Wind-solar installation of autonomous power supply / G. V. Nikitenko, E.V. Konoplev, P.V. Konoplev et al. - applicant and patentee of FSBEI HE Stavropol State Agrarian University. No. 2018103296; declare 01/29/18; publ. 02/25/19, Bull. No. 6

5. Nikitenko, G.V. Pat 2680642 Russian Federation, IPC H02K 1/27, H02K 21/12, H02K 16/02 Synchronous generator with a double-circuit magnetic system / G.V. Nikitenko, E.V. Konoplev, P.V. Konoplev et al. - applicant and patentee of FSBEI HE Stavropol State Agrarian University. No. 2016152824; declare 12/30/16; publ. 01/25/18, Byul. Number 3.



УДК 621.315

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ
ПРИМОРСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 35 КВ**

Проценко П.П., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет», доцент,
prosenko-palina@yandex.ru

Попов И.Д., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет», студент,
89146297819@mail.ru

Аннотация: в статье проводится сравнительный анализ замены существующих опор на опоры из другого материала с целью повышения уровня надежности электроснабжения потребителей.

Ключевые слова: надежность, электрические сети, опоры, электроснабжение, потребители.

**ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF IMPROVING THE RELIABILITY
OF 35 KV PRIMORSKY ELECTRICAL NETWORKS**

Protsenko P.P., FGBOU VO «Amur State University», Associate Professor, prosenko-palina@yandex.ru

Popov I.D., FGBOU VO «Amur State University», student, 89146297819@mail.ru

Abstract: the article provides a comparative analysis of the replacement of existing supports with supports from another material in order to increase the level of reliability of power supply to consumers.

Keywords: reliability, electrical networks, supports, power supply, consumers.

Требования к надежности электроснабжения определяются в договоре энергоснабжения согласно ПУЭ [1] по категориям потребителей (электроприемников), а также нормативно-правовыми актами. Потребителей относят к той или иной категории в зависимости от степени опасности для жизни и здоровья людей, размера потенциального экономического ущерба при нарушении электроснабжения.

В настоящее время для оценки надежности приняты показатели уровня надёжности на расчётный период регулирования, которые являются средствами, призванными стимулировать сетевые организации повышать уровень надёжности энергоснабжения потребителей.

Согласно обобщённым показателям уровня надёжности, определяемым в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утверждёнными Приказом Министерства энергетики РФ от 29 ноября 2016 г. № 1256, улучшения показателей можно добиться только при снижении аварийных и плановых отключений с простоем потребителей [2].

В связи с необходимостью повышения уровня надежности энергоснабжения потребителей, важное значение приобретает уменьшение количества аварийных и плановых отключений с простоем потребителей в электрических сетях. Одним из возможных вариантов по-

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

вышения уровня надежности ВЛЭП 35-220 кВ является замена опор на опоры из другого материала – деревянные, металлические или железобетонные.

Цель работы – выбор наилучшего варианта замены существующих опор ВЛ 35 кВ для улучшения уровня надежности линии электропередачи.

Для реализации данной цели решены следующие задачи:

- анализ аварийности в электрических сетях 35 кВ филиалов АО «ДРСК»;
- проведена оценка вероятной величины ущерба от плановых и аварийных простоев при разных типах опор;
- определены показатели надежности ВЛ при замене существующих опор на другие.

На основе приведенных статистических данных по отключениям в сетях филиалов АО «ДРСК» выполнено сравнение количества аварийных отключений по сетям 35 кВ. Сравнение аварийности по филиалам за 2013-2015 годы приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Количество аварийных отключений с неуспешными АПВ и РПВ

Филиал АО «ДРСК»	2013г.	2014г.	2015г.
АмЭС	117	39	30
ПЭС	138	83	86
ХабЭС	43	27	29
ЭС ЕАО	35	16	13
ЮЯЭС	6	9	1

В связи с тем, что наибольшее количество отключений приходится на филиал Приморские ЭС, то для проведения расчетов выбран участок электрической сети 35 кВ именно в этом филиале АО «ДРСК».

ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОЙ ВЕЛИЧИНЫ УЩЕРБА ОТ ПЛАНОВЫХ И АВАРИЙНЫХ ПРОСТОЕВ ПРИ РАЗНЫХ ТИПАХ ОПОР

В качестве примера для проведения расчетов была выбрана одноцепная линия 35 кВ «Сергеевка – Авангард». Параметры линии приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры ВЛ 35 кВ Авангард - Сергеевка

Год постройки	1970
Марка опор	СК4-8, 2СК4-8
Марка провода	АС-95
Длина	19 км

Все расчеты проводятся в соответствии со справочными данными [3].

При использовании железобетонных опор:

Соответствующие коэффициенты вынужденного простоя равны:

$$K_{вжб} = T_{вжб} \cdot W_{вжб} \quad (1)$$

где $T_{вжб}$ – среднее время восстановления;

$W_{вжб}$ – параметр потока отказа.

Для железобетонной опоры средняя частота устойчивых отказов $\omega_{джб} = 0.007$ год/км, тогда:

$$W_{вжб} = \omega_{джб} \cdot l, \quad (2)$$

$$W_{вжб} = 0.007 \cdot 19 = 0.133$$

где l – длина линии.

Значение $T_{вд} = 10$ ч для железобетонной опоры, определяем коэффициент вынужденного простоя. Определяем коэффициент вынужденного простоя $K_{вжб}$.

$$K_{вжб} = 10 \cdot 0.133 = 1.33$$

Средняя частота плановых простоев $W_{плжб} = 1,2$ откл./год, средняя продолжительность плановых простоев $T_{плжб} = 15$ ч, определяем коэффициент планового простоя цепи:

$$K_{плжб} = T_{плжб} \cdot W_{плжб}, \quad (3)$$

$$K_{плжб} = 15 \cdot 1.2 = 18$$

Математическое ожидание ущерба от вынужденных (аварийных) простоев $У_{вжб}$, тыс.руб/(кВт·год):

$$У_{вжб} = K_{вжб} \cdot P_{нб} \cdot \varepsilon_n \cdot У_{0в}, \quad (4)$$

где $P_{нб}$ – суммарная наибольшая нагрузка суммарного режима;

ε_n – коэффициент ограничения нагрузки потребителя.

Таблица 3 – Структура нагрузки

	1	2	3	4
Промышленность, %	15	70	10	35
Быт и сфера обслуживания, %	50	25	25	25
Сельское хозяйство, %	15	-	55	30
Транспорт и строительство, %	20	5	10	10

Принимаем $\varepsilon_n = 1$, поскольку ВЛ одноцепная. $P_{нб} = 6300$ кВт – данная мощность соответствует мощности нагрузки двух трансформаторов на ПС Сергеевка, загруженных на половину.

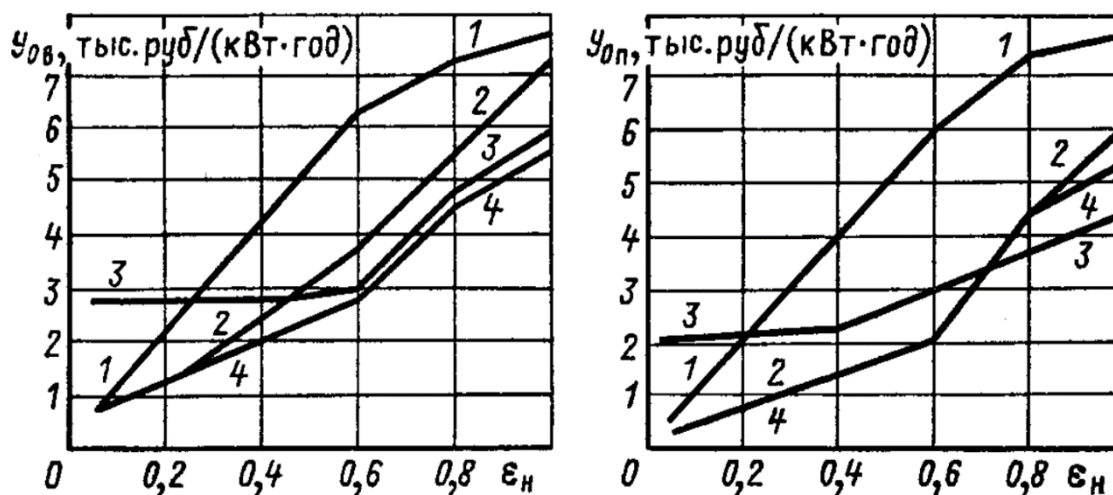


Рис.1. Расчетный годовой ущерб от аварийных Y_{0A} и плановых $Y_{0П}$ ограничений электроснабжения

По таблице 3 определяем структуру нагрузки, она соответствует столбцу под номером 2, затем по графику на рисунке 1 определяем расчетный годовой удельный ущерб от аварийных ограничений электроснабжения $Y_{0в}$, тогда:

$$Y_{Вжб} = 1.33 \cdot 6300 \cdot 1 \cdot 7.5 = 6284 \text{ тыс.руб} / \text{год}$$

Математическое ожидание ущерба от плановых простоев $Y_{П}$, тыс.руб/(кВт*год):

$$Y_{Пжб} = K_{пжб} \cdot P_{нб} \cdot \epsilon_n \cdot Y_{0П}, \quad (5)$$

По таблице 3 определяем структуру нагрузки, затем по графику на рисунке 1 определяем расчетный годовой удельный ущерб от плановых ограничений электроснабжения $Y_{0П}$, тогда:

$$Y_{Пжб} = 18 \cdot 6300 \cdot 1 \cdot 6 = 68040 \text{ тыс.руб} / \text{год}$$

Общая величина ущерба от аварийных и плановых простоев Y :

$$Y_{жб} = Y_{Вжб} + Y_{Пжб} = 74320 \text{ тыс.руб} / \text{год}$$

Показатель оценки изменения средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг определяется сетевыми организациями, за исключением организации по управлению единой (национальной) общероссийской электрической сетью, по следующей формуле:

$$\Pi_{saidжб} = \frac{T_j \cdot N_j}{N_t}, \quad (6)$$

где T_j – сумма аварийного и планового простоя, ч;

ϵ_n – коэффициент ограничения нагрузки потребителя;

N_j – количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошло j -ое прекращение передачи электрической энергии в рамках технологического нарушения, шт.;

N_t – максимальное за год число точек поставки потребителей услуг сетевой организации за t -й расчетный период регулирования, шт.;

j – количество прекращений передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации в t -м расчетном периоде регулирования, шт.

Принимаем условно $N_j = 100$, $N_t = 12000$, тогда

$$P_{saidi\text{жб}} = \frac{25 \cdot 100}{12000} = 0.208$$

Аналогично проводим необходимые расчеты для деревянных и металлических опор. Все результаты представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчетов

Материал опор	U , тыс. руб.	U_B , тыс. руб.	U_{II} , тыс. руб.	ΔP_{saidi}
Железобетонные	74320	6284	680400	0,208
Металлические	1270000	72720	1343000	0,208
Деревянные	1689000	177400	1512000	0,242

Выводы

Из полученных в результате расчетов данных видно, что замена опор на железобетонные имеет смысл, если линия одноцепного исполнения с металлическими или деревянными опорами, поскольку при использовании железобетонных опор меньше величина ущерба от аварийных и плановых простоев, а также лучше один из показателей, определяющий уровень надежности электроснабжения.

Библиографический список

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. – М.: ЭНАС, 2006. – 552 с.
2. Приказ минэнерго рф от 29.11.2016 № 1256 "об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minjust.consultant.ru/documents/21986> – 03.03.2019 г.
3. Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем/ В.Г. Китушин . – М.: «Высшая школа», 1984.– 256с.

Bibliographic list

1. Rules for electrical installations (PUE). - 7th ed. - M .: ENAS, 2006. - 552 p.
2. Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation of November 29, 2016 No. 1256 "on the approval of guidelines for calculating the level of reliability and quality of the goods supplied and services rendered for the organization to manage the unified national (All-Russian) electrical network and territorial grid organizations" [Electronic resource]. - Access mode: <https://minjust.consultant.ru/documents/21986> - 03/03/2019
3. Kitushin, V.G. Reliability of energy systems / V.G. Kitushin. - M .: Higher School, 1984.– 256 p.



УДК 621.316.7

**МЕТОДЫ ВЫЯВЛЕНИЯ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ АПВ
НА КАБЕЛЬНО-ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ**

Козлов А.Н., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат технических наук, доцент, kozlov1951@yandex.ru
Шмелёв Е.Д., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, evgeniy.sh19.12.95@gmail.com

Аннотация: в статье рассмотрены способы обеспечения селективного АПВ и сложности при наладки его цикла на кабельно-воздушном участке линии электропередач.

Ключевые слова: кабельно-воздушные линии, определение места повреждения, селективное АПВ, дифференциальный принцип, дистанционный принцип, параметры аварийного режима.

**METHODS FOR DETECTING SHORT CIRCUITS AND PROVIDING
AUTO-RECLOSING ON CABLE-AIR LINES**

Kozlov A.N., FGBOU VO «Amur State University», cand. tech. of science, assistant professor,
kozlov1951@yandex.ru
Shmelev E.D., FGBOU VO «Amur State University», master student,
evgeniy.sh19.12.95@gmail.com

Abstract: the article describes how to ensure selective recloser and complexity when setting up its cycle on the cable-overhead section of the power line.

Keywords: cable-overhead power lines, detection of fault location, selective reclosing, differential principle, remote principle, emergency mode parameters.

Большая часть повреждений линий электропередач приходится на дуговые перекрытия. Кратковременное отключение линии, как правило обеспечивает самоустранение таких повреждений. В результате нет необходимости прибегать к сложным устройствам поиска повреждений в линиях электропередач и высылать оперативную бригаду для его устранения, достаточно лишь повторно включить линию спустя несколько секунд после поступления сигнала о коротком замыкании. Это мероприятие позволяет сократить интервал времени до восстановления работоспособности линии электропередачи.

Сложнее выполнить наладку цикла АПВ для кабельно-воздушных линий, поскольку в электротехнической практике отсутствуют типовые технические решения, обеспечивающие АПВ кабельно-воздушных линий высокого напряжения.

При выполнении системой РЗА функции АПВ на КВЛ возникает задача определения участка (кабельного или воздушного), на котором произошло повреждение.

В случае возникновения повреждения на воздушном участке КВЛ использование АПВ линии является эффективным способом быстрого восстановления электроснабжения потребителей, а при повреждении на кабельном участке КВЛ использование АПВ не только

бесполезно, но даже вредно, поскольку оно приводит к еще большим повреждениям изоляции кабельного участка.

В связи с этим возникает необходимость точного определения места повреждения.

Сущность самого автоматического повторного включения состоит в том, что элемент электроэнергетической системы, в частности воздушно-кабельная линия, отключившийся в результате срабатывания устройств релейной защиты, вновь включается под напряжение, если нет запрета на его повторное включение и, если причина, по которой оборудование было отключено, устранена, остаться в работе, тем самым обеспечить практически непрерывное питание потребителя.

Использование АПВ оправдано тогда, когда КЗ являются проходящими, т.е. способными к самоустранению за время бестоковой паузы АПВ. По этой причине АПВ традиционно применяется на ВЛ, но не применяется на КЛ. Отсутствие АПВ на КЛ связано не только с тем, что невозможно самостоятельное восстановление поврежденной изоляции. Еще одной причиной отсутствия АПВ на КЛ является то, что повторное включение под напряжение КЛ с имеющимся на ней повреждением изоляции, скорее всего, приведет к увеличению объема ремонтных работ [4].

Для КВЛ, в составе которой есть участки ВЛ и КЛ, наиболее верным было бы разрешать АПВ в случае повреждения на участке ВЛ и запрещать АПВ в случае повреждения на участке КЛ. Такое АПВ называется селективным.

Сложности с определением поврежденного участка КВЛ привели к тому, что в мире селективное АПВ применяется далеко не всегда. В общем случае для КВЛ есть три варианта АПВ:

- селективное АПВ (повторное включение КВЛ под напряжение производится только тогда, когда КЗ приходится на участок ВЛ);
- безусловное разрешение АПВ (повторное включение КВЛ под напряжение производится вне зависимости от того, относится КЗ к участку ВЛ или КЛ);
- безусловный отказ от АПВ (повторное включение КВЛ запрещено)[4].

Существует два главных способа обеспечения селективного АПВ:

- дистанционный (оценивается расстояние от РУ до места КЗ);
- дифференциальный (определяется участок, на котором произошло КЗ) [4].

Дистанционный принцип основан на вычислении расстояния от концевых распределительных устройств до места короткого замыкания и на принятии на основе данной информации решения, приходится ли это КЗ на участок ВЛ или же на участок КЛ. Такой алгоритм может быть реализован исключительно в простых схемах путем оценки сопротивления от распределительного устройства до места КЗ и его сравнения с сопротивлением примыкающего к распределительному устройству участка ВЛ или же участка КЛ [4].

Дифференциальный принцип основан на сравнении токов по концам КЛ и ВЛ. Для его реализации все переходные пункты трассы должны быть оснащены трансформаторами тока, объединенными в единую выверенную систему. Поврежденным считается тот участок, для которого измеренные по концам токи направлены встречно друг другу [4].

Безусловное разрешение АПВ считается оправданным, когда:

- участок ВЛ заметно длиннее участка КЛ, то есть подавляющее число повреждений заведомо приходится на воздушную линию;
- длина участка КЛ составляет не более 300–500 м и отвечает строительной длине кабеля (службы не хотят ремонтировать такие короткие участки кабельной линии и ставить на них соединительные муфты, им проще перетянуть кабель заново) [4];
- КЛ проходит по частной территории или в пределах видимости персонала (по территории РУ или на заходах в РУ), что исключает риск повреждения кабеля третьими лицами при выполнении несогласованных работ;
- кабельная линия, выполненная фазами, проложенными тремя одиночными в ряд, т.е. авария одной фазы едва ли перекинется на другие.

Запрет АПВ считается оправданным, когда в силу дороговизны КЛ и проблем с орга-

низацией ремонтных работ (например, подводный кабель) опасаются развития аварии при повторном включении КВЛ на КЗ. Кроме того, известны случаи, когда АПВ выводили из работы лишь временно, на период работы персонала на многоцепных КЛ, проложенных в кабельных тоннелях и других сооружениях. Коммутационные перенапряжения и связанные с ними процессы нигде в мире причиной запрета АПВ не являются [4].

Методы определения места повреждения по параметрам аварийных режимов (ПАР) основаны на измерениях параметров аварийного режима.

Эти методы можно разделить на три группы:

- Односторонние - обеспечивают фиксацию сопротивления участка ВЛ, пропорционального расстоянию до места КЗ, токов, напряжений и других параметров на одном конце линии. Недостатком одностороннего ОМП по ПАР является погрешность получения результатов из-за наличия методических погрешностей, обусловленных неизвестной информацией. К последней относится переходное сопротивление в месте повреждения и система с противоположного замера конца линии [2].

- Двусторонние - обеспечивает фиксацию токов, напряжений и других параметров по обоим концам линии с последующим расчётом расстояния до места повреждения. Двухсторонние методы ОМП по ПАР являются наиболее точными. Однако они обладают рядом существенных недостатков, к которым относятся их техническая реализация, требующая значительных капитальных вложений, а также надёжность, зависящая от правильной работы фиксирующих приборов с двух концов линии, средств синхронизации показаний этих приборов и каналов связи [2].

- Определение места повреждения для многоконцевых ВЛ – обеспечивает фиксацию токов, напряжений и других параметров по двум и более концам линии с последующим расчётом расстояния до места повреждения с учётом сопротивлений ответвлений, параметров трансформаторов на отпаечных ПС [3].

Для определения места повреждения по параметрам аварийного режима применяются расчётные формулы и таблицы, специализированные программные комплексы и приборы ОМП [2].

Фиксация параметров аварийного режима производится фиксирующими приборами (индикаторами), установленными с двух сторон (для линий 110 кВ и выше) или только с одного конца линии (для линий 6-35 кВ), во время возникновения КЗ [1].

При эксплуатации фиксирующих индикаторов важно, чтобы персонал подстанций быстро и правильно регистрировал и передавал диспетчеру данные замеров. После снятия показаний с фиксирующих индикаторов их необходимо каждый раз возвращать в состояние готовности к последующей работе.

К преимуществам данного метода можно отнести простоту реализации и доступность исходных данных.

К недостаткам: погрешности измерительных каналов приборов, расчёта параметров ЛЭП.

Библиографический список

1. Ангстрем. Энерготехнологическая компания. [Электронный ресурс]. URL: <https://angstremip.ru>
2. Аржанников, Е. А. Методы и приборы определения места короткого замыкания на линии / Е.А. Аржанников, А. М. Чухин. – 1998. – 74 с.
3. Гриб, О. Г. Автоматизированные методы и средства определения мест повреждения линий электропередачи / О.Г. Гриб, А. А. Светелик, Г. А. Сендерович, Д. Н и др.. – 2003. – 146 с.
4. Дмитриев, М.В. АПВ на воздушно-кабельных линиях класса 110–500 кВ / М.В. Дмитриев // Электроэнергия: передача и распределение. - 2015.- №1. - 73 с.

Bibliographic list

1. Angstrom. Energy technology company. [Electronic resource]. URL: <https://angstremip.ru>
2. Arzhannikov, E. A. Methods and devices for determining the short circuit location on a line / Ye.A. Arzhannikov, A.M. Chukhin. - 1998. - 74 p
3. Fungus, O. G. Automated methods and means of determining the location of damage to power lines / OG Mushroom, A. A. Svetelik, G. A. Senderovich, D.N. et al. - 2003. - 146 p.
4. Dmitriev, M.V. AR on air-cable lines of class 110–500 kV / M.V. Dmitriev // Electricity: transmission and distribution №1, 2015.- 73 p.



УДК 621.31; 621.315

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ АВТОНОМНЫХ ГИБРИДНЫХ СИСТЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ОТДАЛЕННЫХ РАЙОНАХ УЗБЕКИСТАНА

Бабаходжаев Р.П., Ташкентский Государственный Технический Университет, профессор, доктор технических наук, rachimjan@mail.ru
Муртозаев А.Н., Ташкентский Государственный Технический Университет, студент, murtozaevabdulaziz@gmail.com
Рахманов Н.М., Ташкентский Государственный Технический Университет, докторант, nizomiddinr@gmail.com

Аннотация: рассмотрены проблемы электроснабжения объектов, находящихся в отдаленных районах Узбекистана, для которых установить связь с существующей энергосетью посредством линий электропередач не представляется возможным или же нерентабельно. Приведены результаты моделирования и оптимизации автономных гибридных систем возобновляемой энергии для потребителей.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, электроснабжение, автономные гибридные системы, расчетная стоимость энергии, ветроэнергетическая установки, фотоэлектрические преобразователи.

SIMULATION AND OPTIMIZATION OF STAND-ALONE HYBRID RENEWABLE ENERGY SYSTEMS FOR CONSUMERS IN REMOTE AREAS OF UZBEKISTAN

Babakhodjaev R.P., Tashkent State Technical University, Professor, DSc. rachimjan@mail.ru
Murtozaev A.N., Tashkent State Technical University, Student, murtozaevabdulaziz@gmail.com
Rakhmanov N.M., Tashkent State Technical University, Senior research Fellow, nizomiddinr@gmail.com

Abstract: the problems of the power supply of objects located in remote areas of Uzbekistan, for which to establish communication with the existing power grid via power lines is not possible or unprofitable are consider. The results of the modeling and optimization of autonomous hybrid renewable energy systems for consumers presented.

Keywords: renewable energy sources, power supply, stand-alone hybrid systems, leveled cost of energy, wind turbines, photovoltaic system.

At the beginning of our century, there was a sharp increase in renewable energy sources (RES) technologies, and this greatly affected the availability of systems based on environmentally friendly energy sources. Capital costs for the purchase of renewable energy installations for electricity supply are large but have an acceptable payback period (depending on geographic location and electricity tariffs), which has led to an increase in demand for alternative energy sources. However, there are factors limiting the spread of renewable energy. The limiting factors include the fact that a wide range of consumers is not familiar with new technologies, there are few domestic manufacturers producing system components, which leads to the purchase of imported equipment at a higher

price. Unconventional and renewable energy sources also have their disadvantages. For example, solar installations mean a high cost and a change for energy that reaches the surface of the earth during the day, wind generators have wind speeds, and liquid fuel generators have acquisition costs and operating costs. As a result, combined systems are used for sustainable energy supply, which includes two or more energy sources, which makes it possible to take advantage of all the components [1].

Usually combines solar-wind, wind-diesel and solar-diesel systems containing two or more renewable energy sources. It is also possible to increase the number of components of the system, taking into account local, regional or territorial capabilities. These combined renewable energy systems will be in demand only in specific geographical conditions (availability of appropriate energy sources), the appropriateness of such systems depends on the type of renewable energy installations, the ratio of power and equipment cost. Optimization of the composition of the equipment of the integrated system according to the type and power of each type of equipment of renewable energy is one of the important conditions for the expediency and efficiency of the power system [2].

The optimization of the composition of the combined energy system of renewable energy sources by types and capacities implies the determination of the installed capacity of each type of renewable energy equipment and their quantitative composition. In the case of a combined power generation system, a certain composition of equipment and the ratio of the power share of renewable energy sources are determined by three important factors. [3]:

- ✓ Energy potential of the considered energy sources (based on long-term climate data, location, region, territory);
- ✓ Specific technical and economic indicators of RES ;
- ✓ The cost parameters of the equipment of renewable energy in the hybrid installation.

It is known that in the power supply systems, many household electrical appliances are connected to an AC network with a voltage of 220 V (air conditioning, lighting, a refrigerator, a microwave, a washing machine, etc.). Therefore, such complex systems, in addition to photovoltaic cells, must contain a charge-discharge controller, batteries, and an inverter. An inverter is needed to convert DC voltage to AC voltage. In addition, it is necessary to have a system of automatic start and stop of the generator, depending on the voltage at the battery terminals. In many regions of the country, the amount of incoming solar energy and the presence of wind are out of phase (i.e., in bright sun, there is usually no wind, and if a strong wind appears, then the sun, as a rule, does not). As a result, for reliable power supply of autonomous consumers and reduction of installed capacity of wind generator and photovoltaic panel, as well as battery capacity, the use of a combined solar-wind power plant is effective.

The advantage of using combined systems can be seen with year-round use. Then, in winter, the wind power plant generates the main electricity, and in the summer, most of it is covered with photovoltaic panels, and when there is a shortage of electricity, both the wind turbine and the photovoltaic (PV) converters connect a liquid fuel generator. Typically, a generator is used as a backup source when the power generated is not enough to fully cover the load. In addition, using a generator, you can charge the battery if its voltage has dropped to a critical level. Autonomous power plants, which include only liquid-fuel generators, are not suitable for covering an uneven energy consumption schedule, which drastically changes during the day depending on the time of day, for example, the minimum consumption at night and the maximum in the morning and evening. Using a diesel or gas generator as a backup power source in a combined system is the optimal solution. In the combined system, the wind and solar station generates electricity in the presence of wind and sun, covering the necessary load or accumulating excess energy in the storage batteries.

Despite the development of the power system of Uzbekistan, the problem of energy supply remains one of the most important at present. Uzbekistan has many different natural attractions that are located in remote places and which can only be reached by off-road vehicles. This problem mainly concerns the power supply of objects located in remote areas, for which it is impossible or unprofitable to establish the connection with the existing power grid through power lines. To date, the energy supply of such autonomous consumers is realized mainly through gasoline and diesel

generator sets, the use of which is associated with high costs of fuel and negative environmental impact. In addition, during the operation of this equipment there is no possibility to optimize their work under the conditions of a changing load curve with the aim of improving the fuel and environmental indicators. Thus, an autonomous power supply is in demand in various sectors of the economy and geographic regions of Uzbekistan, but it requires the implementation of new solutions aimed at improving fuel and environmental efficiency in the production of electricity and heat. One of the ways to solve these problems is the use of combined power plants, which allow combining the advantages of hydrocarbon-fueled units, electronic storage devices, as well as renewable energy sources. The widespread adoption of renewable energy installations makes it difficult to face several problems. The main problem with the application of renewable energy installations is the chasticity of such energy sources as solar radiation, wind, tides, the flow of small rivers, and the heat of the environment. The inconstancy of the characteristics of wind, sun or waves often requires the correct calculation and selection of equipment. To increase the efficiency of complex renewable energy systems, it is necessary to know the optimal composition of the main and auxiliary equipment. The most rational way to find the effective composition of a complex of renewable energy installations is to use mathematical modeling and electronic computers [4].

To solve this problem, we will use the software package HOMER Pro. The HOMER Pro (Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources)-power system optimization model is a computer program developed by the US National Renewable Energy Laboratory (NREL), designed to calculate low-power power systems and compare various methods of energy generation. HOMER Pro models the physical behavior of the power system and its cost over the period of operation, including the cost of installation and the cost of further operation. HOMER Pro allows the designer to compare many different options for the design of the power system and determine its technical and economic advantages, helping to determine the risks associated with the variability of weather conditions. The program is not static; it is able to simulate the variability of weather, for example, takes into account the likelihood of calm or, conversely, storm winds, a decrease in insolation due to cloudiness. HOMER Pro allows you to identify factors that have a significant impact on the design and operation of the system [5].

Complex HOMER Pro may calculate, as an autonomous, also coupled with the network power system, generating electricity and heat and containing any combination of energy sources consisting of the PV, wind turbines, micro-hydro turbines, biogas plants, internal combustion engines, fuel cells, batteries, and hydrogen sources.

The program structure contains three main modules: modeling, optimization and sensitivity analysis. HOMER Pro presents the results of the design in the form of tables and graphs, which facilitates the comparison of different configurations and allows you to determine the economic and technical advantages of various systems.

The program determines the levelized cost of energy (LCE) as the average cost per kW·h of the useful electrical energy produced by the system. To calculate the LCE, the program divides the annual cost of electricity production (total annual cost minus the cost of maintaining the heat load) by the total applied electrical load using the following equation:

$$LCE = \frac{C_t - c_b \cdot H_t}{E_t}$$

here, C_t - total annual cost of the system, [\$/year];

c_b - the marginal cost of the boiler [\$/kW·h];

H_o - total heat load [kW·h/year];

E_o - the total electric power consumption [kW·h/year].

The model compares the fuel used at the cogeneration plant, wind generator, PV and lead acid batteries, which operate at the consumer's load. In the model, a hybrid solution with PV cell and battery is optimal at different interest rates and fuel prices. However, the number of PV cells and battery capacity vary.

The power of the PV varies from 5.25 kW when combined with the fuel generator and up to 13.7 kW at 100% of the PV. The number of batteries per 1 kW can vary from 5 to 10 in the same range. The net renewable share ranges from a low of 48% of renewable energy sources to 99%. In the module, a 10 kW PV and a 4.6 kW generator were selected.

The scheme of the considered model is shown in Fig. 1.

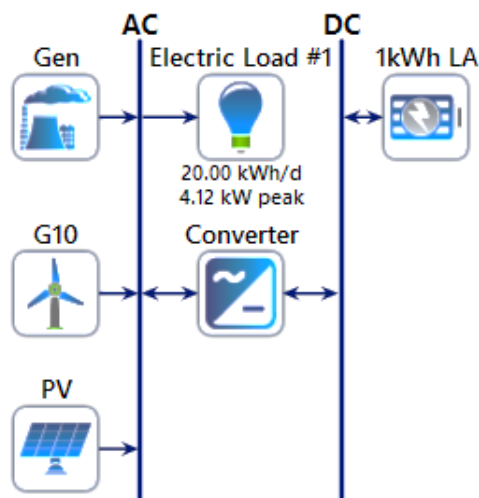


Fig. 1. Scheme of the model with stand-alone hybrid renewable energy systems and energy consumers: AC - alternating current, DC - direct current, Electric Load - consumer, Gen - direct current generator, Converter - electrical converter, PV – photovoltaic converters, LA – batteries, G10 – wind turbines

Table 1 - System Architecture

Component	Name	Size	Unit
Generator	Autosize Genset	4.60	kW
PV	Generic flat plate PV	5.25	kW
Storage	Generic 1kWh Lead Acid	19	strings
Wind turbine	Generic 10 kW	1	ea.
System converter	System Converter	3.35	kW
Dispatch strategy	HOMER Load Following		

Table 2 - Net Present Costs (US\$)

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Autosize Genset	2,300	9,673	10,070	- 1,319	19,580	40,304
Generic 10 kW	50,000	22,153	41,366	- 29,588	0.00	83,931
Generic 1kWh Lead Acid	5,700	420.91	1,608	- 132.02	0.00	7,597
Generic flat plate PV	5,250	1,163	0.00	0.00	0.00	6,413
System Converter	1,006	0.00	87.29	- 26.46	0.00	1,067
System	64,256	33,410	53,130	- 31,065	19,580	139,311

When calculating the model, the following results were obtained.

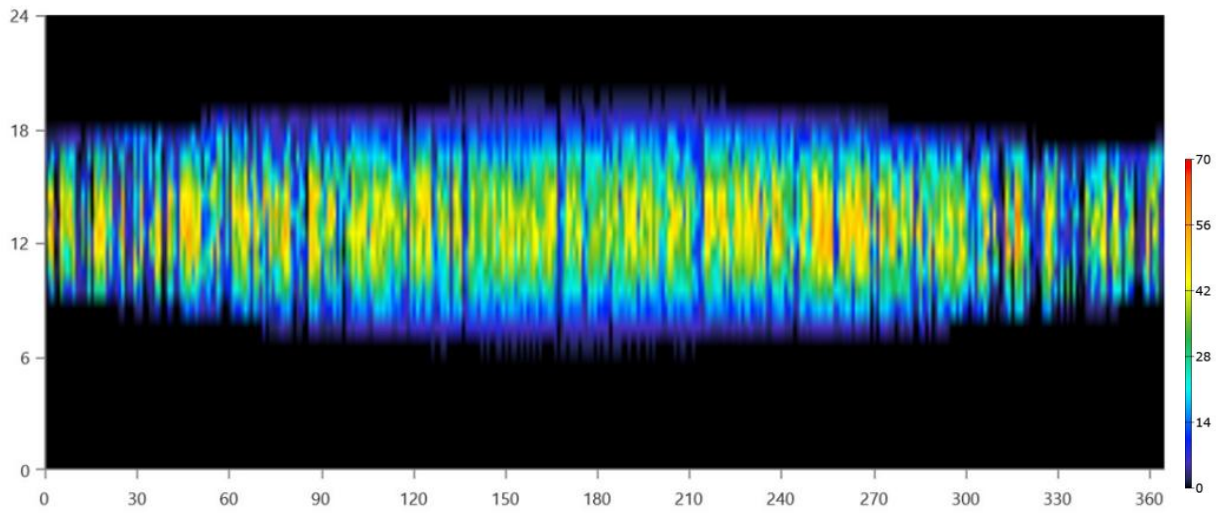


Fig. 2. Generic flat plate PV Output (kW)

Table 3 - Diesel Consumption Statistics

Quantity	Value	Units
Total fuel consumed	1,768	L
Average fuel per day	4.84	L/day
Average fuel per hour	0.202	L/hour

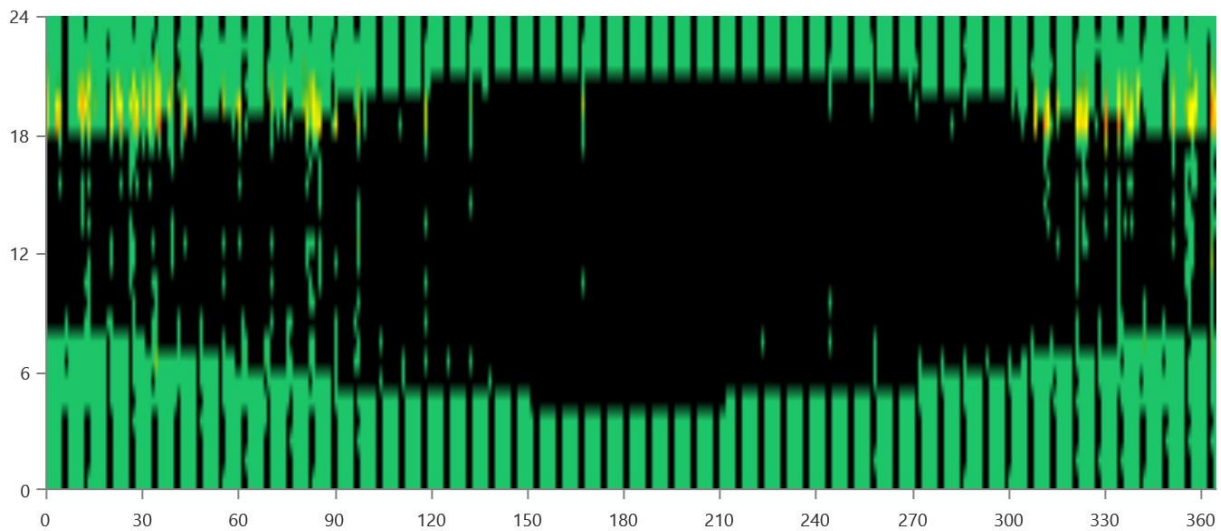


Fig. 3. Diesel Consumption (L/hr)

Table 4 – Emissions

Pollutant	Quantity	Unit
Carbon Dioxide	4,627	kg/yr
Carbon Monoxide	29.2	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	1.27	kg/yr
Particulate Matter	0.177	kg/yr
Sulfur Dioxide	11.3	kg/yr
Nitrogen Oxides	27.4	kg/yr

Table 5 – Renewable Summary

Capacity-based metrics	Value	Unit
Nominal renewable capacity divided by total nominal capacity	76.8	%
Usable renewable capacity divided by total capacity	75.5	%
Energy-based metrics	Value	Unit
Total renewable production divided by load	104	%
Total renewable production divided by generation	67.0	%
One minus total nonrenewable production divided by load	48.6	%
Peak values	Value	Unit
Renewable output divided by load (HOMER standard)	1,456	%
Renewable output divided by total generation	100	%
One minus nonrenewable output divided by total load	100	%

The above analysis shows that, in most cases, power plants based on renewable energy sources remain expensive and have high payback periods relative to traditional fossil energy stations and this is unacceptable for a private investor in the absence of sufficient financial support from the government.

Indicators of the economic efficiency of such stations on renewable energy sources differ significantly and speaks of radically different conditions for the construction and operation of stations, including geographical and environmental conditions. Therefore, the key task is to choose the best options where power plants using renewable energy sources would be economically efficient.

There is a phenomenon, grid parity - the point when the cost price of kilowatt / hour of electricity generated in alternative energy is equal to the cost price of kW·h of electricity generated in traditional energy. In a number of countries it has already happened, in Uzbekistan it will happen a little later, but it is inevitable if only because the potential upgrade of the wind and the sun is much larger than the potential upgrade even in combined-cycle technologies in thermal generation or hydrogenation. We will definitely come to the moment when alternative energy becomes cheaper.

Bibliographic list

1. Bezrukikh, P.P. Systems of guaranteed power supply of autonomous consumers based on renewable energy sources/ P.P. Bezrukikh, A.K. Sokolsky, V.P. Kharitonov // Abstracts of the reports of the 3rd scientific and technical conference "Energy supply and energy saving in agriculture". - Moscow, SNU RIEA, 2003.- p.70-71.

2. Energy efficiency as an indicator of scientific, technical and economic potential of society [Electronic resource]: a monograph. - Nizhny Novgorod: SPO "Professional science", 2018. - p. 23-30.

3. Velkin, V.I. Energy supply of remote rural areas based on renewable energy clusters: Abstracts of the conference –Energy and Resource Efficiency of Low-Rise Residential Buildings”/ V.I. Velkin. - Novosibirsk: Institute of Thermal Physics SB RAS, 2013. - p. 130-135.

4. Rakhmanov, N.M. and others. Use of renewable energy sources in Uzbekistan for enterprises with a variable load schedule. Proceedings of the IV All-Russian Scientific and Practical Conference "Energy and Energy Saving: Theory and Practice." / N.M. Rakhmanov. - Kemerovo. KuzGTU, 2018 - 165 p.

5. <https://www.homerenergy.com>

Библиографический список

1. Безруких, П.П. Системы гарантированного энергоснабжения автономных потребителей на основе возобновляемых источников энергии / П.П. Безруких, А.К. Сокольский, В.П. Харитонов // Тезисы докладов 3-й научно-технической конференции «Энергоснабжение и энергосбережение в сельском хозяйстве». - Москва, СЧУ РИАА, 2003.- с.70-71.
2. Энергоэффективность как показатель научно-технического и экономического потенциала общества [Электронный ресурс]: монография. - Нижний Новгород: СПО «Профессиональная наука», 2018. - с. 23-30.
3. Велкин В.И. Энергоснабжение отдаленных сельских районов на основе кластеров возобновляемой энергии: тезисы конференции «Энерго-ресурсная эффективность малоэтажных жилых зданий» / В.И. Velkin. - Новосибирск: Институт теплофизики СО РАН, 2013. - с. 130-135.
4. Рахманов Н.М. и др. Использование возобновляемых источников энергии в Узбекистане для предприятий с переменным графиком загрузки. Материалы IV Всероссийской научно-практической конференции «Энергетика и энергосбережение: теория и практика». / Н.М. Рахманов. - Кемерово. КузГТУ, 2018 - 165 с.
5. <https://www.homerenergy.com>.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.313

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИНХРОННЫХ МАШИН ПРИ ПРОВАЛАХ НАПРЯЖЕНИЯ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ

Федотов А.И., ФГБОУ ВО «Казанский Государственный Энергетический Университет»,
профессор, доктор технических наук, fed.ai@mail.ru

Мисбахов Р.Ш., ФГБОУ ВО «Казанский Государственный Энергетический Университет»,
доцент, кандидат технических наук, zerdex@bk.ru

Бахтеев К.Р., ФГБОУ ВО «Казанский Государственный Энергетический Университет»,
kam1609@mail.ru

Аннотация: в статье рассмотрено влияние повышенной кратности форсировки возбуждения синхронных машин на уровень остаточного напряжения у промышленных потребителей при провалах напряжения (ПН) вызванными КЗ в сетях внешнего электроснабжения. В качестве резервного источника питания системы возбуждения используется часть электрохимического накопителя энергии.

Ключевые слова: имитационное моделирование, синхронная машина, электрохимический накопитель энергии, качество электроэнергии, провал напряжения, форсировка возбуждения,

THE IMPROVING EFFICIENCY OF FUNCTIONING OF SYNCHRONOUS MACHINES DURING VOLTAGE DIPS BY USING ELECTROCHEMICAL ENERGY STORAGE

Fedotov A.I., FGBOU VO «Kazan State Power Engineering University», F.P., D.Sc.,
fed.ai@mail.ru

Misbakhov R.Sh., FGBOU VO «Kazan State Power Engineering University», A.P., C.Sc.,
zerdex@bk.ru

Bakhteev K.R., FGBOU VO «Kazan State Power Engineering University», kam1609@mail.ru

Abstract: the article discusses the effect of increased field-forcing ration of synchronous machines on the level of residual voltage in industrial consumers with voltage dips caused by short circuits in external power lines. As a backup energy source for the excitation system, a part of the electrochemical energy storage is used.

Keywords: simulation modeling, synchronous machine, electrochemical energy storage, power quality, voltage dip, excitation forcing

Современная архитектура российской электроэнергетики представляет собой сочетание централизованного энергоснабжения от крупных электростанций с мощными блоками соединёнными высоковольтными магистральными электрическими сетями, с энергоснабжением потребителей от локальных энергетических систем с распределённой генерацией малой мощности. При этом тенденция ухода потребителей от централизованного энергоснабжения к собственной генерации и развитию распределенной энергетики в последние годы усиливается. Российская Федерация является самым большим государством в мире по пло-

щадя зон децентрализованного электроснабжения, в которых энергоснабжение потребителей осуществляется автономно, т.е. независимо от централизованной сети, когда электроэнергия вырабатывается исключительно внутренними источниками. Сюда относятся Дальний Восток, Арктическая зона, районы Крайнего Севера, где внедрены объекты распределенной генерации. Именно эти автономные системы энергоснабжения могут быть точками роста в сфере малой энергетики. Для удаленных территорий, где необходим завоз жидкого топлива для питания энергоустановок, использование газопоршневых установок (ГПУ), работающих на попутном газе, сдерживается их высокой чувствительностью к ступенчатым изменениям нагрузки и кратковременным нарушениям электроснабжения (КНЭ), сопровождающихся ПН.

Дополнение ГПУ электрохимическими накопителями электроэнергии (аккумуляторные батареи, суперконденсаторы) позволяет обеспечить их функционирование при различных возмущающих воздействиях на системы электроснабжения и получить наиболее существенный эффект в денежном выражении как за счет отказа от привозного жидкого топлива, так и за счет снижения негативных воздействий на потребителей ПН.

Сложные технологические усовершенствования, работа микропроцессорных систем управления, применение IT-технологий диктуют необходимость бесперебойного электропитания, параметры которого в точности должны соответствовать установленным стандартам. Особенно чувствительными к надежности системы электроснабжения и качеству электроэнергии являются предприятия, имеющие непрерывный характер технологического цикла производства продукции. В случае КНЭ, происходящего всего за несколько миллисекунд, из-под контроля могут выходить целые производственные линии, создавая не только угрозы для персонала, но и приводящие к дорогостоящему экономическому ущербу. Применение различного рода компенсирующих и пусковых устройств, а также частотно-регулируемого привода далеко не всегда приводит к удовлетворительному результату [1].

Усугубляет ситуацию уход многих ответственных промышленных потребителей от централизованного энергоснабжения с преобладанием крупных источников генерации к малой распределенной энергетике (МРЭ) с разнообразными типами и формами генерации энергии, соответствующими особенностям конкретных потребителей или конкретным локальным условиям развития [2-4]. Появление объектов распределенной генерации (РГ), работающих параллельно с общей сетью, значительно усложняет систему релейной защиты и автоматики, противоаварийного управления электроэнергетической системой [5]. В случае коротких замыканий (КЗ) во внешних питающих сетях высокого напряжения (110, 220 кВ) при наличии близких электрических связей ПН распространяются на все секциях шин центров питания, что делает работу АВР неэффективной.

Применение электрохимических накопителей электроэнергии позволяет в значительной мере снизить остроту вопроса обеспечения надежного и качественного электроснабжения как в системах распределенной автономной генерации, так и на промышленных подстанциях предприятий с непрерывным технологическим циклом производства. На рисунке 1 приведена схема экспериментальной установки, разработанной НТЦ ФСК [6].

В настоящей статье рассматриваются аспекты применения накопителей электроэнергии для ограничения глубины ПН, которые заключаются как в их использовании для питания возбудителей синхронных машин (СМ) при КЗ, так и принудительной кратковременной подпиткой места КЗ от накопителя электроэнергии для увеличения уровня остаточного напряжения.

Форсировка, (т.е. быстрое увеличение) возбуждения СМ является наиболее простым и наименее затратным способом повышения уровня напряжения в сети. Применяемые статические вентильные системы возбуждения при воздействии КНЭ становятся по сути системами самовозбуждения при внешних КЗ, поскольку они питаются непосредственно от секций шин, на которые работают СМ.

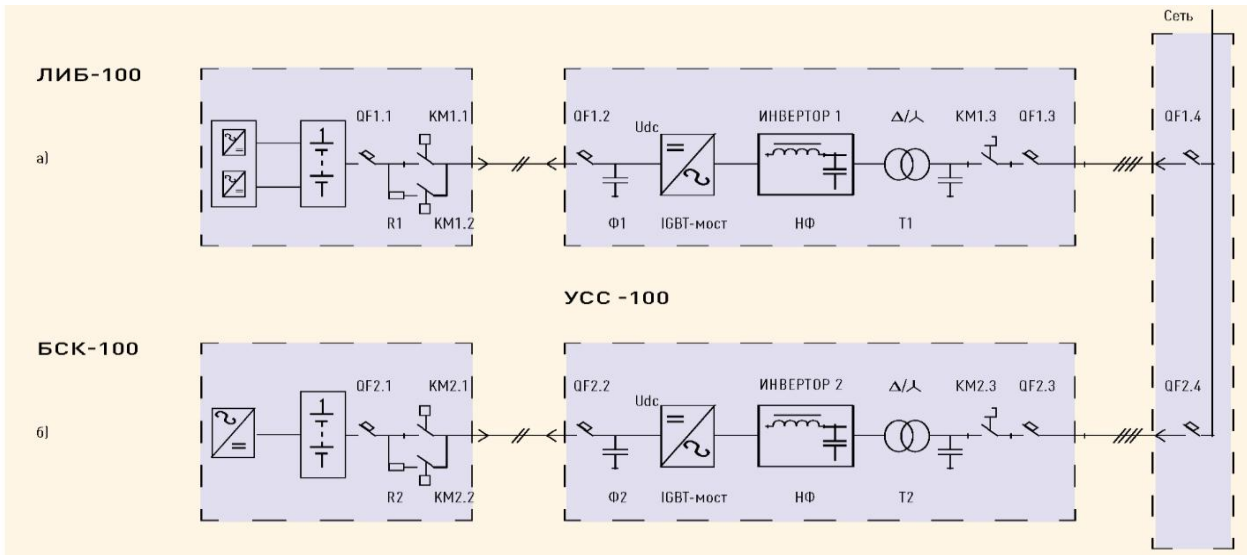


Рис. 1. Принципиальная схема гибридного накопителя электроэнергии

Поэтому при ПН не достигается ожидаемый результат форсировки, т.к. снижается выпрямленное напряжение на возбудителе. Только переход на систему независимого питания позволяет реализовать возможности СМ по повышению напряжения на её выводах. Для ГПУ с накопителями электроэнергии нецелесообразно создавать отдельный независимый источник питания возбудителя, а достаточно предусмотреть использование некоторой части накопителя для обеспечения форсировки возбуждения [7, 8]. При этом целесообразно оценить её эффективность с точки зрения повышения кратности, т.к. распространенная двукратная форсировка существенно ограничивает возможности СМ по поддержанию необходимого уровня остаточного напряжения при КЗ в сети.

С целью выявления эффекта от форсировки возбуждения в среде MATLAB [9], была разработана имитационная модель энергосистемы с СМ, представленная на рисунке 2.

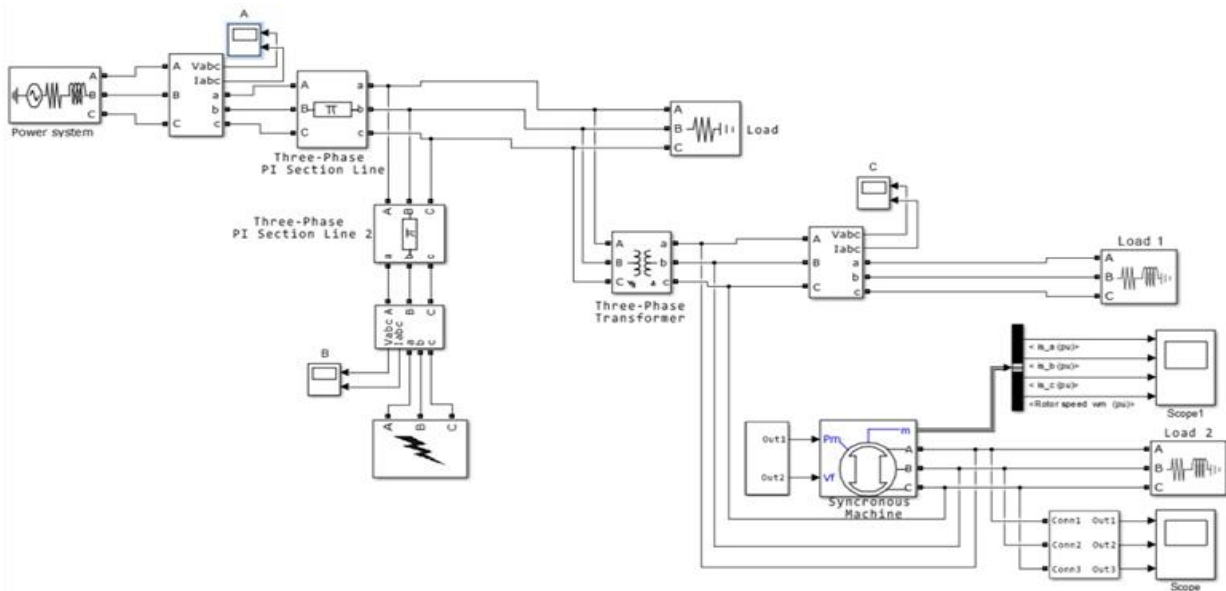


Рис. 2. Имитационная модель типового узла системы электроснабжения промышленного потребителя

При моделировании принято, что возбудитель питается от независимого источника, т.е. от накопителя, при ПН.

На рисунке 3 представлен момент включения четырехкратной форсировки возбуждения синхронного генератора (СГ). ПН улавливается за 0,04 секунды защитой от потери питания [10]. Осциллограмма получена на имитационной модели, рисунок 2, с подключенным СГ мощностью 8 МВА. Результаты моделирования представлены на рисунке 4.

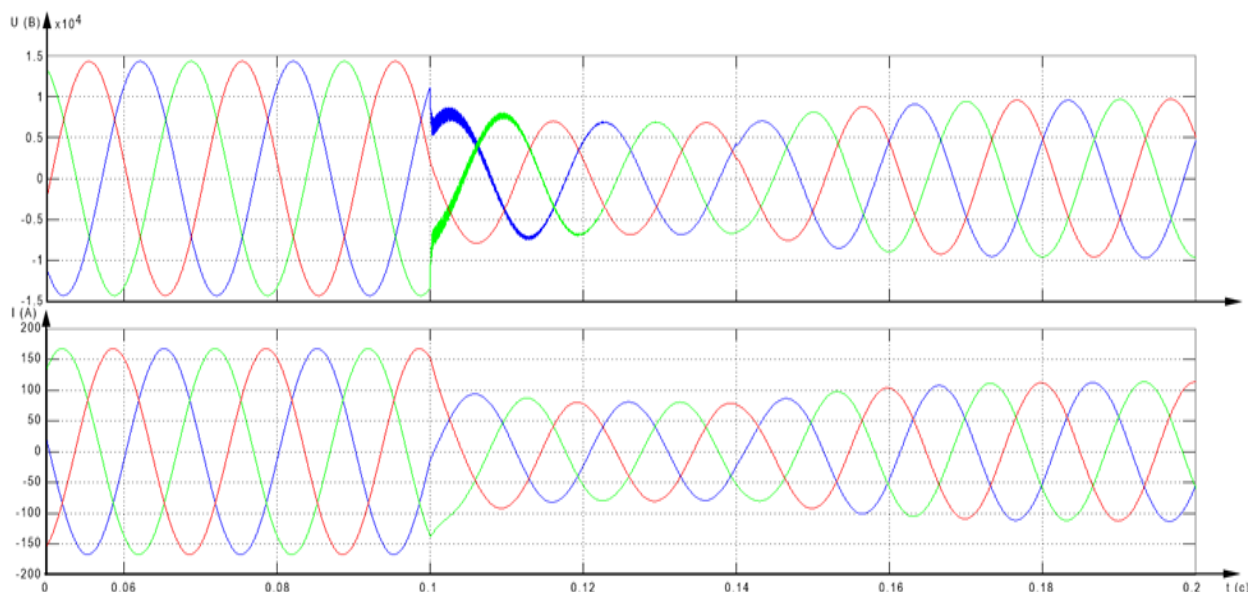


Рис. 3. Осциллограмма фазных напряжений и токов на подстанции с включенной четырехкратной форсировкой СМ

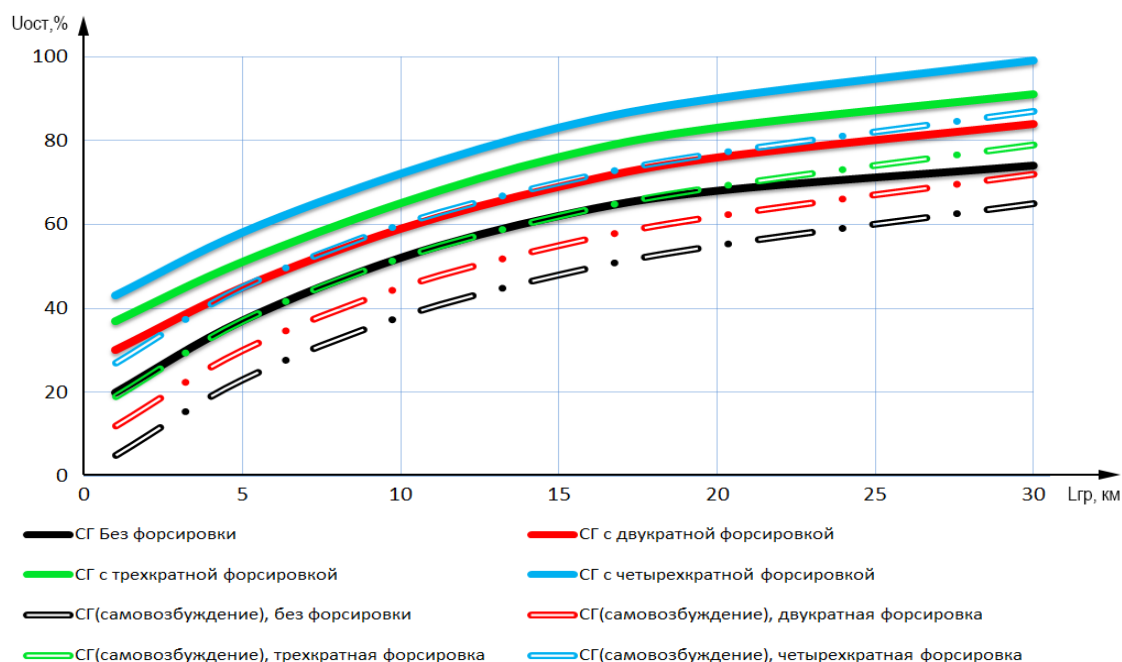


Рис. 4. Изменение уровня остаточного напряжения

Сравнение графиков для СГ с системой самовозбуждения и независимой системой возбуждения от накопителей электроэнергии, показывает, что при одинаковых исходных условиях на уровне заданного минимально допустимого остаточного напряжения 80% от номи-

нального (взято в качестве примера, в зависимости от загрузки генератора может быть как больше, так и меньше) граничная длина ЛЭП для СГ с независимой системой возбуждения от накопителей электроэнергии меньше, чем для СГ с системой самовозбуждения на 18 километров. Если сравнивать эффективность кратности форсировки возбуждения СГ с независимой системой возбуждения от накопителей электроэнергии, то четырехкратная форсировка обеспечивает двукратное снижение граничной длины ЛЭП.

Рассмотрим алгоритм оценки требуемых параметров накопителя для поддержания уровня остаточного напряжения при КНЭ. В качестве исходных данных полагаем, что предварительно заданы: ток КЗ на шинах ЦП I_{k0} при номинальном напряжении источника $U_{ном}$, максимально допустимый ток КЗ I_{kmax} , минимально допустимая величина остаточного напряжения на шинах ЦП, длительность КЗ Δt . Желаемый ток КЗ I_k находим по формуле

$$I_k = U_{min} / \sqrt{3} z_0 L_g \leq I_{kmax}, \quad (1)$$

где z_0 – погонное сопротивление линии,

L_g – граничная длина линии,

U_{min} – минимально допустимый уровень остаточного напряжения.

Предварительно необходимо задать граничную длину линии L_g [4]. Поскольку при работе накопителя напряжение на шинах поддерживается равным U_{min} , ток подпитки I_c места КЗ от источника равен

$$I_c = I_{k0} \frac{U_{ном} - U_{min}}{U_{ном}}. \quad (2)$$

Ток накопителя I_h будет равен

$$I_h = I_k - I_c. \quad (3)$$

Пусть $U_{min} = 0,7 U_{ном} = 7$ кВ, $I_{kmax} = 20$ кА, $I_{k0} = 10$ кА, $L_g = 1$ км и шины установки с местом КЗ соединяет воздушная линия с погонным полным сопротивлением $z_0 = 0,4$ Ом/км.

Находим токи в соответствии с формулами (1) – (3):

$$I_k = 7 / \sqrt{3} * 1 * 0,4 = 10,1 \text{ кА} < 20 \text{ кА}; \quad I_c = 10 * (1 - 0,7) = 3 \text{ кА}; \quad I_h = 10,1 - 3 = 7,1 \text{ кА}.$$

Тогда выдаваемая накопителем мощность в сеть P_h равна

$$P_h = \sqrt{3} I_h U_{min} = 86 \text{ МВт}.$$

Энергетическая емкость накопителя будет определяться необходимой длительностью поддержания напряжения.

Таким образом, наличие накопителя в составе ГПУ позволяет не только стабилизировать её работу при флуктуациях нагрузки, но и повысить её функциональные возможности по поддержанию уровня остаточного напряжения при КНЭ.

Работа выполнена в рамках Соглашения (договор) о предоставлении из федерального бюджета субсидий юридическим лицам (за исключением казенных учреждений), индивидуальным предпринимателям, физическим лицам грантов в форме субсидий, в том числе предоставляемых на конкурсной основе № 075-02-2018-190 «Разработка систем накопления электроэнергии в системе автономного электроснабжения в децентрализованных зонах с использованием гибридных систем, состоящих из традиционных генерирующих источников и систем накопления электроэнергии». Уникальный идентификатор проекта RFMEFI57418X0188.

Библиографический список

1. Шклярский, А.Я. Уменьшение величины и длительности провалов напряжения в электрических сетях нефтедобывающих предприятий /А.Я. Шклярский // Электронный

научно-практический журнал «Современные научные исследования и инновации» №5(37), 2014.- URL: <http://web.snauka.ru/issues/2014/05/349924>.

2. Бахтеев, К.Р. Проблемы интеграции собственной генерации в электроэнергетическую систему / К.Р. Бахтеев. – Казань: КГЭУ, 2015. – 296 с.

3. Федотов, А.И. Влияние форсировки возбуждения синхронных машин на уровень остаточного напряжения при кратковременных нарушениях электроснабжения / А.И. Федотов, К.Р. Бахтеев.– Казань: КГЭУ, Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики №7-8, 2016. – С. 64-71.

4. Федотов, А.И. Влияние малой распределенной генерации на уровень остаточного напряжения при коротких замыканиях / А.И. Федотов, К.Р. Бахтеев, А.В. Леонов. – Казань: КГЭУ, Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики № 3-4, 2016. – С. 45-49.

5. Бахтеев, К.Р. Возможности распределенной генерации по предотвращению аварийных режимов/ К.Р. Бахтеев. – Курск. Поколение будущего: взгляд молодых ученых сборник научных статей 4-й международной молодежной научной конференции: в 3 томах. 2016. -С. 254-258.

6. Бердников, Р.Н. Гибридный накопитель электроэнергии для ЕНЭС на базе аккумуляторов и суперконденсаторов / Р.Н. Бердников, В.Е. Фортвов, Э.Е. Сон, К.К. Деньщиков, А.З. Жук, Ю.Г. Шакарян //Журнал «Энергия единой сети» № 2(7), 2013. – С. 41-51.

7. Бахтеев, К.Р. Применение аккумуляторных батарей для компенсации провалов напряжения / К.Р. Бахтеев, Ш. Р. Бахтеев . - В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции. Альметьевский государственный нефтяной институт, 2018. – С. 7-12.

8. Федотов, А.И. Повышение качества электроснабжения промышленных потребителей путем использования накопителей электроэнергии при провалах напряжения / А.И. Федотов, К.Р. Бахтеев. - В сборнике: Динамика нелинейных дискретных электротехнических и электронных систем Материалы XII Всероссийской научно-технической конференции, 2017. – С. 308-311.

9. Черных, И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, Sim Power Systems и Simulink / И.В. Черных.- 1-е издание, 2007. - 288 с.

10. Беляев, А.В. Противоаварийная автоматика в узлах нагрузки с синхронными электродвигателями большой мощности / А.В. Беляев // Приложение к журналу «Энергетик». Москва, 2005. – 89 с.

Bibliographic list

1. Shklyarsky, A.Ya. Reducing the magnitude and duration of voltage dips in electrical networks of oil producing enterprises / A.Ya. Shklyarsky // Electronic scientific and practical journal –Modern scientific research and innovation” №5 (37), 2014.- URL: <http://web.snauka.ru/issues/2014/05/349924>.

2. Bakhteev, K.R. Problems of integration of own generation into the electric power system / K.R. Bakhteyev. - Kazan: KSEU, 2015. - 296 p.

3. Fedotov, A.I. Influence of excitation forcing of synchronous machines on the level of residual voltage during short-term power outages / A.I. Fedotov, K.R. Bakhteev.– Kazan: KSEU, Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Problems of power engineering №7-8, 2016 .. - p. 64-71.

4. Fedotov, A.I. The influence of small distributed generation on the level of residual voltage during short circuits / A.I. Fedotov, K.R. Bakhteev, A.V. Leonov. - Kazan: KSEU, News of higher educational institutions. Problems of Energy № 3-4, 2016. - p. 45-49.

5. Bakhteev, K.R. Possibilities of distributed generation for the prevention of emergency conditions / K.R. Bakhteyev. - Kursk. Generation of the Future: A View of Young Scientists collection of scientific articles of the 4th International Youth Scientific Conference: in 3 volumes. 2016. - P. 254-258.

6. Berdnikov, R.N. Hybrid electricity storage for the UNEG on the basis of batteries and supercapacitors / R.N. Berdnikov, V.E. Forts, E.E. Son, K.K. Denshchikov, A.Z. Zhuk, Yu.G. Shakaryan // Energy Magazine of the United Network, No. 2 (7), 2013. p. 41-51.

7. Bakhteev, K.R. The use of batteries to compensate for voltage dips / K.R. Bakhteev, Sh. R. Bakhteev. - In the collection: Achievements, problems and prospects for the development of the oil and gas industry, materials of the International Scientific and Practical Conference. Almet'yevsk State Oil Institute, 2018. - p. 7-12.

8. Fedotov, A.I. Improving the quality of power supply of industrial consumers through the use of electric power drives in voltage dips / A.I. Fe-dotov, K.R. Bakhteyev. - In the collection: Dynamics of nonlinear discrete electrical and electronic systems Proceedings of the XII All-Russian Scientific and Technical Conference, 2017. - p. 308-311.

9. Chernykh, I.V. Simulation of electrical devices in MATLAB, Sim Power Systems and Simulink / I.V. Black. - 1st edition, 2007. - 288 p.

10. Belyaev, A.V. Anti-emergency automatics in load nodes with high-power synchronous motors / A.V. Belyaev // Supplement to the magazine "Energetik". Moscow, 2005. - 89 p.



УДК 621.313

**ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ МОНИТОРИНГА ГОЛОЛЕДООБРАЗОВАНИЙ
НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ**

Вагапов Г.В., ФГБОУ ВО «Казанский Государственный Энергетический Университет»,
доцент, кандидат технических наук, vagapov@list.ru

Аннотация: в статье рассмотрена теоретическая и практическая реализация мониторинга состояния проводов воздушных линий электропередачи. Приведен анализ существующих методов определения текущего состояния провода воздушной линии электропередачи. Приведена математическая модель для определения стрелы провеса, длины провода, действующее механическое напряжение, удельные нагрузки от ветра и гололедообразований. Представлена практическая реализация мониторинга гололедообразований и определения критических значений для каждого пролета индивидуально в зависимости от воздействия внешних климатических факторов.

Ключевые слова: воздушная линия электропередачи, гололедно-изморозевые отложения, мониторинг, стрела провеса.

**PRACTICAL IMPLEMENTATION OF ICE DETECTION
ON OVERHEAD POWER LINE**

Vagapov G.V., FGBOU VO «Kazan State Power Engineering University»,
associate professor, candidate of technical sciences, vagapov@list.ru

Abstract: the paper show theoretical and practical realization of overhead power line monitoring. There is analysis of existing methods of determination of current state of a wire of overhead power line. Mathematical model show sag, wire length, operating mechanical stress, unit wind and ice load. Paper show practical implementation of ice detection and critical value determination for every span of power line depending on the impact of external climatic factors.

Keywords: overhead power line, ice load, monitoring, sag.

Современные тенденции роста количества гололедно-изморозевых отложений (ГО) в течении ОЗП на протяжении нескольких лет не вызывает сомнений и отражается в официальной статистике, например [0]. Треть всех причин аварийных ситуаций возникает по причине природных воздействий на элементы электроэнергетического комплекса [0]. Одним из наиболее опасных воздействий является воздействие ГО и ветровой нагрузки. Ранее выявление и предупреждение аварийной ситуации является одним из наиболее важных аспектов надежного электроснабжения конечных потребителей.

При проектировании системы мониторинга ГО задача точного математического моделирования физических процессов в проводах воздушных линий электропередачи является особенно актуальной в связи с необходимостью однозначной идентификации как самого факта воздействия внешних климатических факторов, так определения степени интенсивности их воздействия. Разработанная математическая модель работы провода в пролете воздушной линии (ВЛ) является одним из основных компонентов системы мониторинга ГО и

определяет требования к полноте и скорости получаемой с сенсоров первичной информации об углах наклона сенсоров, значений температур и т.д. От количества первичной информации зависит точность результатов математического моделирования. Существенную неопределенность в постановку задачи вносит наличие не большого количества входных данных о текущих внешних и внутренних параметрах как самого провода в пролете ВЛ, так и воздействующих на него климатических факторов.

Среди всего многообразия входных данных о текущих параметрах, наиболее часто встречающихся в нормативных и литературных источниках по электроэнергетике, необходимо выделить следующие:

- 1) значение температуры окружающей среды;
- 2) ветровая нагрузка на провод;
- 3) значение тока в проводе;
- 4) воздействие солнечной радиации;
- 5) прочее.

При проектировании системы мониторинга ГО использовались первые три параметра. Дополнительно в математической модели, в качестве еще двух параметров использовались значения продольных и поперечных углов отклонений провода ВЛ. К математической модели предъявлялось основное требование - возможность определения толщины стенки гололеда, как одному из важнейших контролируемых параметров в процессе плавки ГО.

Моделирование определения толщины стенки гололеда по значениям углов продольного, рисунок 1, и поперечного отклонений провода ВЛ, рисунок 2, а также значений температур провода и окружающей среды, осуществлялось в среде *Matlab/Simulink*. Рисунок 3 иллюстрирует *Simulink* модель определения толщины стенки гололеда.

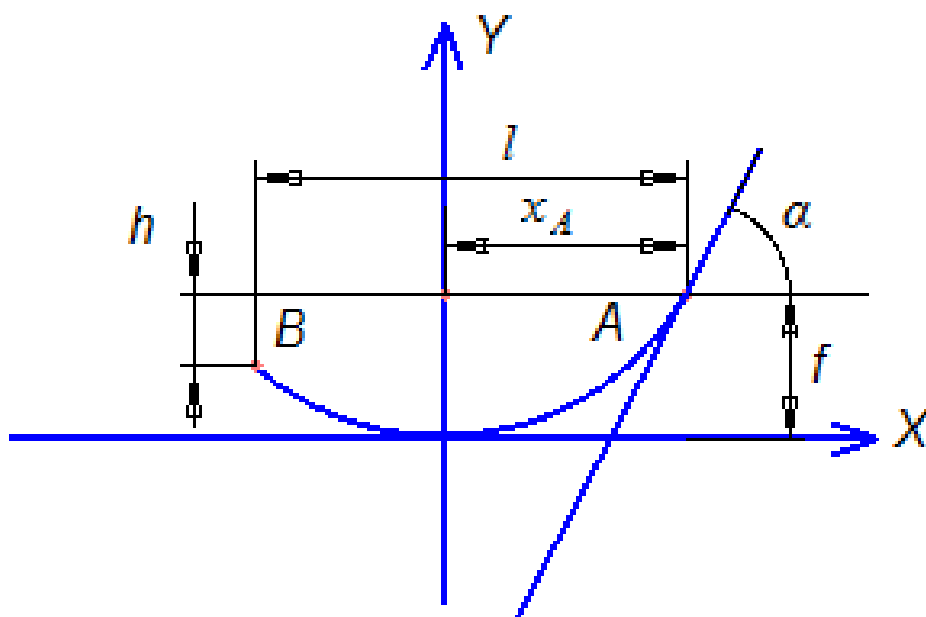


Рис. 1. Визуализация общего случая подвеса провода ВЛ

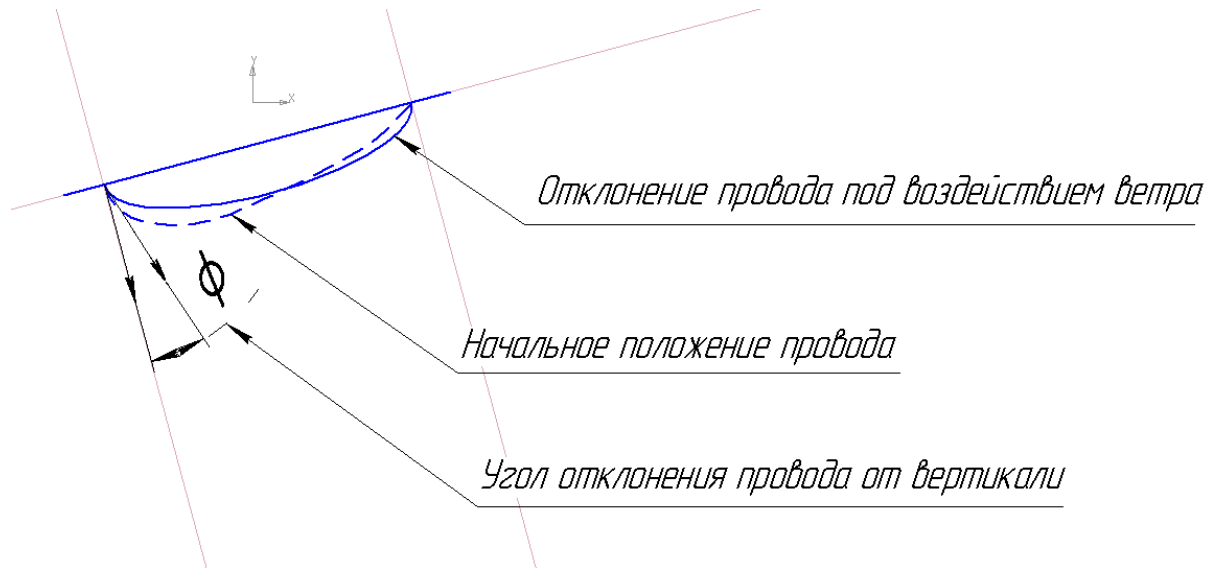


Рис. 2. Визуализация отклонения провода ВЛ от воздействия ветра на угол ϕ

Simulink модель определения толщины стенки гололеда основывается на определении параметров провеса провода в пролете. Для этого необходимо точное определение значений стрелы провеса f , длины провода L и тяжения провода в точке подвеса провода T и в нижней точке H_0 по выше определенным параметрам x_A и a .

Стрела провеса провода в пролете f определяется

$$f = a \cdot \left(\operatorname{ch} \frac{x_A}{a} - 1 \right). \quad (1)$$

Длина провода в пролете L определяется

$$L = a \cdot \left(\operatorname{sh} \frac{x_A}{a} + \operatorname{sh} \frac{l-x_A}{a} \right), \quad (2)$$

Тяжение T провода в точке подвеса определяется

$$T = a \cdot q \cdot \left(\operatorname{ch} \frac{x_A}{a} \right), \quad (3)$$

Проекция натяжения нити H на горизонтальную абсцисс в нижней точке y_0 описывается следующей зависимостью

$$T_0 = H_0 = a \cdot q, \quad (4)$$

где q – единица длины веса провода, кг/м.

Следующим этапом определения параметров текущего провеса провода в пролете является определение точных значений стрелы провеса f , длины провода L и тяжения провода в точке подвеса провода T и в нижней точке H_0 по выше определенным параметрам x_A и a при одновременном изменении нагрузки и температуры.

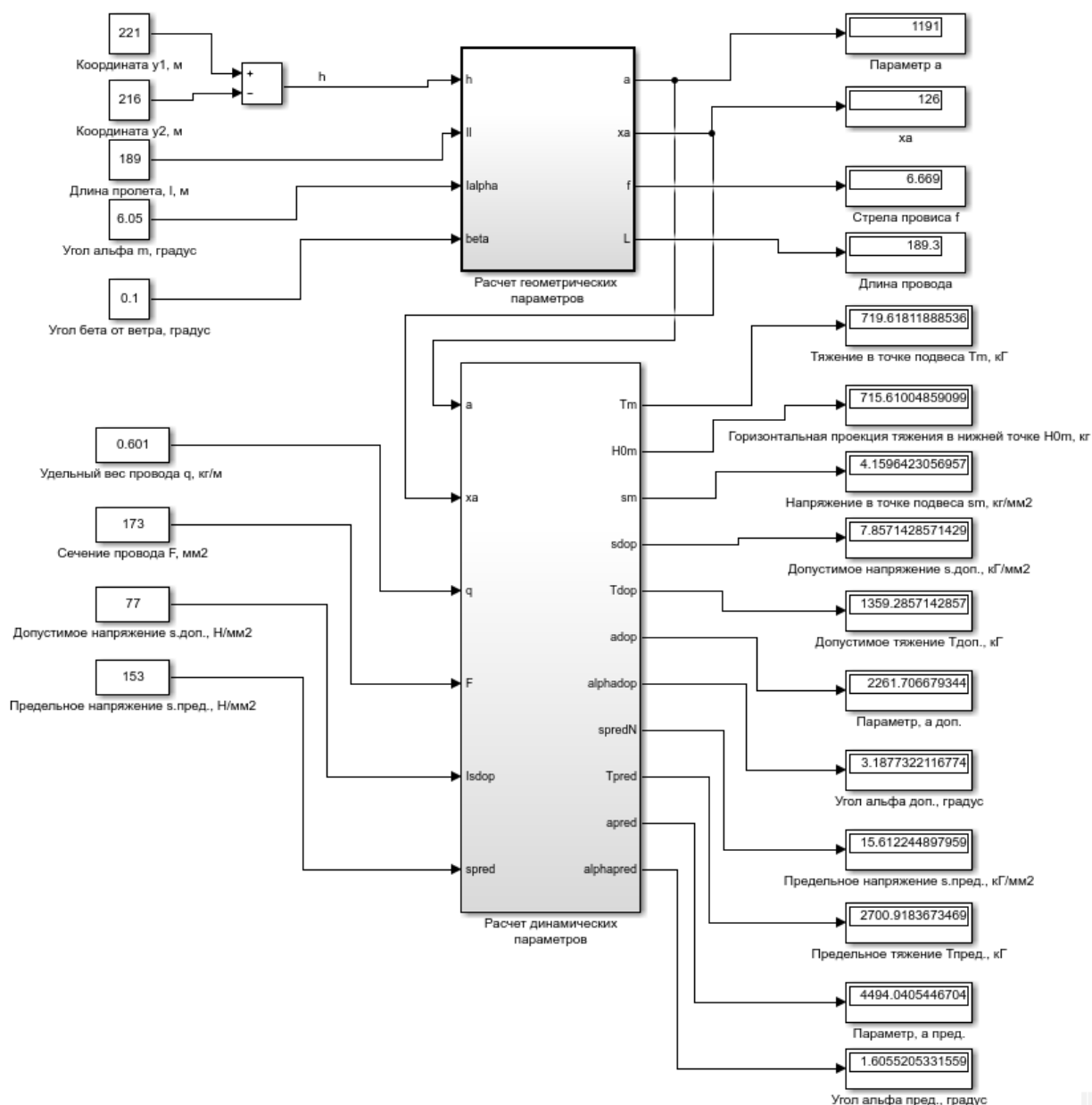


Рис. 3. Модель определения толщины стенки гололеда в *Matlab/Simulink*

Текущее приращение длины провода ΔL , м

$$\Delta L = L_n - L_m, \tag{5}$$

где индекс L_m – обозначает длину провода в начальном состоянии, а индекс L_n – длину провода в конечном состоянии.

Текущее приращение длины провода ΔL определяется выражением

$$\Delta L = L_m \cdot \left[1 + \frac{1}{E} \cdot (\sigma_n - \sigma_m) \right] \cdot [1 + \alpha \cdot (t_n - t_m)] - L_m, \tag{6}$$

где E – модуль упругости;

σ_n – напряжение в проводе в точке подвеса провода в конечном состоянии;

σ_m – напряжение в проводе в точке подвеса провода в начальном состоянии;

α – коэффициент температурного линейного расширения;

t_n – температура провода в конечном состоянии;

t_m – температура провода в начальном состоянии.

Длина провода в конечном состоянии определяется как

$$L_n = L_m \cdot \left[1 + \frac{1}{E} \cdot (\sigma_n - \sigma_m) \right] \cdot [1 + \alpha \cdot (t_n - t_m)]. \quad (7)$$

Преобразование уравнения (20) относительно σ_n приводит к следующему виду

$$\sigma_n = \left[\frac{L_n}{L_m \cdot (1 + \alpha \cdot (t_n - t_m))} - 1 \right] \cdot E + \sigma_m. \quad (8)$$

Согласно уравнения (17) возможно определить тяжение T_n в точке подвеса провода

$$T_n = \sigma_n \cdot F. \quad (9)$$

Одновременно возможно воспользоваться уравнением (11) и определить тяжение T_n через параметры x_{an} и a_n , определяемые по представленной выше методике.

$$T_n = a_n \cdot q \cdot \left(\operatorname{ch} \frac{x_{An}}{a_n} \right), \quad (10)$$

Удельная суммарная нагрузка q_n будет складываться из: удельного веса провода q_1 , удельной нагрузки от гололеда q_2 и удельной нагрузки от ветра q_3 .

$$q_n = q_1 + q_2 + q_3. \quad (11)$$

Нагрузка от удельного веса провода известна и принимается по табличным данным. Удельная нагрузка от ветра q_3 определяется исходя из угла отклонения провода в горизонтальной плоскости и представлена на рис.2.

Соответственно, возможно записать уравнение

$$\tan(\varphi) = \frac{q_3}{q_1 + q_2}. \quad (12)$$

Значение удельной нагрузки от гололеда q_2 одновременно может быть выражено формулой

$$q_2 = g_0 \cdot \pi \cdot c \cdot (d + c) \cdot 10^{-3}, \quad (13)$$

где g_0 – объемный вес гололеда, принимаемый $0,9 \cdot 10^{-3}$ кг/(м·мм²);

d – диаметр провода, мм;

c – толщина стенки гололеда, мм.

Соответственно, возможно записать уравнение

$$\tan(\varphi) = \frac{q_3}{q_1 + q_2}. \quad (14)$$

Значение удельной нагрузки от гололеда q_2 одновременно может быть выражено формулой

$$q_2 = g_0 \cdot \pi \cdot c \cdot (d + c) \cdot 10^{-3}, \quad (15)$$

где g_0 – объемный вес гололеда, принимаемый $0,9 \cdot 10^{-3}$ кг/(м·мм²);

d – диаметр провода, мм;

c – толщина стенки гололеда, мм.

Таким образом, значения углов продольного и поперечного отклонения провода предоставляют возможность определения как толщины стенки гололеда, так и ветровой нагрузки расчетным путем.

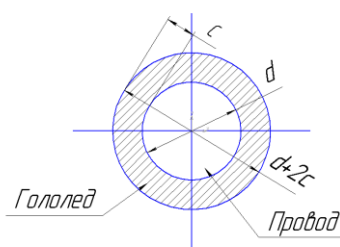


Рис. 4. Визуализация схемы гололедообразования на проводе ВЛ

На основании предложенной математической модели было реализовано программное обеспечение мониторинга текущего состояния провода в пролете ВЛ. Рисунок 5 демонстрирует в качестве примера диалоговое окно «Расчет текущего состояния провода».

Автоматизация расчетных процедур с применением программы анализа технического состояния проводов ВЛ электропередачи позволяет выполнить комплексную оценку воздействия как внешних климатических факторов от ветровой и ГО, так и величины теплового удлинения проводов от воздействия протекающего тока. Сравнительный анализ текущего состояния проводов и их предельных значений позволит провести оценку эффективности мероприятий по предотвращению аварийных ситуаций и снизить недоотпуск электроэнергии конечному потребителю.

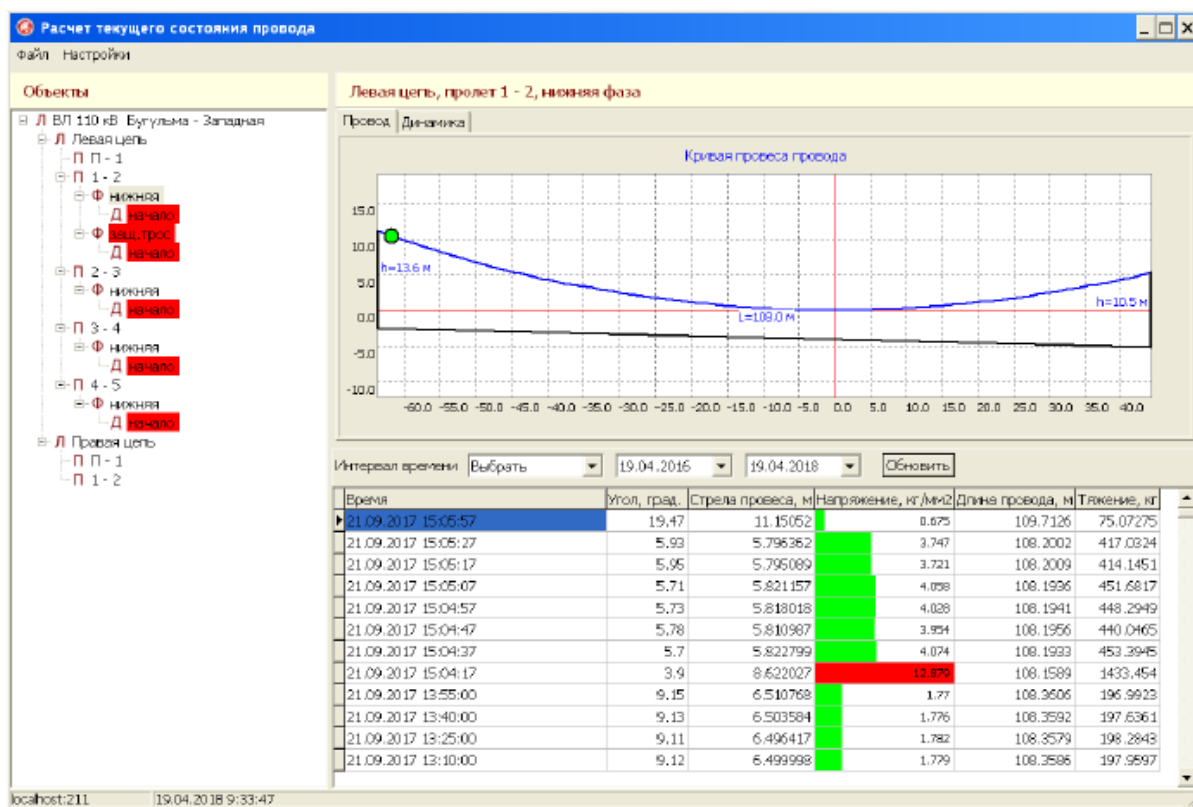


Рис. 5. Диалоговое окно "Расчет текущего состояния провода"

Визуализация текущих параметров провода в пролете ВЛ позволит сократить время принятия решений по предотвращению аварийных режимов работы линий электропередачи, что и обуславливает необходимость разработки алгоритма и ПО мониторинга состояния проводов на ВЛ.

Библиографический список

1. <https://minenergo.gov.ru/node/7822>
2. <https://minenergo.gov.ru/node/11896>
3. Основные положения Стратегии развития Единой национальной электрической сети, ОАО «ФСК ЕЭС», 2003. – 62 с.
4. Качурин, В.К. Теория висячих систем. Статический расчет/ В.К. Качурин.- Л.: Госстройиздат. Ленинградское отделение, 1962. – 224 с.
5. Глазунов А.А. Основы механической части воздушных линий электропередачи/ А.А. Глазунов.- Л.: Госэнергоиздат, 1956. – 192 с.
6. Бошнякович, А.Д. Механический расчет проводов и тросов линий электропередачи/ А.Д. Бошнякович.- Л.: Госэнергоиздат, 1962. – 254 с.
7. Крюков, К.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи/ К.П. Крюков, Б.П. Новгородцев.-Л.: Энергия, Ленинградское отделение, 1979. – 312 с.
8. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети/ В.И. Идельчик.- М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
9. Fischer, R. Freileitungen: Planung, Berechnung/ R. Fischer, F. Kiessling.- Ausführung: 4 ed. Berlin: Springer-Verlag, 1993. – 439 с.
10. IEEE 738-2006. IEEE Standard for calculating the current-temperature of bare overhead conductors. Введ. 2006–11–16. – 69 с.
11. IEEE 738-2012/Cor 1-2013. IEEE Standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors. Введ. №10-19, 2012. – 72 с.
12. Макаров, В.Г., Моделирование воздушной линии электропередачи в пакете MATLAB/SIMULINK. Т. 20. / В.Г. Макаров, А.И. Федотов, Р.Ш. Басыров и др // Вестник Технологического университета № 13,2017.- С. 93-96.

Bibliographic list

1. <https://minenergo.gov.ru/node/7822>
2. <https://minenergo.gov.ru/node/11896>
3. The main provisions of the Development Strategy of the Unified National Electric Grid, JSC FGC UES, 2003. - 62 p.
4. Kachurin, V.K. Theory of hanging systems. Static calculation / V.K. Kachurin.- L.: Gosstroyizdat. Leningrad branch, 1962. - 224 p.
5. Glazunov A.A. Basics of the mechanical part of overhead power lines / A.A. Glazunov.- L.: Gosenergoizdat, 1956. - 192 p.
6. Boshnyakovich, A.D. Mechanical calculation of wires and cables of electric power lines / A.D. Boshnyakovich. - L.: Gosenergoizdat, 1962. - 254 p.
7. Kryukov, K.P. Design and mechanical calculation of power lines / K.P. Kryukov, B.P. Novgorodtsev. -L.: Energy, Leningrad Branch, 1979. - 312 p.
8. Idelchik, V.I. Electrical systems and networks / V.I. Idelchik.- M.: Energo-atomizdat, 1989. - 592 p.
9. Fischer, R. Freileitungen: Planung, Berechnung / R. Fischer, F. Kiessling.- Ausführung: 4 ed. Berlin: Springer-Verlag, 1993. - 439 c.
10. IEEE 738-2006. IEEE Standard for calculating the current-temperature of barely overhead conductors. Enter 2006–11–16. - 69 c.
11. IEEE 738-2012 / Cor 1-2013. IEEE Standard for calculating the current-temperature relationship. Enter №10-19, 2012. - 72 p.
12. Makarov, VG, Modeling of the air line in the MATLAB / SIMULINK package. V. 20. / V.G. Makarov, A.I. Fedotov, R.Sh. Basyrov et al. // Bulletin of the Technological University No. 13,2017.- p. 93-96.



УДК 621.311.1

**ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ВЫДЕЛЕНИЯ
НА ИЗОЛИРОВАННУЮ РАБОТУ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ В АВАРИЙНЫХ УСЛОВИЯХ**

Чулюкова М. В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
аспирант, margarita_kaigor@inbox.ru

Аннотация: активная интеграция в электроэнергетические системы генерирующих установок объектов распределенной генерации наряду с положительными эффектами таких, как повышение надежности электроснабжения, создает ряд отрицательных. Существующая практика эксплуатации систем электроснабжения с распределенной генерацией показала ряд серьезных технических проблем, которые возникают при изменении схемно-режимных условий или возмущения в прилегающей сети. Приведены основные режимы существования энергорайонов с объектами распределенной генерации. На основании обзора основных научных публикаций по теме доклада показаны особенности процессов выделения на изолированную работу систем электроснабжения с распределенной генерацией в аварийных условиях. Сформулированы основные задачи при выполнении комплексных расчетов режимов работы таких систем электроснабжения для обеспечения устойчивой работы генерирующих установок объектов распределенной генерации и надежного электроснабжения потребителей.

Ключевые слова: распределенная генерация, надежность электроснабжения, моделирование, изолированная работа, переходные процессы, лавина напряжения, асинхронный двигатель

**FEATURES OF MODELLING OF PROCESSES OF SELECTION
ISOLATED WORK OF POWER SUPPLY SYSTEMS
WITH DISTRIBUTED GENERATION IN EMERGENCY CONDITIONS**

Chulyukova M.V., FGBOU VO «Amur State University», PhD student,
margarita_kaigor@inbox.ru

Abstract: active integration of distributed generation facilities into power generation systems, along with positive effects such as increased reliability of power supply, creates a number of negative effects. The existing practice of operation of power supply systems with distributed generation has shown a number of serious technical problems that arise when changing the circuit conditions or disturbances in the adjacent network. The main modes of existence of power areas with objects of distributed generation are given. Based on the review of the main scientific publications on the topic of the report, the features of the processes of isolation of power supply systems with distributed generation in emergency conditions are shown. The main tasks are formulated in the performance of complex calculations of the modes of operation of such power supply systems to ensure the stable operation of generating units of distributed generation facilities and reliable power supply to consumers.

Keywords: distributed generation, reliability of supply, modeling, isolated operation, transient process, avalanche voltage, induction motor

Современная организационно-хозяйственная структура электроэнергетики России с наличием в ней самостоятельных предприятий и значительного количества субъектов рынка электроэнергии актуализирует проблему обеспечения надежности как Единой энергетической системы (ЕЭС), так и электроснабжение конкретного потребителя. Для обеспечения потребителя отвечающей его технологическим процессам категорией надежности электроснабжения необходимо обеспечить соответствующую надежность каждой из подсистем как на этапах развития (проектная, или расчетная, надежность, закладываемая при проектировании), так и на этапах эксплуатации для обеспечения противодействия внутренним и внешним возмущениям (эксплуатационная надежность).

Одним из современных способов решения проблемы повышения надежности электроснабжения является активная интеграция в (ЭЭС) генерирующих установок (ГУ) объектов распределенной генерации (РГ). Данная интеграция может, при определенных условиях, содействовать повышению надежности работы распределительных сетей или сетей внутреннего электроснабжения предприятий в целом, а также надежности электроснабжения особо ответственных и социально-значимых потребителей. Уход многих потребителей от исключительно централизованного энергоснабжения – общемировая тенденция. Сюда следует добавить и такие факторы, как потеря доверия к государству, в целом, и к энергокомпаниям, в частности. Выгоды, которые РГ приносит ее владельцам, очевидны, а эффекты присутствия таких объектов положительны и для системы энергоснабжения в целом.

В настоящее время реализовано немалое количество проектов со строительством объектов РГ, которые успешно работают. Однако, эксплуатационная практика показала, что при возникновении проблемных аспектов, таких как возмущения в прилегающей сети или изменения определенных схемно-режимных условий, возникали серьезные технические проблемы, которые влекли за собой негативные последствия, как для электроснабжения потребителя, так и для собственников объектов РГ.

В связи с этим, при согласовании технических решений по интеграции объектов РГ в распределительные сети возникла необходимость в комплексном расчетном анализе возможности надежной работы энергорайонов с объектами РГ во всех возможных режимах работы, не допуская повреждений или отключений ГУ, а также особо ответственных и социально-значимых потребителей [1].

Согласно [1] принципиально возможно существование трех режимов работы энергорайонов с объектом (-ами) РГ в случае решения задачи обеспечения надежного электроснабжения потребителей:

– параллельная работа с энергосистемой с выдачей или без выдачи мощности в сеть, позволяющая объекту РГ работать в базе за счёт получения из энергосистемы пиковой мощности для электроснабжения потребителей и выдачи в энергосистему избытков мощности для повышения технико-экономических показателей работы объекта РГ;

– изолированный (автономный) режим работы с обеспечением электроснабжения потребителей, с учётом их графиков нагрузки, а также обеспечения ремонтного и аварийного резерва;

– островной режим работы, когда объект РГ в нормальном режиме работает параллельно с энергосистемой, но в случае возникновения режима высоких рисков или при аварии в распределительных сетях может быть выделен на электроснабжение энергорайона от объекта (-ов) РГ.

Как сказано в [1], под островным режимом понимается такой режим работы энергорайона с одним или несколькими объектами РГ и соответствующей нагрузкой, который допустим по всем условиям электроснабжения и электропотребления и образуется в результате отключения линии(-й) связи с энергосистемой (при КЗ или без КЗ по какой-либо причине). Отключение связи с энергосистемой может осуществляться непреднамеренно или превентивно автоматически (по параметрам электрического режима), а также вручную оперативным персоналом для обеспечения надежного функционирования объектов РГ и/или электроснабжения электроприемников потребителей. Работа энергорайона в островном режиме мо-

жет быть сколь угодно длительной, что зависит от состояния линий электропередачи, по которым осуществляется связь с энергосистемой, параметров режима в энергосистеме и/или в выделенном энергорайоне, решения оперативного персонала и др.

Особенности расчетных задач состоят в том, что в поле зрения дополнительно попадают вопросы надежности функционирования распределительных сетей и/или сетей внутреннего электроснабжения предприятий, а также надежности электроснабжения потребителей. Это связано с тем, что переходные процессы в магистральных сетях могут мало влиять на надежность электроснабжения потребителей, которая зависит от технического состояния оборудования и схемно-режимных условий в распределительных сетях, в которые происходит выдача мощности ближайшими электростанциями. В то время, как переходные процессы в энергорайонах с объектами РГ оказывают незначительное влияние на надежность энергосистемы в целом. В связи с чем зона влияния ГУ объектов РГ будет, как правило, ограничиваться распределительными сетями общего назначения и схемами внутреннего электроснабжения предприятий.

Таким образом, как уже отмечалось в [1], для получения корректных результатов расчетов переходных процессов в отношении ГУ объектов РГ, необходимо учитывать два характерных обстоятельства, обуславливающие эти процессы в энергорайонах с объектами РГ:

- электрические сопротивления между ГУ и электроприемниками минимальны, поэтому их взаимное влияние на режимы работы друг друга – максимально;
- суммарная нагрузка вблизи ГУ объектов РГ часто существенно больше суммы номинальных мощностей ГУ, поэтому характер переходных процессов определяется в этом случае свойствами электроприемников.

Это является общим и принципиальным отличием от расчетов режимов и устойчивости магистральных сетей и крупных электростанций, которые отдалены от нагрузки сетями высокого и среднего напряжения с целым рядом ступеней трансформации.

Влияние параметров нагрузки на электрические режимы и надежное электроснабжение потребителей в изолированном районе исследовалась в [2]. Процессы в нагрузках в основном определяются асинхронными двигателями (АД), так как из электроприемников, электропотребление которых может значительно изменяться во времени после нарушений нормального электроснабжения, АД – самый массовый (другая группа «сильно влияющих» электроприемников – синхронные двигатели (СД)). Наличие в составе нагрузки большей доли АД негативно влияет на устойчивую работу объектов РГ. В связи с этим, при моделировании нагрузки для получения корректных результатов рекомендуется в [1] использовать статистические и динамические характеристики нагрузок.

Одним из негативных последствий при возмущениях в сети, влияющих на работу комплексов электроприемников различных промышленных предприятий, наиболее важным является провал напряжения при КЗ в сети, однократные в случаях КЗ без АПВ или с успешным АПВ или двукратные при неуспешном АПВ. Худший сценарий развития аварии, вызванной кратковременными провалами напряжения, – это опрокидывание многих электродвигателей, вызывающее дополнительные снижения напряжения и, как следствие, – опрокидывания тех электродвигателей, которые до этого момента работали со скоростями, близкими к нормальным. Это – лавина напряжения. Чем меньше доля электродвигателей в составе нагрузки, тем меньше условий для возникновения лавины напряжения. Подробно вопрос обеспечения динамической устойчивости по напряжению ответственной нагрузки промышленных предприятий исследован в [3].

Еще один аспект, который должен учитываться при моделировании процессов выделения на изолированную работу систем электроснабжения с РГ в аварийных условиях, – это сохранение режимных параметров в отделившейся части в допустимом диапазоне значений для обеспечения качества электрической энергии у потребителя. В связи с этим, целесообразно ввести понятие запаса по приращению нагрузки, на случай непредвиденного роста нагрузки, поскольку наибольшие трудности в распределительной сети, помимо аварийных отключений, связаны с перегрузками оборудования, обусловленными незапланированным

ростом нагрузки, особенно в ремонтных режимах. Подробно вопрос о понятии коэффициента запаса по приращению и его определению был описан в [4].

Как уже было сказано выше, опыт эксплуатации ГУ объектов РГ в России показал, что ухудшении схемно-режимных условий главным образом связано с тем, что многие ГУ имеют параметры и характеристики, неблагоприятные в отечественных электрических сетях. Собственниками объектов РГ в свое время не были тщательно изучены эти неблагоприятные факторы, и поэтому не были своевременно реализованы необходимые противоаварийные мероприятия. В качестве одного из примеров такого обстоятельства, которые известны авторам отечественной практики, можно привести значительные механические повреждение ГУ при правильных действиях устройств релейной защиты (РЗ) при ликвидации короткого замыкания (КЗ) в прилегающей сети, что недопустимо согласно нормативно-технических документов. Подробно анализ таких обстоятельств приведен в [1].

Отсюда вытекают следующие основные задачи выполнения комплексных расчетов режимов работы систем электроснабжения с РГ [1]:

- давать количественные оценки влияния различных нарушений нормальных режимов работы электрических сетей на функционирование ГУ объектов РГ;
- в случаях, если интеграция ГУ объектов РГ приводит к появлению отрицательных факторов, существенно влияющих на обеспечение надежности работы электрических сетей и/или электроснабжения потребителей, предусматривать разработку и реализацию эффективных и экономически целесообразных противоаварийных мероприятий.

Выводы:

Внедрение ГУ объектов РГ в системы электроснабжения наряду с положительным эффектом вызывает и ряд негативных, связанных в основном с техническими особенностями данных объектов.

Надежное и бесперебойное функционирование электроэнергетических систем с РГ возможно только при наличии согласованных технических решений на подключение объектов РГ к распределительной сети, выполненных на основе комплексного расчетного анализа с учетом всех возможных режимов работы ГУ объектов РГ.

При выполнении комплексного расчетного анализа необходимо учитывать особенности моделирования процессов выделения на изолированную работу систем электроснабжения с РГ в аварийных условиях с целью выработки корректных решений по обеспечению устойчивой работы ГУ.

Библиографический список

1. Гуревич, Ю.Е. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография / Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин. – Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. – 280 с.
2. Илюшин, П.В. Возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей первой категории надежности (включая особую группу) в изолированном режиме от объектов распределенной генерации. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / П.В. Илюшин, Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич.- Минск: БНТУ, 2015. - С. 147–153.
3. Илюшин, П.В. Подходы к обеспечению динамической устойчивости по напряжению ответственной нагрузки промышленных предприятий. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики / П.В. Илюшин, С.Г. Музалев, Н.И. Воропай.- Чолпон-Ата: ИСЭМ СО РАН, 2017.- С. 338–347.
4. Илюшин, П.В. Использование коэффициента запаса по приращению нагрузки для планирования и ведения режима работы распределительной сети. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Актуальные

проблемы надежности систем энергетики / П.В. Илюшин, Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. - Минск: БНТУ, 2015. - С. 154-161.

Bibliographic list

1. Gurevich, Yu.E. Features of mode calculations in energy districts with distributed generation: monograph / Yu.E. Gurevich, P.V. Ilyushin. - N. Novgorod: NRU RANEPА, 2018. - 280 p.

2. Ilyushin, P.V. Possibilities of ensuring reliable power supply to consumers of the first category of reliability (including a special group) in isolated mode from distributed generation facilities. Methodical issues of the study of the reliability of large energy systems: Collection of scientific articles. Actual problems of reliability of energy systems / P.V. Ilyushin, N.I. Yeah, MA Korotkevich, A.A. Mikhalevich. - Minsk: BNTU, 2015. - P. 147–153.

3. Ilyushin, P.V. Approaches to ensure dynamic stability under the stress of the responsible load of industrial enterprises. Methodological issues of the study of the reliability of large energy systems: Collection of scientific articles. Research and ensuring the reliability of energy systems / P.V. Ilyushin, S.G. Muzalev, N.I. Voropay.- Cholpon-Ata: ISEM SB RAS, 2017.- p. 338–347.

4. Ilyushin, P.V. The use of the factor of the increment of the load for planning and maintaining the mode of operation of the distribution network. Methodical issues of the study of the reliability of large energy systems: Collection of scientific articles. Actual problems of reliability of energy systems / P.V. Ilyushin, N.I. Yeah, MA Korotkevich, A.A. Mikhalevich. - Minsk: BNTU, 2015.- p. 154-161.



УДК 658.26:621.311.18

**СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ**

Козлов А.Н., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет», кандидат технических наук, доцент, kozlov1951@yandex.ru

Козлов В.А., АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», ведущий специалист, vitlopulas@mail.ru

Проценко П.П., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет», доцент, procenko-palina@yandex.ru

Аннотация: предлагается система электроснабжения собственных нужд, предназначенная для использования на тех электрических станциях и подстанциях различного назначения, в которых для электропривода машин и механизмов вспомогательного оборудования устанавливаются двигатели новых разновидностей с регулируемой скоростью.

Ключевые слова: собственные нужды электрических станций, управляемые выпрямители напряжения, распределительная сеть постоянного тока, автономные инверторы напряжения.

POWER SUPPLY SYSTEM ELECTRICAL STATION

Kozlov A.N., FGBOU VO «Amur State University», Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, kozlov1951@yandex.ru

Kozlov V.A., AO «Far Eastern Distribution Grid Company JSC», leading specialist, vitlopulas@mail.ru

Protsenko P.P., FGBOU VO «Amur State University», Associate Professor, procenko-palina@yandex.ru

Annotation: an auxiliary power supply system is proposed, intended for use at those power plants and substations for various purposes, in which new types of motors with adjustable speed are installed for electric drive of machines and mechanisms of auxiliary equipment.

Keywords: own needs of power stations, controlled voltage rectifiers, DC distribution network, stand-alone voltage inverters.

Потребителями электроэнергии собственных нужд (с.н.) являются электроприводы машин и механизмов, обеспечивающие технологический цикл производства и преобразования электрической и тепловой энергии на электрических станциях (ЭС). Потребители с.н. по значению их номинального напряжения разделяются на две группы: потребители высокого напряжения (ВН) – 6 кВ и низкого напряжения (НН) – 0,38 кВ. По надёжности электроснабжения собственные нужды относятся к ответственным и должны получать электроэнергию от двух источников питания. Некоторые потребители с.н., являющиеся особо ответственными, не допускают перерывов питания и нуждаются в третьих, дополнительных, источниках переменного тока 380 ÷ 660 В и постоянного тока 220 В. В частности, для с.н. энергоблоков тепловых ЭС, оборудованных вычислительными комплексами, не допускается перерыв питания больше, чем на доли секунды.

Наиболее часто используется система электроснабжения с.н., содержащая трёхфазные

секционированные шины распределительного устройства (РУ) высокого напряжения, к которым подключена система распределения электроэнергии переменного тока потребителей ВН и питающие эти шины трёхфазные кабельные линии, отходящие от сборных шин распределительного устройства генераторного напряжения (ГРУ) электростанции. К ГРУ, в свою очередь, подключены генераторы ЭС и силовые трансформаторы, связывающие сборные шины ГРУ с распределительным устройством высшего напряжения ЭС (110 кВ или 220 кВ). Трёхфазные секционированные шины распределительного устройства с.н. НН подключены к вторичным обмоткам трансформаторов собственных нужд, связывающих шины РУ с.н. ВН с шинами РУ с.н. НН [1].

Необходимая надёжность питания этой системы электроснабжения собственных нужд обеспечивается благодаря тому, что к сборным шинам ГРУ присоединены не только генераторы ЭС, но и трансформаторы связи, что обеспечивает возможность питания потребителей с.н. как от генераторов ЭС, так и от энергосистемы высшего напряжения. Повышению надёжности питания служит и секционирование шин РУ с.н. ВН и РУ с.н. НН. При этом кабельные линии, отходящие от РУ с.н. ВН и РУ с.н. НН к каким-либо распределительным щитам или к потребителям, подключаются к двум секциям этих распределительных устройств. Этой же цели служит и резервирование трансформаторов собственных нужд и подключение первичных обмоток этих трансформаторов к разным секциям РУ с.н. ВН.

Рассмотренная выше система электроснабжения с.н. имеет ряд недостатков, в частности:

– низкий коэффициент мощности, потребляемой электроприводами машин и механизмов вспомогательного оборудования ЭС. Проявление этого недостатка усиливается при неполной нагрузке электродвигателей этих электроприводов и, в особенности, при их работе вхолостую;

– большие значения пусковых токов асинхронных двигателей (АД) при их прямом подключении к источнику переменного тока, а также сверхтоков, возникающих при переключениях обмоток АД с обмотки одной скорости на обмотку другой скорости и при реверсе АД. Пусковые токи асинхронных двигателей в $5 \div 8$ раз превосходят их номинальные токи. Ещё большие значения имеют указанные сверхтоки. Электромагнитные силы, действующие на лобовые части обмотки и на её выводные концы при пусковых токах и сверхтоках, пропорциональны квадрату тока и в десятки раз превосходят указанные силы, имеющие место в номинальном режиме работы АД. В результате изгибной деформации обмоточных проводов в изоляции обмотки статора появляются дефекты;

– суммарная масса и стоимость трёхфазных трехжильных кабельных линий системы с.н. по сравнению с линиями постоянного тока, состоящими из двух одножильных кабелей, заметно выше. Так, например, масса трёхфазной сети, с линейным напряжением 400 В и коэффициентом передаваемой мощности, равным 0,8, примерно в три раза больше, чем у сети постоянного тока с напряжением 650 В, что всего на 15 % больше амплитудного значения синусоидального напряжения 400 В при том же значении передаваемой активной мощности.

Технической проблемой, на решение которой направлена предлагаемая ниже система электроснабжения с.н. (СЭ с.н.), является улучшение технико-экономических показателей СЭ с.н., таких, как снижение суммарной массы линий электропередачи СЭ с.н., повышение коэффициента мощности, потребляемой от сборных шин ГРУ электродвигателями с.н., снижение максимальных значений токов всех потребителей с.н., обеспечение бесперебойного электроснабжения этих потребителей.

Сущность решения указанной проблемы заключается в том, что в СЭ с.н., получающую питание от сборных шин ГРУ ЭС, к которому подключены генераторы ЭС и трансформаторы, связывающие сборные шины ГРУ с распределительным устройством высшего напряжения ЭС, и содержащую распределительные щиты: РЩ1, к которому подключены потребители с.н., потребляющие электроэнергию ВН, и РЩ2, к которому подключены потребители с.н. НН, дополнительно введены шины постоянного тока ВН, получающие пита-

ние от транзисторных управляемых выпрямителей напряжения, снабжённых пусковыми устройствами этих выпрямителей и подключённых к сборным шинам ГРУ через эти пусковые устройства, система распределения электроэнергии постоянного тока, подключенная к указанным шинам постоянного тока ВН, первые, вторые и третьи транзисторные автономные инверторы напряжения, снабжённые пусковыми устройствами этих инверторов и подключенные своими входными зажимами, через эти пусковые устройства, к системе распределения электроэнергии постоянного тока, и транзисторные реверсивные преобразователи постоянного напряжения с симметричным управлением, снабжённые пусковыми устройствами этих преобразователей, и подключённые своими входными зажимами, через эти пусковые устройства, к системе распределения электроэнергии постоянного тока [2].

Электрическая структурная схема предлагаемой СЭ с.н. ЭС представлена на рис. 1.

СЭ с.н. ЭС 1, подключённая к сборным шинам 2 ГРУ, к которым подключены также генераторы 3 ЭС и трансформаторы 4, связывающие сборные шины ГРУ с распределительным устройством 5 высшего напряжения ЭС, содержит распределительный щит РЩ1 6, к которому подключены первые потребители 7 с.н. ВН, потребляющие электроэнергию переменного тока ВН, распределительный щит РЩ2 8, к которому подключены вторые потребители 9 с.н. НН, потребляющие электроэнергию переменного тока НН, шины постоянного тока ВН 10, подключённые к шинам ГРУ через управляемые выпрямители напряжения (УВН) 11, первые 12 транзисторные автономные инверторы напряжения (АИН), выходные зажимы которых подключены к РЩ1, вторые 13 транзисторные АИН, выходные зажимы которых подключены к РЩ2, и третьи 14 транзисторные АИН, выходные зажимы которых подключены к третьим потребителям 15 с.н., причём входные зажимы инверторов 12, 13 и 14 подключены к системе 16 распределения электроэнергии постоянного тока, подключённой к шинам постоянного тока ВН 10. К системе 16 распределения электроэнергии постоянного тока подключены также транзисторные реверсивные преобразователи постоянного напряжения (ТРППН) с симметричным управлением 17, выходные зажимы которых подключены к четвёртым потребителям 18 с.н., которым требуются значения напряжения постоянного тока, отличающиеся от напряжения в системе 16 распределения электроэнергии постоянного тока. Сборные шины 2 ГРУ, генераторы 3 электрической станции и трансформаторы 4, связывающие сборные шины ГРУ с распределительным устройством 5 высшего напряжения электрической станции могут являться для управляемых выпрямителей напряжения 11 трёхфазным источником переменного тока 19 [2].

Предлагаемая система электроснабжения с.н. может быть использована на тех ЭС и подстанциях различного назначения, в которых для электропривода машин и механизмов вспомогательного оборудования устанавливаются двигатели новых разновидностей с регулируемой скоростью, которые начинают применяться взамен асинхронных короткозамкнутых и синхронных двигателей, подключаемых к системе распределения электроэнергии непосредственно, в том числе и двигатели, которые должны получать питание от источников постоянного тока.

Преимущества предлагаемой СЭ с.н. заключаются в следующем:

– большая часть электрической мощности, отдаваемой потребителям с.н., передаётся через распределительную сеть постоянного тока, благодаря чему в несколько раз снижается суммарная масса линий электропередачи СЭ сн и исключаются потери напряжения в индуктивных сопротивлениях основной совокупности элементов системы распределения электроэнергии переменного тока;

– коэффициент мощности, потребляемой для с.н. от сборных шин ГРУ, достигает максимума, то есть его значение равно 1 при практически синусоидальной форме потребляемых токов;

– максимальные значения токов всех потребителей с.н. незначительно превосходят номинальные значения этих токов, что исключает возможность повреждений изоляции и исключает значительные провалы напряжения в системе распределения электроэнергии СЭ с.н.

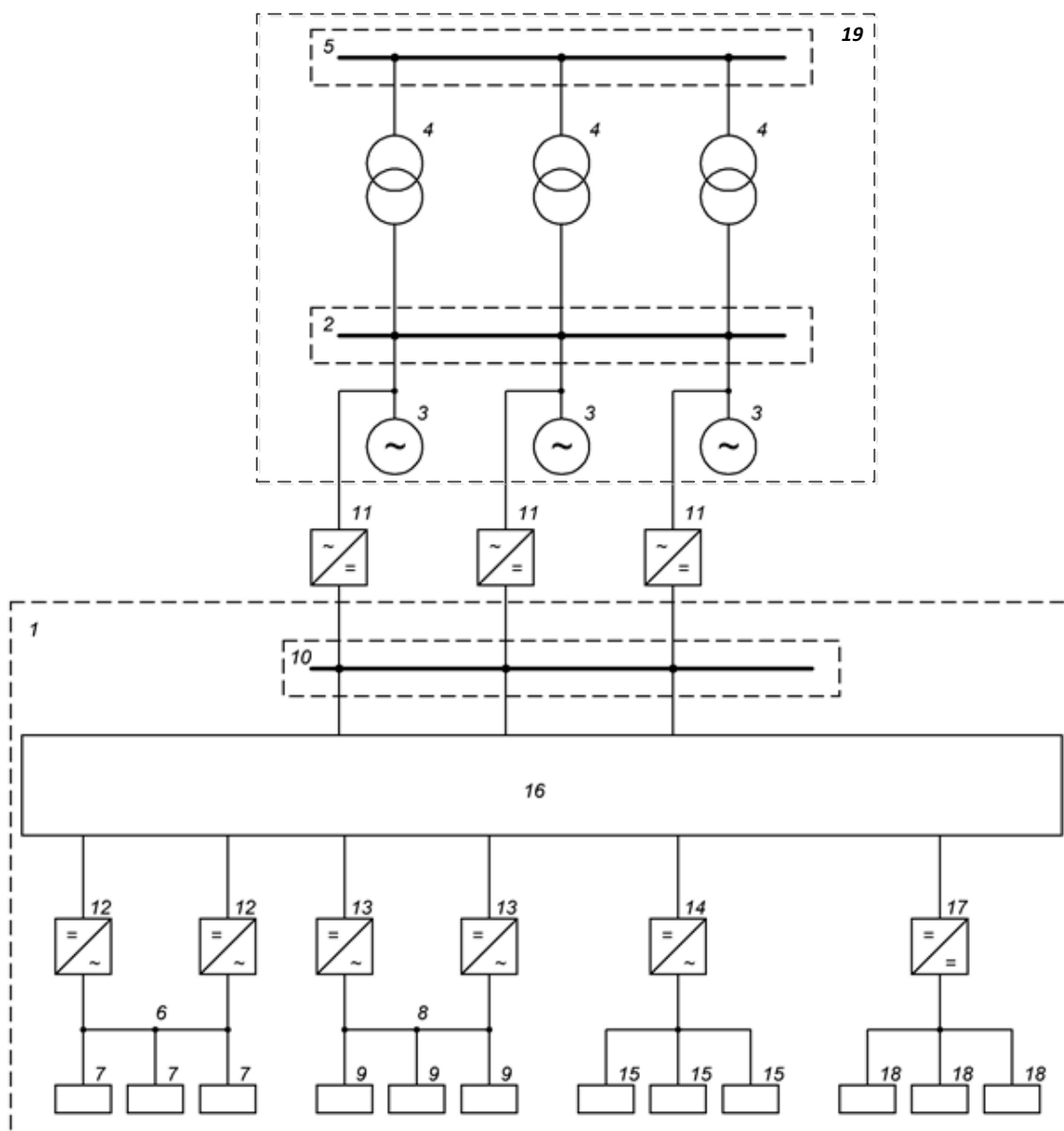


Рис. 1. Электрическая структурная схема предлагаемой системы электроснабжения собственных нужд электрической станции

Библиографический список

1. Козлов, А.Н. Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических электрических станций и подстанций/ А.Н. Козлов, А.Г. Ротачёва, В.А. Козлов и др.- Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2008.- 280 с.
2. Патент RU 2661936. Система электроснабжения потребителей собственных нужд электрической станции / Г.Е. Кувшинов, Козлов А.Н., Козлов В.А и др. // Бюл. № 21, 23.07. 2018.

Bibliographic list

1. Kozlov, A.N. Own needs of thermal, nuclear and hydraulic electric stations and substations / A.N. Kozlov, A.G. Rotacheva, V.A. Kozlov and others. - Training manual. - Blagoveshchensk: Amur State. Univ., 2008.- 280 p.
2. Patent RU 2661936. The system of power supply to consumers of their own needs of an electric station / G.E. Kuvshinov, Kozlov AN, Kozlov V.A, and others // Bul. № 21, 23.07. 2018.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.311

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Савина Н.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
профессор, доктор технических наук, nataly-savina@mail.ru

Намаконова Н.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, namakonova.n@yandex.ru

Аннотация: в статье проведен анализ международного опыта автоматического управления напряжением, анализ существующих видов и принципов регулирования напряжения в электрических сетях, рассмотрен принцип автоматизированного регулирования напряжения в электроэнергетической системе по централизованно-распределенному иерархическому принципу с высокой степенью автоматизации.

Ключевые слова: централизованно-распределенный иерархический принцип регулирования напряжения, локальные системы управления, автоматический групповой регулятор напряжения, местное регулирование напряжения, централизованное регулирование напряжения.

ENSURING OPTIMAL LEVEL OF VOLTAGE BY AUTOMATIC VOLTAGE REGULATION IN ELECTRICAL NETWORK

Savina N.V., FGBOU VO «Amur State University», professor, doctor of technical sciences,
nataly-savina@mail.ru

Namakonova N.A., FGBOU VO «Amur State University», undergraduate,
namakonova.n@yandex.ru

Abstract: the article analyzes the international experience of automatic voltage control, analyzes the existing types and principles of voltage regulation in electrical networks, discusses the principle of automated voltage regulation in an electric power system according to a centrally distributed hierarchical principle with a high degree of automation.

Keywords: centrally distributed hierarchical principle of voltage regulation, local control systems, automatic group voltage regulator, local voltage regulation, centralized voltage regulation.

В последние годы отличительной тенденцией для развитых государств является расширение интеграции энергосистем и повышение уровня конкуренции в энергетическом секторе. С расширением конкурентных отношений и ростом количества субъектов рынка, создаются условия для снижения стоимости электроэнергии для конечных потребителей. Однако поддержание системной надежности существенно снижается из-за необходимости внесения дополнительных затрат, это послужило причиной для создания рынка услуг по обеспечению системной надежности в электроэнергетическом секторе при формировании конкурентных отношений. Системный оператор Единой энергосистемы обеспечивает процесс функционирования, производит расчет цен на системные услуги регулирования реактивной мощности за определенный период времени для каждого возможного исполнителя услуг. Цель функционирования - обеспечение требуемого уровня надежности работы электроэнер-

гетической системы, обеспечение бесперебойной поставки электроэнергии от производителя к потребителю и поддержание параметров в допустимых пределах. В то же время рыночные процессы подразумевают с целью повышения конкурентоспособности не только поддержание параметров в допустимых пределах, но и в оптимальных пределах, это приносит дополнительную прибыль участникам рынка. Регулирование процесса производства и потребления реактивной мощности является одним из сегментов рынка. Баланс реактивной мощности в электроэнергетической системе определяет уровень одного из основных качественных параметров – напряжения. Этот параметр оказывает влияние на надежную и экономичную работу энергосистемы.

В настоящее время в электроэнергетических системах регулирование напряжения реализуется организационно-технической системой, которая обеспечивает поддержание напряжения по графику в контрольных пунктах (КП) и, в допустимых пределах, - во всех точках сети. Основа системы – локальные автоматические регуляторы генераторов и РПН силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Основную роль играют генераторы, а устройства РПН осуществляют первичное регулирование. Однако этого недостаточно не только для обеспечения оптимальных значений напряжения в узлах, но и для поддержания уровней напряжения в допустимых пределах в ряде ремонтных и послеаварийных режимов [1]. Часто складываются ситуации, когда в ремонтных режимах при централизованном регулировании напряжения в одной части ЭЭС напряжение будет ниже номинального, а в другой части напряжение будет близко к максимально допустимому. В таких условиях, централизованное регулирование напряжения только за счет изменения генерации реактивной мощности источниками питания оказывается не эффективным. В электрических сетях задача регулирования напряжения напрямую связана с возможностью передачи мощности от генерации к потребителям. Снижение уровней напряжения на узловых подстанциях в ремонтных и послеаварийных режимах является основной причиной, требующей снижения перетока мощности для обеспечения статической устойчивости [1]. Кроме того, накладываются дополнительные требования на регулирование напряжения с точки зрения нормирования качества электроэнергии в точках передачи электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013[2].

Повышение эффективности регулирования напряжения в электрических сетях является актуальной научно-технической проблемой, решение которой позволяет приблизить уровень напряжения в системе к оптимальному, за счет чего достигается повышение надежности функционирования объектов энергетики, снижение потерь электрической энергии, обеспечение качества электроэнергии с учетом соблюдения интересов всех участников рынка.

Целью данной статьи является организация автоматизированного регулирования напряжения в электроэнергетической системе на централизованно-распределенном иерархическом принципе.

Для реализации поставленной цели необходимо рассмотреть следующие вопросы: анализ международного опыта автоматического управления напряжением, анализ существующих видов и принципов регулирования напряжения в электрических сетях, реализация автоматизированного регулирования напряжения в электроэнергетической системе по централизованно-распределенному иерархическому принципу с высокой степенью автоматизации.

Общемировой практикой является автоматизация процесса управления напряжением на уровне энергообъектов. С помощью локальных средств регулирования генераторов, СТК, УШР, трансформаторов и автотрансформаторов с устройствами РПН поддерживается заданное значение напряжения на выбранных шинах станций или подстанций. Опыта общесистемного автоматического регулирования напряжения немного. К наиболее удачным решениям можно отнести системы иерархического регулирования, созданные в Италии и Франции. В обоих вариантах используется вторичное регулирование напряжения, при котором энергосистема разбивается на соответствующие зоны, и в каждой из них заданные параметры напряжения поддерживаются на одном, пилотном узле (шине). Делается это посредством изменения выдачи реактивной мощности с нескольких выбранных генераторов, близких к пилотному узлу. В Италии добавлено общенациональное (третичное) регулирование, кото-

рое подразумевает периодическое изменение напряжения в пилотных узлах для уменьшения потоков реактивной мощности и потерь электроэнергии в национальной энергосистеме. Во Франции применяют усовершенствованный алгоритм распределения реактивной загрузки генераторов, участвующих во вторичном регулировании, который позволяет учитывать взаимное влияние генераторов, а также общее изменение режимной ситуации в зоне регулирования. Благодаря данной модификации получено координированное вторичное регулирование напряжения.

В энергосистемах США, Индии, Китая, Японии и стран Евросоюза имеются реальные примеры использования мультиагентных систем для решения задач управления напряжением. В энергетике мультиагентные технологии находят применение при создании информационных систем, разработке среды для переговоров участников рынка электроэнергии, в задачах обработки телеинформации при оценивании состояния электроэнергетических систем (ЭЭС) [3]. Это связано с переходом электроэнергетики на новую технологическую платформу, которая основывается на концепции интеллектуальных электрических сетей (smart grid), обозначенной в России как интеллектуальные электроэнергетические системы с активно-адаптивной сетью (ИЭЭС ААС) [3]. Данный принцип предусматривает наличие развитой системы автоматического управления, построенной с использованием интеллектуальных технологий, а также использование в электрических сетях активных устройств для регулирования режимов.

Российская практика контроля напряжения в энергосистемах построена на соответствии его значений заданным графикам (коридорам) в контрольных пунктах, рассчитываемым на этапе планирования режимов. Управляющие воздействия в этом случае поступают от диспетчеров подразделений СО или ЦУС ПМЭС, персонала станций и подстанций. В России было предложено автоматизировать процесс регулирования напряжения в масштабах энергосистемы за счет координированного управления уставками напряжения генераторов, средств компенсации реактивной мощности, а также коэффициентов трансформации трансформаторов с РПН. Для этого разработаны соответствующие алгоритмы и программные средства. На практике реализация такой системы столкнулась с рядом трудностей, главными из которых являются отсутствие иерархических принципов управления потоками реактивной мощности и регулирования напряжения. При наличии в электрической сети нескольких источников реактивной мощности, необходимо решение задачи оптимального распределения реактивной мощности между ними для снижения суммарных затрат, то есть решение балансовой и экономической задачи компенсации реактивной мощности.

Задача регулирования напряжения заключается не только в обеспечении нормальных технических условий, но и в экономичности совместной работы электрических сетей и производственных механизмов. Исторически развитие методов и способов регулирования напряжения и реактивной мощности происходило от низших иерархических уровней управления энергосистемами к высшим. В частности, вначале использовалось регулирование напряжения в центрах питания распределительных сетей — на районных подстанциях, где изменением коэффициента трансформации поддерживалось напряжение у потребителей при изменении режима их работы. Регулирование напряжения вначале применялось также непосредственно у потребителей и на энергообъектах (электростанциях, подстанциях). Эти способы регулирования напряжения сохранились и до настоящего времени и применяются на низших иерархических уровнях автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ). С точки зрения высших уровней АСДУ это локальные способы регулирования. Автоматизированная система диспетчерского управления высших уровней осуществляет координацию работы локальных систем регулирования и оптимизацию режима энергосистемы в целом. Локальное регулирование напряжения может осуществляться в центре питания или проводиться непосредственно у потребителей. На локальном уровне регулирования решаются следующие задачи: обеспечение оптимальных режимов работы оборудования; поддержание уровней напряжений смежных узлов; передача информации о режиме работы и уровне

напряжений района регулирования координирующему регулятору; прием и исполнение управляющих воздействий координирующего регулятора.

Централизованное регулирование напряжения (ЦРН) нацелено на обеспечение соблюдения установленных параметров надежности функционирования ЕЭС России и качества электрической энергии. Централизованное регулирование напряжения базируется на нескольких принципах. Его основой в электроэнергетической системе является принцип астатического поддержания напряжения на шинах станций и распределения реактивной мощности между генераторами станции, согласно критерию равенства коэффициентов использования располагаемой реактивной мощности каждого генератора станции, определяемых с учетом всех режимных ограничений. В соответствии с принципом стабилизации напряжение на шинах нагрузки поддерживается всегда на заданном уровне. Регулирование по заданному графику предусматривает стабилизацию разных заданных значений напряжений на различных временных интервалах. В этом случае график напряжения является ступенчатым. Принцип встречного регулирования заключается в установке значения напряжения на шинах НН понижающих подстанций в зависимости от тока нагрузки. В часы максимальной нагрузки напряжение поддерживается на 5...10% выше номинального (не ниже 1,05 от номинального напряжения), а в часы минимальных нагрузок - не выше номинального значения. Реализуется этот принцип путем изменения коэффициента трансформации силовых трансформаторов с помощью устройств РПН. К принципам регулирования напряжения также можно отнести отключение/включение части параллельно работающих элементов и участков электрической сети. Такой принцип регулирования является самым распространенным в настоящее время.

Местное регулирование напряжения является дополнением к ЦРН и разделяется на групповое и индивидуальное. Данный вид регулирования реализуется за счет изменения сопротивлений отдельных элементов, коэффициентов трансформации силовых трансформаторов или изменения величины протекающей по элементам сети реактивной мощности. Местное регулирование напряжение используется для обеспечения технически допустимых отклонений напряжения у электроприемников, в случае, если от общих трансформаторов питаются резко различающиеся по характеристикам нагрузки. Кроме того, этот вид регулирования напряжения позволяет решить задачу обеспечения оптимальных режимов работы электроэнергетических систем с учетом экономичности режима напряжения на зажимах электроприемника. Для осуществления местного регулирования напряжения рекомендуются следующие устройства: линейные регуляторы, предназначенные для независимого регулирования у части электроприемников; синхронные электродвигатели с автоматическим регулированием тока возбуждения; автоматически управляемые батареи конденсаторов; распределительные трансформаторы с РПН; регулируемые источники реактивной мощности (ИРМ).

Однако рассмотренные виды регулирования напряжения не обеспечивают не только оптимальные значения напряжений в узлах и потоков реактивной мощности в ветвях, но и не всегда удовлетворяют требуемым в настоящее время уровням надежности.

Предлагается реализация автоматизированного регулирования напряжения в электроэнергетической системе по централизованно-распределенному иерархическому принципу с высокой степенью автоматизации. Его реализация предусматривает три уровня регулирования напряжения. Реализация данного принципа приведена на рис. 1.

На верхнем уровне осуществляется сбор и обработка информации о схемно-режимной ситуации системы, формируются управляющие воздействия для устройств среднего уровня в виде уставок. Эту функцию может выполнять АСДУ, которая является центром управления и обеспечивает централизованное регулирование напряжения.

На среднем уровне осуществляется функция распределенного регулирования напряжения автоматическими групповыми регуляторами в энергетических сегментах, границы которых определяются по кластерному принципу.

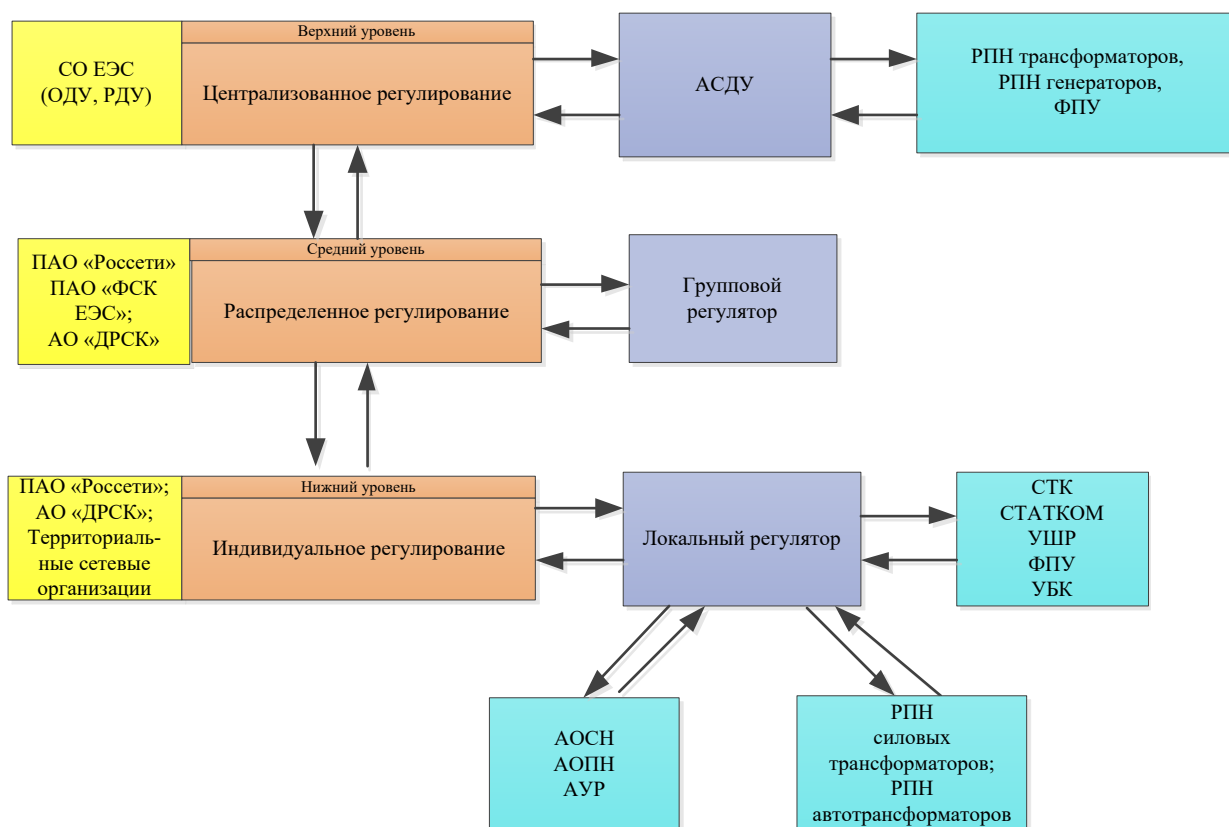


Рис.1. Централизованно-распределенный иерархический принцип регулирования напряжения

Основная идея распределенного регулирования заключается в получении системного эффекта от совместного и согласованного использования управляемого оборудования нескольких энергообъектов в отдельных тяжелых и критических режимах, что позволит сократить затраты на установку дополнительных технических устройств и повысить пропускную способность электрических сетей. Автоматический групповой регулятор напряжения координирует работу локальных регуляторов напряжения, установленных на нижнем уровне иерархии. Он, являясь автоматической системой регулирования напряжения среднего уровня, обеспечивает заданные параметры напряжения на шинах подстанции по команде с верхнего уровня, определяет согласованные уставки локальных регуляторов и локальной противоаварийной автоматики. Технически такой регулятор напряжения представляет собой вычислительный комплекс, установленный в центре управления напряжением электроэнергетического сегмента, работающий в автоматическом режиме и оснащенный цифровыми каналами связи с локальными регуляторами нижнего уровня и АСДУ.

На нижнем уровне осуществляется автоматическое регулирование напряжения локальными системами управления, обеспечивающими загрузку по заданному значению (для регулируемых) и коммутации (для ступенчато управляемых) устройств, установленных на подстанциях. Такими устройствами являются регулируемые устройства компенсации реактивной мощности, устройства РПН силовых трансформаторов и автотрансформаторов, локальной противоаварийной автоматики (ПА) следующих типов: автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН), автоматики ограничения повышения напряжения (АОПН) и автоматики управления реактором (АУР). Наиболее эффективными для поставленной задачи являются статические тиристорные компенсаторы (СТК), статические компенсаторы реактивной мощности (СТАТКОМ), управляемые шунтирующие реакторы (УШР), фазопоротные устройства (ФПУ) и управляемые батареи конденсаторов (УБК).

Централизованно-распределенный иерархический принцип регулирования напряжения предусматривает непрерывный обмен информацией между всеми уровнями иерархии. В

случае потери связи групповой регулятор должен выполнять функции управления локальными регуляторами по собственным алгоритмам.

В данной статье рассмотрен централизованно-распределенный иерархический принцип регулирования напряжения в электроэнергетической системе с высокой степенью автоматизации. Реализация данного принципа позволит повысить эффективность регулирования напряжения в электроэнергетической системе путем поддержания оптимальных уровней напряжения на шинах электрических станций и подстанций во всех режимах для повышения режимной надежности и снижения потерь при передаче и распределении активных и реактивных мощностей в электрических сетях.

Библиографический список

1. Савина, Н.В. Управление потоками реактивной мощности в активно-адаптивных электрических сетях [Текст] : учеб. пособие / Н. В. Савина; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 61 с.
2. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014.07.01. – М. : Стандартиформ, 2013. – 10 с.
3. Закарюкин, В.П. Интеллектуальные технологии управления качеством электроэнергии/ В.П. Закарюкин, А.В. Крюков, А.В. Черепанов.- Иркутск: ИрГУПС, 2015.- 218 с.

Bibliographic list

1. Savina, N.V. Reactive power flow control in active-adaptive electric networks [Text]: studies. allowance / N.V. Savina; AmSU, En.f. - Blagoveshchensk: Amur Publishing House. state University, 2013. - 61 p.
2. GOST 32144-2013. Electric Energy. Electromagnetic hardware compatibility. Standards of quality of electrical energy in general-purpose power supply systems. - Enter 2014.07.01. - M.: Standardinform, 2013. - 10 p.
3. Zakaryukin, V.P. Intellectual technologies of power quality control / V.P. Zakaryukin, A.V. Kryukov, A.V. Cherepanov.- Irkutsk: IrGUPS, 2015.- 218 p.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.31

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЁННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С МАЛОЙ ПОТРЕБЛЯЕМОЙ МОЩНОСТЬЮ. АКТУАЛЬНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ НИХ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Мясоедов Ю.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
профессор, кандидат технических наук yuriy.myasoedov@gmail.com;

Музыченко Г.Е., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, gosha1818@mail.ru;

Намаконова Н.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, namakonova.n@yandex.ru.

Аннотация: применение возобновляемых источников энергии для электроснабжения удалённых потребителей малой мощностью взамен применение дизельных электростанций и строительства линий электропередач.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, солнечные батареи, ветрогенераторы, линия электропередач, дизельные электростанции.

ANALYSIS OF ELECTRIC POWER SUPPLY TO REMOTE CONSUMERS WITH LOW CONSUMPTION POWER. THE URGENCY OF APPLICATION FOR THEIR RENEWABLE ENERGY SOURCES

Myasoedov Yu.V., FGBOU VO «Amur State University», Professor Candidate of Technical Sciences, yuriy.myasoedov@gmail.com;

Muzychenko G.E., FGBOU VO «Amur State University», undergraduate, gosha1818@mail.ru

Namakonova N.A., FGBOU VO «Amur State University», undergraduate,
namakonova.n@yandex.ru.

Abstract: the use of renewable energy sources for power supply to remote consumers of low power instead of the use of diesel power plants and the construction of power lines.

Key words: renewable energy sources, solar panels, wind generators, power lines, diesel power plants.

Определение и актуальность выявленной проблемы

В современном мире одной из ведущих отраслей является электроэнергетика, так как она является важнейшим фактором во всех сферах экономики и производства. В настоящее время происходит развитие энергетики путем внедрения новых технологий. Наблюдается значительный рост производства электроэнергии. В России на сегодняшний день находится в работе около 600 электростанций общей мощностью 220 тыс. МВт. Электроэнергетическая отрасль управляется государством, большая ее часть объединена в Единую энергетическую систему России, которая охватывает большую часть страны и имеет диспетчерское управление. Каждая электроэнергетическая компании России выполняет свою функцию. К основным группам компаний можно отнести: генерирующие, электросетевые, энергосбытовые, а также компании, осуществляющие управление режимами. В нашей стране большая часть

территории находится вне централизованной системы энергоснабжения и на ней проживает около 10 млн человек. Проблема энергоснабжения территории находящейся вне централизованной системы энергоснабжения стоит очень остро. В связи с этим на данных территориях перспективным направлением является использование местных возобновляемых источников энергии. Это позволит существенно экономить количество жидкого и твердого топлива, доставка которых необходима для обеспечения жизнедеятельности. Подключение отдаленных потребителей к единой энергосистеме и строительство для этих целей воздушных линий электропередач, с учетом постоянно растущих цен на строительные материалы, представляется экономически нецелесообразным.

Особенностью России, в первую очередь характерной для регионов Сибири и Дальнего Востока, является весьма низкая плотность населения на громадных, слабо освоенных в производственном отношении территориях. Поэтому, даже в районах с развитой энергетической системой, имеется значительное количество мелких удаленных и малонаселенных поселений. К таким потребителям относятся отдельные населенные пункты или их группы, изолированные от централизованного электроснабжения и имеющие слабые транспортные связи с промышленно-развитыми районами. На этой территории проживает малочисленное население, в основном состоящее из представителей малых северных народностей. По типу производства – это преимущественно предприятия сельскохозяйственного, горнодобывающего и сырьевого использования (оленоводство, пушное звероводство, животноводство, промысел, рыболовство, земледелие, лесозаготовки и деревообработка, добыча руды, драгметаллов, топлива и т. д.). Энергетические нагрузки этой категории потребителей составляют от десятков кВт до сотен кВт. Условия функционирования систем энергетики в районах Сибири и Севера определяются, прежде всего, наличием и запасами ископаемых топливно-энергетических ресурсов. Проблема надежного и качественного электроснабжения мелких удаленных и малонаселенных поселений, рассредоточенных по огромной территории России, остается острой в социальном, техническом и экономическом аспектах [1].

По степени централизации электроснабжения на территории России можно выделить три зоны:

- 1 зона включает экономически более развитые, входящие в сферу действия объединенных энергосистем;
- 2 зона охватывает районы, находящиеся на более низких стадиях формирования систем централизованного электроснабжения. Здесь функционируют и развиваются изолированные районные энергосистемы и энергоузлы;
- 3 зона включает небольшие изолированные энергоузлы, главным образом сельские населенные пункты, не охваченные централизованным электроснабжением, удаленные от топливных баз, имеющие сложнейшую схему доставки топлива. Потребители такого типа рассредоточены практически по всем районам Севера, Сибири и Дальнего Востока. Обеспечение таких потребителей электроэнергией может быть, в общем случае, осуществлено либо за счет централизованного электроснабжения, либо созданием децентрализованных зон. Техническая выполнимость электроснабжения объекта путем строительства линии электропередачи (ЛЭП) зависит от установленной мощности объекта электроснабжения и расстояния до ближайшего пункта присоединения к централизованной электрической сети. При использовании ВЛ на напряжение 6, 10 кВ, электрификация от централизованных электрических сетей объектов мощностью 250 кВт ограничивается расстоянием не более чем 10 км при увеличении расстояния отклонение напряжения будет более 5 %. Использование более высокого напряжения распределительной сети позволяет, при тех же условиях, несколько увеличить дальность централизованного электроснабжения, но строительство более высоковольтных и соответственно более дорогих ЛЭП (например, 35 кВ) при малых передаваемых мощностях нецелесообразно из-за низкого коэффициента загрузки по мощности. Соответственно, оценивать экономические характеристики высоковольтной ЛЭП, работающей в режиме близком к холостому ходу нерационально из-за больших потерь и экономической нецелесообразности. Таким образом, с точки зрения удаленности от ближайшей точки присо-

единения к электрической сети, для подавляющего большинства объектов электрификации, расположенных в районах с низкой плотностью населения и слабо развитой инфраструктурой, технический критерий электрификации путем строительства ЛЭП невыполним. Помимо этого, чисто технического ограничения, встает вопрос о дороговизне как самого строительства линий электропередач, так и содержания, и обслуживания. Все это, вместе взятое, делает совершенно очевидным маловероятность возможности электроснабжения мелких удаленных потребителей с помощью присоединения их к централизованным электрическим сетям. По второму варианту электрообеспечения малонаселенных и удаленных поселений (через создание децентрализованных зон) наиболее распространенным источником электроэнергии являются стационарные и передвижные дизельные электростанции (ДЭС), которых по России насчитывается более 5 тыс. штук, и которыми вырабатывается порядка 1,8 млрд. кВт·ч. Основными проблемами электроснабжения удаленных и малонаселенных поселений от ДЭС является:

- плохое техническое состояние электроисточников;
- дальний транспорт топлива и зависимость от его поставок;
- ограниченность сроков сезонного завоза (до некоторых удаленных пунктов топливо транспортируется год и более, с промежуточным хранением на перевалочных базах) в наиболее труднодоступных районах;
- слабое развитие транспортной инфраструктуры;
- зависимость от бюджетного финансирования.

Слабое развитие транспортной инфраструктуры в значительной мере осложняет проблему топливоснабжения. Большие расстояния перевозок, многозвенность и сезонность завоза топлива приводят к высоким потерям и многократному его удорожанию. У наиболее удаленных потребителей транспортная составляющая стоимости привозного топлива достигает 70...80 %. Источники малой мощности, используемые для автономного электроснабжения, как правило, имеют низкие технико-экономические показатели. В дополнение к этому рост цен на топливо, увеличение транспортных тарифов (что особенно сказывается в удаленных районах) приводят к высокой себестоимости производства электроэнергии – в несколько раз выше, чем в среднем по системам централизованного электроснабжения. Недопоставки топлива влекут за собой длительные перерывы энергоснабжения.

Из всего этого можно сделать вывод, что энергоснабжение удаленных потребителей малой мощности с помощью подключения ЛЭП к централизованной системе энергоснабжения в большинстве случаев экономически не целесообразно, а электрификация с помощью дизельных электростанций приводит к значительному росту цен на электроэнергию из-за дороговизны топлива для этих станций так, стоимость одного кВт·ч электроэнергии, вырабатываемой с помощью ДЭС, доходит до 10 рублей. В то же время многие из регионов обладают значительным энергетическим потенциалом возобновляемых источников энергии, использование которых крайне актуально. Поэтому проблему энергоснабжения удаленных потребителей, находящихся вне централизованной системы энергоснабжения, может решаться с помощью возобновляемых источников энергии.

Применение ВИЭ для энергоснабжения удаленных потребителей малой мощности

Россия имеет большой потенциал в область возобновляемых источников энергии, а их использование пока мало. В настоящее время существует уже значительное количество различных ВИЭ и при подключении потребителей для каждого случая может быть разработано несколько вариантов с использования различных ВИЭ. При расположении потребителей рядом с реками можно использовать мини и микроГЭС, при обилии ветров можно использовать ветростанции, при наличии вблизи потребителей геотермальных источников геотермальные станции, также для большинства случаев можно использовать солнечные станции.

В качестве примера рассмотрим территорию республики Саха Якутия. На данной территории порядка 70% населенных пунктов не подключены к централизованному энергоснабжению. В рассматриваемой перспективе зона автономного электроснабжения сохранит-

ся в силу больших расстояний между населенными пунктами и слабой транспортной инфраструктурой. ВИЭ в ближайшей перспективе могут эффективно использоваться в зоне децентрализованного электроснабжения. Основная цель применения ВИЭ – сокращение расхода дизельного топлива, снижение затрат на его завоз и использование. Республика Саха (Якутия) обладает значительным потенциалом возобновляемых природных энергоресурсов, на (рис 1,2) видно, что в данном регионе значительное поступление солнечной энергии и большая скорость ветров что делает перспективным применение здесь солнечных панелей и ветрогенераторов.



Рис. 1,2. Распределение поступлений солнечной энергии и скоростей ветра на территории России

Для примера возьмем с. Абый в республике Саха Якутия. В селе проживает порядка 500 человек. Для электроснабжения этих потребителей необходима мощность в размере 100 кВт. Сейчас электроснабжение происходит от дизельных электростанций, на 2014 год тариф на электроэнергию для зоны децентрализованного энергоснабжения в Якутии составил 30,54 руб./кВт·ч. Ближайшая подстанция, к которой можно подключиться к централизованному электроснабжению, является ПС Хандыга на напряжение 220 кВ, которая находится на расстоянии 1000 км. На это расстояние ЛЭП должна быть на класс напряжения 500 кВ. При использовании минимального сечения для ЛЭП 500 кВ, загрузка линии будет практически равна нулю. Капиталовложения на сооружение всей линии 24644 миллиона рублей. При таких больших капиталовложениях проект имеет низкую экономическую привлекательность. Поэтому для электроснабжения данных потребителей экономически целесообразно использовать возобновляемые источники энергии. Для электроснабжения села Абый оптимально использовать комбинированную электростанцию с использованием солнечных батарей и

ветрогенераторов, поскольку в данном районе солнечная активность наибольшая с марта по сентябрь, а скорость ветров максимальна с сентября по февраль. В качестве солнечных батарей выберем HH-POLY280W мощностью 280-300 Вт в количестве 40 штук и ветрогенераторы HY-1000L мощностью 1000 Вт в количестве 30 штук, также надо предусмотреть резерв мощности, который будет храниться, для этого предусмотрим установку аккумуляторных батарей DeltaGX 12-100 в количестве 10 штук. Выработка солнечных батарей и ветрогенераторов по месяцам представлена на (рис. 3,4).

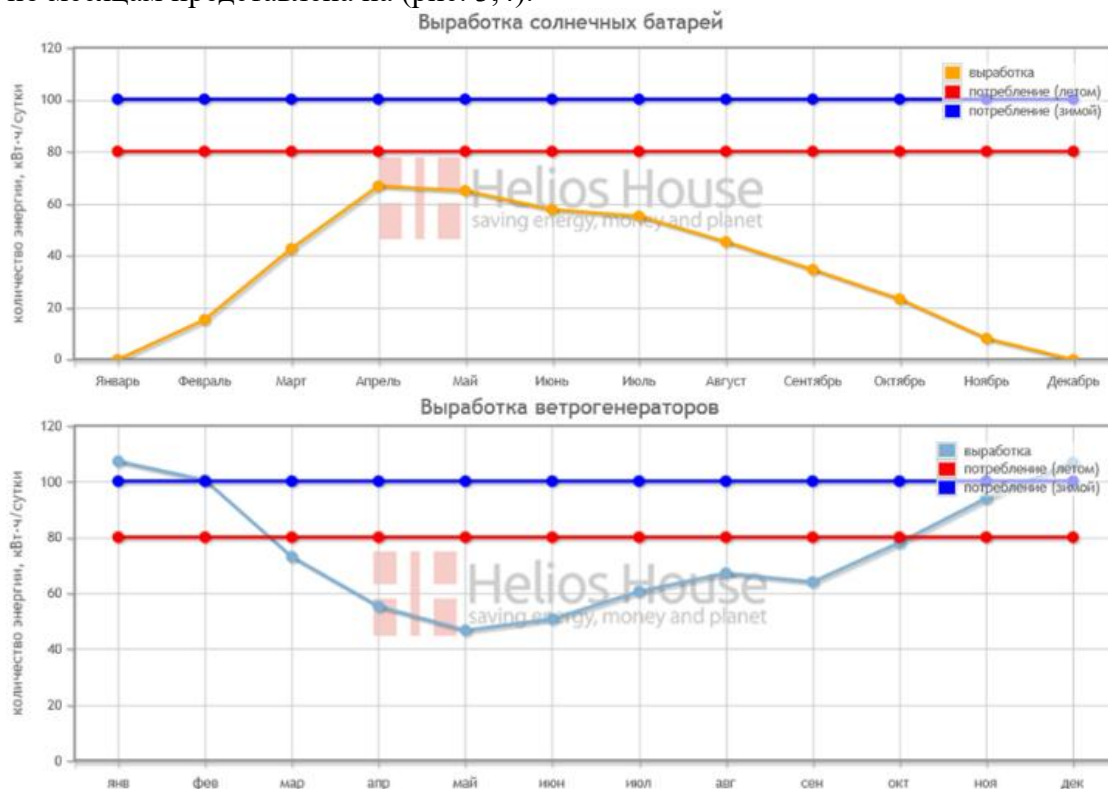


Рис. 3,4. Выработка солнечных батарей и ветрогенераторов

Суммарные капиталовложения в проект составят 5,1006 миллиона рублей без учета сопутствующих затрат строительству. С учетом сопутствующих затрат строительству капиталовложения составят 5,838 миллиона рублей. Среднегодовая выработка электроэнергии: 109.77 кВт·ч/сутки (рис. 5). Расчеты годовой и месячной выработки электроэнергии солнечных панелей и ветрогенераторов выполнена с учетом климатической особенности местности при помощи онлайн калькулятора солнечной, ветровой энергии [3]. При ценах на электрическую энергию 4,2 рубля за кВт·ч. За год прибыль от проекта составит 168,281 миллиона рублей. Тогда срок окупаемости проекта составит пол месяца.



Рис. 5. Суммарная выработка электроэнергии

Выводы. Для электроснабжения удалённых потребителей с малой потребляемой мощностью, подключение их к централизованному энергоснабжению посредством строительства ЛЭП имеет низкую экономическую эффективность из-за больших капиталовложений в данный проект. Использование дизель-генераторов для электроснабжения этих потребителей завышает цену на электроэнергию в десятки раз. Таким образом, из расчетов, представленных выше, следует, что для электроснабжения удалённых потребителей с малой потребляемой мощностью целесообразнее применять ВИЭ, так как срок окупаемости данного проекта намного меньше, чем при подключении посредством строительства ЛЭП. Использование ВИЭ для таких потребителей дает не только экономический эффект, но также и экологический, поскольку для ВИЭ не требуется сжигание топлива, что приводит к загрязнению экологии, и не требуется выделения значительных участков земли под охранную зону и под строительство подстанций.

Библиографический список

1. Башмаков, И.А. Региональная политика повышения энергетической эффективности: от проблем к решениям / И.А. Башмаков. – М.: ЦЭНЭФ, 1996. – 192 с.
2. Мяки, А.Э. Истинные причины проблем отопления в северных регионах / А.Э. Мяки // Топливо-энергетический комплекс № 2, 2003.– С. 95–98.
3. Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.helios-house.ru/on-line-kalkulyator.html>

Bibliographic list

1. Bashmakov, I.A. Regional policy of increasing energy efficiency: from problems to solutions / I.A. Bashmakov. - M.: CENEF, 1996. - 192 p.
2. Mäki, A.E. The true causes of heating problems in the northern regions / A.E. Mäki // Fuel and Energy Complex No. 2, 2003.– P. 95–98.
3. Electronic resource - Access mode: <http://www.helios-house.ru/on-line-kalkulyator.html>



УДК 621.311

**ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПЕРЕХОДА
НА РАСПРЕДЕЛЕННУЮ ГЕНЕРАЦИЮ**

Савина Н.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
доктор технических наук, профессор, e-mail: nataly-savina@mail.ru
Жукова В.М., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
студент, e-mail: viktorija_mixailovna@mail.ru

Аннотация: в статье представлены основные проблемы архитектуры электроэнергетической системы России, введено понятие и особенности объектов распределенной генерации энергии. Представлены статистические данные о количестве объектов распределенной генерации энергии, показана целесообразность и пути перехода на распределенную.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, изолированные электроэнергетические системы, распределенная генерация энергии, централизованное энергоснабжение, электроэнергетическая система.

**EVALUATION OF THE FEASIBILITY OF THE TRANSITION
TO DISTRIBUTED GENERATION**

Savina N.V., FGBOU VO «Amur State University», Acting Head of the Department of Energy, Professor, Doctor of Engineering Sciences, e-mail: nataly-savina@mail.ru
Zhukova V.M., FGBOU VO «Amur State University», student, e-mail:
viktorija_mixailovna@mail.ru

Abstract: the article presents the main problems of the architecture of the electric power system of Russia, introduced the concept and features of objects of distributed power generation. The statistical data on the number of objects of the distributed energy generation is presented, the expediency and the ways of transition to the distributed one are shown.

Keywords: renewable energy sources, isolated electrical power systems, distributed energy generation, centralized power supply, electric power system.

В настоящее время слабая управляемость и большая протяженность электрических сетей России приводит к неэффективной эксплуатации и функционированию электроэнергетической системы (ЭЭС) в целом. Вследствие чего на территории страны наблюдаются проблемы надежности электроснабжения потребителей, особенно на территориях, не имеющих возможности подключения к централизованному энергоснабжению. Кроме того, энергетическая структура страны неоднородна по своему развитию. Примером может служить слабо развитая энергетическая инфраструктура Восточной Сибири и Дальнего Востока. Централизованная генерация электрической энергии не является выходом из сложившейся ситуации. Именно поэтому возникла необходимость создания технологий использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), а также многофункциональных энергетических комплексов для автономного энергообеспечения потребителей в районах, не подключенных к системам централизованного электроснабжения. Целесообразность их использования подтверждается

тенденцией широкомасштабного перехода от централизованного электроснабжения к распределенной генерации энергии во многих странах мира.

Целью статьи является анализ возможностей распределенной генерации энергии для повышения надежности и эффективности электроснабжения потребителей.

Для ее реализации необходимо рассмотреть следующие вопросы:

- исследование причин целесообразности перехода на распределенную генерацию энергии;
- анализ технологий распределенной генерации энергии и выбор наиболее эффективных для Восточной Сибири и Дальнего Востока;
- определение направлений внедрения распределенной генерации в электроэнергетическую систему.

Для перехода на путь энергоэффективного развития страны в [1] предусмотрено широкое использование объектов и технологий распределенной генерации, которая рассматривается как ключевой элемент перехода от традиционной структуры ЭЭС XX века к новым технологиям и практикам XXI века. Этот переход должен осуществляться на основе внедрения технологий интеллектуальных электроэнергетических систем (smart grid), когенерации, цифровизации, производства энергии на основе использования ВИЭ с активным вовлечением потребителей. В результате ожидается повышение энергетической эффективности и улучшение экологической обстановки за счет возобновляемых источников энергии.

Причинами такого перехода стали множество факторов:

1. Низкая эффективность централизованных систем энергоснабжения. Электроэнергетические системы России и зарубежных стран со второй половины XX века исторически развивались в похожей логике. Электростанции, по соображениям экологии, часто располагались на значительном удалении от крупных городов. Их сооружали обычно вблизи мест добычи топлива, либо недалеко от транспортных коридоров, по которым это топливо перевозилось. Поэтому для передачи электрической энергии от станций потребителям сооружались магистральные и распределительные электрические сети общей протяженностью в сотни тысяч километров. При этом на уровне распределительных сетей среднего и низкого напряжения потребитель, как правило, находился в конце цепочки и не всегда имел резервный источник питания от электроэнергетической системы. Средняя единичная мощность станций постоянно росла, увеличившись с 1920-х до 1980-х гг. более чем в 500 раз. Несколько десятилетий такая архитектура электроэнергетических систем оставалась в целом неизменной.

2. Развитие эффективных технологий распределенной генерации. Появление в 1970-1980-х гг. в США и Европе новых технологий производства электроэнергии (газотурбинных, газопоршневых и парогазовых установок) и бурное развитие ВИЭ привело к росту вводов распределенной генерации.

3. Либерализация электроэнергетики. В результате либерализации всего за 20-30 лет потребитель от ситуации детерминированного электроснабжения от централизованной электроэнергетической системы пришел к возможности выбора новых энергоэффективных технологий производства электроэнергии, которые позволяют использовать их, исходя из индивидуальных приоритетов стоимости, надежности и качества энергоснабжения.

Сегодня во многих европейских странах на распределенную генерацию энергии приходится в среднем около 10% от общего объема производства электроэнергии (в Дании >50%). Кроме того, в Дании планируется переход на возобновляемую энергетику до 33% к 2020 году и полный отказ от ископаемого топлива к 2050 году. В США эксплуатируется около 12 млн. установок распределенной генерации энергии (единичной мощностью до 60 МВт) общей установленной мощностью свыше 220 ГВт, а темпы прироста составляют порядка 5 ГВт в год [2].

В ряде стран были приняты стратегические документы по развитию электроэнергетики в направлении использования распределенной генерации энергии: в ЕС – Директива 2004/8/ЕС от 11.02.2004 «О развитии когенерации на основе полезного тепла на внутреннем

энергетическом рынке», в США – «Калифорния. План развития Распределенной генерации», в Австралии – «Программа по реформированию энергетики Австралии» [3].

По данным Росстата, в России в 2016 г. работало 36 тысяч электростанций мощностью не более 25 МВт, а их суммарная мощность составила 13 ГВт. Примерно 8,5 ГВт (т.е. около 2/3 всей мощности распределенной генерации) эксплуатируется в зоне децентрализованного энергоснабжения. Только 1 тысяча объектов имеет мощность более 500 кВт, а средняя мощность еще почти 35 тысяч децентрализованных ЭС составляет в среднем около 30 кВт. В сравнении с 2006 г. увеличение мощности объектов распределенной генерации составило около 3 ГВт. Основная часть упомянутых объектов – это тепловые электростанции, на которые приходится 92 % общей мощности (оставшиеся 8% приходятся на солнечные, гидравлические и другие станции) [4]. По данным McKinsey & Company, ЕЭС России по состоянию на 2017 г. включала около 5 ГВт распределенной генерации энергии мощностью менее 25 МВт и еще как минимум 10 ГВт – мощностью более 25 МВт. Общую мощность объектов распределенной генерации энергии в России в 2017 г. можно оценить величиной около 23–24 ГВт. По данным Росстата, совокупная установленная мощность электростанций в России в 2016 г. составляла около 255 ГВт [4]. Таким образом, долю распределенной генерации энергии в электроэнергетической системе страны можно оценить в 9–9,5%.

Этот показатель является низким по сравнению с другими странами. При этом более 70% всей распределенной генерации РФ расположено в изолированных районах, неохваченных централизованными сетями. Кроме того, в российском законодательстве до сих пор отсутствует понятие распределенной генерации, и отрасль пока никак не регулируется. Именно поэтому в России распределенную генерацию энергии воспринимают как обособленный субъект, способный только на энергоснабжение изолированных объектов. В то же время в мире распределенная генерация энергии считается одним из важнейших элементов энергетики будущего. Поэтому, приоритет ее ввода в мире растет и его разрыв относительно традиционных источников энергии будет только увеличиваться.

Под термином «распределенная генерация энергии» понимают совокупность электростанций, расположенных близко к месту потребления энергии и подключенных либо непосредственно к потребителю, либо к распределительной электрической сети (в случае, когда потребителей несколько) [5]. Также, термин «распределенная генерация энергии» используется как синоним понятия генерации в децентрализованной электроэнергетической системе для энергоснабжения изолированных потребителей. Иногда под ним понимают использование источников энергии малой мощности (например, до 25 МВт и/или 20 Гкал/ч) [6].

К технологиям распределенной генерации энергии относят [6]:

- прямое сжигание твердого топлива (теплофикационные паротурбинные установки (ПТУ), газопоршневые двигатели (ГПД), газотурбинные установки (ГТУ), парогазовые установки (ПГУ));

- технологии на природном газе (ГПД, ГТУ, ПГУ, топливные элементы (ТЭ));

- ветроустановки (ВЭУ) и малые гидроэлектростанции (МГЭС),

- фотоэлектрические установки (ФЭУ) и солнечные электростанции (СЭС);

- низкопотенциальное тепло (теплонасосные установки (ТНУ));

- атомные станции малой мощности (АСММ).

Устройства распределенной генерации энергии обладают возможностью быстрого расширения и могут быть построены в короткие сроки для обеспечения равновесия спроса и предложения. Эти устройства меняют роль потребителя – он становится просьюмером, т.е. тем, кто одновременно генерирует и потребляет энергию.

В России распределенная генерация энергии имеет потенциал для роста, существенно превышающий среднемировые показатели. Это объясняется тем, что изолированные территории, не относящиеся к электроэнергетическим системам и составляющие более 2/3 территории страны, не эффективно и не экономично подключать к централизованному энергоснабжению. Так как при этом значительно возрастают затраты на строительство протяженных линий электропередачи, на транспорт электроэнергии и тепла. Кроме того, на большей

части территории страны отмечается низкая плотность населения (1,2 человека на 1 км²), что так же говорит о нецелесообразности использования централизованного электроснабжения. В то же время широкая доступность газа (53 % в структуре внутреннего потребления топливно-энергетических ресурсов) и дизельного топлива облегчает построение локальных генерирующих мощностей на базе ГПД, ГТУ и дизельных установок.

Для России наиболее перспективными являются технологии на основе ВИЭ, что подтверждается потенциалами распределенной генерации на основе ВИЭ [7]:

- солнечная энергия – 2300 млн т у.т.;
- ветровая энергия – 2000 млн т у.т.;
- геотермальная энергия – 180 т у.т.;
- энергия течений, волн, приливов / отливов – 125 т у.т.;
- низкопотенциальное тепло – 115 т у.т.;
- энергия биомассы – 53 т у.т.

ВИЭ распространены по территории страны неравномерно. Например Амурская область обладает внушительным количеством гидроресурсов, запасы которых (по данным института Гидропроект) ориентировочно оцениваются в 600 млрд кВт·ч. По оценке компании «ЕвроСибЭнерго», экономический гидроэнергетический потенциал речного стока Дальневосточного региона составляет, примерно, 200 млрд кВт·ч. в год.

На сегодняшний день развитие ВИЭ в изолированных районах России является перспективным направлением. Так, в последние несколько лет построены солнечные электростанции в Якутии в с. Батагай, Ючюгей, Дулгалах и др. Причиной их возведения послужило желание уменьшить затраты на стоимость электроэнергии, поскольку основной составляющей цены является стоимость доставки топлива в отдаленные районы. Установка ВИЭ-генерации позволяет добиться существенной экономии.

Кроме того, на сегодняшний день наблюдается тенденция к использованию промышленным потребителем собственных источников энергии. Например, Сургутнефтегаз в 2017 г. завершил сооружение электростанции мощностью 8 МВт на попутном газе Южно-Нюрымского месторождения в Тюменской области (23-я по счету станция в компании). Тепличный комбинат «Липецкагро» в Липецкой области сооружает энергетический центр на базе ГПУ для своих теплиц (пуск первой очереди состоялся в 2014 г., общая мощность до 30 МВт). Птицефабрика в Якутии в 2014 г. запустила собственный автономный энергетический центр на основе микротурбин мощностью 650 кВт, среди аналогичных объектов – рестораны, офисные центры, складские комплексы в Московской области. Жилой микрорайон в центре Южно-Сахалинска с 2009 г. получает тепловую и электрическую энергию от ГПУ автономного энергетического центра мощностью 7,5 МВт; аналогичные примеры есть в Новосибирске и других городах [8]. Эти тенденции обусловлены отсутствием четкой связи между ценой на электроэнергию и потребительским спросом и, соответственно, невозможностью влияния потребителей на стоимость электроэнергии.

Переход промышленных предприятий на собственную генерацию не проходит бесследно для Единой энергетической системы (ЕЭС), которая в этом случае теряет самых крупных и сильных потребителей. В результате на оставшихся потребителей ложится содержание всей электроэнергетической системы, что и приводит к росту цен на электроэнергию.

В целом, применение новых технологий распределенной генерации энергии в России происходит в режиме «вынужденной необходимости» при неприемлемых параметрах электроснабжения из ЕЭС (напр., цена электроэнергии, ее качество) или из-за невозможности обеспечить электроснабжение объектов в связи с их удаленностью.

Таким образом, сложившаяся архитектура электроэнергетики в России построена на принципах укрупнения мощностей, централизации и иерархии. Для масштабного развития распределенной генерации энергии в имеющуюся структуру потребуются существенные изменения. Новая архитектура энергетики должна быть построена на принципах децентрализации управления и обеспечения свободного обмена энергией между всеми субъектами рынка.

Для реализации «энергетического перехода» необходимо осуществить масштабные изменения в нормативно-правовой базе российской электроэнергетики. Нормативное регулирование рынка после изменений должно обеспечивать необходимые условия для развития электроэнергетики в данном направлении. Основные ограничения состоят в том, что новая нормативная база должна:

- создать новые возможности для потребителей;
- обеспечить повышение системной эффективности, т.е. создать условия для реализации преимуществ для других субъектов и для системы в целом;
- «узаконить» появление новых субъектов (активных потребителей и просьюмеров, операторов микроэнергосистем и агрегаторов распределенных энергетических объектов, различных сервисных организаций), дерегулировать отношения между ними, стандартизировать интерфейсы взаимодействия с ЕЭС и трансформировать энергетические рынки.

Есть и важное ограничение: новая нормативная база должна быть разработана, согласована и запущена в виде нормативных актов уже к 2020-2025 гг., т.е. в период возможного возникновения дефицита в электроэнергетической системе.

Для успешного внедрения распределенной генерации энергии, помимо создания нормативной базы, необходимо решить следующие задачи:

1. Определение оптимального местоположения источников распределенной генерации энергии. В качестве критериев размещения можно рассматривать снижение тарифов, уменьшение потерь электроэнергии, повышение надежности энергоснабжения и улучшение экологической обстановки.

2. Обеспечение параллельной работы электроэнергетической системы совместно с объектами распределенной генерации энергии. Такой режим работы значительно усложняет расчет статической и динамической устойчивости. Процессы в системах с распределенной генерацией энергии изучены мало и требуют научной проработки.

Выводы

1. Показаны необходимость и целесообразность перехода на распределенную генерацию энергии.

2. Выбраны наиболее эффективные технологии распределенной генерации для Восточной Сибири и Дальнего Востока.

3. Определены направления внедрения распределенной генерации в ЭЭС.

4. Оптимальный сценарий развития распределенной генерации энергии в России позволит не только существенно снизить затраты на развитие сетевого комплекса, способствуя при этом сдерживанию роста цен на электроэнергию и расширению потребительского выбора, но и повысить энергоэффективность, снизить выбросы парниковых газов, повысить инвестиционную привлекательность энергетики, создать новые производства и рабочие места.

Библиографический список

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 №1715-р.

2. Кучеров, Ю.Н. Анализ зарубежного опыта развития распределенной генерации и условий ее работы в составе энергосистемы / Ю.Н. Кучеров // Круглый стол «Интеграция в электроэнергетическую систему объектов малой генерации» 5 марта 2014 .

3. Кожуховский, И.С. О проблемах развития малой распределенной энергетики в России / И.С. Кожуховский . - 2014 .

4. Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО. Распределенная генерация – потенциал в России [Электронный ресурс] // 2018 г. URL : https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_DER-3.0_2018.02.01.pdf (дата обращения: 08.02.2019)

5. Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО. Развитие распределенной генерации [Электронный ресурс] // 2012 г. URL :

http://smartmetering.ru/common/upload/SEneC_Distributed_Generation.pdf (дата обращения: 05.02.2019)

6. Стенников, В. А. Централизованная и распределенная генерация – не альтернатива, а интеграция / В.А. Стенников, Н.И. Воропай // Известия РАН. Энергетика № 1, 2014.- С. 64–73.

7. Илюшин, П.В. Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению / П.В. Илюшин.- 2015.

8. Налбадян, Г.Г. Ключевые факторы эффективного применения технологий распределенной генерации в промышленности / Г.Г. Налбадян, С.С. Жолнерчик. - 2018.

Bibliographic list

1. Energy strategy of Russia for the period up to 2030. Approved by the order of the Government of the Russian Federation of 13.11.2009 No. 1715-p.

2. Kucherov, Yu.N. Analysis of foreign experience in the development of distributed generation and its working conditions as part of the power system / Yu.N. Kucherov // Round table “Integration of small generation facilities into the electric power system” March 5, 2014.

3. Kozhukhovskiy, I.S. On the problems of development of small distributed energy in Russia / I.S. Kozhukhovskiy. - 2014.

4. Energy Center of the Moscow School of Management SKOLKOVO. Distributed generation - potential in Russia [Electronic resource] // 2018 URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_DER-3.0_2018.02.01.pdf (reference date: 08.02 .2019)

5. Energy Center of the Moscow School of Management SKOLKOVO. Development of distributed generation [Electronic resource] // 2012 URL: http://smartmetering.ru/common/upload/SEneC_Distributed_Generation.pdf (access date: 05.02.2019)

6. Stennikov, V. A. Centralized and distributed generation is not an alternative, but integration / V.A. Stennikov, N.I. Voropay // News of the Russian Academy of Sciences. Energy № 1, 2014.- p. 64–73.

7. Ilyushin P.V. Problem technical issues of distributed generation facilities in the power system and approaches to their solution / P.V. Ilyushin. - 2015.

8. Nalbadyan G.G. Key factors for the effective application of distributed generation technologies in industry/ Nalbadyan, S.S. Zholnerchik.-2018.



УДК 621.311

**РЕЗЕРВЫ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ
ПРИ ИНТЕГРАЦИИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ**

Чемборисова Н.Ш., НИУ «Московский Энергетический Институт»,
доктор технических наук, профессор, nelya1998@mail.ru
Сигитов О.Ю., НИУ «Московский Энергетический Институт», магистр,
OlegSigitov@gmail.com

Аннотация: предлагается новый подход к оценке резервов мощности при использовании возобновляемых источников энергии в связи с увеличением установленной мощности объектов возобновляемых источников энергии в балансе единой энергетической системы России к 2023 году.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, ветровые электростанции, тепловые электростанции, электроэнергетическая система, оптимизация, резерв мощности.

**THE ELECTRIC POWER SYSTEM BACKUP POWER
INTEGRATED RENEWABLE ENERGY SOURCES**

Chemborisova N. Sh., NRU « Moscow Energy Institute», Dr. of technical sciences, professor,
nelya1998@mail.ru
Sigitov O. Yu., NRU « Moscow Energy Institute», master, OlegSigitov@gmail.com

Abstract: a new approach for estimating power backup when using renewable energy sources is proposed due to an increase capacity of renewable energy sources in the balance of the unified energy system of Russia by 2023.

Keywords: renewable energy, wind farms, thermal power station, electrical power system, optimization, backup power.

Интеграция возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в электроэнергетические системы (ЭЭС) в последние годы набирает популярность в том числе в странах, располагающих большими запасами нефти и газа. По данным Global Wind Energy Council (GWEC) [1], в 2018 г в мире было установлено 51,3 ГВт ветровых электростанций. При этом по данным American Wind Energy Association (AWEA) [2], в 2018 году в США было введено в эксплуатацию 7,588 ГВт ветровых электростанций. GWEC прогнозирует, что темп роста мировой установленной мощности ветровых электростанций будет расти, при этом до 2023 года в мире будут вводиться в эксплуатацию около 55 ГВт ветровых электростанций ежегодно.

Технологический прогресс в отраслях электроэнергетики и строительства позволили ветроэнергетики выйти на совершенно новый этап (рис. 1а, 1б). На 2014 год по данным AWEA средняя высота башни ветроэнергетической установки (ВЭУ) составила порядка 80 метров [2] (при этом уже сегодня существует возможность сооружения ВЭУ с высотой башни 140 метров), что способствует увеличению номинальной мощности и повышению коэффициента установленной мощности ВЭУ.

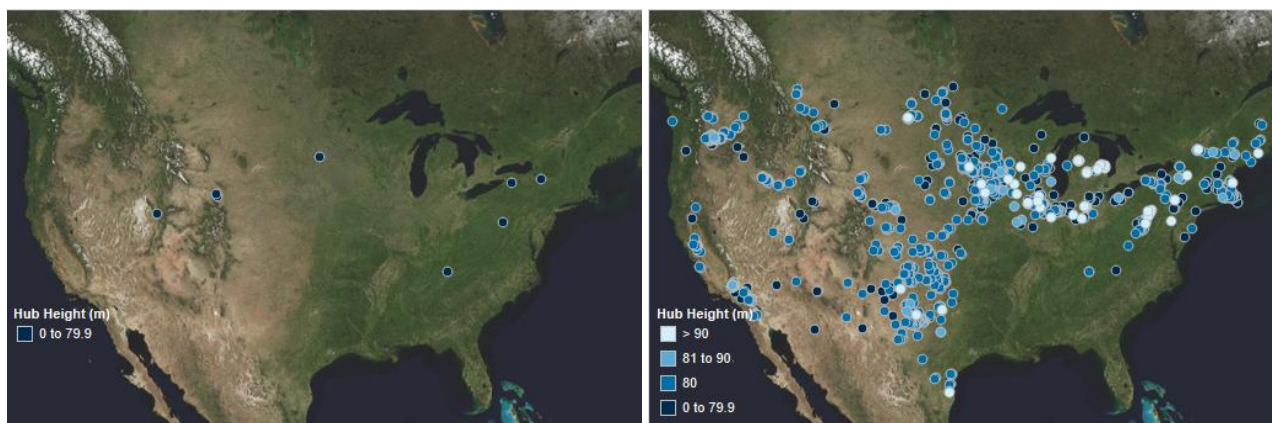


Рис. 1. а - технологические достижения по высоте башни ветроэнергетических установок в США на 2000 год. (Пояснения: Hub Height – высота башни ветроэнергетической установки, м), б - технологический прогресс по высоте башни ветроэнергетических установок в США на 2014 год

Согласно данным U.S. Energy Information Administration (EIA) к 2040 году в США прогнозируется рост генерирующих мощностей с преобладающей долей электростанций, использующих энергию возобновляемых ресурсов. Структура генерации в балансе ЭЭС приведена на рис. 2. При этом установленная мощность традиционных электростанций, использующих в качестве источника топлива природный газ, будет сопоставима с установленной мощностью ВИЭ [3].

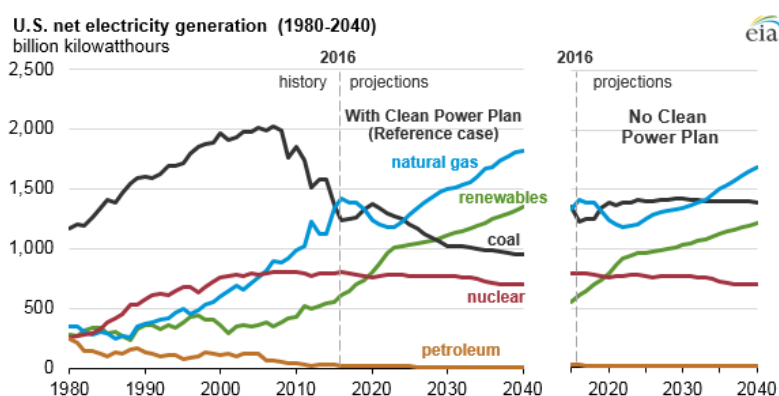


Рис. 2. Генерация в США (1980-2040). (Пояснения: billion kilowatthours – млрд. кВт·ч, history – состояние до 2016 г., projections – прогноз до 2040 г., With Clean Power Plan – С учетом «Clean Power Plan», No Clean Power Plan – Без учета «Clean Power Plan», natural gas – природный газ, renewables – возобновляемые источники энергии, coal – уголь, nuclear – ядерная энергетика, petroleum – нефть)

Состав электростанций в балансе ЭЭС изменяется и будет изменяться в зависимости от прогнозируемой стоимости на топливо, затрат на производство электроэнергии и обслуживание. Описанные факторы в сочетании с установленной политикой США о влиянии выбросов генерации на окружающую среду «Clean Power Plan» (CPP) в том числе будут определять будущее сочетание электростанций различных типов в балансе ЭЭС. Однако действие CPP было приостановлено в 2016 году и без данного плана у генерирующих компаний остается меньше стимулов к переходу на возобновляемые источники энергии, в том числе на солнечную и ветровую генерацию (рис. 2 справа). Но вместе с тем наблюдается значительная доля установленной мощности ВИЭ в составе ЭЭС.

В этой ситуации эффективным стимулом для поддержания интеграции возобновляемых источников энергии (например, ветровых электростанций) на высоком уровне в электроэнергетической системе может стать оптимизация режима работы совместного энергетического комплекса, состоящего из тепловых электростанций (ТЭС) и ветровых электростанций (ВЭС).

Важной задачей в управлении совместного энергетического комплекса, состоящего из ТЭС и ВЭС, является оптимизация работающих генераторов ТЭС, т.к. от этого зависят экономические показатели режима ЭЭС. Важное значение для экономичности режима ЭЭС будет иметь взаимное расположение ВЭС для формирования базисной мощности всей системы ВЭС, т.к. распределение ветровых ресурсов неравномерно.

Задача расчета заключается в том, чтобы в каждом расчетном интервале времени за весь период времени получить наиболее выгодное распределение нагрузки между ТЭС [4]. Предполагается, что в системе имеется n -е количество ТЭС и n -е количество ВЭС.

Расходные характеристики, соответствующие ТЭС имеют вид:

$$B_{ТЭС n} = a_{0 n} + a_{1 n} \cdot P_{ТЭС n} + a_{2 n} \cdot P_{ТЭС n}^2 \quad (1)$$

где $B_{ТЭС n}$ – расходные характеристики тепловых электростанций;

$P_{ТЭС n}$ – активная мощность тепловых электростанций, МВт.

Функция Лагранжа:

$$L = \sum B_{ТЭС n} + \lambda \cdot W_p \quad (2)$$

где λ – неопределенный множитель Лагранжа;

W_p – уравнение ограничений (балансовое уравнение мощности).

$$W_p = P_{ТЭС} - P_n - \Pi \quad (3)$$

где $P_{ТЭС}$ – суммарная активная мощность ТЭС, МВт;

P_n – активная мощность нагрузки, МВт;

Π – потери активной мощности в сети, МВт.

Составляющие энергетического баланса – генерация ВИЭ и потребляемая мощность нагрузки имеют стохастический характер. Поэтому в дальнейшем принимается допущение, что под изменением нагрузки имеется в виду, в том числе, изменение мощности генерации ВИЭ. Такое допущения принимается вследствие следующих причин:

1. объекты ВИЭ подключаются к шинам потребителей электроэнергии, т.е. переток мощности от самих объектов ВИЭ в энергосистему отсутствует;

2. в таком случае влияние на сетевые коэффициенты оказывает мощность изменение нагрузки P_n .

Таким образом:

$$P_n = P_{n0} - P_{ВИЭ}, \quad (4)$$

где P_{n0} и P_n – соответственно активная мощность нагрузки без учета и с учетом мощности ВИЭ $P_{ВИЭ}$.

В соответствии с общеизвестным методом оптимизации математическая модель задачи:

$$B_{ТЭС} = B_{ТЭС 1} + B_{ТЭС 2} + \dots + B_{ТЭС n} \rightarrow \min \quad (5)$$

$$P_{ТЭС 1} + P_{ТЭС 2} + \dots + P_{ТЭС n} - P_n - \Pi = 0 \rightarrow \min \quad (6)$$

Для решения задачи методом неопределенных множителей Лагранжа из уравнений (5)

и (6) составляется функция Лагранжа:

$$L = B_{ТЭС 1} + B_{ТЭС 2} + \dots + B_{ТЭС n} + \lambda \cdot (P_{ТЭС 1} + P_{ТЭС 2} + \dots + P_{ТЭС n} - P_n - \Pi) \rightarrow \min \quad (7)$$

Из достаточного условия минимума функции Лагранжа получена система уравнений вида:

$$\partial L / \partial P_{ТЭС n} = a_{1 n} + 2 \cdot a_{2 n} \cdot P_{ТЭС n} + \lambda \cdot (1 - \partial \Pi / \partial P_{ТЭС n}) \quad (8)$$

где $\zeta_n = \partial \Pi / \partial P_{ТЭС n}$ – относительные приросты потерь активной мощности в электрических сетях при изменении мощностей ТЭС;

$\eta_n = 1 / (1 - \zeta_n)$ – соответствующие сетевые коэффициенты каждой ТЭС.

Таким образом получен критерий оптимальности распределения электрической мощности в энергосистеме при учете потерь в сети:

$$b_{ТЭС 1} \cdot \eta_1 = b_{ТЭС 2} \cdot \eta_2 = \dots = b_{ТЭС n} \cdot \eta_n \quad (9)$$

При учете стоимости топлива тепловых электростанций критерий оптимальности будет иметь вид:

$$b_{ТЭС 1} \cdot \eta_1 \cdot c_1 = b_{ТЭС 2} \cdot \eta_2 \cdot c_2 = \dots = b_{ТЭС n} \cdot \eta_n \cdot c_n \quad (10)$$

где c_n – стоимость топлива на тепловых электростанциях.

Таким образом находятся оптимальные значения мощностей станций $P_{ТЭС n}$, при которых выполняется условие минимума расхода топлива на станции $V_{ТЭС n}$. Для практических расчетов была выбрана 14-узловая схема IEEE, состоящая из 10 ВЭС мощность 10 МВт каждая и одной ТЭС с блоками ТГ ТГВ-300 – 300 МВт и ГТУ PG9171E – 123,4 МВт. Срок окупаемости ветровых электростанций только за счет экономии топлива на тепловой электростанции по предварительным оценкам составляет порядка 10-15 лет, при этом средний срок эксплуатации ветроэнергетических установок составляет 20-30 лет. Совместный энергетический комплекс, состоящий из тепловых и ветровых электростанций, особенно эффективен для регионов, испытывающих трудности с использованием ископаемых видов топлива. Данный подход к организации совместной работы, при удовлетворении потребностей производителей теплогенерирующих компаний в использовании установленной мощности ТЭС, может стать дополнительным стимулом для развития возобновляемой энергетики, и ветроэнергетики в частности.

Естественным путём наиболее эффективного использования энергии ветра является полная выдача электрической мощности в сеть в нормальном режиме работы электроэнергетической системы, т.е. получение максимального коэффициента использования установленной мощности ВЭС.

Резерв мощности в электроэнергетической системе зависит от многих факторов, один из которых определяется структурой генерации. Увеличение возобновляемых источников энергии, например ВЭС, в структуре генерации скорее всего потребует увеличение резерва мощности в ЭЭС. Так как объектам ВИЭ свойственны особенности прогнозирования выработки электроэнергии, необходимо предусматривать резерв мощности для покрытия внезапных колебаний мощности ветроэнергетических установок.

Можно выделить два подхода к определению мощности резерва ТЭС, необходимого для покрытия мощности ВЭС в случаях колебания мощности.

В первом подходе (рис. 3а), тепловым электростанциям необходимо быть готовым к резервированию всей мощности, производимой ветровыми электростанциями. В зависимости от конкретной энергосистемы и состава включенного оборудования, мощность резервирования может быть необоснованно завышена.

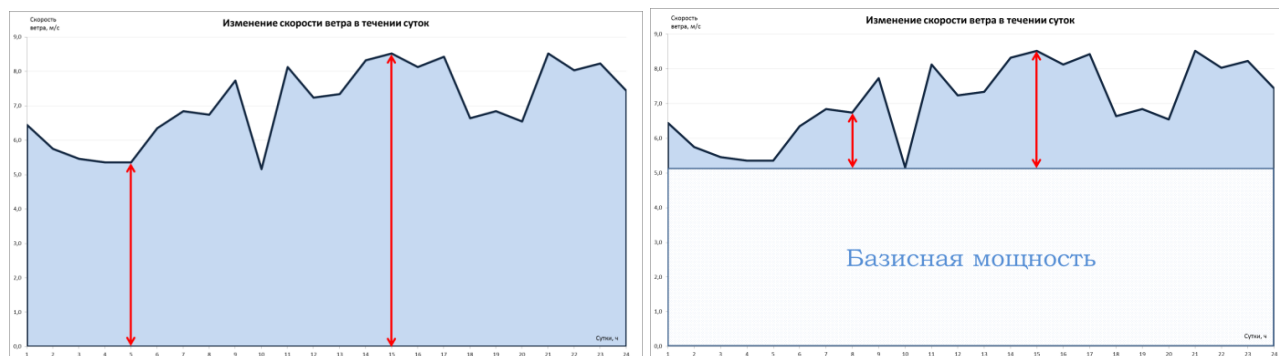


Рис.3. а - необходимая мощность резерва на тепловых электростанциях без учета базисной мощности ветряных электростанций (на основе метеоданных данных для Ульяновской области за 17 марта 2017г. [2], скорость ветра пересчитана на высоту 100 м.), б - необходимая мощность резерва на тепловых электростанциях с учетом базисной мощности ветровых электростанций

Во втором подходе (рис. 3б), определение базисной мощности ВЭС позволяет снизить величину резерва мощности тепловых электростанций. При максимальном распределении ветровых электростанций по узлам ЭЭС, базисная мощность всей системы ВЭС существенно увеличивается. При этом значение базисной мощности отдельно взятой системы ВЭС может составлять порядка 10-20%. На первый взгляд, возможно, небольшие проценты могут показаться несущественными при сопоставлении с крупными ЭЭС, однако существующие крупные ВЭС в сотни и тысячи мегаватт могут оказать положительное влияние на гарантированное снижение резервов мощности ЭЭС. Дополнительно резерв мощности может быть снижен не только на гарантированную базисную мощность системы ВЭС, но и на величину колебаний в процессе оптимизации загрузки оборудования ТЭС.

Уже сегодня в мире происходит активный переход к возобновляемым источникам энергии. Россия также имеет огромный потенциал развития «зеленой» энергетики. Несмотря на обеспеченность России традиционными источниками энергии, развитие возобновляемых источников энергии входит в ряд стратегических документов, включая проект «Энергетической стратегии России на период до 2035 года». С каждым годом в России увеличивается суммарная мощность вводимых в эксплуатацию объектов возобновляемой энергетики. По данным Министерства энергетики Российской Федерации [5], в 2017 году в стране было введено в эксплуатацию больше мощностей возобновляемых источников энергии, чем за предыдущие два года: в 2015-2016 годах было введено 130 МВт ВИЭ, а в 2017 году — 140 МВт, при этом более 100 МВт из них приходится на солнечные электростанции, а 35 МВт — на первую в стране крупную ветровую электростанцию ПАО «Фортум» в Ульяновской области. По итогам первого полугодия 2018 года Ульяновская ВЭС-1 выработала 48,6 млн кВт·ч чистой энергии. Коэффициент использования установленной мощности составил 32%. Ульяновская ВЭС-1 на сегодняшний день в числе мировых лидеров по эффективности [6].

По результатам отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии в 2018 году отобрано 853 МВт установленной мощности ветровых электростанций, а также 148,5 МВт солнечных электростанций [7]. Отдельно стоит отметить собственное производство солнечных модулей компанией ООО «Хевел» и локализацию производства композитных лопастей ветроэнергетических установок в Ульяновске.

Увеличение установленной мощности объектов возобновляемых источников энергии в балансе единой энергетической системы России к 2023 году ставит новые вызовы в структуре участвующих в режиме электростанций и резервов мощности. В связи с этим представленный зарубежный опыт структуры баланса ЭЭС при интеграции возобновляемых источников энергии и предлагаемый на его основе метод формирования энергетического баланса может быть полезен в условиях развития ветроэнергетики России. При достаточной рассредоточенности ветровых электростанций в ЭЭС и при достаточном количестве ветроэнергетических установок непосредственно в узлах ЭЭС, можно получить базисную мощность всей системы ВЭС. Это обстоятельство позволяет улучшить управление ЭЭС при прогнозировании графиков генерации электроэнергии, а эффективность загрузки оборудования традиционных станций может способствовать дальнейшему росту интеграции возобновляемых источников энергии в электроэнергетической системе.

Библиографический список

1. Информационный ресурс «Глобальный совет ветроэнергетики», режим доступа: <https://gwec.net>
2. Информационный ресурс «Американская ассоциация ветроэнергетики», режим доступа: <https://www.awea.org>
3. Информационный ресурс «Энергетическое информационное агентство», режим доступа: <https://www.eia.gov>
4. Веников, В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филиппов. - М.: «Энергоиздат», 1981.

5. Информационный ресурс «Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации», режим доступа: <https://minenergo.gov.ru>
6. Информационный ресурс «Официальный сайт ПАО «Фортум», режим доступа: <https://www.fortum.ru>
7. Информационный ресурс «Официальный сайт АО «АТС», режим доступа: <https://www.atsenergo.ru>

Bibliographic list

1. Information source «Global Wind Energy Council» (GWEC), access mode: <https://gwec.net>
2. Information source «American Wind Energy Association» (AWEA), access mode: <https://www.awea.org>
3. Information source «U.S. Energy Information Administration» (EIA), access mode: <https://www.eia.doe.gov>
4. Brooms, V.A. Optimization of power plants and power systems / V.A. Venikov, V.G. Zhuravlev, T.A. Filippov. - Moscow, Energoizdat, 1981.
5. Information source «Ministry of energy of Russian Federation», access mode: <https://minenergo.gov.ru>
6. Information source «Fortum», access mode: <https://www.fortum.ru>
7. Information source «ATS », access mode: <https://www.atsenergo.ru>



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.315

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ В СЕТЯХ 6-0,4 кВ

Проценко П.П., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
доцент, procenko-palina@yandex.ru

Курленко В.С., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
студент, kurlenko98@gmail.com

Аннотация: потери электроэнергии в электрических сетях - важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций. Решение проблем снижения потерь является одной из основных задач обеспечения финансовой стабильности. Рассмотрим несколько мероприятий по снижению уровня электрических потерь на примере унитарного предприятия «Электросети» ЗАТО Углегорск за 2015-2019 годы».

Ключевые слова: потери, нагрузка, мощность, кабельная линия, воздушная линия, трансформатор, схемы электроснабжения

LOSS REDUCTION IN 6-0.4 kV NETWORKS

Protsenko P.P., FGBOU VO «Amur State University», associate professor,
procenko-palina@yandex.ru

Kurlenko V.S., FGBOU VO «Amur State University», student, kurlenko98@gmail.com

Annotation: electricity losses in electrical networks are the most important indicator of the economic performance of their work, a visual indicator of the state of the electricity metering system, and the efficiency of energy sales of energy supplying organizations. The solution to the problem of reducing losses is one of the main tasks of ensuring financial stability. Let us consider several measures to reduce the level of electrical losses on the example of the unitary enterprise –Electric Networks «of the Closed Joint-Stock Company Ulegorsk for 2015-2019».

Keywords: losses, load, power, cable line, air line, transformer, electrical supply schemes

Потери электроэнергии в электрических сетях - важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций. Этот индикатор все отчетливее свидетельствует о накапливающихся проблемах, которые требуют безотлагательных решений в области развития, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей, совершенствования методов и средств их эксплуатации и управления, повышения точности учета электроэнергии, эффективности сбора денежных средств за поставленную потребителям электроэнергию и т. п.

1 СТРУКТУРА ПОТЕРЬ

Под потерями подразумевается разница между отпущенной потребителями электроэнергией и фактически поступившей к ним. Для нормирования потерь и расчетов их фактиче-

ской величины, была принята следующая классификация:

1. Технологический фактор. Он напрямую зависит от характерных физических процессов, и может меняться под воздействием нагрузочной составляющей, условно-постоянных затрат, а также климатических условий.
2. Расходы, затрачиваемые на эксплуатацию вспомогательного оборудования и обеспечение необходимых условий для работы персонала.
3. Коммерческая составляющая. К данной категории относятся погрешности приборов учета, а также другие факторы, вызывающие недоучет электроэнергии.

2 ПРИЧИНЫ ПОТЕРЬ

Разобравшись со структурой, перейдем к причинам, вызывающим нецелевой расход каждой из перечисленных выше категорий. Начнем с составляющих технологического фактора:

1. Нагрузочные потери. Они возникают в ЛЭП, оборудовании и различных элементах электросетей. Такие расходы напрямую зависят от суммарной нагрузки. В данную составляющую входят:

- а) Потери в ЛЭП, они напрямую связаны с силой тока. Именно поэтому при передаче электроэнергии на большие расстояния используется принцип повышения в несколько раз, что способствует пропорциональному уменьшению тока, соответственно, и затрат.
- б) Расход в трансформаторах, имеющий магнитную и электрическую природу.

2. Категория условно-постоянных расходов. В нее входят затраты, связанные со штатной эксплуатацией электрооборудования, к таковым относятся:

- холостая работа силовых установок;
- затраты в оборудовании, обеспечивающим компенсацию реактивной нагрузки;
- другие виды затрат в различных устройствах, характеристики которых на зависят от нагрузки. В качестве примера можно привести силовую изоляцию, приборы учета в сетях 0,38 кВ, измерительные трансформаторы тока, ограничитель перенапряжения и т.д.

3. Климатическая составляющая. Нецелевой расход электроэнергии может быть связан с климатическими условиями, характерными для той местности, где проходят ЛЭП. В сетях 6 кВ от этого зависит величина тока утечки на изоляторах. Помимо этого, в холодное время года для нашего климата характерно такое явление, как обледенение на проводах высоковольтных линий, а также обычных ЛЭП.

3 МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ

В настоящее время перед энергоснабжающими организациями стоит важная задача снижения потерь электроэнергии. Решение проблем снижения потерь является одной из основных задач обеспечения финансовой стабильности, определенной Федеральным законом № 261-ФЗ от 23.11.2009г. Рассмотрим несколько мероприятий по снижению уровня электрических потерь на примере унитарного предприятия «Электросети» ЗАТО Углегорск за 2015-2019 годы».

1. Совершенствование технологических процессов

Отключение трансформаторов на ПС с 2-мя трансформаторами в режимах малых нагрузок. Экономически целесообразный режим работы трансформаторов на подстанциях относится к эффективным мероприятиям по снижению потерь электроэнергии. Нагрузочные потери и потери холостого хода в трансформаторах сопоставимы между собой. В режимах недогрузки трансформаторов потери холостого хода превышают потери в обмотках трансформатора. Поэтому имеет смысл отключать часть параллельно работающих трансформаторов. Такое отключение может осуществляться в периоды сезонного снижения электропотребления [1].

Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ. Характерной особенностью режима работы электрических сетей 0,38 кВ является неравномерность загрузки фаз. Выравнивание нагрузок производится переключением нагрузки с более загруженной фазы на менее загруженные после проведения замеров нагрузок по фазам линии и анализа результатов.

Приведение уровня напряжения на участке сети к номинальному. Снижение потерь электроэнергии можно достигнуть повышением пропускной способности сетей путем приведения уровня напряжения на участке сети к номинальному.

2. Совершенствование схем энергоснабжения

Разукрупнение существующих линий электропередач. Тем самым осуществляется резервирование схем электроснабжения потребителей с равномерным распределением нагрузок на действующие ТП. Кроме того, увеличение диаметров токопроводящих жил с 50 мм² до 95 мм² приводит к уменьшению потерь в кабельных линиях особенно при увеличении нагрузки.

3. Реконструкция и модернизация энергетических установок

Замена перегруженных трансформаторов и трансформаторов с истекшим гарантийным сроком эксплуатации.

Согласно «Плану стратегического развития предприятия на 2017 – 2020 годы» «Развитие системы электроснабжения ЗАТО Циолковский Амурской области»

- Развитие системы электроснабжения ЗАТО Углегорск для надежного и качественного обеспечения электроэнергией всей системы коммунальной инфраструктуры ЗАТО Углегорск и поддержание его повседневной жизнедеятельности.

- Снижение затрат энергоресурсов и износа оборудования.

- Обеспечение возможности подключения объектов нового строительства.

- Объединение систем энергоснабжения п. Углегорск и г. Циолковский в единую систему энергоснабжения ЗАТО Циолковский.

В МУП «Электросети» ЗАТО Циолковский Амурской области установлена и функционирует автоматизированная измерительно-информационная система коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ), которая объединяет 11 приборов учета, установленных в ячейках ПС 35/6 кВ №10/70 на напряжение 6 кВ, и 38 из 41-го приборов учета, установленных на линиях 0,38 кВ, отходящих от потребительских подстанций 6/0,4 кВ.

Технико-экономическое обоснование мероприятия по замене кабельных линий 6 кВ

При проведении энергетического обследования (энергоаудита) на объектах МУП «Электросети» было выявлено, что 29 845 м линий электропередачи выполнено кабелем (КЛ) марки ААБЛУ 3х70 и 3 324 м воздушными линиями (ВЛ) голым проводом марки АС 3х35 [4]. Целью данного мероприятия является снижение потерь электроэнергии при ее транспортировке, повышение надежности работы оборудования, снижение рисков возникновения аварийной ситуации.

В качестве энергосберегающего мероприятия предлагается заменить морально и физически устаревшие КЛ марки ААБЛУ (3х70), на кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена (далее СПЭ).

Для обоснования мероприятия выполнен сравнительный расчет потерь в кабельных линиях.

Годовая экономия электрической энергии от внедрения мероприятия рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_{\text{ЭК}} = \Delta W_{\text{СУЩ}} - \Delta W_{\text{НОВ}}$$

Нагрузочные потери электрической энергии в ВЛ и КЛ определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{СУЩ}} = 3 \cdot R_{\text{КЛ СУЩ}} \cdot (I_{\text{Р}}^2 \cdot \Delta t) \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta W_{\text{НОВ}} = 3 \cdot R_{\text{КЛ НОВ}} \cdot (I_{\text{Р}}^2 \cdot \Delta t) \cdot 10^{-3}$$

где $R_{\text{КЛ}}$ – активное сопротивление КЛ, Ом;

$I_{\text{Р}}$ – рабочий ток КЛ, А;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ (6 кВ);

Δt – интервал времени, в течение которого нагрузка остаётся не изменой, ч (по данным организации 5400 ч)

$$R_{\text{КЛ}} = r_0 \cdot L,$$

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

где r_0 – удельное активное сопротивление на 1 км, Ом/км.

L – длина КЛ, м.

$$I_p = \frac{K_3 \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформатора ($K_3 = 0,7$);

$S_{тр}$ – мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

В таблице 1 приведены паспортные данные установленных КЛ и ВЛ, которые подлежат замене.

Таблица 1 – Данные Технические данные кабелей и проводов

№ п/п	Наименование линии	Длина линии L, м	Рабочий ток I_p , А	Удельное активное сопротивление r_0 , Ом/км		Активное сопротивление, $R_{кл}$, Ом	
				ААБЛУ 3х70	АПВВнг-LS 3х95	ААБЛУ 3х70	АПВВнг-LS 3х95
	1	2	3	4	5	6	7
1	РТП 10/70 фидер 15-ТП-7*	1520	42,49	0,447	0,031	0,679	0,047
2	РТП 10/70 фидер 20-ТП-2	1200	16,86	0,447	0,031	0,536	0,037
...							
37	ВЛ ТП 9 - ТП 10К*	100	6,250	0,777	0,049	0,078	0,005

*Кабельные линии марки ААБЛУ 3х70 заменить на АПВВнг-LS 3х95

*Воздушные линии марки АС 3х35 предлагается заменить на СИПЗ 3х70.

Расчёт потерь электроэнергии холостого хода установленных трансформаторов и новых трансформаторов сведён в таблицу 2.

Таблица 2 - Расчёт потерь электроэнергии холостого хода силовых трансформаторов

№ п/п	Наименование линии	Потери электроэнергии		Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{эк}$, кВт·ч
		ААБЛУ 3х70 $\Delta W_{сущ}$, кВт·ч	АПВВнг-LS 3х95 $\Delta W_{сущ}$, кВт·ч	
	1	2	3	4
1	РТП 10/70 фидер 15- ТП-7	19867,75	1377,85	18489,89
2	ТП 4 - ТП 5	7842,53	543,89	7298,64
...				
37	ВЛ ТП 9 - ТП 10К*	49,16	3,1	46,07
	ИТОГО по КЛ	-	-	193452,13
	ИТОГО по ВЛ	-	-	377,14

Экономия денежных средств, руб:

$$\Delta C_{ЭК} = \Delta W_{ЭК} \cdot T$$

где T – тариф на электрическую энергию, руб./кВт·ч (в соответствии с договором поставки электрической энергии тариф на электрическую энергию на момент обследования составляет 2,36 руб./кВт·ч).

В таблице 3 приведена экономия денежных средств.

Таблица 3 – Экономические показатели эффективности замены проводникового материала

Наименование линии	Годовая экономия электроэнергии $\Delta W_{ЭК}$, кВт·ч	Годовая экономия в денежном выражении $\Delta C_{ЭК}$, тыс. руб.
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
ИТОГО по КЛ	193452,13	456,547
ИТОГО по ВЛ	346,47	0,818

Затраты на замену кабельных линий:

$$I_3 = C_{кл} \cdot N$$

где $C_{кл}$ – стоимость 1 метра КЛ с монтажными работами, руб.;

N – протяженность линии, м.

В таблице 4 приведены затраты по замене трансформаторов.

Таблица 4 – Определение затрат на замену силовых трансформаторов

Замена трансформатора	Цена 1 метра КЛ, руб	Длина линий, м	Затраты I_3 , тыс. руб
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
ИТОГО по КЛ	900	29 845	26 860,5
ИТОГО по ВЛ	200	2100	420
ИТОГО	-	-	27 280,5

Срок окупаемости по мероприятию рассчитан следующим способом:

$$T_{OK} = \frac{I_3}{\Delta C_{ЭК}}, \text{ год,}$$

где $\Delta C_{ЭК}$ – экономия денежных средств, руб.;

I_3 – затраты, руб.

В таблице 5 приведен расчет срока окупаемости замены силовых трансформаторов.

Таблица 5 – Показатели эффективности замены силовых трансформаторов

Наименование линии	Годовая экономия в денежном выражении $\Delta C_{ЭК}$, тыс. руб.	Затраты I_3 , тыс. руб.	Срок окупаемости T_{OK} , лет
ИТОГО по КЛ	456,547	26 860,5	58,8
ИТОГО по ВЛ	0,818	420	513
ИТОГО	457,365	27 280,5	59,6

Таким образом можно сделать вывод, что реализация данного мероприятия по замене КЛ И ВЛ на объектах МУП «Электросети» имеет достаточно большой срок окупаемости, но влечёт за собой значительную экономию ресурсов. Высокий срок окупаемости объясняется низкой себестоимостью электрической энергии.

На основании вышеизложенного выполнение мероприятия по замене существующих кабельных линий и воздушных линий можно считать целесообразным.

Библиографический список

1.Справочник по электроснабжению и электрооборудованию.Т.1. / под общ. ред. А. А. Федорова. – М. : Энергоатомиздат, 1986.– 568 с.

2. Федоров, А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий: учеб. для вузов / А. А. Федоров, В. В. Каменева. – М. : Высш. шк., 1984. – 567 с.
3. Справочник по проектированию электроснабжения / ред. Ю. Г. Барыбин. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 200 с.
4. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

Bibliographic list

1. Electricity and Electrical Equipment Handbook .Т.1. / under the general ed. A. A. Fedorov. - М.: Energoatomizdat, 1986.– 568 p.
2. Fedorov, A. A. Basics of power supply of industrial enterprises: studies. for universities / A. A. Fedorov, V. V. Kamenev. - М.: Higher. school., 1984. - 567 p.
3. Power Supply Design Handbook / Ed. Yu. G. Barybin. - М.: Energoatomizdat, 1990. - 200 p.
4. Neklepaev, B.N. Electric part of power stations and substations. Reference materials for course and diploma projects / B.N. Neklepaev, I.P. Kryuchkov. - М.: Energoatomizdat, 1989. - 608 p.



УДК 621.31

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЛЬТОДОБАВОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ
В ПРОТЯЖЕННЫХ ЛЭП ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ И СТАБИЛИЗАЦИИ НАПРЯЖЕНИЯ**

Мясоедов Ю.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
профессор, кандидат технических наук, yuriy.myasoedov@gmail.com
Николаева М.Н., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, mashazeya@mail.ru

Аннотация: В статье рассматривается применение вольтодобавочных трансформаторов, с помощью которых решают проблему повышения уровня напряжения удаленных потребителей. Показана методика выбора требуемого коэффициента трансформации у вольтодобавочных устройств, которая показывает их влияние на увеличение потерь напряжения в питающей сети.

Ключевые слова: вольтодобавочный трансформатор, коэффициент трансформации, качество электроэнергии.

**USE OF ILLUMINATING TRANSFORMERS IN EXTENDED POWER LINE
TO INCREASE AND STABILIZE THE VOLTAGE**

Myasoedov Yu.V., FGBOU VO «Amur State University», Professor,
Candidate of Technical Sciences, yuriy.myasoedov@gmail.com
Nikolaeva M.N., FGBOU VO «Amur State University», undergraduate, mashazeya@mail.ru

Abstract: the article discusses the use of booster transformers, which allow to solve the problem of increasing the voltage level of remote consumers in rural distribution electrical networks to the standard value. The technique of selecting the required transformation ratio of booster devices is shown, which takes into account their effect on the increase in voltage losses in the supply network.

Key words: booster transformer, transformation ratio, quality.

На сегодняшний день самой актуальной задачей является повышение качества электроэнергии в районных распределительных электрических сетях. Увеличение нагрузок промышленного и бытового сектора привело к реконструкции многих систем электроснабжения для снижения напряжения у потребителей за пределы нормативных значений [1]. Существует способ для повышения напряжения на конце длинной электропередачи в распределительной сети 6 – 10 кВ благодаря установки последовательных вольтодобавочных автотрансформаторов (ВДТ). Он применяется, когда нет другой возможности для обеспечения нормативных показателей качества электроэнергии в части отклонений напряжения. Обычно в распределительных сетях способ повышения напряжения за счет вольтодобавочных трансформаторов рассматривается в отрыве от режима всей системы электроснабжения. При этом не учитывается фактор увеличения тока в электропередаче до места установки ВДТ, что приводит к увеличению потерь напряжения на начальном участке электропередачи и соответ-

ственно сказывается на необходимости дополнительного увеличения коэффициента трансформации ВДТ.

По некоторым оценкам средний износ наших сетей в 65-68%, в ряде случаев он достигает 70%. Значительное количество оборудования уже выслужило по два нормативных срока. Сетевые предприятия не всегда могут провести плановую реконструкцию распределительных сетей 0,4 кВ. Процесс старения сетевых объектов продолжается. В результате – снижение качества электроснабжения удаленных потребителей [2].

Целесообразность использования вольтодобавочных трансформаторов обусловлена тем, что у них отсутствуют движущиеся детали и нет полупроводников в силовой цепи, они могут повысить напряжение в пределах 0-20%, имеют автономное регулирование по каждой фазе, что даёт возможность компенсации несимметричности напряжения при 100% асимметрии нагрузки. К тому же ВДТ обладают быстродействием, т.е асимметрия устраняется за 1-2 периода, а напряжение повышается за 200 мс.

Применение вольтодобавочных трансформаторов позволяет решить несколько задач по обеспечению качественного электроснабжения [3]:

Повысить и стабилизировать напряжение в сети потребителей переменного тока 0,4 кВ;

- скомпенсировать несимметрию фазных напряжений;
- увеличить ток однофазного короткого замыкания на участках сети;
- снизить уровень повышения напряжения у потребителя при однофазных коротких замыканиях;
- снизить объем и срочность капиталовложений;
- снизить опасные последствия при обрыве нулевого проводника.

Рассмотрим электропередачу, рис. 1, на которой установлен ВДТ с коэффициентом трансформации k [4]. Приведем параметры второго участка электропередачи к её началу. Согласно схеме замещения, рис.1.г, имеем:

$$z'_2 = \frac{z_{2\Sigma}}{k^2} \quad (1)$$

Сопротивление нагрузки z_s при этом включено последовательно с сопротивлением линии z_2 :

$$z_{2\Sigma} = z_s + z_2 \quad (2)$$

Общее сопротивление электропередачи равно:

$$z'_\Sigma = z_1 + z'_2 \quad (3)$$

Напряжение на конце первого участка электропередачи:

$$\dot{U}_1'' = \dot{U}_1 - \dot{I}_1 z_1 = \dot{U}_1 - \frac{\dot{U}_1}{z'_\Sigma} \cdot z_1 = \dot{U}_1 \frac{z'_2}{z'_\Sigma} \quad (4)$$

Напряжение в начале второго участка электропередачи U'_2 повышается за счет использования ВДТ. Его сопротивление можно включить в сопротивление z_1 . Тогда

$$\dot{U}'_2 = k \cdot \dot{U}_1'' = \dot{U}_1 \frac{z'_2}{z'_\Sigma} \cdot k \quad (5)$$

Если ВДТ отсутствует, т.е. коэффициент трансформации $k = 1$, то получаем:

$$\dot{U}_2' = \dot{U}_1 \cdot \frac{\dot{z}_2}{\dot{z}_\Sigma} \quad (6)$$

Сформулируем задачу следующим образом: при каком коэффициенте трансформации напряжения по формулам (5) и (6) одинаковые:

$$\left| \dot{U}_1 \frac{\dot{z}_2'}{\dot{z}'_\Sigma} k \right| = \left| \dot{U}_1 \frac{\dot{z}_2}{\dot{z}_\Sigma} \right| \quad (7)$$

Отсюда получаем:

$$\left| \frac{\dot{z}_2 / k}{\dot{z}_1 + \dot{z}_2 / k^2} \right| = \left| \frac{\dot{z}_2}{\dot{z}_1 + \dot{z}_2} \right| \quad (8)$$

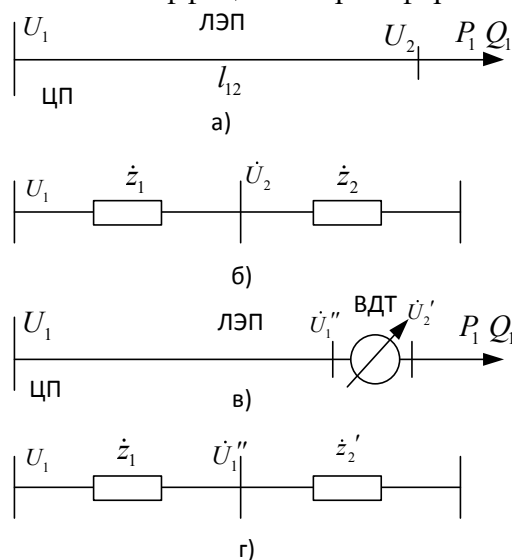
Тогда критическое значение коэффициента трансформации находится из уравнения

$$|\dot{z}_1 k^2 + \dot{z}_2| = k |\dot{z}_1 + \dot{z}_2| \quad (9)$$

Отсюда находим критическое значение коэффициента трансформации ВДТ:

$$k_{kp} = \frac{|\dot{z}_2|}{|\dot{z}_1|} \quad (10)$$

Из формулы (10) следует, что смещение ВДТ к началу электропередачи приводит к повышению критического значения коэффициента трансформации



а – принципиальная схема электропередачи без ВДТ; б – схема замещения электропередачи без ВДТ; в – принципиальная схема электропередачи с ВДТ; г – схема замещения электропередачи с ВДТ.

Рис. 1. Электропередача распределительной электрической сети

Выполним оценку параметров системы электроснабжения в соответствии с полученной формулой (10).

Найдем остаточное напряжение при отсутствии ВДТ:

$$\dot{U}_2 = \frac{U_1 \dot{z}_2}{\dot{z}_1 + \dot{z}_2} = \frac{U_1}{\dot{z}_1 + \frac{U_2^2}{S_2^*}} \cdot \frac{U_2^2}{S_2^*} \quad (11)$$

Отсюда получаем:

$$\dot{z}_1 = (1 - \dot{U}_{*2}) \dot{z}_2 \cdot \frac{1}{\dot{U}_{*2}} = (1 - \dot{U}_{*2}) \frac{U_2^2}{S_2^*} \cdot \frac{1}{\dot{U}_{*2}} \quad (12)$$

где обозначено $\dot{U}_{*2} = \frac{\dot{U}_2}{U_1}$

Если теперь принять, что ВДТ установлен, то используя формулы (5) и (12), а также схему замещения на рис. 1г, получаем следующее выражение

$$U_{*2,ж} = \frac{\left| \frac{\dot{z}_2}{k_{ж}^2} \right|}{\left| \dot{z}_1 + \frac{\dot{z}_2}{k_{ж}^2} \right|} k_{ж} = \frac{k_{ж}}{(1 - \dot{U}_{*2}) \frac{1}{\dot{U}_{*2}} k_{ж}^2 + 1} \quad (13)$$

где $k_{ж}$ – желаемый коэффициент трансформации.

К полученной формуле (13) необходим следующий комментарий: при исключении сопротивления z_1 считалось, что ВДТ не установлен, поэтому в формуле (13) используется напряжение U_2 , имевшее место до установки ВДТ. Это сделано для того, что именно исходное напряжение всегда рассматривается при оценке необходимости установки ВДТ и расчете его необходимого коэффициента трансформации [5].

Если рассмотреть электрическую сеть напряжением 0,4 кВ, то её сопротивление носит преимущественно активный характер. А для непромышленных потребителей и сопротивление z_2 также преимущественно активное. Учитывая эти обстоятельства, положим, что $\dot{z}_1 / z_1 = \beta$ – действительная величина. Тогда представим выражение (13) в следующем виде

$$U_{*2,ж} = \alpha = \frac{\left| \frac{\dot{z}_2}{k_{ж}^2} \right|}{\left| \dot{z}_1 + \frac{\dot{z}_2}{k_{ж}^2} \right|} k_{ж} = \frac{k_{ж}}{\beta k k_{ж}^2 + 1} \quad (14)$$

Отсюда получаем, что:

$$\beta = \frac{k_{ж} - \alpha}{\alpha k k_{ж}^2} \quad (15)$$

Возвращаясь к формуле (10), имеем

$$\beta = \left| \dot{z}_1 \right| / \left| \dot{z}_2 \right| = 1 / k_{кр} \quad (16)$$

На рис. 2 построены графики согласно формулам (15) и (16)

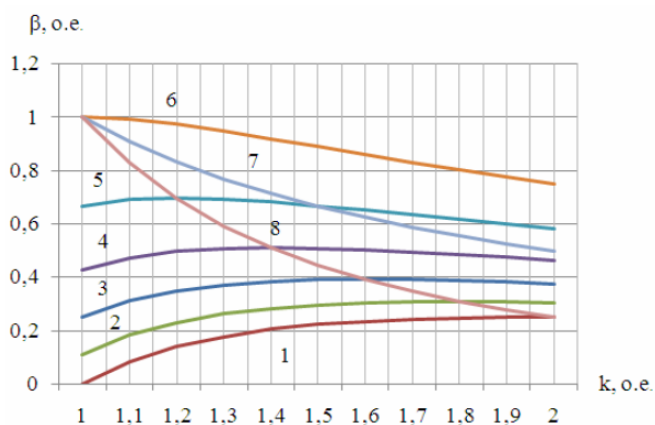


Рис. 2. Определение граничного коэффициента трансформации

Кривые под номерами 1 – 6 соответствуют формуле (15) при вариации параметра α : 1 – $\alpha=1$; 2 – $\alpha=0,9$; 3 – $\alpha=0,8$; 4 – $\alpha=0,7$; 5 – $\alpha=0,6$; 6 – $\alpha=0,5$; кривая 7 построена по формуле (16); кривая 8 ограничивает возможное изменение коэффициента трансформации, соответствует уравнению $v = 1/k^2$.

Проанализируем приведенные на рис. 2. зависимости. Функция, задаваемая выражением (15), достигает максимального значения при $k=2\alpha$, и при этом само максимальное значение функции равно $\beta=1/4\alpha^2$. Отсюда следует, что максимальные значения β описываются выражением $\beta=1/4\alpha^2=1/k^2$ (график 8, рис. 2).

По рис. 2 видно, что при $k>2\alpha$ функция (16) становится убывающей. Очевидно, что рабочей областью изменения коэффициента трансформации у ВДТ является область $1<k<2\alpha$. Спад характеристик для $k>2\alpha$ объясняется тем, что при дальнейшем увеличении нагрузки β заданный уровень желаемого напряжения α на нагрузке уже не может быть обеспечен при увеличении коэффициента трансформации k . Таким образом, кривая 8, рис. 2, может быть названа граничной нагрузочной характеристикой: дальнейшее увеличение нагрузки не может быть скомпенсировано увеличением коэффициента трансформации для сохранения заданного уровня напряжения [6].

Выводы:

Применение вольтодобавочных трансформаторов позволяет решить проблему повышения уровня напряжения удаленных потребителей до нормативного в сельских распределительных электрических сетях. При выборе требуемого коэффициента трансформации у вольтодобавочных устройств необходимо учитывать их влияние на увеличение потерь напряжения в питающей сети.

Библиографический список

1. Родионов, О.С. Проект с применением пунктов автоматического регулирования напряжения / О.С. Родионов, Т.В. Перинский // Новости электротехники. - 2007. - №4.
2. Перинский, Т.В. Опыт эксплуатации пункта автоматического регулирования напряжения в распределительных сетях 6 – 10 кВ / Т.В. Перинский, О.С. Родионов // Электро. - 2009. - №3. – С. 34-35.
3. Алексеев О.В., Китаев В.Е., Шихин А.Я. Электрические устройства / Под ред. А.Я.Шихина: Учебник. – М.: Энергоиздат, 2000. – 336 с.
4. Шеховцов, В.П. Электрическое и электромеханическое оборудование / В.П. Шеховцов. - М.: Издательство «Профессиональное образование», 2004. - 407с.

5. Силовые трансформаторы. Справочная книга / Под ред. С.П. Лизунова, А.К. Лоханина.- М.: Энергоиздат, 2004. - 616 с.

Bibliographic list

1. Rodionov, O.S. Project with the abolition of automatic voltage regulation points / O.S. Rodionov, T.V. Perinsky. - Electrical Engineering News №4, 2007 ..

2. Perinsky, T.V. Operating experience of the automatic voltage regulation point in the 6 - 10 kV distribution networks / TV Perinsky, O.S. Rodionov. - Electro number 3, 2009. - p. 34-35.

3. fromAlekseev, OV fromElectrical devices / O.V. Alekseev, V.E. Chinas. AND I. Shikhin. - М .: Energoizdat, 2007.– 336 p.

4. OShkhovtsov, V.P., fromElectrical and electromechanical equipment / W.P. Shekhovtsov.- М .: Publishing house "from Vocational Education", 2004.- 407с.

5. oLizunova S.P. Power transformers. From the reference book / SP oLizunova, A.K. Lohanina. - М .: Energoizdat, 2004.-616s.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 519.86:621.313.322:621.3.013.8

АСИНХРОННЫЙ РЕЖИМ НЕВОЗБУЖДЕННОГО ГЕНЕРАТОРА

Джунуев Т.Т., Кыргызский государственный технический университет, кандидат технических наук, e-mail: timahaa@mail.ru

Куданалиев Э.Т., ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана», e-mail: emiltk@mail.ru

Мамакеева А.К., Кыргызский государственный технический университет, преподаватель, e-mail: aijan_297@mail.ru

Аннотация: возможность работы генераторов без возбуждения повышает надежность снабжения электроэнергией потребителей и снижает аварийность, так как при потере возбуждения, не вызванной причинами, угрожающими сохранности генератора, он может быть оставлен в работе в асинхронном режиме.

Ключевые слова: устойчивость, электроэнергетические системы, автоматика, асинхронный режим, синхронный генератор, явнополюсные и неявнополюсные генераторы, активная мощность, ротора, скольжение, возбуждение, реактивная мощность, гашение поля, блокировка, надежность, электроснабжение, быстродействие, нагрузка.

ASYNCHRONOUS MODE OF AN UNCOVERED GENERATOR

Dzhunuev T.T., Kyrgyz State Technical University, Candidate of Technical Sciences, e-mail: timahaa@mail.ru

Kudanaliev E.T., OJSC «National Electric Network of Kyrgyzstan», e-mail: emiltk@mail.ru

Mamakееva A.K., Kyrgyz State Technical University, Lecturer, e-mail: aijan_297@mail.ru.

Annotation: the ability to operate generators without excitation increases the reliability of the supply of electricity to consumers and reduces the accident rate, since with a loss of arousal that is not caused by factors that threaten the safety of the generator, it can be left in operation asynchronously.

Keywords: stability, electric power systems, automatics, asynchronous mode, synchronous generator, over-pole and over-pole generators, active power, rotor, slip, excitation, reactive power, field blanking, blocking, reliability, power supply, speed, load.

Анализ нарушения устойчивости электроэнергетических систем показывает, что значительная их часть могла бы быть предотвращена за счет выполнения более точных расчетов устойчивости на этапе проектирования и настройки системой автоматике или за счет правильного ведения режима.

Из большого многообразия возмущающих факторов, возникающих в ЭЭС и приводящие к переходным процессам из одного режима в другой, являются асинхронные режимы.

Общая теория асинхронных режимов синхронных машин в литературе рассматривалась неоднократно [1-2]. Однако многое в этом вопросе оставалось невыясненным. До последнего времени существовало мнение, что момент, развиваемый синхронным генератором при асинхронном режиме, незначительный.

Этот вывод распространяется как на явнополюсные, так и неявнополюсные генераторы, т.е. считалось, что асинхронный режим для всех синхронных генераторов недопустим. Считалось, что генератор, потерявший возбуждение, в асинхронном режиме сможет отдавать активную мощность, близкую к номинальной, только при скольжении 2-5%. При таких скольжениях в роторе будут иметь место потери, в несколько раз превышающие нормальные потери, поэтому такой режим считался опасным для машин. Практически это выразалось в этом, что при потере возбуждения требовалось немедленное отключение от сети синхронных генераторов, установка для этой цели специальных защит, блокировок и т.п. Так, например, при случайном отключении автомата гашение поля, тут же шла команда на отключение генератора, предписывалось немедленное отключение генераторов при всех прочих причинах потери возбуждения.

При рассмотрении допустимости асинхронного режима важным является вопрос о возможности дополнительного потребления реактивной мощности от системы при потере возбуждения. Невозможность обеспечить дополнительную реактивную мощность выдвигается в качестве второго довода (первый – опасность повреждения машины) против допустимости сохранения в работе генератора, потерявшего возбуждение. При этом не рассматривается вопрос о покрытии этого дополнительного потребления реактивной мощности за счет увеличения возбуждения других генераторов. Эта возможность появляется за счет внедрения АРВ с большим быстродействием. Поэтому и эта указанное возражение становится несостоятельным.

Возможность работы генераторов без возбуждения повышает надежность снабжения электроэнергией потребителей и снижает аварийность, так как при потере возбуждения, не вызванной причинами, угрожающими сохранности генератора, он может быть оставлен в работе в асинхронном режиме.

Данный вопрос приобретает актуальность, если речь идет об ЭЭС ограниченной мощности, когда отключение даже одного генератора существенно сказывается на режим энергосистемы.

К примеру, на реконструируемой Бишкекской ТЭЦ введены два блока по 150 МВт и если учесть, что мощность нагрузки Бишкекского энергоузла зимой составляет 400-500 МВт, то отключение даже одного блока приводит к дефициту порядка 20-25%. Это ощутимо и повлечет за собой действия автоматики, начнут срабатывать ступени АЧР. В технологической части ТЭЦ начнется разгрузка блока (охлаждение и т.д.), с последующим разворотом блока при включении генератора в сеть. Все вышеуказанное может привести к системной аварии, т.е. энергосистема разделится на две части с разными частотами (т.е. наступит, так называемый, двухчастотный режим). И такие случаи в Кыргызской энергосистеме были.

За время работы в асинхронном режиме появляется возможность выяснить причину потери возбуждения и принять меры к его восстановлению от своего или резервного возбуждения. В худшем случае, если возбуждение не может быть восстановлено от своего или резервного возбудителя. В худшем случае, если возбуждение не может быть восстановлено без останова генератора, то, если это возможно по режимным условиям, перевести нагрузку на другие генераторы. Возможность даже кратковременной работы синхронного генератора в асинхронном режиме позволяет значительно упростить переход на резервное возбуждение.

Зависимость асинхронного момента от скольжения приводит к периодическому изменению $M_{ac}(s)$ и к колебаниям мощности в 5-7 %, поэтому асинхронный режим без возбуждения, строго говоря, не является установившимся. Обычно характеристику $M_{ac}(s)$ приводят для усредненного асинхронного момента. На рис. 1 изображена такая характеристика для гидрогенератора мощностью 300 МВт. Кривая 1 соответствует замкнутой накоротко обмотке. В случае 2 обмотка ротора замкнута на гасительное сопротивление, равное пятикратному значению сопротивления обмотки возбуждения. Третья характеристика соответствует разомкнутому состоянию обмотки. Все характеристики определены при нормальном напряжении сети.

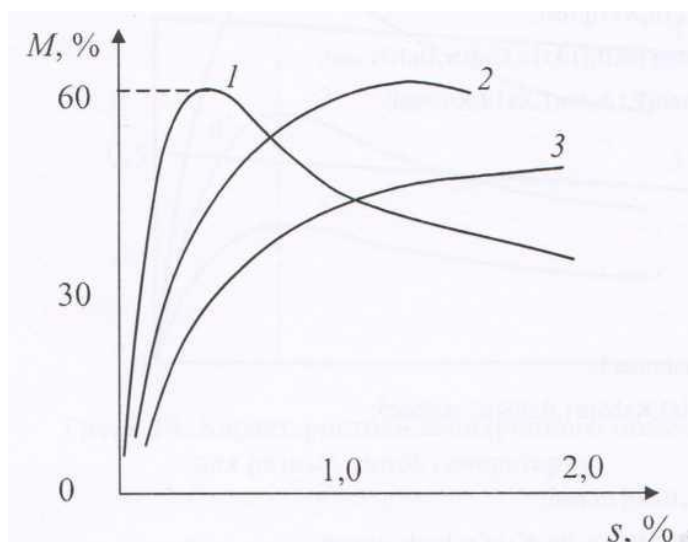


Рис. 1. Усредненная характеристика асинхронного момента генератора в зависимости от состояния обмотки возбуждения

Расчеты асинхронных режимов при потере возбуждения по полным уравнениям Парка-Горева показывает, что [3-5] гашение магнитного поля ротора при потере возбуждения состоит из двух стадий: первой – когда в дугогасящей решётке горит дуга и соответственно, ток ротора протекает как в ОВ, так и в демпферной обмотке (рис. 2, а, б); второй – когда дуга погасла и ток в ОВ $i_f=0$, но ток в демпферной обмотке ещё не затух (рис. 2, а, б). Время гашения дуги составляет около 0,11 с.

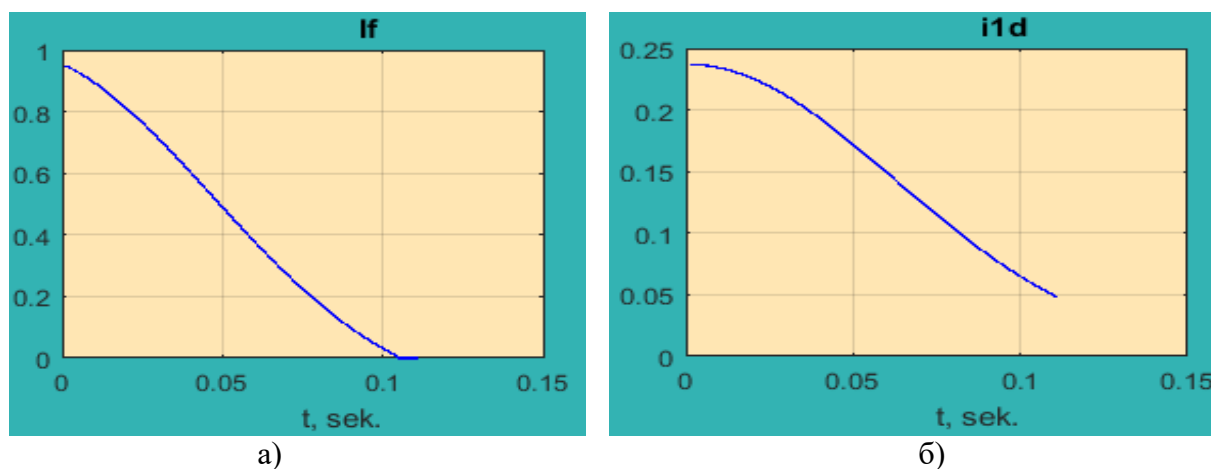


Рис. 2. Изменение токов в ОВ и демпферной обмотке при гашении магнитного поля ротора

С уменьшением тока возбуждения уменьшается и э.д.с. E_q (рис. 3, а) и при $i_f=0$, э.д.с. $E_q=0$.

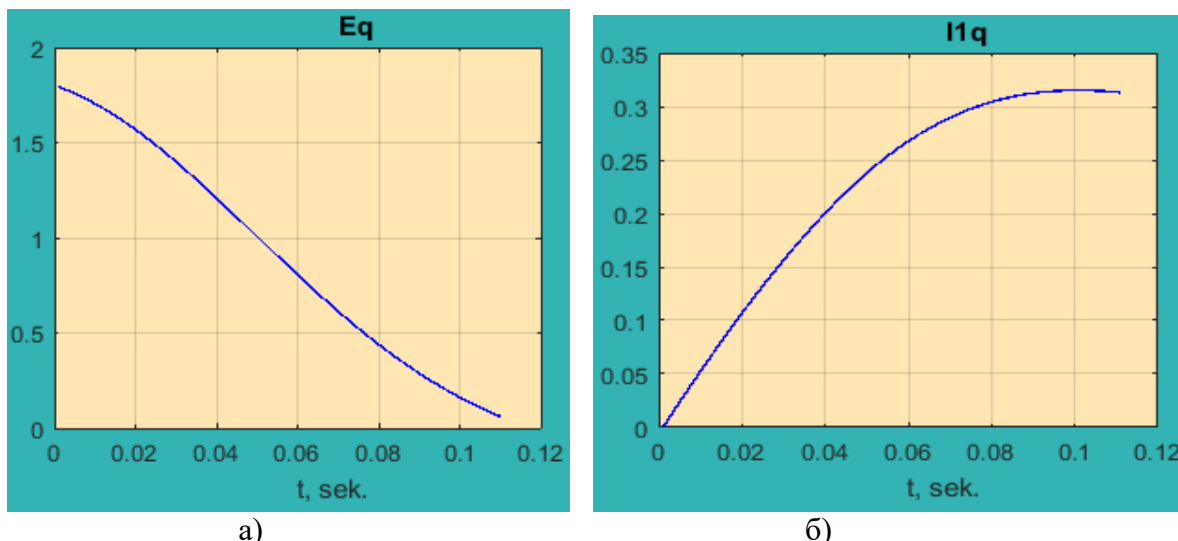


Рис. 3. Изменение э.д.с. E_q и тока в поперечной демпферной обмотке i_{lq} .

В поперечной оси машины изменение магнитных потоков отсутствует, поэтому поперечный ток i_q до момента погасания дуги остается неизменным (рис. 4, а), равным своему предшествующему значению и соответственно, ток i_{lq} в поперечной демпферной обмотке (рис. 3, б) на этом промежутке равен 0.

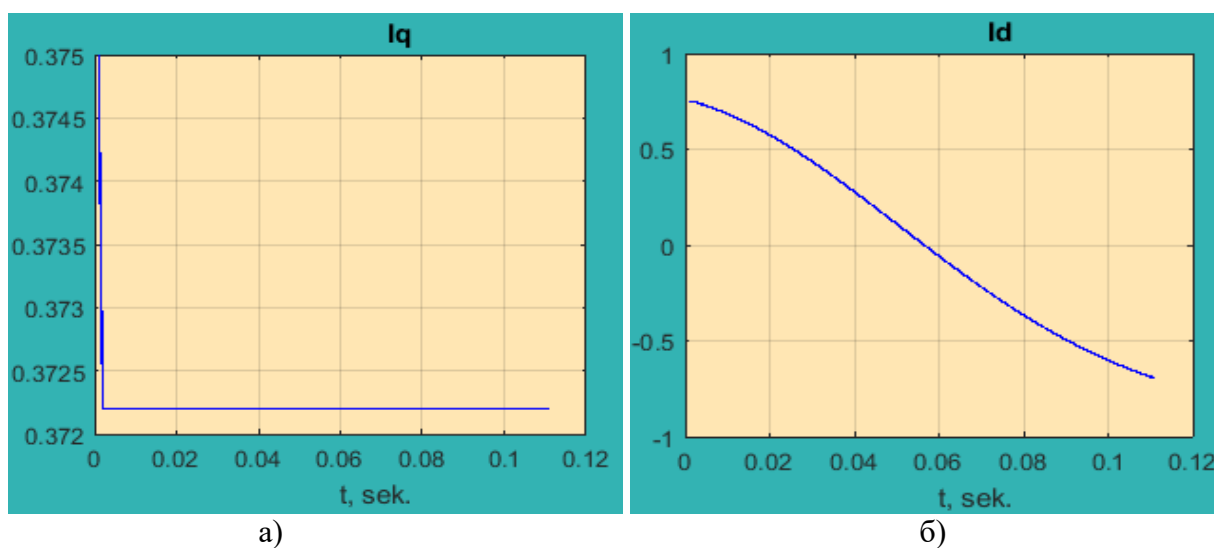


Рис. 4. Изменение токов в статоре в осях d и q

Ток в продольной демпферной обмотке i_{ld} (рис. 2, б) меняется незначительно от 0,237 до 0,05 о.е. и объясняется это плавным изменением тока i_d (рис. 4, б) в продольной оси.

Вывод

Кратковременный асинхронный режим в энергосистеме допустим при выполнении следующих условий:

- нет опасности повреждения асинхронно работающих генераторов;
- в результате действия автоматики возможна синхронизация;
- возмущение, создаваемое асинхронным режимом в энергосистеме, не приводит к дальнейшему развитию аварии.

Библиографический список

1. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. Учебник для электроэнергетических спец. вузов / В.А. Веников - 2-е изд. перераб. и доп. - М.: Высшая школа, 1970. - 472 с.
2. Джунуев, Т.Т. Расчеты асинхронных режимов турбогенераторов при потере возбуждения / Т.Т. Джунуев // Теоретический и прикладной научно-технический журнал «Известия» КГТУ №3(36), 2015.
3. Джунуев, Т.Т. Полная модель синхронной машины в асинхронном режиме при потере возбуждения. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики / Т.Т. Джунуев, А.К. Мамакеева, Н.И. Воропай. – ИСЭМ СО РАН, 2017. – 682 с.
4. Джунуев, Т.А. Анализ аварийных режимов работы энергосистемы в условиях отсутствия аварийного режима / Т.А. Джунуев // Энергетика: Управление, качество и эффективность использования Энергоресурсов Благовещенск.- 2015.
5. Джунуев, Т.Т. Расчеты асинхронных режимов турбогенераторов при потере возбуждения / Т.Т. Джунуев, М.Т. Абдылдаева // Теоретический и прикладной научно-технический журнал Известия КГТУ №3(36). - Бишкек, 2015. - С.179-183.

Bibliographic list

1. Venikov, V.A. Transient electromechanical processes in electrical systems. The textbook for electric power specials. universities. / V.A. Brooms - 2nd ed. reclaiming and add. - M.: Higher School, 1970. - 472 p.
2. Dzhunuev, T.T. Calculations of asynchronous modes of turbogenerators with loss of excitation / T.T. Dzhunuev // Theoretical and applied scientific and technical journal "Izvestia" KSTU No. 3 (36), 2015.
3. Dzhunuev, T.T., Mamakeeva A.K. A complete model of a synchronous machine in asynchronous mode with loss of arousal. Methodical issues of the study of the reliability of large energy systems. Research and ensuring the reliability of energy systems / T.T. Dzhunuev, A.K. Mamakeeva, N.I. Whisper. - ISEM SB RAS, 2017. - 682 p.
4. Dzhunuev, T.A. Analysis of the emergency operation of the power system in the absence of emergency conditions. Energy: Management, Quality and Efficiency of Using Energy Resources Blagoveshchensk / T.A. Dzhunuev.- 2015.
5. Dzhunuev, T.T. Calculations of asynchronous modes of turbogenerators with loss of excitation / T.T. Dzhunuev, M.T. Abdyl daev // Theoretical and applied scientific and technical journal Izvestia KSTU №3 (36). - Bishkek, 2015. - P.179-183.



УДК 621.314.252

**МОДЕЛИРОВАНИЕ МНОГООБМОТОЧНОГО ТРЕХСТЕРЖНЕВОГО
ТРАНСФОРМАТОРА В УСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ**

Суслов В.М., Институт энергетики Академии наук Молдовы,
старший научный сотрудник, svictorm46@gmail.com

Бошняга В.А. Институт энергетики Академии наук Молдовы, старший научный сотрудник,
кандидат технических наук, valeriu.bosneaga@gmail.com

Аннотация: в данной статье предложена структура модели трехфазного трехстержневого многообмоточного трансформатора. Описан предложенный алгоритм получения матричных параметров трансформатора на базе данных опытов парного короткого замыкания и холостого хода данного трансформатора. Данные опыты проводятся как для симметричного режима его работы (для прямой последовательности), так и для однофазного режима (для нулевой последовательности). В результате предложенных преобразований формируются эквивалентные матрицы трансформатора в фазных координатах. Данная модель реализована в широко известном пакете МАТЛАБ, предусмотрена возможность моделирования и исследования несимметричных режимов работы для любой схемы соединения обмоток.

Ключевые слова: моделирование, МАТЛАБ, трансформатор, трехфазный, трехстержневой, многообмоточный, схема замещения, матрицы, параметры, алгоритм.

**MODELLING OF THREE LEG MULTIWINDING TRANSFORMER
IN STEADY STATE CONDITIONS**

Suslov V.M., Power Engineering Institute of Moldova Academy of sciences,
Scientific collaborator, svictorm46@gmail.com

Bosneaga V.A., Power Engineering Institute of Moldova Academy of sciences,
Scientific collaborator, PhD, valeriu.bosneaga@gmail.com

Abstract: in this article, the structure of three-phase three-leg multiwinding transformer model was proposed. The proposed algorithm for obtaining of matrix parameters of transformer on the basis of pair short-circuit and no-load experiments is described. These experiments are carried out both for the symmetric mode of transformer operation (for direct sequence) and for the single-phase mode (for zero sequence). As a result of the proposed conversions, equivalent matrices of transformer are formed in phase coordinates. This model is implemented in the widely known MATLAB package, it is possible to simulate and study asymmetrical modes of operation for any winding connection scheme.

Keywords: simulation, MATLAB, transformer, three-phase, three-leg, multiwinding, equivalent circuit, matrix, parameters, algorithm.

Нами ранее была разработана структура модели однофазного многообмоточного трансформатора, в которой обмотки моделировались комплексными сопротивлениями в виде многолучевой звезды (с количеством лучей, равным числу его обмоток) с тем отличием, что ветви многолучевой звезды являются магнито-связанными между собой [1]. Также там при-

существовала общая ветвь намагничивания, подключенная к точкам пересечения этих лучей и к началам всех обмоток. Кроме того, был разработан алгоритм определения этих параметров по данным опытов парного короткого замыкания и холостого хода.

Для решения задач расчета несимметричных режимов электрических сетей с трансформаторами была поставлена задача распространить данную методику на трехфазный многообмоточный трехстержневой трансформатор, который является одним из основных элементов в электрических сетях различного назначения. При решении данной задачи принято допущение о симметричности фаз трансформатора, что, строго говоря, соблюдается с некоторой степенью приближения для трансформатора с плоской конструкцией магнитной системы. Ввиду пренебрежения несимметричностью отдельных фаз, можно использовать общепринятый прием определения параметров этого трансформатора на основе парных опытов короткого замыкания для двух его режимов. Один из которых - это режим прямой последовательности, а второй - нулевой последовательности. В предыдущих работах (см. например, [2]) все элементы схемы замещения трансформатора (на базе программного комплекса MATLAB) моделировались стандартным способом в виде набора катушек взаимоиндуктивностей и набора идеальных трансформаторов. Однако для многообмоточных трансформаторов, с количеством обмоток больше трех, построение такого рода модели становится довольно трудоемкой задачей. Поэтому возникла идея моделировать обмотки трансформатора с помощью идеальных управляемых источников в соответствии с его математической моделью, базируясь на измеренном текущем режиме по току или напряжению в узловых точках элементов модели трансформатора. Наиболее приемлемым оказался вариант измерения напряжения в узлах схемы замещения и управления источниками токов. Данная модель имитирует приведенный трехстержневой трансформатор, который дополняется идеальными двухобмоточными трехфазными трансформаторами связи всех вторичных обмоток с первичными обмотками каждого из стержней. Модель (реализованная в пакете MATLAB) работает итерационным способом, согласовывая измеренные параметры режима с ее реакцией на них. Данная математическая модель трансформатора построена с использованием матричной алгебры. Причем ее перестройка с одного количества обмоток на другую величину является тривиальной задачей.

Общая схема модели.

Матричная модель приведенного трансформатора условно изображена ниже на следующем рисунке. На нем стрелка слева отображает матрицу напряжений $[U]$ на обмотках трансформатора. Верхняя горизонтальная стрелка показывает матрицу потерь напряжения $[\Delta U]$ на матрице сопротивлений $[Z]$ обмоток трансформатора от протекания по ним токов, отображаемых матрицей токов $[I]$. Стрелка справа отображает матрицу напряжений $[U_\mu]$ на матрице сопротивлений $[Z_\mu]$ ветвей намагничивания стержней трансформатора.

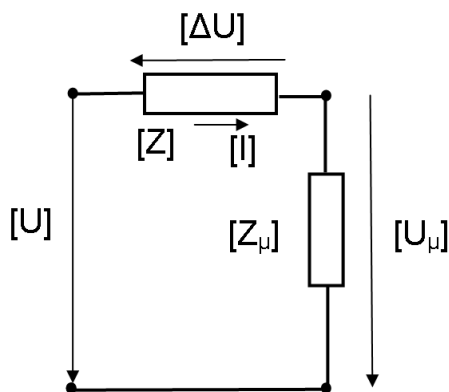


Рис. 1. Матричная схема замещения приведенного многообмоточного трехстержневого трансформатора

Математическую модель трансформатора строим в фазных координатах на базе того же подхода [1], аналогично однофазному трансформатору.

1) Матрица комплексных сопротивлений обмоток трансформатора определяется совокупностью параметров как прямой (в симметричном режиме), так и нулевой последовательностей, согласно следующему блочному матричному уравнению.

$$\|z_s\|_{3n \times 3n} = \frac{1}{3} \cdot \begin{vmatrix} \|z_s^0\|_{n \times n} + 2 \cdot \|z_s^1\|_{n \times n} & \|z_s^0\|_{n \times n} - \|z_s^1\|_{n \times n} & \|z_s^0\|_{n \times n} - \|z_s^1\|_{n \times n} \\ \|z_s^0\|_{n \times n} - \|z_s^1\|_{n \times n} & \|z_s^0\|_{n \times n} + 2 \cdot \|z_s^1\|_{n \times n} & \|z_s^0\|_{n \times n} - \|z_s^1\|_{n \times n} \\ \|z_s^0\|_{n \times n} - \|z_s^1\|_{n \times n} & \|z_s^0\|_{n \times n} - \|z_s^1\|_{n \times n} & \|z_s^0\|_{n \times n} + 2 \cdot \|z_s^1\|_{n \times n} \end{vmatrix}, \quad (1)$$

где n – число обмоток трансформатора на каждом из его стержней,

$n, 3n$ – размеры матриц по строкам и по столбцам,

$\|z_s^0\|, \|z_s^1\|$ - квадратные матрицы комплексных сопротивлений его обмоток, обусловленных омическими потерями в обмотках и полями рассеяния трансформатора и определяемые на базе опытов короткого замыкания как в режиме нулевой последовательности ($\|z_s^0\|$), так и в симметричном режиме прямой последовательности ($\|z_s^1\|$).

2) Падения комплексных напряжений на обмотках трансформатора определяются (измеренной) разницей комплексов потенциалов на обмотках трансформатора с потенциалами на ветвях намагничивания на каждом из его стержней согласно следующему матричному уравнению.

$$\|\Delta \dot{U}\|_{3n} = \|\dot{U}\|_{3n} - \begin{vmatrix} 100 \\ 100 \\ \bullet \bullet \bullet \\ 100 \\ 010 \\ 010 \\ 010 \\ \bullet \bullet \bullet \\ 001 \\ 001 \\ \bullet \bullet \bullet \\ 001 \end{vmatrix}_{3n \times 3} \cdot \|\dot{U}_\mu\|_3 \quad (2)$$

где $\|\Delta \dot{U}\|$ - комплексы потерь напряжения на обмотках трансформатора,

$\|\dot{U}\|$ - комплексы потенциалов на обмотках трансформатора (по отношению к земле),

$\|\dot{U}_\mu\|$ - комплексы потенциалов на ветвях намагничивания стержней трансформатора (также по отношению к земле),

$3, 3n$ – размеры матриц по строкам и по столбцам.

3) Падения (измеренные) комплексных напряжений на обмотках трансформатора связаны с протекающими по ним комплексными токами следующим матричным уравнением.

$$\|\Delta \dot{U}\|_{3n} = \|z_s\|_{3n \times 3n} \cdot \|\dot{I}\|_{3n}, \quad (3)$$

где $\|\Delta \dot{U}\|$ – столбцовая матрица падений комплексных напряжений на обмотках трансформатора,

$\|z_s\|$ - квадратная матрица комплексных сопротивлений его обмоток, обусловленных омическими потерями в обмотках и полями рассеяния трансформатора и определяемая из выражения (1),

$\|\dot{I}\|$ - столбцовая матрица комплексных токов в обмотках трансформатора,

$3n$ – размер матриц по строкам и по столбцам.

4) Комплексные токи в обмотках трансформатора определяются из уравнения (3) согласно следующему матричному уравнению.

$$\left\| \dot{I} \right\|_{3n} = \left\| z_s \right\|_{3n \times 3n}^{-1} \cdot \left\| \Delta \dot{U} \right\|_{3n} \quad (4)$$

5) Параметры ветвей намагничивания стержней трансформатора моделируются в МАТЛАБе стандартным блоком трех взаимосвязанных индуктивностей и здесь не рассматриваются.

Итак, базируясь на измеренных токах обмоток трансформатора, получаем реакцию на них, задавая управляемым источникам тока величины, согласно выражению (4). Модель трансформатора, реализованная в среде МАТЛАБа с некоторой внешней электрической схемой, согласно выше изложенного, оперативно, итерационным способом согласовывает их между собой.

Библиографический список

1. Суслов, В.М. Методика определения параметров схемы замещения многообмоточного трансформатора в виде многолучевой звезды / В.М. Суслов, В.А. Бошняга // PROBLEMELE ENERGETICII REGIONALE №2(37),2018. - Институт Энергетики Кишинев, Республика Молдова, http://journal.ie.asm.md/assets/files/02_02_37_2018.pdf

2. Суслов, В.М. Расчет и исследование установившихся несимметричных режимов трехобмоточного трехфазного силового трансформатора по схеме $Y_n/y_n/d-11$ / В.М. Суслов, В.А. Бошняга // PROBLEMELE ENERGETICII REGIONALE №3(38), 2018. - Институт Энергетики Кишинев, Республика Молдова. <http://journal.ie.asm.md/ru/contents/electronni-jurnal-338-2018>.

Bibliographic list

1. Suslov, V.M. Methods for determining the parameters of the equivalent circuit of a multiwinding transformer in the form of a multi-beam star / V.M. Suslov, V.A. Boshnyaga // PROBLEMELE ENERGETICII REGIONALE №2 (37), 2018. - Institute of Power Engineering Chisinau, Republic of Moldova, http://journal.ie.asm.md/assets/files/02_02_37_2018.pdf

2. Suslov V.M. Calculation and study of steady-state asymmetric modes of a three-winding three-phase power transformer according to the scheme $Y_n / y_n / d-11$ / V.M. Suslov, V.A. Boshnyaga // PROBLEMELE ENERGETICII REGIONALE №3 (38), 2018.- Institute of Power Engineering Chisinau, Republic of Moldova. <http://journal.ie.asm.md/ru/contents/electronni-jurnal-338-2018>.



УДК 519.86:621.313.322:621.3.013.8

**АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ ПРИ АСИНХРОННОМ РЕЖИМЕ
С ПОТЕРЕЙ ВОЗБУЖДЕНИЯ**

Джунуев Т.А., Кыргызский Государственный технический университет имени Исхака
Раззакова, доктор технических наук, профессор, dzhunuev@bk.ru

Абдымомунова А.К., Кыргызский Государственный технический университет имени Исхака
Раззакова, старший преподаватель, aiza_a4@mail.ru

Абдылдаева М.Т., Кыргызский Государственный технический университет имени Исхака
Раззакова, преподаватель, meki-88@mail.ru

Аннотация: кратковременный асинхронный режим в энергосистеме допустим при выполнении следующих условий: нет опасности повреждения асинхронно работающих генераторов; в результате действия автоматики возможна синхронизация; возмущение, создаваемое асинхронным режимом в энергосистеме, не приводит к дальнейшему развитию аварии.

Ключевые слова: устойчивость, электроэнергетические системы, автоматика, асинхронный режим, синхронный генератор, явнополюсные и неявнополюсные генераторы, активная мощность, ротор, скольжение, возбуждение, реактивная мощность, гашение поля, блокировка, надежность, электроснабжение, быстродействие, нагрузка.

**ANALYSIS OF PARAMETERS AT ASYNCHRONOUS MODE
WITH EXCITATION LOSSES**

Dzhunuev T.A., Kyrgyz State Technical University named after Iskhak Razzakov, Doctor of
Technical Sciences, prof. dzhunuev@bk.ru

Abdymomunova A.K., Kyrgyz State Technical University named after Iskhak Razzakov,
senior teacher, aiza_a4@mail.ru

Abdyldaeva M.T., Kyrgyz State Technical University named after Iskhak Razzakov, prep.,
meki-88@mail.ru

Abstract: short-term asynchronous operation in the power system is permissible when the following conditions are met: there is no danger of damage to the asynchronously operating generators; as a result of the operation of automation, synchronization is possible; the disturbance created by the asynchronous mode in the power system does not lead to further development of the accident.

Keywords: stability, electric power systems, automatics, asynchronous mode, synchronous generator, over-polar and non-pole-type generators, active power, rotor, slip, excitation, reactive power, field suppression, blocking, reliability, power supply, speed, load.

Допуская в системе асинхронные режимы, прежде всего необходимо проверить поведение машин, работающих асинхронно [1,2]. Здесь важно выяснить те механические усилия, которые возникнут при асинхронном ходе, проверить нагрев ротора и статора. Кроме того, надо вычислить активные и реактивные мощности машины. Асинхронный ход одной или нескольких машин может оказать влияние на поведение всей системы. В связи с этим необ-

ходимо проверить режим части системы, продолжающей нормальную синхронную работу: выяснить, не перегрузятся ли генераторы, не будет ли недопустимо большого снижения напряжения и не окажут ли его пульсации вредного действия на работу нагрузки. Существенным в ряде случаев является вопрос о поведении устройств автоматики и релейной защиты, иногда могущих при наличии асинхронного хода работать неправильно.

Для анализа их работы необходимо тщательное рассмотрение асинхронных режимов. При этом выделяют процесс выпадения из синхронизма, заканчивающийся установившимся асинхронным ходом. Отдельно рассматриваются режимы обратного вхождения в синхронизм машины: а) подключенной к сети, несущей нагрузку, временно перешедшей на асинхронный режим - ресинхронизации; б) ненагруженной и подключаемой к сети (вновь или после временного отключения) - самосинхронизации.

Эти два режима применяются на практике и в различных комбинациях с другими режимами: автоматическое повторное включение с одновременной самосинхронизацией (АПВС), несинхронные включения частей системы и т. д.

Кратковременный асинхронный режим в энергосистеме допустим при выполнении следующих условий: нет опасности повреждения асинхронно работающих генераторов; в результате действия автоматики возможна синхронизация; возмущение, создаваемое асинхронным режимом в энергосистеме, не приводит к дальнейшему развитию аварии. Однако в ряде случаев в эксплуатации, не имея возможности качественно и количественно оценить допустимость асинхронного режима в конкретной системе, опасаются развития аварии при асинхронном ходе.

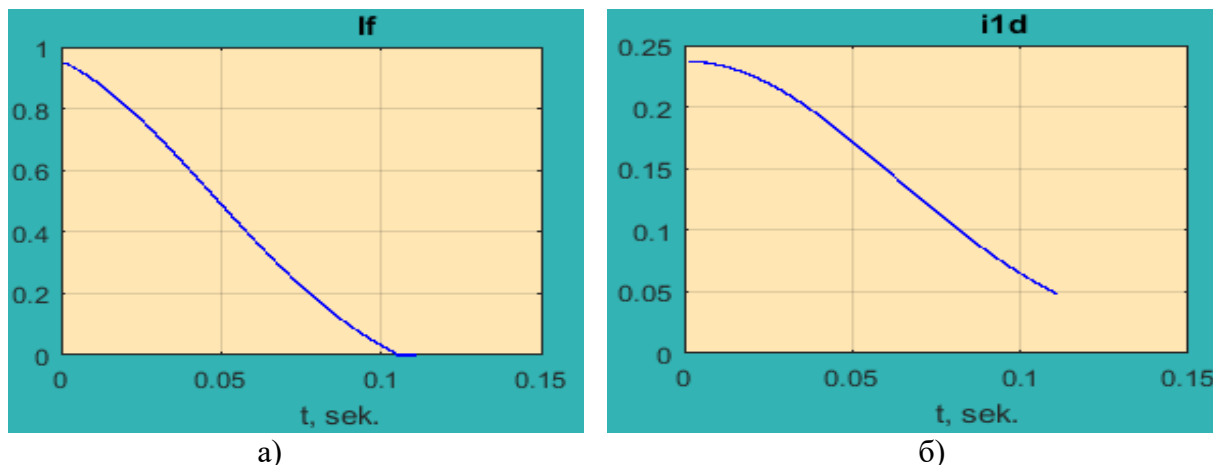
Они устанавливают делительную автоматику мгновенного действия, разделяющую систему на несинхронно работающие подсистемы. При этом возникает необходимость действия АЧР и отключения в дефицитной подсистеме части потребителей, а в избыточной - генераторов. Таким образом, проблема выбора - асинхронный режим или разделение системы на части - представляется актуальной задачей, особенно для слабых энергосистем, работающих с дефицитом мощности.

В настоящее время при анализе режимов работы Кыргызской энергосистемы необходимо отметить следующий существующий фактор: отсутствие резерва мощности, который необходим не только при возникновении аварийных ситуаций, но даже в установившихся режимах при незначительном утяжелении режима исключает возможность выделения в ЭС базисно – балансирующего узла, т.е. отсутствуют шины с неизменным напряжением. Данное обстоятельство указывает на то, что энергосистема является системой ограниченной (малой, автономной) мощности.

Вышесказанное позволяет прийти к заключению, что вопросы исследования асинхронных режимов синхронного генератора при потере возбуждения с целью выявления возможности сохранить его в работе без отключения от сети является задачей актуальной. Выход из строя даже одного генератора 300 МВт Токтогульской ГЭС или одного блока 150 МВт Бишкекской ТЭЦ может существенно повлиять на устойчивость работы энергосистемы [3-5].

Ниже приведен анализ результатов расчетов асинхронного режима при потере возбуждения с применением полных уравнений Парка – Горева.

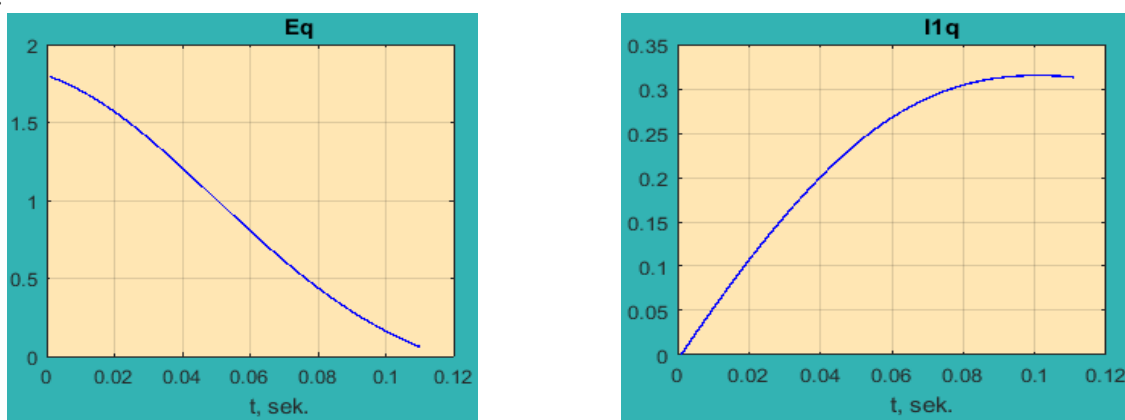
Как видно из графиков, гашение магнитного поля ротора при потере возбуждения состоит из двух стадий: первой – когда в дугогасящей решётке горит дуга и соответственно, ток ротора протекает как в ОВ, так и в демпферной обмотке (рис. 1, а, б); второй – когда дуга погасла и ток в ОВ $i_f=0$, но ток в демпферной обмотке ещё не затух (рис. 1, а, б). Время гашения дуги составляет около 0,11 с.



а)

б)

Рис. 1. Изменение токов в ОВ и демпферной обмотке при гашении магнитного поля ротора. С уменьшением тока возбуждения уменьшается и э.д.с. E_q (рис. 1, в) и при $i_f=0$, э.д.с. $E_q=0$.



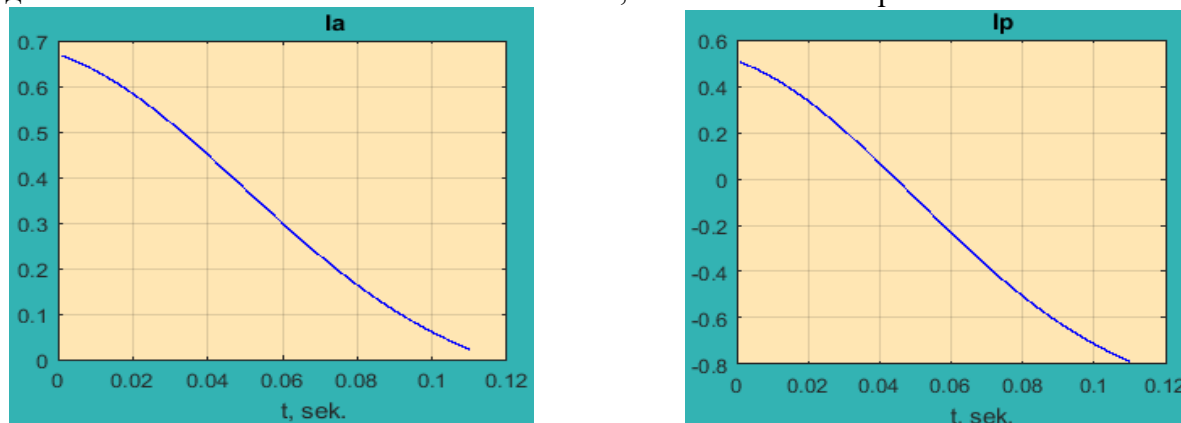
в)

г)

Рис. 1. Изменение э.д.с. E_q и тока в поперечной демпферной обмотке i_{1q} .

В поперечной оси машины изменение магнитных потоков отсутствует, поэтому поперечный ток i_q до момента погасания дуги остается неизменным (рис. 4.2, а), равным своему предшествующему значению и соответственно, ток i_{1q} в поперечной демпферной обмотке (рис. 1, г) на этом промежутке равен 0.

Ток в продольной демпферной обмотке i_{1d} (рис. 1, б) меняется незначительно от 0,237 до 0,05 о.е. и объясняется это плавным изменением тока i_d в продольной оси. На рис. 2, а, б представлены изменения токов во внешней сети, связанной с электрической системой.



а)

б)

Рис. 2. Кривые изменения активного и реактивного тока синхронного тока

Уменьшение активного и реактивного токов в процессе гашения магнитного поля наглядно видно на векторной диаграмме, представленной на оси 3 а, в исходном режиме значение э.д.с.

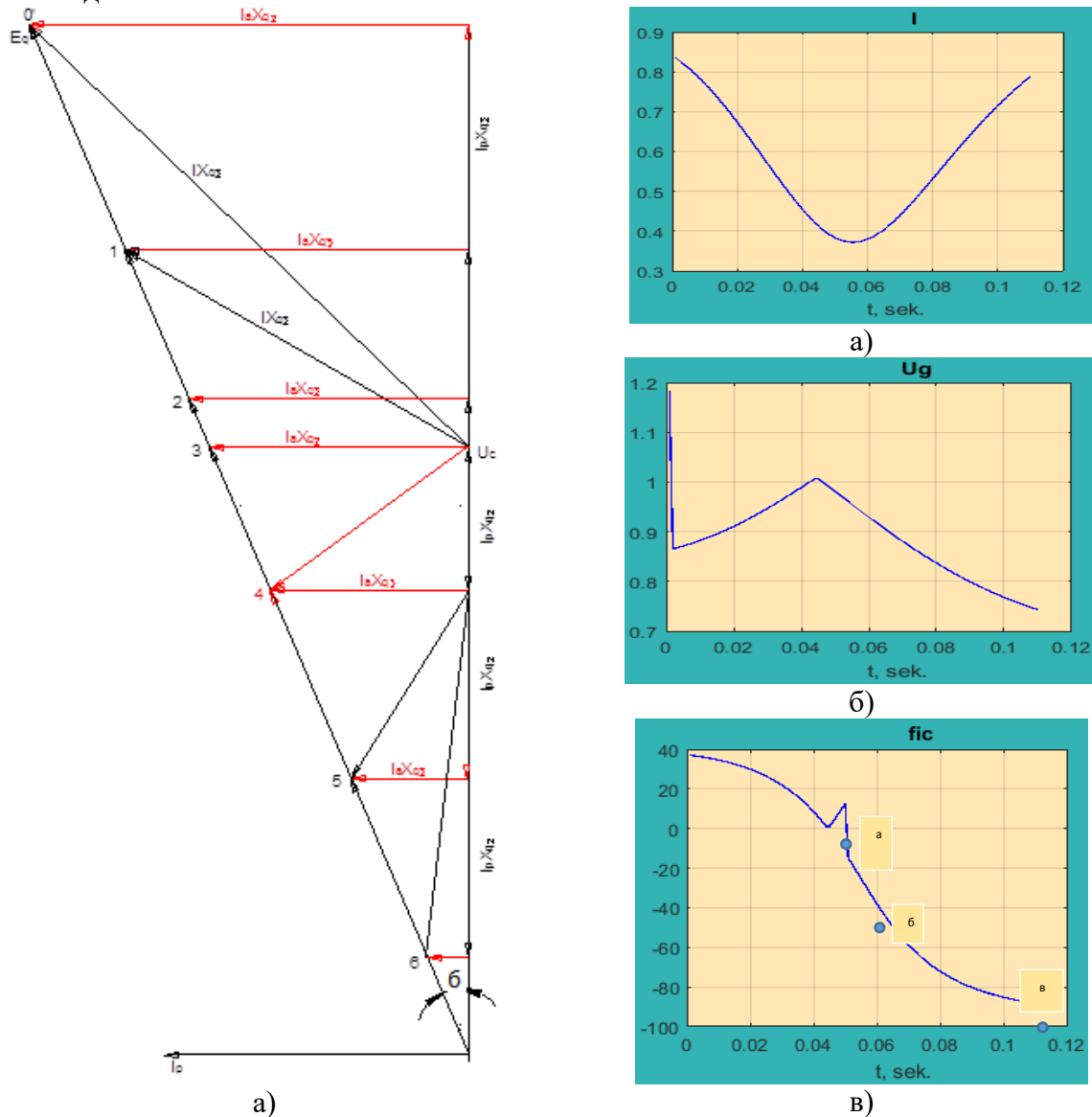


Рис. 3. Векторная диаграмма синхронного генератора (а) при гашении магнитного поля ротора и кривые изменения тока статора (б), напряжения на зажимах генератора (в), угла θ_c (г)

E_q составляет 1,8 о.е. (точка 0' на векторной диаграмме), угол между напряжением системы U_c и E_q составит $\delta=26.59^\circ$, причем на время гашения поля t угол не меняется. С уменьшением тока возбуждения значение э.д.с. E_q уменьшается по модулю (по прямой $00'$). Как видно из векторной диаграммы с уменьшением э.д.с. E_q уменьшаются значения активного $I_a X_{q\Sigma}$ и реактивного $I_p X_{q\Sigma}$ слагаемых падений напряжения (точка 1), так как уменьшаются значения активного I_a и реактивного I_p слагаемых токов, что видно из графиков, представленных на рис. 2 а, б.

В точке 3 реактивный ток, выдаваемый в сеть синхронным генератором равен 0 и угол между напряжением системы U_c и током I равен 0 $\theta_c=0$ (точка а на рис. 3 г), т.е. генератор не выдает реактивную мощность. Передача активной мощности уменьшается с уменьшением активного тока:

$$I_a = \frac{E_q - U_c}{X_{q\Sigma}};$$

Дальнейшее снижение э.д.с. E_q (точка 4) приводит к потреблению реактивной мощности от сети, но передача активной мощности продолжается, угол θ_c меняет знак (рис. 3 г, точке б), синхронный генератор работает с опережающим $\cos\theta_c$, т.е. синхронный генератор переходит в режим асинхронного генератора, выдавая в сеть активную мощность и потребляя от сети реактивную мощность.

Выводы:

1. Снижение э.д.с. E_q при гашении магнитного поля ротора приводит к потреблению реактивной мощности (при $E_q < U_c$) от сети, но передача активной мощности продолжается. Синхронный генератор работает с опережающим $\cos\theta_c$.

2. В момент погасания дуги (э.д.с. $E_q=0$) генератор полностью сбрасывает активную нагрузку и потребляет наибольшую в этом режиме реактивную мощность. Как показан расчеты, потребление реактивного тока составило 0,8I_{рн} (от номинального значения), что допускается по условиям эксплуатации.

Библиографический список

1. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. Учебник для электроэнергетических спец. вузов. / В.А. Веников - 2-е изд. перераб. и доп. - М.: Высшая школа, 1970. - 472 с.

2. Джунуев, Т.Т. Расчеты асинхронных режимов турбогенераторов при потере возбуждения / Т.Т. Джунуев // Теоретический и прикладной научно-технический журнал «Известия» КГТУ №3(36), 2015.

3. Джунуев, Т.Т. Полная модель синхронной машины в асинхронном режиме при потере возбуждения. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики / Т.Т. Джунуев, А.К. Мамакеева, Н.И. Воропай. – ИСЭМ СО РАН, 2017. – 682 с.

4 Джунуев, Т.А. Анализ аварийных режимов работы энергосистемы в условиях отсутствия аварийного режима / Т.А. Джунуев // Энергетика: Управление, качество и эффективность использования Энергоресурсов. - Благовещенск.- 2015.

5. Джунуев, Т.Т. Расчеты асинхронных режимов турбогенераторов при потере возбуждения / Т.Т. Джунуев, М.Т. Абдылдаева // Теоретический и прикладной научно-технический журнал Известия КГТУ №3(36). - Бишкек, 2015. - С.179-183.

Bibliographic list

1. Venikov, V.A. Transient electromechanical processes in electrical systems. The textbook for electric power specials. universities. / V.A. Brooms - 2nd ed. reclaiming and add. - M.: Higher School, 1970. - 472 p.

2. Dzhunuev, T.T. Calculations of asynchronous modes of turbogenerators with loss of excitation / T.T. Dzhunuev // Theoretical and applied scientific and technical journal "Izvestia" KSTU No. 3 (36), 2015.

3. Dzhunuev, T.T., Mamakeeva A.K. A complete model of a synchronous machine in asynchronous mode with loss of arousal. Methodical issues of the study of the reliability of large energy systems. Research and ensuring the reliability of energy systems / T.T. Dzhunuev, A.K. Mamakeeva, N.I. Whisper. - ISEM SB RAS, 2017. - 682 p.

4. Dzhunuev, T.A. Analysis of the emergency operation of the power system in the absence of emergency conditions. Energy: Management, Quality and Efficiency of Using Energy Resources Blagoveshchensk / T.A. Dzhunuev.- 2015.

5. Dzhunuev, T.T. Calculations of asynchronous modes of turbogenerators with loss of excitation / T.T. Dzhunuev, M.T. Abdyl daev // Theoretical and applied scientific and technical journal Izvestia KSTU №3 (36). - Bishkek, 2015. - P.179-183.



УДК 621.321

ЛАЗЕРНОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

Мясоедова Л.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
инженер, lo.myasoedova@gmail.com

Ерохина С.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
студент, svetlan_a98@mail.ru

Аннотация: в данной статье рассматривается лазерное освещение, которое может оказаться более выгодным способом освещения не только предприятий, но и жилых помещений.

Ключевые слова: лазер, лазерное освещение.

LASER LIGHTING

Myasoyedova L.A., FGBOU VO «Amur State University», engineer, lo.myasoedova@gmail.com;
Erokhina S.V., FGBOU VO «Amur State University», student, svetlan_a98@mail.ru;

Abstract: this article deals laser lighting, which may be a more profitable way to illumination not only enterprises but also residential premises.

Key Words: laser, laser lighting.

За последнее время широкое распространение получила концепция лазерно – оптическая система с удаленным источником излучения для наружного и специального освещения.

В настоящее время разрабатывается комплекс нормативных документов и ей уделяется пристальное внимание. Концепция удаленного люминофора открывает для лазерного освещения абсолютно новый способ освещения объектов, которая обуславливает значительную конкуренцию перед другими системами освещения.

В лазерном освещении применяется два основных подхода – смещение лучей трех или большего числа лазеров, если требуется обеспечить спектр, близкий к солнечному, или использование люминофоров (вещества, способные преобразовывать поглощаемую им энергию в световое излучение), которые активируются лазером. Конструкция светодиодов содержит диоды и микросхем, выполненные на основе двух терминальных полупроводников. Этими полупроводниками осуществляется преобразование потока электрической энергии в луч света и цвета определенной длины волны. Гамма цвета, в свою очередь, зависит от применяемого сочетания терминальных полупроводников. Выпускаются белые светодиоды, где от чипа синего луч направляется на фосфорно – химическую основу. В результате поглощения синего света, прибор начинает излучать желтый свет. Излучение желтого люминофора и синего светодиода объединяют и получают свет, воспринимаемый глазами человека как белый.

Лазерные диоды оснащены двумя зеркалами на противоположных концах полупроводника. Одно из зеркал имеет частичную прозрачность, подобно двухстороннему зеркалу. При низких уровнях мощности, лазерный диод работает аналогично тому, как работает обычный светодиод с очень малой эффективностью отдачи. Однако, как только электрическая

мощность достигает порога плотности, равного примерно 4 кВт/см^2 , полупроводник излучает достаточно света для части длин волн, что отражаются между зеркалами. Эти условия позволяют лазерному диоду излучать значительно больше света, чем это делает обычный светодиод.

Кроме того, отражённый между зеркалами свет, проходит сквозь полупрозрачное зеркало, благодаря чему формируется узкий луч синего. Этот луч далее может быть направлен на люминофор для последующей генерации желтого света.

Стоит отметить интересную деталь: обычные синие светодиоды имеют высокую светоотдачу, регенерируя до 70% электрической мощности, проходящей через приборы при плотности потока 3 Вт/см^2 . Это значительно более эффективно, чем в случае с лазерными диодами синего излучения, мощность конверсии которых не превышает 30%, когда плотность электроэнергии составляет не более 10 кВт/см^2 .

Но светодиоды способны достигать высокой эффективности при низких токовых уровнях. Поэтому эффективная отдача требует значительной массы дорогих полупроводников.

Усиление тока, пропускаемого через светодиоды, повышает яркость излучения. Но увеличение тока резко снижает эффективность светодиодов. Это явление известно, как «спад». А вот эффективность лазерных диодов с увеличением тока не изменяется.

Таким образом, при плотности электроэнергии около 5 кВт/см^2 , светодиоды становятся менее эффективными по сравнению с диодными лазерами. Эта разница производительности увеличивается пропорционально с уровнем мощности.

Для примера можно рассмотреть конструкцию лампы для обычного освещения с лазерным филаментом – набором дисковых лазеров, собранных в стопку. Недостаток таких лазеров для обычных целей заключается в том, что их излучение распространяется во всех направлениях в плоскости диска. Однако, в конкретных случаях этот факт является преимуществом – лазерный свет равномерно возбуждает люминофор. Для этого, один или несколько лазеров помещается в прозрачную трубку, покрытую изнутри люминофором. Длина волны, на которой работает лазер, подбирается для оптимального возбуждения люминофора со спектром, близким к спектру солнца.

Лазерное освещение имеет ряд преимуществ перед другими системами освещения. Благодаря тонкому мало расходящемуся лучу лазера – обеспечивается возможность создания систем, способных освещать объекты, удаленные на десятки и сотни метров с много меньшими потерями в сравнении с существующими системами.

В отличие от традиционных источников света – луч лазера можно перенаправить и делить десятки раз создавая мульти зональную систему без проводов и электричества для освещения больших пространств. Также разделение лазерного потока позволит получить точки освещения с разными световыми характеристиками от одного источника освещения.

Также необходимо отметить, что источник тепла находится далеко за пределами освещаемого пространства, тем самым данную систему освещения можно применять в особо опасных зонах и тех местах, где тепло может отрицательно повлиять на материал, конструкцию и т.д., например, такую систему освещения можно использовать в музеях, так как для освещения бесценных экспонатов требуется только свет без сопровождения тепла. Использование лазерной осветительной системы может быть применено в тепличных хозяйствах, так как тепло является отрицательным фактором для микроклимата помещений.

Исключение источника электрической энергии из схемы освещения позволяет применить систему при обследовании резервуаров со взрывоопасными паровыми соединениями, работе в шахтах и рудниках. Лазерный свет подается на сотни метров по световолокну или световоду, либо по воздуху без потерь с максимальной эффективностью. Применение лазерно – осветительной системы для экстренного развертывания на местности в случае природных и техногенных катастроф. Так же для локальных ремонтных работ. Освещение парков, открытых пространств и многое другое.

Высокоэффективная лазерно – осветительная система за счет конструкции многократно снижает расход энергии, а также за счет направленного локального характера освещения практически может снизить световое загрязнение.

Лазерно – осветительная система безопасно для жизни освещает пространства и объекты на высоте. Вследствие того, что источник освещения находится удаленно, то обслуживание таких объектов становится проще и дешевле, обслуживание таких систем возможно произвести без дополнительных устройств и спецтехники (в том числе подсветка, башен, ремонтных модулей и т.д.).

Будущий спроектированный универсальный серийный модуль лазерно – осветительной системы легко можно интегрировать в дорожные фонари, консольного типа мачты освещения, парковые столбы. Мобильный модуль лазерно - осветительной системы в отличие от световых башен, применяемых спецслужбами, может создать одновременно общее и локальное освещение от одного источника излучения, в труднодоступных местах без угроз взрыва при проведении опасных работ.

Вместе с тем индивидуальным модуль лазерно – осветительной системы более безопасен чем его аналог, например, шахтерский фонарь, так как основного осветительного устройства.

Кроме того, высокоэффективная система выгодно отличается от эксплуатируемых сегодня источников освещения, в первую очередь это связано с экономией. Экономия происходит не только за счет эффективности, но и за счет внедрения самой системы. При внедрении такой системы главные экономические показатели достигаются за счет снижения стоимости при строительстве – монтажных работа, при уменьшении в разы материалов и ресурсов, которые можно направить на модернизацию оборудования предприятия, а также при обслуживании.

Самое важно можно отметить, что срок эксплуатации является ощутимым показателем. Обычные светодиоды после одного года использования снижают заявленные характеристики от 20 до 30 %. Тем временем лазерные диоды не снижают свои заявленные характеристики до конца эксплуатации диода.

Библиографический список

1. Григорян, А.Г. Пространственная структура излучения мощных волноводных лазеров для технологий/А.Г. Григорян, В.В. Васильцов // Инженерный журнал: наука и инновации № 6 - 2012.
2. Сравнение лазеров различных видов. URL: http://www.ntoire-polus.ru/apps_lasers.html (дата обращения 25.02.2019).
3. Электронный журнал «Радиолоцман»
<https://www.radiolocman.com/review/article.html?di=183797> (дата обращения 26.02.2019)

Bibliographic list

1. Grigoryan A.G. The spatial structure of the radiation of high-power waveguide lasers for technology/ A.G. Grigoryan, V.V. Vasiltsov //Engineering Journal: Science and Innovation №6, 2012.
2. Comparison of lasers of different types URL: http://www.ntoire-polus.ru/apps_lasers.html (дата обращения 25.02.2019).
3. Electronic magazine "Radiolotsman"
<https://www.radiolocman.com/review/article.html?di=183797> (the date of contact is 02/26/2019).



УДК 621.3.061

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ
ВАКУУМНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ**

Мясоедов Ю.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат технических наук, профессор, myv@amursu.ru

Гулевич Н.М., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, nikita_chaos.96@mail.ru

Аннотация: рассмотрены преимущества и недостатки высоковольтных вакуумных выключателей, перед высоковольтными масляными выключателями, а также проблема их эксплуатации.

Ключевые слова: высоковольтный вакуумный выключатель, срез тока, синхронная коммутация, гашение дуги.

**ASSESSMENT OF THE EFFICIENCY OF OPERATION OF HIGH-VOLTAGE
VACUUM SWITCHES**

Miasoedov U.V., FGBOU VO «Amur State University», candidate of technical sciences, professor, myv@amursu.ru

Gulevich N.M., FGBOU VO «Amur State University», magistracy, nikita_chaos.96@mail.ru

Abstract: the advantages and disadvantages of high-voltage vacuum switches, in front of high-voltage oil switches, as well as the problem of their operation are considered.

Keywords: high voltage vacuum breaker, current cut, synchronous commutation, arc extinction.

Высоковольтный вакуумный выключатель – электротехнический коммутационный аппарат [1], предназначенный для оперативных включений или отключений электрооборудования в энергосистеме в различных режимах. Вакуумный выключатель (ВВ) является одной из разновидностей высоковольтного выключателя.

Начиная с 80х годов ВВ вытесняют традиционные аппараты. Одна из основных причин такого явления, это превосходство вакуума над другими средами, так как вакуум имеет большую электрическую прочность. В вакуумной дугогасящей камере малая концентрация частиц [5], из за этого среда не способна поддерживать длительное горение дуги. Высоковольтные вакуумные выключатели обладают следующими достоинствами:

1. Простота использования. Вакуумный выключатель не требует замены масла, отсутствие необходимости в компрессорном хозяйстве снижает расходы, при выходе из строя камеры она заменяется как единый блок. Сам выключатель работает в любом положении в пространстве [4].

2. Высокая надежность. Частота отказа и поломок выключателя в несколько раз ниже, чем у масляных и воздушных выключателей.

3. Выключатель имеет высокую коммутационную износостойкость. В зависимости от типа дугогасительной камеры и значений тока, число отключений номинальных токов (без ремонта и ревизий) достигает 12-20 тысяч, а токов аварийных режимов от 25 до 200 отклю-

чений. Для сравнения, цифры для выключателей с воздушной дугогасящей средой составляют 1000 – 2500 и 6 – 15 аварийных отключений, для масляных выключателей 500 – 1000 и 3-10 аварийных токов.

4. Безопасность при эксплуатации. Из за малых динамических нагрузок, небольшой энергии привода, отсутствия выброса газов и масла, малой массы вакуумных выключателей по сравнению с другими, обеспечивается бесшумность работы, повышается культура обслуживания и предотвращается загрязнение окружающей среды [4]. Герметичное исполнение и отсутствие среды (поддерживающей горение) предполагают высокую пожарную безопасность и возможность работы в агрессивных средах.

5. Ток среза. В настоящее время в вакуумных выключателях применяются контакты из современных материалов [1] (в основном сплав хрома и меди в разных пропорциях). В выключателях, в которых установлены такие ВДК, нет больших токов среза и, соответственно, от токов среза нет больших перенапряжений, вызванных непосредственно токами среза. Но это преимущество можно отнести к более новым версиям вакуумного выключателя, для старых моделей существует большой недостаток рассмотренный ниже.

Не смотря на достоинства у вакуумных выключателей также есть значительные недостатки. Главным недостатком является возникновение коммутационного перенапряжения, вызванным отключением ненагруженных трансформаторов средних классов напряжений и зависят от величины тока среза и параметров сети. Отключение установившихся токов холостого хода трансформаторов в сетях 6-10 кВ вакуумным в основном не вызывает опасных перенапряжений [2]. Однако, прерывание неустановившегося тока намагничивания может привести в случае малой емкости сети со стороны трансформатора к более существенным перенапряжениям. Наибольшую опасность представляют собой коммутационные перенапряжения для электродвигателей, так как они имеют пониженные по сравнению с трансформаторами уровни изоляции и в особенности пониженную импульсную прочность обмотки при воздействии волн с крутым фронтом. Волновые сопротивления двигателей примерно на два порядка ниже, чем у трансформаторов, поэтому уровни перенапряжения при обычном срезе тока также значительно ниже. Однако включение двигателя или отключение его пускового тока, как правило, сопровождается многократными повторными зажиганиями и воздействиями волн перенапряжений с крутым фронтом [3]. При определенном сочетании параметров схемы и начальных условий наблюдается постепенное нарастание максимумов волн (эскалации напряжений), при котором они могут достигать 5-кратных значений по отношению к фазному напряжению двигателя.

Не смотря на свои недостатки, вакуумный выключатель является надежным и эффективным коммутационным аппаратом. А конструктивные преимущества ВВ по сравнению с традиционными коммутационными аппаратами способствуют повышению эффективности функционирования энергообъектов, снижению затрат на эксплуатацию распределительных сетей, электростанций и подстанций. Также при разработке новых ВВ учитываются эти недостатки и применяются дополнительные типы защит в конструкции выключателя.

Библиографический список

1. Кадомская, К.П. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Основные характеристики и электромагнитные процессы / К.П. Кадомская, Ю.А. Лавров, О.И. Лаптев. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. – 343 с.
2. Набатов, К.А. Высоковольтные вакуумные выключатели распределительных устройств / К.А. Набатов, В.В. Афонин.
3. Назарычев, А. Н. Методы и математические модели комплексной оценки технического состояния электрооборудования / А.Н. Назарычев, Д.А. Андреев / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2005. – 224 с.
4. Назарычев, А.Н. Анализ основных преимуществ применения вакуумных выключателей / А.Н. Назарычев // Энергоэспер № 4-5. - 2007.

5. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Т.2 / А.А. Федоров. - М.: Энергоатомиздат, 1987.

Bibliographic list

1. Kadomskaya, K.P. High-voltage electrical equipment of the new generation. New characteristics and electromagnetic processes / K.P. Kadomskaya, Yu.A. Lavrov, O. I. Laptev. - Novosibirsk: NSTU Publishing House, 2008. - 343 p.

2. Nabatov, K.A. High-voltage vacuum switchgear switchgears / K.A. Nabatov, V.V. Afonin.

3. Nazarychev, A. N. Methods and mathematical models for the integrated assessment of the technical state of electrical equipment / AN. Nazarychev, D.A. Andreev / Ivan. state energy un-t - Ivanovo, 2005. - 224 p.

4. Nazarychev, A.N. Analysis of the main advantages of the use of vacuum switches / A.N. Nazarychev // Energy esper № 4-5, 2007.

5. Fedorov, A.A. Handbook of power supply and electrical equipment. Т.2 / А.А. Федоров.- М .: Energoatomizdat, 1987.



УДК 621.31

**ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ПРИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ
ГОРОДСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ**

Мясоедов Ю.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
профессор, кандидат технических наук, yuriy.myasoedov@gmail.com

Николаева М.Н., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, mashazeya@mail.ru

Актуальность: в данной статье были рассмотрены основные теоретические аспекты, которые применяются в управлении интеллектуальными системами в электроэнергетической отрасли.

Ключевые слова: умные сети, Smart Grid, электрические системы.

**BASIC TRENDS IN THE INTELLECTUALIZATION
OF URBAN DISTRIBUTION NETWORKS**

Myasoedov Yu.V., FGBOU VO «Amur State University», Professor,
Candidate of Technical Sciences, yuriy.myasoedov@gmail.com

Nikolaeva M.N., FGBOU VO «Amur State University», undergraduate, mashazeya@mail.ru

Relevance: this article examined the main theoretical aspects that are used in the management of intelligent systems in the electricity industry.

Key words: Smart Grid, Smart Grid, electrical systems

В настоящее время большинство энергопередающих и распределительных компаний сталкиваются с серьезными проблемами. Среди них является стареющая инфраструктура сети, риск инвестиций, возрастание пиковых нагрузок, массовое распространение новых технологий генерации электроэнергии, необходимость приоритетной замены оперативного управления, необходимость модернизации сети в условиях жесткого давления со стороны регуляторов, необходимость улучшения качества сервиса для клиентов, необходимость поддержания постоянно высокого уровня надежности сети, необходимость построения эффективной системы управления активами компании.

Найти решение с данными проблемы можно с помощью внедрения в энергосистему интеллектуальную электросеть (Smart Grid).

Интеллектуальная электросеть представляет собой новую систему взглядов на роль технологий в обновлении энергетической инфраструктуры, в переосмыслении нашей ответственности как потребителей энергии, так и в деле сбережения экологии и жизненно необходимых энергоресурсов.

Данная технология представляет собой объединение электрических сетей потребителей и производителей энергии в единую систему, которая в реальном времени позволяет отслеживать, контролировать и управлять режимами работы всех ее участников. Актуальность данного подхода объяснима тем, что развитие мировой экономики в долгосрочной перспективе все более будет определяться постепенной трансформацией энергетического рынка в ры-

нок технологий, а не товаров, что приведет к изменению модели его работы. Одним из направлений этих изменений и считается разработка smart grids, для которых ответственны следующие положения: объединение энергетических и информационных сетей; усовершенствование в управление электропотреблением в сфере конечного потребления; развитие энергосбережения, в том числе в коммунальном секторе; разработка технологий автономного и мобильного энергоснабжения; образование сервисных компаний, а следовательно смещение центра формирования прибыли от эксплуатации ресурсов к созданию новых энергетических технологий; быстрое увеличение эффективного энергопотребления благодаря переходу к наиболее качественному использованию различных видов энергии. Безусловно, то что осуществление этих положений являются переходом от количественных оценок энергии к качественным на основе информационно-энергетических систем. Это требует как усовершенствования существующих моделей управления ресурсами на макроуровне, так и создания новых микроуровней (предприятий и отдельных домохозяйств), то есть в первую очередь речь идет о распределительных сетях. В понимании иностранных специалистов непосредственно они должны стать центром развития smart grids. Тут планируется широкое внедрение систем распределенной автоматизации в сочетании с расширением коммуникационных возможностей для интеграции отдельных приборов в единую сеть обмена данными.

Одна из главных целей технологии smart grid заключается в стимулировании применения возобновляемых источников энергии, которые являются гораздо менее надежными, чем ископаемое топливо. И поэтому возникает потребность в более сложных системах регулирования и диагностики. Исходя из этого, создание smart grid предполагает наличие трех ключевых блоков управления: потреблением, аварийными режимами, сетью в целом. Требуется разработка и внедрение целого комплекса инновационного оборудования и технологий: устройств, позволяющих повысить предел пропускной способности линий электропередачи; высоковольтных приборов быстрого регулирования напряжения; накопителей электроэнергии на базе мощных аккумуляторов. Для создания данных систем нужны также «интеллектуальные розетки», чтобы обмениваться данными со счетчиками и находить оптимальное время для включения приборов (кондиционеров, кухонных плит, стиральных машин и сушилок и т.д.), которые могли бы самостоятельно искать нужную информацию в электросети. На пример, согласно проекту «умного города», в домах устанавливаются индикаторы, которые содержат исторические и фактические данные по потреблению энергии и выявляющие способы ее экономии, применяются термостаты и автоматические выключатели питания вместо режимов ожидания. Интеллектуальные сети должны в своем составе содержать устройства передачи разнородных по своему составу данных. Согласно анализу международной исследовательской группы Gartner, основными технологическими трендами применения ИТ в энергетике являются: ориентация ИТ-поставщиков на формирование добавленной стоимости для клиентов; системы анализа и принятия решений; мобильные технологии. Для малого бизнеса, индивидуальных предпринимателей и домохозяйств требуется разработка мобильных решений для аналитических расчетов в целях оптимизации энергопотребления и автоматизированных систем управления расходом электричества в соответствии с концепцией «умного дома». Это обеспечит постоянный аудит и позволит оперативно реагировать на возникающие проблемы, прогнозировать развитие ситуации. Естественно, что создание полнофункциональных smart grids предполагает изменения в организационной структуре систем управления энергоснабжением и в соответствующих нормативно-правовых актах. Только за счет этого, как свидетельствует опыт США, Канады, Японии и европейских стран, можно сэкономить 10–20% ресурсов.

Таким образом, основными задачами при интеллектуализации городских распределительных сетей является операционная эффективность – сокращение объемов хищений электроэнергии и повышение собираемости платежей с помощью автоматизированных систем считывания показаний приборов учета; правильное реагирование – уменьшение пиковых нагрузок с помощью интеллектуальных приборов учета, позволяющих внедрить тарификацию в зависимости от времени потребления; надежность сети – составление прогноза по-

ребления для оптимизации конфигурации сети в режиме реального времени, что позволит оборудованию функционировать в полную силу его фактических возможностей; современные коммуникационные технологии – возможность встроить интеллектуальные функции во всю инфраструктуру электросети: от подстанции до абонентского оборудования.

Реализация вышеуказанных задач будет возможна при :

- условия сочетания интеллектуальной сети с функциями мониторинга;
- использовании возобновляемых источников энергии;
- интеллектуальном обмене информацией;
- интеллектуальном потреблении и учете обеспечивающим повышение надежности, безопасности и эффективности сети за счет автоматизации управления спросом и реагирования на чрезвычайные ситуации.

Вывод:

Проведен анализ развития современной энергетики. Из анализа следует, что наиболее перспективным направлением развития является модернизация энергетики, в частности, за счёт снижения потерь в энергетических системах. Технически эта проблема решается с помощью интеллектуальных сетей.

Библиографический список

1. Электроэнергетика России 2030: Целевое видение / Под общ. ред. Б.Ф. Вайнзихера. – М.: Альпина Бизнес Бук, 2008.
2. <http://www.oe.energy.gov/smartgrid.htm> (интернет-ресурс).
3. European SmartGrids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. – Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2006.
4. Дорофеев, В.В. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России / В.В. Дорофеев, А.А. Макаров // Энергоэксперт. – 2009. - № 4 (15).
5. Концепция энергетической стратегии России на период до 2030 года (проект). Прил. к журналу «Энергетическая политика». – М.: ГУ ИЭС, 2007.
6. Ледин, С.С. Развитие промышленных стандартов внутри- и межсистемного обмена данными интеллектуальных энергетических систем / С.С. Ледин, А.В. Игнатичев // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2010. - № 10.

Bibliographic list

1. Electricity. in Russia 2030: you target Vision / By total ed. B.F. Weinsicher - Moscow: Alpina Business Book, 2008.
2. <http://www.oe.energy.gov/smartgrid.htm> (online resource).
3. European technology platform SmartGrids. Vision and strategy for future European power grids. - Luxembourg: Bureau of Official Publications of the European Communities, 2006.
4. Dorofeev, V.V. YouActive Adaptive Network - New. Quality of UES of Russia / V.V. Dorofeev, A.A. Makarov // Energy expert №4, 2009.
5. The concept of the energy strategy of Russia for the period up to 2030 (project) // App. to the magazine "Energy Policy". - M.: GU PEC, 2007.
6. Ledin, S.S. Development of industrial standards for intra-and inter-system exchange. Data on intelligent energy systems / S.S. Ledin, A.V. Ignatichiev // Automation and IT in the power industry № 10, 2010.



УДК 681.121: 681.125

**ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ И УСЛОВИЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИБОРОВ
УЧЁТА ПОСЛЕ ОКОНЧАНИЯ ЗАЯВЛЕННОГО СРОКА СЛУЖБЫ**

Колесников А.Н., Димитровградский инженерно-технологический институт -
филиал ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»,
кандидат технических наук, ANKolesnikov@mephi.ru

Аннотация: показано, что имеется неоднозначное толкование понятий «срок службы» и «срок эксплуатации» приборов учета энергоресурсов. Предложено внести корректирующие изменения в законодательство.

Ключевые слова: приборы учета, срок службы, эксплуатация, законодательство.

**EVALUATION OF THE POSSIBILITY AND CONDITIONS OF USE
OF METERING DEVICES AFTER THE END OF THE STATED SERVICE LIFE**

Kolesnikov A. N., Dimitrovgrad Institute of engineering and technology-branch of the national
research nuclear University "MEPhI", candidate of technical Sciences, ANKolesnikov@mephi.ru

Abstract: it is shown that there is an ambiguous interpretation of the concepts of "service life" and "operation,life" of energy metering devices. It is proposed to make corrective changes to the legislation.

Keywords: metering devices, service life, operation, legislation.

Коммерческий учет тепловой энергии и теплоносителей в качестве одной из основных задач предполагает создание гармоничных отношений между поставщиками и потребителями энергоресурсов, а это возможно тогда, когда показания приборов достоверны. Основные требования к организации коммерческого учета определяются нормами Законов об Энергосбережении, Обеспечении единства измерений, Правилами коммерческого учета тепловой энергии теплоносителя, и в целом соответствуют времени.

Однако не всегда граждане–потребители энергоресурсов, их производители и поставщики имеют возможность защиты прав и законных интересов от отрицательных последствий недостоверных результатов измерений. В стране достаточно долго в рамках принятия проекта новых «Правил коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя» [1] обсуждались требования к используемым средствам измерения (СИ). Не все предложения нашли отражение в утвержденном варианте, в частности, о возможности использовать приборы учета после окончания среднего срока службы (эксплуатации). Во многом это связано с неопределенностью некоторых понятий.

Статья 13. пп.2 Федерального Закона 261-ФЗ [2] постулирует: ”До установки приборов учета используемых энергетических ресурсов, а также при выходе из строя, утрате или по истечении срока эксплуатации приборов учета используемых энергетических ресурсов расчеты за энергетические ресурсы должны осуществляться с применением расчетных способов определения количества энергетических ресурсов”.

Определение термина «эксплуатация» дано в ГОСТ Р51617-2000 [3] как стадия жизненного цикла объекта, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество (работоспособное состояние)». Термин «срок эксплуатации» используется обычно как обобщенное понятие для "ресурса" и "срока службы", но его определение в стандартах отсутствует. Термин «срок службы» определен в ГОСТ 27.002–2015[4]. Это «календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации или ее возобновления после капитального ремонта до момента достижения предельного состояния». Предельное состояние – состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособности невозможно или нецелесообразно».

Порядок установления срока службы и ответственность производителя за соответствие товара данной характеристике введены Законодательством о защите прав потребителей [5]: «срок службы – период, в течение которого изготовитель обязуется обеспечивать потребителю возможность использования товара по назначению и нести ответственность за существенные недостатки, возникшие по его вине. Изготовитель обязан устанавливать срок службы товара длительного пользования, в том числе комплектующих изделий (деталей, узлов, агрегатов), которые по истечении определенного времени могут представлять опасность для жизни, здоровья потребителя, причинять вред его имуществу или окружающей среде. Перечень таких товаров устанавливается Постановлением Правительства РФ. На товары, предназначенные для длительного использования, не включенные в перечень (в их число входят приборы коммерческого учета), изготовитель вправе (но не обязан) устанавливать срок службы».

Если в течение срока службы возникает ситуация невозможности использовать прибор как СИ (т.е. погрешность или диапазон не входят в класс), то ответственность несет изготовитель. Разница в гарантийном сроке и сроке службы в том, что в первом случае ремонт, возвращающий способность прибора быть СИ, – за счет изготовителя, а во втором – за счет потребителя.

Приборы коммерческого учета не включены в Перечень, тем не менее, в руководстве по эксплуатации приборов учета обычно указывается рекомендованный срок службы.

Таким образом, первое предложение – заменить в статье 13. пп.2 Федерального Закона 261-ФЗ «срок эксплуатации» на «срок службы». Это решение повлечет за собой много последствий: что делать если такой срок в документах на прибор не прописан (для импортных СИ – сплошь и рядом), если документы утеряны, если прибор взят с длительного хранения...и т.д. и т.п. Кроме того, это вызовет негативную реакцию собственников объектов потребления энергоресурсов, за чей счет будет происходить замена приборов учета. Ну и, наконец, что, если ни у кого нет сомнений в достоверности учета прибора, срок службы которого истек?

Несет ли кто-либо ответственность за добротность показаний СИ за пределами срока службы? Для анализа этой ситуации необходимо рассмотреть показатели возможности использования товара.

1. Показатели возможности использования товара

Таковыми показателями являются метрологические характеристики и техническая исправность.

1.1. Метрологические характеристики.

Для датчиков (преобразователей расхода, температуры, давления) существенными метрологическими характеристиками, зафиксированными в «Описании типа», являются диапазон и погрешность измерения, межповерочный интервал.

1.2. Техническая исправность.

Состояние прибора, позволяющее, чтобы при поверке его метрологические характеристики попали в заявленный в «Описании типа» диапазон.

2. Подтверждение показателей «возможности использования в качестве СИ

Для ответа на вопрос, поставленный в данной работе, необходимо понять, каким образом подтверждается «возможность использования» в течение срока эксплуатации и чем от-

личается подтверждение этой возможности за пределами срока эксплуатации.

2.1. В пределах срока эксплуатации.

Одной из основных форм поддержания СИ в метрологически исправном состоянии является его периодическая поверка.

Необходимость поверки средств измерения устанавливает Федеральный Закон №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» [6], в частности, статья 13. Она проводится метрологическими службами согласно правилам, изложенным в специальной нормативно-технической документации. В результате поверки определяется соответствие типу только 2-х показателей:

- погрешности измерений;
- динамического диапазона.

Техническая исправность, в конечном итоге, также проверяется, в том числе и после ремонта, при проверке соответствия вышеперечисленных метрологических характеристик представленным значениям в описании типа. Важнейшая характеристика СИ, устанавливаемая при проведении испытаний СИ с целью утверждения типа – **межповерочный интервал (МПИ) – при проведении поверки воспринимается как данность.**

С одной стороны, для снижения риска эксплуатации метрологически неисправного оборудования и предотвращения аварийных ситуаций поверка должна проводиться как можно чаще. С другой, частые поверки оказываются экономически нецелесообразными и трудозатратными. То есть возникает задача определения оптимального межповерочного интервала. Установление значения межповерочного интервала СИ в соответствии с рекомендациями нормативных документов не решает проблему: доступных данных, как правило, недостаточно. Определение межповерочного интервала СИ по итогам длительных испытаний, во-первых, является дорогостоящей процедурой, во-вторых, результат таких испытаний теряет свою ценность при последующих изменениях в технологии производства, например, при замене поставщика компонентов или материалов.

Для вновь разработанных СИ программа испытаний не может учесть все варианты применения СИ в реальных условиях эксплуатации. В первую очередь, это касается условий эксплуатации СИ, применяемых в сферах энергосбережения. На практике, работая в реальных условиях, СИ уже через 1-2 года могут не подтвердить свои метрологические характеристики, требуют юстировки, а некоторым необходим ремонт. Результаты показывают, что на момент периодической поверки значительный процент приборов не соответствует нормируемым метрологическим характеристикам. Но неизвестно, когда эти характеристики вышли за допускаемые пределы, а значит, расчеты между потребителем и поставщиком энергоресурсов не соответствуют получаемым или предоставляемым услугам. Учитывая рост стоимости энергоресурсов, потери - значительные.

В соответствии с ПР 50.2.006-94 [7] корректировка межповерочного интервала может проводиться органом Государственной метрологической службы по согласованию с метрологической службой юридического лица, а в случае несогласия сторон окончательное решение о межповерочном интервале выносится государственными научными метрологическими центрами, курирующими соответствующие виды измерений. Согласовать изменение межповерочного интервала с сотнями юридических лиц, даже по одному типу СИ нереально.

2.2. За пределами срока эксплуатации

Какие возможности имеются для определения «возможности использования» за пределами срока эксплуатации? Совершенно очевидно, что те же самые, что и в течение срока. У завода-изготовителя ответственность за возможность использования СИ по назначению окончилась вместе с окончанием срока службы. Любой прибор учета – это механическое или электротехническое устройство, которое в процессе своей работы постепенно изнашивается и начинает выдавать искаженные данные. Основным фактором, влияющим на изменение метрологических характеристик водосчетчиков, является плохое качество воды, приводящее к быстрому износу механизма (для вертушек) и отложениям в проточной части водосчетчи-

ков. Для электронных приборов заметно влияние флуктуации характеристик электронных компонентов.

В самом «Порядке проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденном приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. N 1815 [8], содержатся такие допущения, которые позволят пройти поверку любому практически любому СИ:

п.10. СИ представляются на поверку чистыми...

п.19. Обязательное представление СИ на периодическую поверку чаще установленного межповерочного интервала (внеочередная поверка) осуществляется, в том числе в случаях: ...проведения повторной регулировки или настройки с вскрытием пломб, предотвращающих доступ к узлам регулировки и (или) элементам конструкции...

Т.е. если вышедшее из класса неизвестно когда СИ, прошло поверку после отмытки и ремонта СИ, то оно может эксплуатироваться вплоть до физического разрушения. Но производитель – держатель «Описания типа», снял с себя ответственность, в том числе и за МПИ. Достоверны ли в этом случае показания СИ в межповерочный период? С другой стороны, если у поставщиков и потребителей нет сомнений в достоверности, почему бы прибор и в дальнейшем не использовать? Установленный при утверждении типа государственными службами метрологического контроля неизменный МПИ может стать в таком случае вечным яблоком раздора участников хозяйственных отношений.

Ранее предлагались различные варианты нормализации ситуации, например:

1. Вернуться к порядку установления межповерочного интервала, определяемому в ныне отмененном ГОСТ 8.002, т.е. разрешить региональным ЦСМ устанавливать МПИ, исходя из условий и специфики применения СИ при наличии документально подтвержденных статистических данных.

2. Установить МПИ, соответствующий сроку службы, после которого эксплуатация не допускается.

Не анализируя их достоинства и недостатки, мы предлагаем *дополнить* статью 13. пп.2 Федерального Закона 261-ФЗ : «Продление эксплуатации приборов коммерческого учета энергоресурсов после окончания срока службы допускается при составлении соответствующего акта, который подписывают потребитель, поставщик и поверяющая организация. В акте указывается срок продления, порядок поверки, взаимная ответственность».

Этим самым учитываются местные условия, фиксируется консенсус в признании показаний достоверными и достигается баланс интересов поставщика и потребителя. В российском законодательстве такой подход ранее был применен к продлению эксплуатации оборудования особо опасных производств. Нет сомнений, что сфера ЖКХ тоже может быть отнесена к категории взрывоопасных.

Библиографический список

1. Постановление Правительства РФ от 18 ноября 2013 № 1034 "О коммерческом учете тепловой энергии, теплоносителя" (с изменениями и дополнениями) // <https://base.garant.ru/70511954/>.

2. Федеральный закон от 23 ноября 2009 N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" (с изменениями и дополнениями)//<https://base.garant.ru/12171109> .

3. Государственный стандарт РФ ГОСТ Р 51617-2000 "Жилищно-коммунальные услуги. Общие технические условия" (принят постановлением Госстандарта РФ от 19 июня 2000. N 158-ст) (с изменениями и дополнениями) // <https://base.garant.ru/3922556/>.

4. Государственный стандарт РФ ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике. Термины и определения// <http://1000gost.ru/Index/62/62713.htm>.

5. Закон РФ от 07.02.1992 N 2300-1 (ред. от 29.07.2018) «О защите прав потребителей» (с изменениями и дополнениями)// <https://base.garant.ru/10106035/>.

6. Федеральный закон от 26 июня 2008 N 102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений" (с изменениями и дополнениями) // <https://base.garant.ru/12161093/> .
7. Правила по метрологии ПР 50.2.006-94 «Порядок проведения поверки средств измерений» // <http://www.sonel.ru/ru/biblio/standards/pr50.2.006-94/>.
8. Приказ Министерства промышленности и торговли РФ от 2 июля 2015 N 1815 "Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке" (с изменениями и дополнениями) <https://base.garant.ru/71182810/>.

Bibliographic list

1. Decree of the Government of the Russian Federation of November 18, 2013 № 1034 "On commercial accounting of thermal energy, coolant" (as amended) // <https://base.garant.ru/70511954/>.
2. The Federal Law of November 23, 2009 N 261-FZ "On energy saving and energy efficiency and on amendments to certain legislative acts of the Russian Federation" (with amendments and additions) // <https://base.garant.ru/12171109/>.
3. State Standard of the Russian Federation GOST R 51617-2000 "Housing and communal services. General specifications" (adopted by the decree of the state standard of the Russian Federation of June 19, 2000 N 158-St) (with amendments) // <https://base.garant.ru/3922556/>.
4. Russian state standard GOST 27.002-2015 "Reliability in engineering. Terms and definitions" // <http://1000gost.ru/Index/62/62713.htm>.
5. The Law of the Russian Federation from 07.02.1992 N 2300-1 (as amended from 29.07.2018) "On consumer protection" (with changes and additions) // <https://base.garant.ru/10106035/>.
6. The Federal Law of June 26, 2008 N 102-FZ "On ensuring the uniformity of measurements" (with amendments) // <https://base.garant.ru/12161093/>.
7. Rules on Metrology PR 50.2.006-94 "Procedure for verification of measuring instruments" // <http://www.sonel.ru/ru/biblio/standards/pr50.2.006-94/>.
8. The Order of the Ministry of Industry and Trade of the Russian Federation of July 2, 2015 N 1815 "About the statement of the Order of carrying out verification of measuring instruments, requirements to the sign of verification and the content of the certificate of verification" (with changes and additions) // <https://base.garant.ru/71182810/>.



УДК 621.311.42

АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОКАНАЛЬНЫХ ПРИБОРОВ УЧЕТА ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА В РУНН БЛОЧНЫХ КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Кузнецов А.И., Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет), бакалавр, anador96@yandex.ru

Аннотация: в данной статье исследована целесообразность применения многоканального прибора учета для организации коммерческого учета в РУНН БКТП на основе технико-экономического сравнения, а также иных факторов, являющихся важными при производстве и поставке трансформаторных подстанций. На основании проведенного анализа сделаны выводы о путях применения таких приборов учета.

Ключевые слова: коммерческий учет, пофидерный учет, многоканальный счетчик, БКТП, подстанция.

ANALYSIS OF FEASIBILITY OF USE MULTI-CIRCUIT BRANCH FEEDER MONITORS FOR COMMERCIAL METERING IN POWER DISTRIBUTORS FOR LOW VOLTAGE IN SECTIONAL COMPLETE SUBSTATIONS

Kuznetsov A.I., South Ural State University (national research university), bachelor,
anador96@yandex.ru

Abstract: the paper analyses feasibility of multi-circuit branch feeder monitor use to organize commercial metering in a transformer substation. To verify the validity of the comparison method, we carried out several experiments including feasibility study. The results show the ways of rational application of branch feeder monitor.

Keywords: multi-circuit metering, commercial metering, transformer substation.

В настоящее время широко используется коммерческий учет на отходящих линиях трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ (пофидерный учет).

Под коммерческим учетом следует понимать «систему регистрации информации для проведения финансовых расчетов на оптовом или розничном рынке о ее производстве и (или) реализации с использованием установленных государственными органами методики и форм документов» [1]. Учет включает сбор, передачу информации, а также в обязательном порядке регистрацию информацию согласно заданным правилам.

Согласно 7-му изданию ПУЭ [2, пп. 1.5.9] расчетные счетчики активной электроэнергии на электростанции следует устанавливать на границе раздела сети (по балансовой принадлежности) между электроснабжающей организацией и потребителями, то есть на каждой отходящей от шин трансформаторной подстанции линии, принадлежащей потребителю.

В качестве трансформаторных подстанций в настоящее время почти во всех регионах России все чаще применяются блочные комплектные трансформаторные подстанции в оболочке из сэндвич-панелей или железобетонной оболочке. Такие подстанции комплектуются оборудованием на заводе-изготовителе и доставляются на место установки практически в

полной степени готовности, что снижает объем строительного-монтажных работ, производимых на объекте. В городских условиях чаще всего находят применение комплектные блочные трансформаторные подстанции в железобетонной оболочке – БТП. В силу монолитной конструкции и прочности бетона данный тип подстанций является более долговечным и надежным в эксплуатации.

В современных подстанциях внешние габариты блоков являются важным фактором, поскольку тогда вся подстанция займет меньшую площадь на территории объекта. В связи с этим в качестве решений, более компактных, чем панели ЩО, применяют разнообразные стойки ГРЩ, НКУ, РШНН. В случае наличия требований к пофидерному учету в таких решениях приборы учета (счетчики) выносят в шкафы (панели) учета навесного или напольного исполнения.

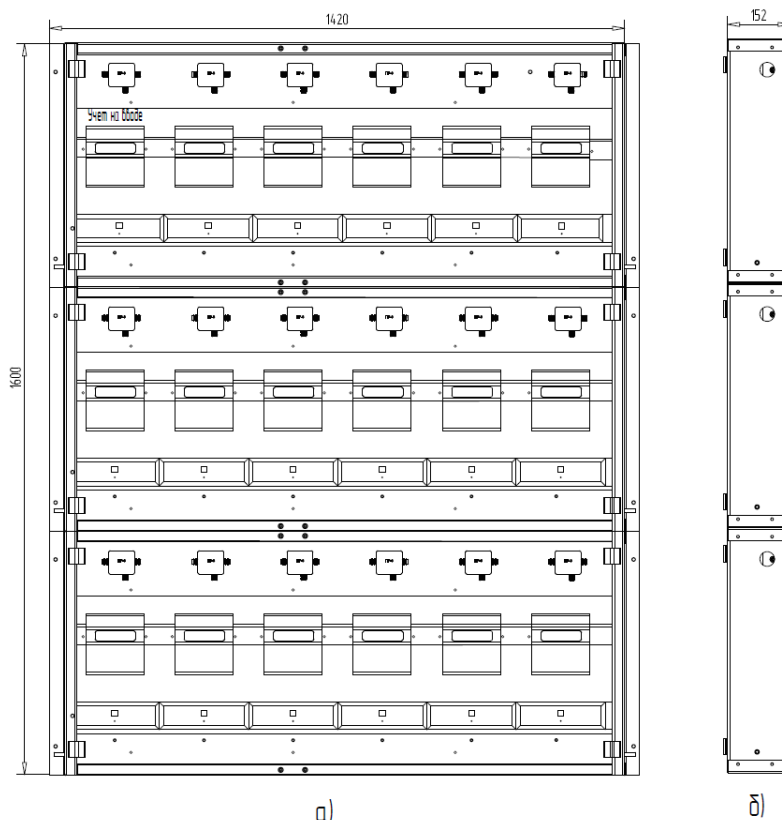


Рис. 1. Пример исполнения панели учета на 18 счетчиков

Как видно из рисунка 1 такие шкафы имеют большие габариты и занимают много места вдоль стен подстанции, что не удовлетворяет критерию компактности решений.

Как было описано выше, при пофидерном учете для каждого присоединения устанавливается свой счетчик. Проблема заключается в том, что при большом количестве отходящих от шин РУНН подстанции линий количество таких счетчиков также велико, однако все они должны быть размещены в подстанции. Решение может быть найдено с применением многоканальных (многофидерных) приборов учета.

Среди изготавливаемых в России решений многоканальных приборов немногие могут быть использованы для коммерческого учета на основе своих характеристик, таких как:

- внесение прибора в реестр как средства измерения (сертифицированный счетчик);
- пломбировка каналов на приборе, защита паролем;
- место для наклейки с указанием потребителя может быть организовано под пломбируемой крышкой.

Рассмотрим применение такого прибора учета на примере SATEC BFM II. Это многоканальный счётчик активной, реактивной и полной электроэнергии. Прибор измеряет элек-

троэнергию и основные параметры электрической сети по 18 каналам (18 однофазных или 6 трёхфазных счётчиков).

В базовой версии 3 порта связи: Ethernet, USB и RS-485, 256 Мб энергонезависимой памяти. BFM II может быть оснащён дополнительными модулями для учёта по 24, 30, 36, 42 или 54 каналам; модулями ввода/вывода, дополнительными портами связи, сенсорным дисплеем, как это показано на рисунке 2. [5].



Рис. 2. Прибор учета SATEC BFM II, оснащенный дополнительными модулями

Для определения эффективности использования такого варианта принято решение провести технико-экономическое сравнение двух вариантов выполнения пофидерного учета: с использованием широкоприменяемых счетчиков CE303 S31 543-JAVZ для каждого присоединения и с использованием многоканального прибора учета SATEC BFM II.

Таблица 1 – Технико-экономическое сравнение

Вариант на счетчиках CE303	Цена, руб.	Кол-во, шт.	Сумма, руб.	Вариант на BFM II	Цена, руб.	Кол-во, шт.	Сумма, руб.
Счетчик CE303 S31 543-JAVZ	6 233	14	87 262	Базовый модуль BFM II	108 912	1	108 912
Трансформаторы тока	3 000	14	42 000	Доп. модуль на 16 токовых входов	29 880	1	29 880
Шкаф учета ШУ-9	15 000	2	30 000	Доп. модуль на 6 токовых входов	16 980	1	16 980
Шкаф сбора и передачи данных	130 000	1	150 000	GSM модем с антенной	28 296	1	28 296
-	-	-	-	Доп. источник питания	17 400	1	17 400
-	-	-	-	Разъёмный трансформатор с номинальным первичным током 5 А и отверстием 16 мм	1 200	14	16 800
-	-	-	-	Трансформаторы тока	3 000	14	42 000
-	-	-	-	Шкаф металлический	10 000	1	10 000
Итого, руб.:			289 262				270 268

Отдельно стоит выделить отсутствие необходимости установки дополнительного шкафа сбора и передачи данных в подстанции (ШСПД) при использовании прибора BFM II. Назначение такого шкафа в том, чтобы собрать сигналы со всех счетчиков, например, по интерфейсу RS-485 и передавать их дальше в систему учета по необходимому каналу связи. Прибор BFM II самостоятельно выполняет эту функцию.

Кроме этого, проведенное технико-экономическое сравнение все равно не может учесть все различия в итоговой стоимости подстанции. Дело в том, что экономия при ис-

пользовании прибора ВФМ II может быть достигнута также и за счет уменьшения габаритов блоков подстанции. Железобетонные блоки меньшего габарита обходятся дешевле в производстве вследствие использования меньшего количества металла для армирования и бетона для заливки. Кроме этого, дополнительная экономия средств, влияющая на итоговую стоимость подстанции, может быть получена вследствие удешевления стоимости доставки вместе с уменьшением габаритов и массы блоков. Как правило, во всех поставках комплектных трансформаторных подстанций требуется не только произвести подстанцию, но и доставить ее на объект заказчика, поэтому стоимость доставки также важна в итоговой стоимости для заказчика.

Таким образом, имея возможность оценить технико-экономические показатели обоих вариантов, учитывая, что разница в стоимости между вариантами составляет 6,6%, можно прийти к заключению, что вариант использования прибора ВФМ II для организации пофидерного коммерческого учета может быть применен на практике. Типовое использование таких приборов в дальнейшем сделает работу с ними более привычной и быстрой, а, учитывая уплотненную застройку в городах, фактор компактности трансформаторных подстанций будет цениться все больше и больше, и отказ от больших по размерам панелей учета в пользу небольших компактных шкафов, является верным решением на пути к уменьшению размеров подстанций.

Библиографический список

1. Осика, Л. К. Коммерческий и технический учет электрической энергии на оптовом и розничном рынках: Теория и практические рекомендации / Л.К. Осика. – СПб. : Политехника, 2015. – 360 с.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ).– М. : Ростехнадзор, 2010. – 411 с.
3. Халитов, Н. А. Особенности систем коммерческого учета электроэнергии / Н. А. Халитов, Д. Ю. Руди, Е. Е. Нурахмет и др. // Международный научно-исследовательский журнал. - 2016. - №5. - С. 202—204.
4. Брага, М.А. Внедрение системы учета электрической энергии в электроснабжении Емельяновского района Красноярского края / М.А. Брага, В.А. Кожухов // Вестник КрасГАУ. - 2016. - №2 // URL:<https://cyberleninka.ru/article/n/vnedrenie-sistemy-ucheta-elektricheskoy-energii-v-elektrosnabzhenii-emelyanovskogo-rayona-krasnoyarskogo-kрая> (дата обращения: 04.03.2019).
5. Многоканальный счётчик электроэнергии SATEC ВФМ II [Электронный ресурс] // Производственно-логистический центр автоматизированных систем. URL: <https://satec-global.ru/bfm-ii/>.

Bibliographic list

1. Osika, L. K. Commercial and technical accounting of electric energy in the wholesale and retail markets: Theory and practical recommendations / L.K. Osika. - SPb. : Polytechnic, 2015. - 360 p.
2. Rules for electrical installations (PUE). – M.: Rostekhnadzor, 2010. - 411 p.
3. Khalitov, N. A. Features of the commercial electricity metering systems / N. A. Khalitov, D. Yu. Rudi, E. E. Nurakhmet, etc. // International Research Journal No. 5, 2016. - p. 202–204.
4. Braga, M.A. The introduction of the electric power metering system in the power supply of the Yemelyanovsky district of the Krasnoyarsk Territory / M.A. Braga, V.A. Kozhuhov // Herald KrasGAU number 2, 2016. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vnedrenie-sistemy-ucheta-elektricheskoy-energii-v-elektrosnabzhenii-emelyanovskogo-rayona-krasnoyarskogo-kрая> (access date: 04.03.2019).
5. Multichannel electricity meter SATEC BFM II [Electronic resource] // Production and logistics center of automated systems. URL: <https://satec-global.ru/bfm-ii/>.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.316

ХАРАКТЕРИСТИКА КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЛАСТИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Мясоедов Ю.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет», профессор,
кандидат технических наук, yuriy.myasoedov@gmail.com

Музыченко Г.Е., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, gosha1818@mail.ru

Намаконова Н.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, namakonova.n@yandex.ru

Аннотация: в статье рассматриваются устройства для оптимизации потоков реактивной мощности. Показана целесообразность их применения в электроэнергетической системе Дальнего Востока.

Ключевые слова: управляемый шунтирующий реактор, СТАТКОМ, фазоповоротное устройство, реактивная мощность, напряжение.

CHARACTERISTICS OF COMPENSATING DEVICES AND DETERMINATION OF THEIR APPLICATION AREA

Myasoedov Yu.V., FGBOU VO «Amur State University», Professor Candidate of Technical
Sciences, yuriy.myasoedov@gmail.com;

Muzychenko G.E., FGBOU VO «Amur State University», undergraduate, gosha1818@mail.ru;

Namakonova N.A., FGBOU VO «Amur State University», undergraduate,
namakonova.n@yandex.ru.

Abstract: the article discusses devices for optimizing reactive power flows. The expediency of their use in the electric power system of the Far East is shown.

Key words: controlled shunt reactor, STATCOM, phase-reversing device, reactive power, voltage.

Снижение потерь мощности и энергии в электрических сетях является важной составляющей общего комплекса энергосберегающих мероприятий. Одним из средств решения этой задачи является оптимизация параметров режима электрической сети, управление потоками мощности, регулирование напряжений в сети, установка и управление устройствами компенсации реактивной мощности и др. Применение компенсирующих устройств требует определенных затрат. Поэтому компенсацию реактивной мощности считают оптимизационной задачей. Поддержание оптимальных уровней напряжения позволит повысить энергоэффективность электроэнергетической системы по средствам снижения потерь активной мощности в электрических сетях. Анализируя данную проблему, в настоящее время можно сделать вывод, что режим работы электроэнергетической системы не оптимален. В 2-2,5 раза уровень потерь в электроэнергетической системе по стране в целом, превышает величину потерь в развитых странах [1].

Широкое применение получили традиционные источники реактивной мощности, за счет которых осуществляется компенсация избытков реактивной мощности в районах с вы-

сокими уровнями напряжения или, наоборот, генерация дополнительной реактивной мощности в районах с низкими уровнями напряжения. К таким устройствам можно отнести синхронные компенсаторы, шунтирующие реакторы и статические компенсирующие устройства. Также для перераспределения потоков реактивной мощности используются устройства РПН и ПБВ трансформаторов и автотрансформаторов.

В настоящее время все чаще можно встретить использование современного оборудования в виде FACTS технологий для решения данной проблемы. При применении данных устройств можно гибко менять характеристики передачи или преобразования электроэнергии для оптимизации режимов сети в части: пропускной способности, уровня потерь, устойчивость, перераспределение потоков мощности и качество электроэнергии [2]. К таким устройствам можно отнести инновационное оборудование FACTS: УШР, СТАТКОМ и фазоповоротные устройства.

УШР – статические устройства электромагнитного типа с плавным потреблением реактивной мощности для регулирования напряжения и его высокоточной автоматической стабилизации в протяженных электрических сетях 6-500 кВ.

Использование управляемых шунтирующих реакторов наряду с выполнением ими всех функций неуправляемых ШР позволяет:

- устранить суточные и сезонные колебания напряжения в электрической сети;
- повысить качество электрической энергии;
- увеличить предел статической устойчивости;
- улучшить демпфирование в системе;
- оптимизировать и автоматизировать режимы работы электрической сети;
- снизить потери электроэнергии при ее транспортировке и распределении;
- повысить устойчивость энергосистемы;
- в десятки раз улучшить условия эксплуатации и повысить работы эксплуатации электротехнического оборудования за счет резкого сокращения числа коммутаций нерегулируемых устройств компенсации реактивной мощности и ограничения использования менее надежных в эксплуатации устройств РПН трансформаторов и автотрансформаторов;
- увеличить пропускную способность линий электропередачи и обеспечить надежное автоматическое управление уровнями напряжения при перетоках мощности, близких к предельным по статической устойчивости;
- избежать эффекта «лавины напряжения» при возникновении аварийных ситуаций в электрической сети (например, аварийное отключение нагрузки, генератора, линии электропередачи и прочее);
- обеспечить условия для работы генераторов электростанций в таком диапазоне генерации реактивной мощности, который способствует наиболее благоприятным эксплуатационным режимам.

Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы представляют собой мощный трехфазный магнитный усилитель, в котором широкий диапазон изменения потребляемой реактивной мощности обеспечивается глубоким насыщением стали стержней магнитопровода. При этом конструктивно и технологически электромагнитная часть УШР представляет собой обычный специальный трехфазный трансформатор, по изготовлению, монтажу и обслуживанию в эксплуатации аналогичный маслонаполненному оборудованию наружной установки – трансформаторам или неуправляемым реакторам соответствующего класса напряжения и мощности. Изменение индуктивности УШР достигается путем насыщения магнитной системы управляемыми по величине магнитными потоками. В результате достигается плавное регулирование величины потребляемой мощности реактора практически от нуля и до номинального значения, а также обратно за время от 0,3 с или более в соответствии с требованиями режима [3].

СТАТКОМ – статический компенсатор реактивной мощности, выполненный на основе полностью управляемых полупроводниковых приборах, так называемых биполярных транзисторах с изолированным затвором – Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT), по схеме

преобразователя напряжения. Широкое применение резкопеременных нагрузок с нелинейными характеристиками вызывает необходимость применения специальных устройств для обеспечения нормативных значения параметров качества электроэнергии, так как потребляемая из сети реактивная мощность, колебания напряжения (фликер), гармонические искажения, небаланс напряжений и т.д. оказывают негативное воздействие на сети и надежность электроснабжения оборудования потребителей. Данное оборудование нашло широкое применение в мировой энергетике и обладает всеми преимуществами традиционного оборудования, а также превосходит его по многим характеристикам. Назначение:

- Повышение коэффициента мощности.
- Уменьшение потерь при передаче и распределении электроэнергии за счет быстродействующей компенсации реактивной мощности.
- Контроль гармонических искажений, устранение их влияния.
- Улучшение устойчивости при переходных процессах и в аварийных режимах.
- Увеличение пропускной способности электрооборудования за счет исключения реактивной составляющей энергии, потребляемой из сети.

Преимущества:

- 1.Минимальное воздействие на питающую сеть при запуске.
- 2.Гибкий диапазон компенсации реактивной мощности. Регулирование осуществляется как в емкостном, так и в индуктивном диапазоне.
- 3.Высокая скорость отклика системы управления. Быстродействие СТАТКОМ составляет около 10 мс, что позволяет осуществлять компенсацию реактивной мощности для резкопеременной нагрузки, более эффективное снижение колебаний фликера.
- 4.Улучшенная фильтрация гармонических искажений.
- 5.Меньшие габариты и занимаемая площадь по сравнению с аналогами.
- 6.Высокая эффективность.
- 7.Отсутствие зависимости генерации мощности от напряжения сети.
- 8.Высокая надежность с автоматическим шунтированием поврежденного последовательного модуля.
- 9.Функция мульти-компенсации позволяет контролировать перенапряжение в режиме реального времени, что улучшает стабильность напряжения системы, поддерживать напряжения в ЛЭП в динамических режимах, демпфировать качания мощности энергосистемы.

СТАТКОМ фундаментально решает проблему качества электрической энергии в электрических системах и имеет множество преимуществ по отношению к аналогам в своем классе.

Фазоповоротное устройство (ФПУ) воздействует на угол передачи и соответственно на изменение передаваемой по линии мощности. Простейшая схема состоит из двух ТР: параллельного Т1 и последовательного Т2, создающего вектор дополнительного напряжения в линии, перпендикулярно направленного к вектору U_1 , что формирует фазовый сдвиг по отношению к основному напряжению на некоторый регулируемый угол. Вариант с тиристорным управлением обладает быстродействием, способен влиять не только на распределение потоков активной мощности, но и на пределы динамической устойчивости. При включении в сеть ФПУ, электроэнергия распределяется по линиям электропередач пропорционально косинусу разности фазовых углов напряжения на входе и выходе линии. Там, где между двумя точками существуют параллельные цепи с разной емкостью, прямое управление величиной фазового угла позволяет контролировать распределение потока электрической энергии между ними, предотвращая перегрузки. Следует заметить, что ФПУ принципиально отличается от описанных выше статических тиристорных компенсаторов (СТАТКОМ). Хотя все эти устройства изменяют передаваемую по линии мощность, но они воздействуют на разные параметры. Статические компенсаторы воздействуют на напряжение, а ФПУ – на угол передачи [4].

Проанализировав область влияния компенсирующих устройств на параметры режима и на характеристики электроэнергетической системы, можно выделить те устройства, от ко-

торых мы получим больший эффект, и соответственно их целесообразно применять в первую очередь для оптимизации потоков реактивной мощности и уровней напряжения при передаче электроэнергии. Устройства FACTS относятся к устройствам, позволяющим комплексно решать несколько задач при функционировании ЭЭС.

Области применения УШР и СТАТКОМ схожи, применив их мы добьемся регулирования уровней напряжения причем используя СТАТКОМ мы сможем не только потреблять избытки реактивную мощность, но еще генерировать ее при необходимости. Установив их, мы повлияем на статическую и динамическую устойчивость, сможем повысить качество электрической энергии, а также снизить потери активной мощности. Большим плюсом применения данных устройств является возможность автоматического регулирования потребляемой ими мощности. Фазоповоротные устройства немного отличаются по принципу действия и области применения от УШР и СТАТКОМ, данное устройство не влияет на качество электрической энергии. ФПУ изменяет сдвиг фазового угла в линии электропередачи и, в общем случае, состоит из двух отдельных трансформаторов: параллельного и последовательного. ФПУ применяется для улучшения управляемости и повышения надежности работы электроэнергетических систем. С помощью него можно заметно снизить потери активной мощности и оптимизировать работу электрической сети. Путём плавного изменения угла сдвига фаз напряжения в начале и в конце линии, можно обеспечить оптимальный переток активной мощности по ЛЭП.

Сравнительный анализ по областям влияния КУ позволяет определить их области применения, а именно, какой вид КУ в каких электрических сетях, наиболее выгодно применять. Было выявлено что УШР целесообразно использовать в длинных линиях с нормальным качеством электрической энергии. Применение установки СТАТКОМ не зависит от длины линий. СТАТКОМ рекомендуется устанавливать в сетях с низким качеством электроэнергии. Целесообразно применять установки ФПУ в системообразующих сетях и контролируемых сечениях ЭЭС.

Чтобы получить наибольший эффект от применения конкретного КУ в конкретной ЭЭС, необходимо провести ее анализ.

Рассмотрим на примере электроэнергетической системы Амурской области как это сделать. В состав ЭЭС Амурской области входят 5 электростанции: Бурейская ГЭС, Зейская ГЭС, Нижне-Бурейская ГЭС, Благовещенская ТЭЦ, Райчихинская ГРЭС. В состав ЭЭС Амурской области входят сети напряжением 500 – 220 кВ находящиеся в собственности и управлении ПАО «ФСК», 110 – 35 кВ принадлежащие ОАО «ДРСК» и 18-ти других сетевых организаций. Суммарная длина линий 500 кВ составляет 1645 км. максимальная по длине линия порядка 400 км. Линии 220 кВ обладают суммарной длиной 7450 км. а большая из них длиной 229 км. Линии 110 кВ суммарно в длину 2881 км максимальная длина линии 117 км.

Из выше рассмотренного следует, что к особенностям электроэнергетической системы Амурской области, можно отнести большую протяженность линий 500-220 кВ, что приводит к большим перетокам реактивной мощности, и как следствие, к высоким уровням напряжения на шинах подстанций за счет зарядных мощностей. Из приведенных выше характеристик современных КУ, для решения рассматриваемой проблемы могут подойти СТАТКОМ и УШР. Помимо этого, к особенностям нужно отнести что одним из крупнейших потребителей электрической энергии в ЭЭС Амурской области является тяговая нагрузка. Из-за этого в сетях 220 кВ происходит снижение качества электрической энергии в части не синусоидальности, не симметрии и колебания напряжения. Из этого следует, что применение просто УШР не достаточно, совместно с УШР необходимо использовать устройства, улучшающие качество электроэнергии, поскольку УШР не решает проблему качества электроэнергии. В энергосистеме присутствуют линии 220 кВ загруженных практически на 100%, а в некоторых ремонтных и послеаварийных режимах даже перегруженных. Для разгрузки этих линий в ряде случаев вместо строительства новых ВЛ или перевода линий на более высокий класс номинального напряжения, можно использовать ФПУ. Особенно актуально это контролируемых сечений. На линиях 110 кВ наблюдается обратная ситуация, они имеют ма-

люю протяженность, реактивную мощность индуктивного характера, высокий коэффициент реактивной мощности, что приводят к снижению напряжения на шинах подстанций. Для решения данной проблемы целесообразно применять регулируемые БСК. При наличии искажения качества электроэнергии – СТАТКОМ.

На основании проведенного анализа можно составить рекомендации по выбору компенсирующих устройств для управления потоками реактивной мощности и регулирования уровней напряжения в электроэнергетической системе Амурской области.

УШР рекомендуется применять на напряжение 110 кВ – 500 кВ на подстанциях от которых отходят линии от 60 км и с нормальным качеством электрической энергии.

СТАТКОМ рекомендуется применять на напряжение 35 кВ – 500 кВ на подстанциях от которых отходят линии от 20 км. Его можно применять в сетях с плохим качеством электрической энергии за счет того, что в его конструкции присутствуют фильтры компенсирующие устройства.

Фазоповоротные устройства рекомендуется применять на напряжение 220 кВ – 500 кВ.

При рассмотрении современных устройств, применяемых для оптимизации потоков реактивной мощности сделан вывод, что наиболее эффективными из них являются управляемые шунтирующие реакторы, СТАТКОМ, фазоповоротные устройства. Также рассмотрен ожидаемый эффект на основе анализа их технических характеристик от применения в сетях разных номинальных напряжений и протяженностей. Используя данные устройства, можно оптимизировать поток реактивной мощности и напряжение в узлах, тем самым повысить надежность работы электроэнергетической системы, минимизировать потери активной мощности в электрических сетях и тем самым повысить эффективность функционирования ЭЭС.

Библиографический список

1. Рырсалиев, А.С. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях с целью экономии энергоресурсов [Электронный ресурс] / А.С. Рырсалиев, С.М. Суеркулов. // Вестник Кыргызско-Российского славянского университета. — Электрон.дан.№1, 2016.— С. 137-139. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/journal/issue/300121>.

2. Информационное – справочное издание «Новости ЭлектроТехники». Реактивная мощность в электрических сетях технологии управляемой компенсации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh>

3. Соколов С. Информационное – справочное издание «Новости ЭлектроТехники». /С.Соколов, А. Долгополов / Управляемые реакторы [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2012/75/04.php>

4. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электрической энергии: Руководство для практических расчетов /Ю. С. Железко - М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.

Bibliographic list

1. Ryrsaliev, A.S. Reactive power compensation in distribution networks in order to save energy [Electronic resource] / A.S. Ryrsaliev, S.M. Suerkulov. // Bulletin of the Kyrgyz-Russian Slavic University. - Elektron.dan. №1, 2016.— p. 137-139. - Access mode: <https://e.lanbook.com/journal/issue/300121>.

2. Information - reference publication "News Electrical Engineering." Reactive power in electrical networks of managed compensation technology [Electronic Resource] - Access Mode: <http://www.news.elteh.ru/arh>

3. Sokolov S. Informational - reference edition "News of Electrical Engineering" /S.Sokolov, A. Dolgoplov / Controlled reactors [Electronic resource] - Access mode: <http://www.news.elteh.ru/arh/2012/75/04.php>

4. Zhelezko, Yu. S. Electricity losses. Reactive power. Electric energy quality: a guide for practical calculations / Yu. S. Zhelezko - Moscow: ENAS, 2009. - 456 p.



УДК 621.31

**УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ
ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ**

Мясоедов Ю.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
профессор, кандидат технических наук, yuriy.myasoedov@gmail.com
Музыченко Г.Е., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, gosha1818@mail.ru
Намаконова Н.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, namakonova.n@yandex.ru

Аннотация: в статье рассмотрены кардинальные меры увеличения пропускной способности ЛЭП, требующие больших материальных затрат и мероприятия не столь затратные, однако тоже приносящие большой эффект.

Ключевые слова: линия электропередачи, пропускная способность, компенсация реактивной мощности.

INCREASING THE CAPACITY OF AIR ELECTRICAL TRANSMISSION LINES

Myasoedov Yu.V., FGBOU VO «Amur State University», Professor Candidate of Technical Sciences, yuriy.myasoedov@gmail.com;
Muzychenko G.E., FGBOU VO «Amur State University», undergraduate, gosha1818@mail.ru;
Namakonova N.A., FGBOU VO «Amur State University», undergraduate, namakonova.n@yandex.ru.

Abstract: this article describes the drastic measures to increase the transmission capacity of power lines, requiring large material costs and measures that are not so expensive, but also bring great effect.

Keywords: power line, capacity, reactive power compensation.

В современной модели экономического развития, предусматривается эффективное использование не только материальных ресурсов, но и иных составляющих хозяйственной деятельности. Одним из главных аспектов экономического роста является электроэнергетика, которую также необходимо рассматривать на предмет повышения эффективности. В настоящее время наблюдается тенденция с постоянно растущим населением, ископаемые виды топлива по-прежнему являются основным первичным источником энергии. Использование данного вида топлива обладает недостатками, связанными с (ограниченным ресурсом, изменение климата и т. д.), а также с тем, что в 2030 году ожидается около 8,3 млрд человек (дополнительные 1,3 миллиарда человек будут нуждаться в энергии), в результате неоспоримый вывод: наступит время, когда ископаемое топливо не сможет обеспечить энергией для всего населения в мире. Поэтому возобновляемые источники энергии, как представляется, решение устойчивого энергоснабжения в не столь отдаленном будущем, они должны быть грамотно интегрированы в систему питания. Такая интеграция делает большой вызов, так

как традиционная система питания не предусмотрена для передачи больших объемов энергии на большие расстояния. Как следствие, развитие новых инфраструктур, адаптированных к этой ситуации, становится все более актуальным, чем когда-либо. В статье рассматриваются варианты повышения пропускной способности высоковольтных линий электропередачи (ЛЭП).

Пропускная способность ЛЭП – это максимальная активная мощность, передаваемая по линии без ограничений в течение длительного промежутка времени. Пропускная способность ЛЭП зависит от следующих факторов: 1) материала проводника; 2) конфигурации ЛЭП; 3) протяженности ЛЭП; 4) характера нагрузок; 5) номинального напряжения энергосистемы. Параметры, по которым накладываются ограничения на пропускную способность ЛЭП: 1) плотность тока в проводнике; 2) колебания напряжения; 3) обеспечение устойчивости режима. На сегодняшний день именно фактор устойчивости, не влияющий на конструктивную целостность, и является основным ограничением в эффективном использовании линий.

Чтобы удовлетворить быстрорастущие потребности, электросетевым компаниям постоянно необходимо модифицировать существующие электрические сети, применяя следующие классические методы:

- повышение напряжения;
- расщепление фазы;
- строительство дополнительных ВЛ;
- замена проводов на большие поперечные сечения.

Выше перечисленные методы и используются в настоящее время, однако они имеют ряд существенных недостатков. Например, строительство дополнительных ВЛ требует значительных капиталовложений, временных затрат и получения разрешений на строительство. Замена проводов на провода с большим сечением оказывается не всегда возможным, поскольку сталеалюминевый провод большего сечения обладает и повышенной массой, что при заданных стрелах провеса, ветровых и гололёдных воздействиях создаёт повышенные нагрузки на элементы опор, на которые старые опоры часто не рассчитаны, и возникает необходимость в установке дополнительных опор ЛЭП. Установка новых опор может оказаться проблематичной в густонаселённых районах, районах частных земель, в национальных парках, заповедниках и других зонах с запретом на строительство. Повышение напряжения и расщепления фазы почти всегда приводят к тем же проблемам, и ставят необходимость перестраивать всю линию. Из этого возникает необходимость повышения передаваемой мощности воздушных линий, по возможности, не прибегая к строительству новых линий электропередачи, полной реконструкции существующих линий, подвески новых цепей и т.д.

Однако можно избежать реконструкции опор и увеличить передаваемую мощность, если заменить стандартные провода на провода современных марок, так как они обладают рядом достоинств:

- низкий вес;
- устойчивость к большим температурам;
- высокая электропроводность;
- высокий предел прочности
- устойчивость к погодным условиям.

Все эти факторы не сочетаются в какой-то одной марке провода, различные материалы в разной степени удовлетворяют этим требованиям. Сейчас характеристика проводов новых марок достаточно разнообразна, но можно выделить 3 большие группы [1]. Компактные провода с допустимой температурой выше 90 °С - представляют из себя изменённую форму проволок с круглой на трапециевидную или Z-образную. Отличие этих проводов от марки АС в том, что коэффициент заполнения у них разный. Для современных компактных проводов он достигает 0,88, а для провода марки АС оно составляет 0,61–0,67 [2], поэтому сечение

проводов новых марок будет иметь меньший внешний диаметр, а значит такой провод позволит уменьшить аэродинамические и гололедные нагрузки.

Высокотемпературные провода (ВТП) с ТПЧ — это провода, у которых проволоки ТПЧ изготовлены из алюминиево-циркониевых сплавов. На рис. 1. представлено преимущество проводов этих марок при повышении температуры.

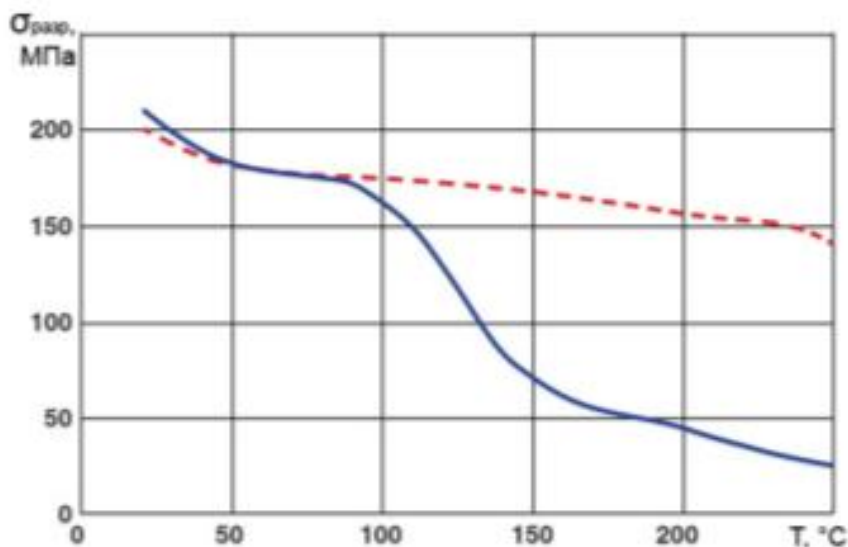


Рис. 1. Зависимости предела прочности на разрыв ($\sigma_{\text{разр}}$) от температуры для алюминия марки АС (сплошная синяя линия) и для сплава ZTAL (штриховая линия)

К третьей группе можно отнести провода с малой стрелой провеса с сердечником, то есть материалы, которые применяются в данном проводе и снижают значения температурного коэффициента линейного расширения (α_T). В составе этого провода применяются следующие элементы: — железоникелевого сплава; — металлокомпозита ($Al + Al_2O_3$), — неметаллического (полимерного) композитного материала.

Таблица 1

N	Фирма	Марка	ТПЧ/Фс, мм ² / мм ²	T _{доп} , °C	D _{пр} , мм	M _{пр.0} , кг/ км	I _{доп} , А/ о.е.	C ₀ , о.е.	f _{пр} , м
1	Заводы РФ	АС	240/39	90	21,6	952	480/1,0	1,0	10,1
2	Nexans	AAAC Z	366/00	90	23,1	1040	770/1,6	7,9	9,9
3	L-B	TACSR/ACS	212/49	150	21,0	914	870/1,8	3,6	11,6
4	JPS	GTACSR	217/49	150	20,3	1015	840/1,7	6,0	9,1
5	ЗМ	ACCR	238/39	210	21,6	793	1210/2,5	13,0	9,9

Сравнение проводов отображено в таблице 1 [1], из нее видно, что новые провода намного эффективнее проводов марки АС по пропускной способности, допустимой температуре нагрева провода. К значительным минусам же можно отнести стоимость проводов по

сравнению с обычным проводом АС. Так марки АССР стоят больше в 12 раз, чем провод АС за 1 км. Поэтому при выборе современных проводников, их выбор должен быть обоснован. С существенной стоимостью реконструкции новых ЛЭП возрастает роль увеличения пропускной с помощью воздействия на другие параметры.

В настоящее время мы вынуждены больше внимания уделять интенсификации использования имеющихся линий передачи, без конструктивного вмешательства. В следствии этого, резко возрос интерес, как к новым, так и к традиционным техническим решениям. В связи с появлением на рынке высокотехнологических решений силовой электроники: диодов, тиристоров, а затем и IGBT транзисторов, диапазон технических решений расширился. Данная электроника дала новый толчок в развитии. Силовая электроника послужила основой для разработки гибкой системы передачи переменного тока (FACTS – Flexible AC Transmission Systems). К устройствам технологии FACTS относятся такие решения, как: статические тиристорные компенсаторы (СТК), современные компенсаторы на основе управляемых источников напряжения СТАТКОМ, тиристорно-конденсаторные группы (ТКГ), фазопоротные устройства, устройства продольной компенсации и др.

Передаваемая по линии мощность без потерь находится [3, с.2]:

$$P_{\text{нашф}} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \cdot \sin \delta, \quad (1)$$

где — U_1 напряжение в начале линии, кВ;

U_2 — напряжение в конце линии, кВ;

X_L — индуктивное сопротивление линии, Ом;

δ — угол между векторами $U_1 \cdot U_2$.

Предельная передаваемая мощность по линии, как видно из формулы будет при $\delta = 90^\circ$.

Из этого следует, чтобы увеличить передаваемую мощность, необходимо уменьшить индуктивное сопротивление и увеличить максимально возможно угол между напряжениями, применив компенсирующие и управляющие устройства, которые могут повысить пропускную способность. На сегодняшний день для достижения данных целей, используются устройства FACTS, приведенные выше. Для примера рассматривается ЛЭП напряжением 500 кВ, длиной 900 км, с проводами 3×АС-400/51. Без применения компенсирующих устройств наибольшая передаваемая мощность по линии составит 1063,2 МВт. Используя УПК в середине линии, соблюдая условия, что напряжения на выводах УПК не должно превышать 525 кВ, максимальная передаваемая мощность будет равна 1482,8 МВт.

Из всего рассмотренного, можно сделать вывод что, если есть возможность увеличить передаваемую по линии мощность, без строительства новых ЛЭП и модернизации существующих, целесообразно применять различные устройства FACTS для этих целей, в случае их обоснованного применения. В рассмотренном примере, используя УПК, удалось увеличить передаваемую мощность на 419,8 МВт, это примерная мощность одного небольшого алюминиевого завода. Затраты на строительство же новых высоковольтных линий электропередачи составили б значительно больше.

Библиографический список

1. Неизолированные провода воздушных линий электропередачи: проблема выбора (аналитический обзор) // RusCable. URL: http://www.ruscable.ru/article/neizolirovanye_provoda_lep_problema_vybora/
2. Зарудский, Г. К. Инновационные провода для воздушных линий электропередачи. Ч. 3 / Г.К. Зарудский, И.А. Платонова, Г.В. Шведов и др. // Кабель-news. - 2011. - №2. - С. 52–54.

3. Кочкин, В. И. Новые технологии повышения пропускной способности ЛЭП/В.И. Кочкин // Новости ЭлектроТехники. - 2007. - №3. - С. 45.

Bibliographic list

1. Non-insulated wires of overhead power lines: the problem of choice (analytical review) // RusCable. URL: http://www.ruscable.ru/article/neizolirovanye_provoda_lep_problema_vybora/

2. Zarudsky, G.K. Innovative wires for overhead power lines. Part 3 / G.K. Zarudsky, I.A. Platonov, G.V. Shvedov and others // Kabel-news.№2, 2011. —S. 52–54.

3. Kochkin, V.I. New technologies for increasing the transmission capacity of transmission lines / V.I. Kochkin // Electrical Engineering News No. 3, 2007. — p. 45.



УДК 621.31

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ**

Мясоедов Ю.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
профессор, кандидат технических наук, yuriy.myasoedov@gmail.com

Музыченко Г.Е., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, gosha1818@mail.ru

Намаконова Н.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, namakonova.n@yandex.ru

Аннотация: рассмотрена причина применения устройств компенсации реактивной мощности, описаны компенсирующие устройства, находящиеся в энергосистеме Амурской области и эффективность их работы.

Ключевые слова: СТАТКОМ, управляемый шунтирующий реактор, реактивная мощность, фазоповоротное устройство, напряжение.

**ANALYSIS OF EFFICIENCY OF WORK OF COMPENSATING DEVICES
IN THE ELECTRIC NETWORK OF AMUR REGION**

Myasoedov Yu.V., FGBOU VO «Amur State University», Professor Candidate of Technical
Sciences, yuriy.myasoedov@gmail.com

Muzychenko G.E., FGBOU VO «Amur State University», undergraduate, gosha1818@mail.ru

Namakonova N.A., FGBOU VO «Amur State University», undergraduate,
namakonova.n@yandex.ru

Abstract: the reason for the use of reactive power compensation devices is considered, compensating devices located in the power system of the Amur Region and their efficiency are described.

Keywords: STATCOM, controlled shunt reactor, reactive power, phase shifter, voltage.

Одним из ключевых вопросов, связанных с повышением качества электроэнергии в сетях энергосистемы, решаемых как на стадии проектирования, так и на стадии эксплуатации электроэнергетической системы (ЭЭС), является вопрос о компенсации реактивной мощности, включающий выбор целесообразных источников, расчет и регулирование их мощности, а также грамотное размещение источников. Важными являются вопросы определения места установки компенсирующих устройств (КУ) и выбора их вида, рациональной и безопасной эксплуатации и защиты. Выбор рациональной компенсации реактивной мощности приводит к снижению потерь мощности из-за ее перетоков, к обеспечению надлежащего качества потребляемой электроэнергии за счет регулирования и стабилизации уровня напряжений в электросетях, достижению высоких технико-экономических показателей работы электроустановок.

Проблема компенсации реактивной мощности в электрических системах имеет большое значение по следующим причинам:

1) наблюдается опережающий рост потребления реактивной мощности по сравнению с активной;

2) в электрических сетях возросло потребление реактивной мощности, обусловленное ростом бытовых нагрузок с потреблением реактивного тока;

3) увеличивается потребление реактивной мощности в сельских электрических сетях.

С точки зрения генерации и потребления, между реактивной и активной мощностью существуют значительные различия. Если большая часть активной мощности потребляется электроприемниками (ЭП) и лишь незначительная теряется в элементах сети и электрооборудования, то потери реактивной мощности в элементах сети могут быть соизмеримы с реактивной мощностью, потребляемой ЭП. Из 100 % реактивной мощности, вырабатываемой в энергосистеме, 22 % теряется в повышающих трансформаторах электростанций и в повышающих автотрансформаторах на подстанциях 110–750 кВ энергосистемы, 6,5 % теряется в линиях районных сетей системы, 13,5 % составляют потери в понижающих трансформаторах и лишь 58 % из всей выработанной реактивной мощности приходится на шины 6–10 кВ потребителей.

Генераторы на электростанциях, совместно с другими источниками реактивной мощности, обеспечивают регулирование и баланс реактивной мощности в современных электрических сетях. В нормальном режиме генератор вырабатывает активную и реактивную мощность при определенном значении $\cos \varphi_{ном}$.

Снижая выработку активной мощности, по сравнению с номинальным значением, возможно увеличение генерирования реактивной мощности сверх номинальной. В этом случае некоторая часть генераторов может переводиться на работу с пониженным коэффициентом мощности, т. е. с целевым увеличением выработки реактивной энергии. Увеличение выработки реактивной мощности в режимах наибольших активных нагрузок, за счет снижения генерации активной мощности, экономически нецелесообразно. Вместо снижения активной мощности, вырабатываемой на электростанциях, применять для выработки реактивной мощности компенсирующие устройства [1, 2].

Протекание реактивной мощности в электрических сетях обуславливает дополнительные потери активной мощности в оборудовании, обуславливает потери напряжения, требует увеличения номинальной мощности или числа трансформаторов, снижает пропускную способность всей системы электроснабжения. Потоки реактивной мощности нагружают магистральные и распределительные сети. Поэтому целесообразно применять средства, предназначенные для уменьшения ее при передаче по сети.

Согласно уравнению баланса реактивной мощности, генерируемая реактивная энергия равна потребляемой. При номинальной нагрузке генераторы электростанций вырабатывают лишь около 60 % требуемой реактивной мощности, 20 % генерируется в ЛЭП с напряжением выше 110 кВ, 20 % вырабатывают КУ, расположенные на подстанциях или непосредственно у потребителя. Совместная работа КУ с сетью ведет к уменьшению потребления из нее реактивной составляющей тока [3].

Во всех случаях при применении компенсирующих устройств необходимо учитывать ограничения по следующим техническим и режимным требованиям:

- 1) по необходимому резерву мощности в узлах нагрузки;
- 2) по располагаемой реактивной мощности на шинах ее источника;
- 3) по отклонениям напряжения;
- 4) по пропускной способности электрических сетей.

Для уменьшения перетоков реактивной мощности по линиям и трансформаторам источники реактивной мощности должны размещаться вблизи мест ее потребления. При этом передающие элементы сети разгружаются от реактивного тока, чем достигается снижение потерь активной мощности и напряжения [2].

Рассмотрим какие средства компенсации реактивной мощности применяются в электроэнергетической системе Амурской области эти данные приведены в таблице 1-4.

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

Таблица 1 - СК и СТК применяемые в энергосистеме Амурской области

№	Наименование		Тип	Место коммутации, U _{ном}	Диапазон регулирования по реактивной мощности	
					Q _{min} , Мвар	Q _{max} , Мвар
1	ПС 220 кВ Могоча	СТАТКОМ №3	ПН-120-35-1800 УХЛ4.2	КРУЭ-35 кВ	-66,5	66,5
		СТАТКОМ №4	ПН-120-35-1800 УХЛ4.2	КРУЭ-35 кВ	-66,5	66,5

Таблица 2 - БСК на ПС 110 кВ и выше применяемые в энергосистеме Амурской области

№	Энергообъект	Наименование	Тип	Место коммутации, U _{ном}	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность ступени, Мвар
1	ПС 110 кВ Алдан	БСК-1	КЭК2-0,66-80-2У1	1 секция сборных шин 6 кВ	1	2,4
2	ПС 110 кВ Алдан	БСК-2	КЭК2-0,66-80-2У1	2 секция сборных шин 6 кВ	1	2,4
3	ПС 110 кВ ЗИФ	БСК-1	КРМ-6,3-3600 УХЛ 4	1 секция сборных шин 6 кВ	1	3,6
4	ПС 110 кВ ЗИФ	БСК-2	КРМ-6,3-3600 УХЛ 4	2 секция сборных шин 6 кВ	1	3,6

Таблица 3 - ШР применяемые в энергосистеме Амурской области

№	Энергообъект	Наименование	Тип	Место коммутации, U _{ном}	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность ступени, Мвар
1	Зейская ГЭС	Р-501	3*РОМБСМ-60000/500	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1	1	180,0
		Р-502	3*РОМ-60000/500-УХЛ1	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №2	1	180,0
2	Бурейская ГЭС	Р-Ам.1	3*РОМБСМ-60000/500-УХЛ1	ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская	1	180,0
		Р-Хаб.1	3* РОМБСМ-60000/500-УХЛ1	ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская №1	1	180,0
		Р-Хаб.2	3* РОМБСМ-60000/500-УХЛ1	ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская №2	1	180,0
3	ПС 500 кВ Амурская	Р-1	3* РОДЦ-60000/500-У1	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1	1	180,0
		Р-2	3*РОМ-60000/500	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №2	1	180,0

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

№	Энергообъект	Наименование	Тип	Место коммутации, U _{ном}	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность ступени, Мвар
		P-3	3*РОМ-60000/500	ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Амурская	1	180,0
		РК-1 АТ-1	3* РКОС 9900/10 УХЛ1	АТ-1, обмотка 10 кВ	1	29,7
		РК-1 АТ-2	3* РКОС 9900/10 УХЛ1	АТ-2, обмотка 10 кВ	1	29,7
		РК-2 АТ-1	3* РКОС 9900/10 УХЛ1	АТ-1, обмотка 10 кВ	1	29,7
		РК-2 АТ-2	3* РКОС 9900/10 УХЛ1	АТ-2, обмотка 10 кВ	1	29,7
4	Нерюнгринская ГРЭС	P-1	РТД-20000/35	1СШ-35, 35 кВ	1	20,0
		P-2	РТД-20000/35	1СШ-35, 35 кВ	1	20,0
5	ПС 220 кВ Дипкун	P	3* РКОС-6600/35-УХЛ1	2С-35 кВ, 35 кВ	1	19,8
6	ПС 220 кВ Ключевая	P	РТД-20000/35 У1	1С-35 кВ, 35 кВ	1	8,0
7	ПС 220 кВ Лопча	P-1	РТД-20000/35 У1	1С-35 кВ, 35 кВ	1	20,0
		P-2	РТД-20000/35 У1	2С-35 кВ, 35 кВ	1	20,0
8	ПС 220 кВ Нижний Курангах	P-1	РТД-20000/35 У1	1С-35 кВ, 35 кВ	1	20,0
		P-2	РТМ-20000/35 ХЛ1	2С-35 кВ, 35 кВ	1	20,0
9	ПС 220 кВ Новокиевка	P	РТД-20000/35 У1	Т-2, обмотка 35 кВ	1	8,0
10	ПС 220 кВ НПС-15	P-2-220	3* РОМ-11000/220 ХЛ1	2С 220, 220 кВ	1	33,0
11	ПС 220 кВ Призейская	P-1	РТД-20000/35 У1	1С-35 кВ, 35 кВ	1	20,0
		P-2	РТД-20000/35 У1	2С-35 кВ, 35 кВ	1	20,0
12	ПС 220 кВ Скородино	P	РТД-20000/35 У1	АТ-2, обмотка 35 кВ	1	20,0
13	ПС 220 кВ Тында	P-1	РТД-20000/35	АТ-1, обмотка 35 кВ	1	20,0
		P-2	РТД-20000/35	АТ-2, обмотка 35 кВ	1	20,0
14	ПС 220 кВ Тунгала	P	РТД-20000/35 У1	1С-35 кВ, 35 кВ	1	20,0
15	ПС 220 кВ Тутаул	P	РТД-20000/35	1С-35 кВ, 35 кВ	1	20,0
16	ПС 220 кВ Февральская	P-1	РТД-20000/35 У1	АТ-1, обмотка 35 кВ	1	20,0
		P-2	РТД-20000/35	АТ-2, обмотка 35 кВ	1	20,0
17	ПС 220 кВ Хорогочи	P	РТД-20000/35 У1	1С-35 кВ, 35 кВ	1	20,0
18	ПС 220 кВ Юктали	P-1	РТД-20000/35 У1	1С-35 кВ, 35 кВ	1	20,0
		P-2	3*РКОС-6600/35 УХЛ1	2С-35 кВ, 35 кВ	1	19,8

Таблица 4 - УШР, применяемые в электроэнергетической системе Амурской области

№	Энергообъект	Наименование	Тип	Место коммутации, $U_{ном}$	Диапазон регулирования реактивной мощности	
					Q_{min} , Мвар	Q_{max} , Мвар
1	ПС 500 кВ Амурская	УШР-5-500	3*РОДУ-60000/500-УХЛ1	ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ	9	180/234*
2	ПС 220 кВ НПС-15	УШР-1-220	РТУ-63000/220 УХЛ1	1 С 220, 220 кВ	3	63
3	ПС 220 кВ Тында	УШР-220	РТУ-100000/220-УХЛ1	Шины 220 кВ	5	100
4	ПС 220 кВ Сковоородино	УШР	РТУ-100000/220-У1	Шины 220 кВ	5	100/130*
5	ПС 220 кВ Майя	УШР-220	РТУ-100000/220 У1	Шины 220 кВ	5	100
6	ПС 220 кВ Февральская	УШР	УШРТД-63000/220 УХЛ1	Шины 220 кВ	3,15	63
7	ПС 220 кВ Призейская	УШР 220	РТУ-100000/220 УХЛ1	1 С - 220, 220 кВ	5	100
8	ПС 220 кВ Томмот	УШР-220	РТУ-100000/220 УХЛ1	Шины 220 кВ	5	100

Исходя из приведенных выше таблиц, следует вывод, в связи со спецификой электроэнергетической системы Амурской области, а именно большая протяженность линий электропередачи напряжением 500-220 кВ, что является причиной генерации реактивной мощности, в электрических сетях установлены устройства компенсации реактивной мощности, предназначенные для потребления реактивной мощности, однако для ее генерации устройства практически отсутствуют. В электроэнергетической системе Амурской области установлены КУ старого поколения, например, неуправляемые шунтирующие реакторы, так и инновационного поколения (FACTS: СТАТКОМ, УШР), однако последних в разы меньше.

Библиографический список

1. Зимин, Е. Н. Электроприводы постоянного тока с вентильными преобразователями/ Е.Н. Зимин, В.Л. Кацевич, С.К. Козырев. – М.: Энергоиздат, 1981. – 192 с.
2. Жежеленко, И. В. М. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях/ И.В. Жежеленко, М.Л. Рабинович, В.М. Божко. – К.: Техніка, 1981. – 160 с.
3. Красник, В. В. Автоматические устройства по компенсации реактивной мощности в электросетях предприятий/ В.В. Красник . – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 136 с.

Bibliographic list

1. Zimin, E. N. Electric drives of direct current with valve converters / E.N. Zimin, V.L. Katsevich, S.K. Kozyrev. - M.: Energoizdat, 1981. - 192 p.
2. Zhezhelenko, I. V. M. Electricity quality at industrial enterprises / I.V. Zhezhelenko, M.L. Rabinovich, V.M. Bozhko. - K.: Tekhnika, 1981. - 160 p.
3. Krasnik, V. V. Automatic devices for reactive power compensation in the power grids of enterprises / V.V. Krasnik. - M.: Energoatomizdat, 1983. - 136 p.



УДК 62.52

**РАЗРАБОТКА ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ
РЕГУЛИРОВАНИЯ ГИДРОАГРЕГАТА**

Рыбалёв А.Н., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат технических наук, доцент, amgu_appe@mail.ru

Синицын В.Р., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет», студент

Поддубнова А.Н., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет», студентка

Аннотация: статья посвящена вопросам разработки комбинированной имитационной модели систем регулирования гидроагрегата

Ключевые слова: гидроагрегат, модель, имитация, регулирование, автоматизация, управление.

**DEVELOPMENT OF A SIMULATION MODEL OF A HYDROELECTRIC
GENERATOR CONTROL SYSTEM**

Rybalev A.N., FGBOU VO «Amur State University», associate professor, amgu_appe@mail.ru

Sinitsyn V.R., FGBOU VO «Amur State University», student

Poddubnova A.N., FGBOU VO «Amur State University», student

Abstract: the article is devoted to the development of a combined simulation model of control systems of hydraulic unit

Ключевые слова: hydroelectric generator, model, imitation, adjustment, automation, control.

На кафедре автоматизации производственных процессов и электротехники Амурского государственного университета уже достаточно давно ведутся разработки комбинированных, или *гибридных*, имитационных моделей автоматизированных систем управления технологическими процессами [1–4]. В таких моделях задействуются программные и технические средства различных типов и производителей. Модели объекта управления строятся в основном в среде имитационного моделирования Matlab Simulink, а программное обеспечение управляющих машин (программируемых логических контроллеров (ПЛК), промышленных компьютеров) и средства человеко-машинного интерфейса (операторские панели, SCADA-системы) разрабатывается в «родных» для них средах: профессиональных системах программирования класса Softlogic и интегрированных средах разработки систем визуализации и супервизорного управления. Широко используются такие пакеты, как CoDeSys фирмы 3S, Trace Mode российской компании AdAstra и EasyBuilder – среда программирования операторских панелей Weintek. Отметим, что перечисленные программы либо распространяются свободно, либо имеют бесплатные версии, возможностей которых вполне достаточно.

Simulink-модель объекта запускается на персональном компьютере, а программное обеспечение системы управления может быть запущено как на «целевых платформах» (в ла-

бораториях имеются необходимое для этого оборудование), так и на компьютерных симуляторах. В последнем варианте вся система размещается «внутри» одного компьютера. Обмен данными между программами в основном производится посредством технологии OPC (OLE for Process Control). При необходимости привлекаются и другие средства, например, протокол Modbus TCP. Модель, как правило, работает в реальном масштабе времени.

Такой подход решает ряд проблем и дает определенные преимущества. Достаточно сказать, что в учебном заведении, конечно, нет, и не может быть физических моделей хоть сколько-нибудь сложных объектов управления. Не имея объекта, программное обеспечение системы управления разработать просто невозможно. Понятно, что имитационная компьютерная модель может быть и далека от «оригинала», но, по крайней мере, мы в нее можем вложить все, что знаем об объекте, и в этом смысле она от «оригинала» не отличается. С другой стороны при работе в профессиональных системах появляется возможность создания *почти готового* программного обеспечения, которое без особых усилий можно перенести на практику. Таким образом, подход может быть использован не только в учебных целях, но и для создания промышленных прототипов и тренажеров.

В настоящее время на кафедре ведутся разработки имитационной модели системы управления гидроагрегатом. Пока они находятся на начальном этапе, и стоит задача создания упрощенной модели, которая, тем не менее, учитывала бы основные физические эффекты и специфику гидроагрегата как объекта управления. В таком варианте модель будет использоваться исключительно в учебных целях, в частности, при изучении специального раздела курса «Автоматизация технологических процессов и производств», посвященного автоматическому управлению на гидроэлектростанциях. Как показывает практика, студенты испытывают определенные трудности в понимании сути процессов регулирования скорости вращения ротора агрегата и его электрических величин. Эти трудности связаны с тем обстоятельством, что гидроагрегат (как, впрочем, и турбоагрегат) является довольно «необычным» для них объектом регулирования: по одному каналу (вращающий момент турбины) происходит регулирование двух или даже трех параметров: скорости, частоты и активной мощности. Аналогично одним воздействием на возбуждение генератора регулируются и напряжение и реактивная мощность. Классических векторных диаграмм, которые обычно приводятся в пояснение, уже недостаточно, – они «статичны», и их нужно «оживить», что и является одной из целей построения модели. Другая цель состоит в демонстрации алгоритмов управления, пусть пока и приближенных, но работающих в реальном масштабе времени.

В дальнейшем, по мере получения результатов, планируется постепенное усложнение имитационной модели с целью приближения ее к реальности, причем это касается как модели объекта, так и алгоритмов и программ управления. В перспективе работа может привести к созданию полноценного программного тренажера, однако для этого потребуется достаточно точно «воспроизвести» конкретный гидроагрегат с его системой управления.

Однако даже в предельно упрощенном виде, показанном на рис. 1, система управления гидроагрегатом является достаточно сложной.

В состав объекта входят турбина и органы регулирования частоты вращения (направляющий аппарат, поворотные лопасти и их гидроприводы), синхронный генератор и его электрическая нагрузка.

Модель «механической части» на данном этапе сформирована приближенно, с помощью простейших динамических звеньев. Основная проблема состоит в моделировании электрической части, включающей генератор и нагрузку. Система имитационного моделирования Simulink предлагает готовые решения в виде блоков пакета Simscape Power Systems [5]. В пакете имеются готовые блоки для моделирования электрических машин, в том числе синхронных, трансформаторов, трехфазной нагрузки и др. На рис. 2 показан один из примеров.

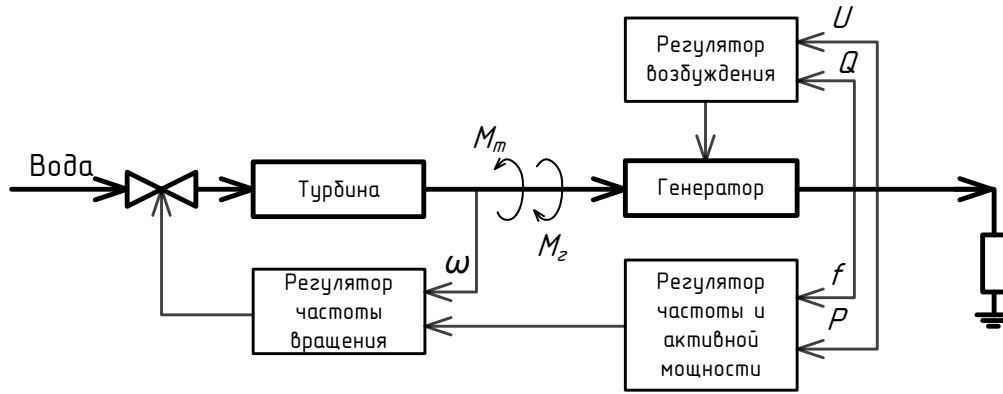


Рис. 1. Схема системы управления

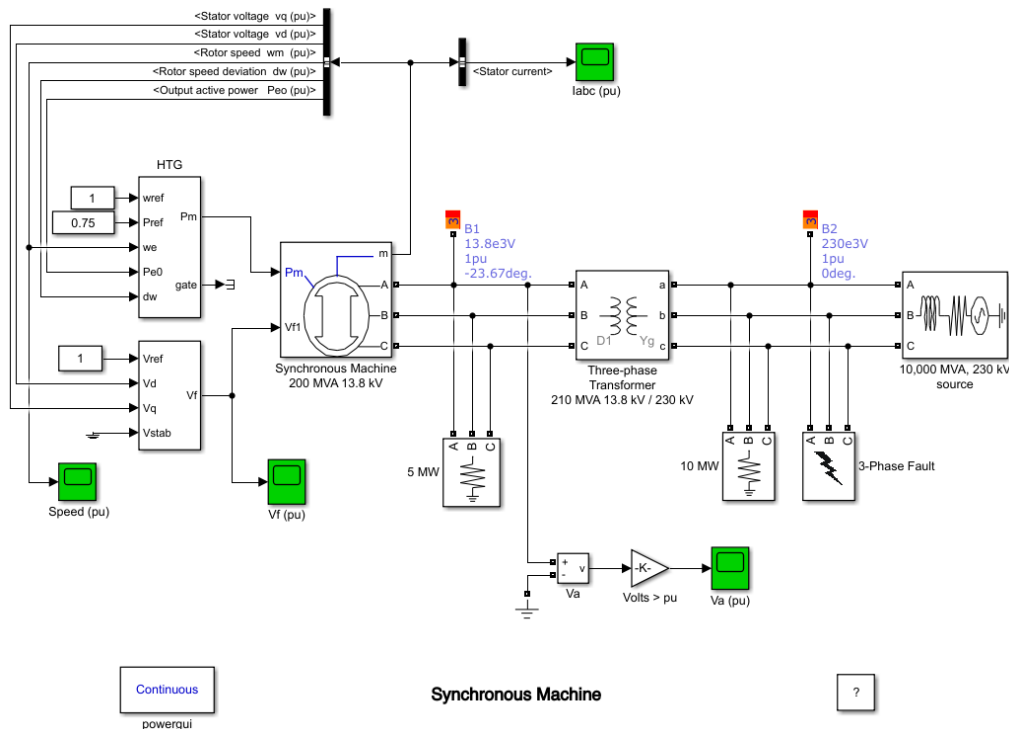


Рис. 2. Пример системы в Simscape Power Systems

Система содержит модель гидравлической турбины с регулятором скорости вращения, модель системы возбуждения, синхронный генератор, повышающий трансформатор и трехфазный источник напряжения, моделирующий энергосистему. Имеются также два блока нагрузки (в первичной и вторичной цепях трансформатора). С помощью блока 3-Phase Fault моделируется короткое замыкание в линии. Модель позволяет изучить переходные процессы, вызванные коротким замыканием и оценить качество работы регуляторов.

Simscape Power Systems – безусловно, прекрасный инструмент для моделирования энергетических систем, с помощью которого можно решать самые разные задачи, в том числе связанные с исследованием систем управления. Однако для разработки комбинированных моделей он не совсем подходит по одной причине: расчет таких диаграмм производится обычно очень медленно, часто даже медленнее, чем течет реальное время. Основная причина этого состоит, по-видимому, в том, что Simscape-модели не являются обычными Simulink-моделями. Simscape-блоки и Simscape-линии «передают» не «сигналы», как обычные Simulink-блоки, а токи и напряжения. Модель строится как электрическая схема, что конечно удобно. Но за это приходится расплачиваться быстродействием из-за дополнительных

«накладных расходов». Другой причиной замедления расчета может быть учет «мелких деталей», который, наверное, в ряде случаев, и оправдан, но для наших целей не требуется.

Для повышения скорости расчета в модели желательно вообще не иметь периодически изменяющихся величин. Это означает, что модель должна быть целиком построена в осях d, q , привязанных к вращающемуся ротору синхронной машины [6], рис. 3.

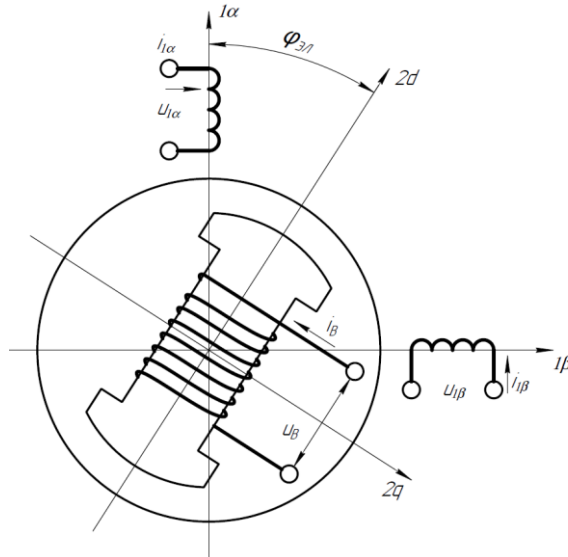


Рис. 3. Схема двухфазной модели синхронного генератора

Для синхронной машины с явнополюсным ротором упрощенные уравнения динамической характеристики в осях d, q имеют вид [6]:

$$\begin{cases} \frac{d\Psi_d}{dt} + \omega p_n \Psi_q + R i_d = -u_d; \\ \omega p_n \Psi_d - \frac{d\Psi_q}{dt} - R i_q = u_q; \\ \frac{d\Psi_B}{dt} + R_B i_B = u_B; \\ M = \frac{3}{2} p_n (\Psi_d i_q - \Psi_q i_d). \end{cases} \quad (1)$$

где ω, M – угловая скорость вращения ротора и электромагнитный момент машины, p_n – число пар полюсов.

Потокосцепления обмоток можно выразить через их токи и соответствующие индуктивности следующим образом:

$$\begin{cases} \Psi_d = L_{1d} i_d + L_{12d} i_B; \\ \Psi_q = L_{1q} i_q; \\ \Psi_B = L_B i_B + L_{12d} i_d. \end{cases} \quad (2)$$

Уравнения (1) и (2) следует дополнить уравнением механического равновесия:

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_T - M, \quad (3)$$

где J – момент инерции гидроагрегата,

M_T – момент, развиваемый турбиной.

Если подставить (2) в (1) и избавиться от потокосцеплений, то построенная по полученным выражениям модель будет иметь следующие входы и выходы, рис. 4.

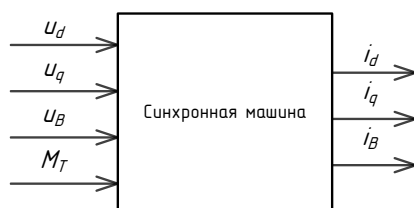


Рис. 4. Входы и выходы модели

В данном виде модель описывает некий источник токов, управляемый напряжениями. Однако модель является неполной, так как проекции вектора напряжения на оси d и q зависят от угла нагрузки

$$\theta = p_n \varphi - \omega_{эл}, \quad (4)$$

где $\omega_{эл} = 2\pi f$ – круговая скорость, соответствующая частоте сети f , φ – угол поворота ротора, который может быть найден из решения уравнения:

$$\frac{d\varphi}{dt} = \omega. \quad (5)$$

С учетом (4,5) модель (1) можно использовать в имитационной системе регулирования активной и реактивной мощности, вырабатываемой гидроагрегатом при работе на сеть бесконечной мощности. Для изучения процессов регулирования частоты и напряжения потребуется более сложная модель, связывающая электрические величины u_d, u_q, i_d, i_q и $\omega_{эл}$ (по существу – модель энергосистемы). В настоящее время рассматривается возможность построения «суррогатной» динамической модели на основе анализа баланса мощностей.

Библиографический список

1. Рыбалев, А.Н. Разработка и эмуляция АСУ ТП с использованием программ разных производителей и типов / А.Н. Рыбалев, Ф.А. Николаец // Вестник Амурского государственного университета. – Благовещенск: АмГУ, 2014. – С. 73-82.
2. Рыбалев, А.Н. Имитационное моделирование системы управления лифтом / А.Н. Рыбалев, Ф.А. Николаец // Сб. трудов восьмой Всероссийской науч.-техн. конф. «Энергетика: качество и эффективность использования энергоресурсов». – Благовещенск: АмГУ. – 2015. – С.452-458.
3. Рыбалев, А.Н. Имитационное моделирование АСУ ТП при проектировании и в учебном процессе / А.Н. Рыбалев // Вестник Амурского государственного университета. – Благовещенск: АмГУ, 2018. – С. 77-81.
4. Рыбалев, А.Н. Имитационное моделирование АСУ ТП при проектировании и в учебном процессе / А.Н. Рыбалев // Вестник Амурского государственного университета. – Благовещенск: АмГУ, 2018. – С. 41-48.
5. Герман-Галкин, С.Г. Компьютерное моделирование полупроводниковых систем в MATLAB 6.0: Учебное пособие/ С.Г. Герман-Галкин. – СПб.: КОРОНА принт, 2001. – 320 с.
6. Мелешкин, Г.А. Устойчивость энергосистем. Монография. Книга 1 / Г.А. Мелешкин, Г.В. Меркурьев. - СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006. – 369 с.

Bibliographic list

1. Rybalev, A.N. Development and emulation of automated process control systems using programs of different manufacturers and types. Bulletin of Amur State University / A.N. Rybalev, F.A. Nikolayets. - Blagoveshchensk: AmSU, 2014. – P. 73-82.
2. Rybalev A.N. Simulation modeling of the elevator control system. work of the eighth All-Russian scientific and technical. conf. –Energy: quality and efficiency of use of energy resources” /

A.H. Rybalev, F.A. Nikolayets. - Blagoveshchensk: AmGU. – 2015.– P.452-458.

3. Rybalev, A.N. Simulation modeling of automated process control systems during design and educational process. Bulletin of Amur State University / A.N. Rybalev. - Blagoveshchensk: AmSU, 2018. - p. 77-81.

4. Rybalev, A.N. Simulation modeling of process control systems in the design and educational process. Bulletin of the Amur State University / AN. Rybalev. - Blagoveshchensk: AmSU, 2018. - pp. 41-48.

5. German-Galkin, S.G. Computer simulation of semiconductor systems in MATLAB 6.0: Tutorial / SG German-Galkin. - SPb .: CORONA print, 2001. - 320 p.

6. Meleshkin, G.A. Stability of power systems. Monograph. Book 1 / G.A. Meleshkin, G.V. Merkuryev .- SPb .: Non-State Educational Establishment –Energy Personnel Training Center”, 2006. - 369 p.



УДК 621.315.2: 658.562

**ИНДУКЦИОННАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ДИСТАНЦИОННОГО
ОБНАРУЖЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ**

Брякин И. В., Институт автоматизации и информационных технологий Национальной академии наук Кыргызской Республики, доктор технических наук, профессор, bivas2006@yandex.ru
Бочкарев И. В., Кыргызский государственный технический университет им. И. Раззакова, доктор технических наук, профессор, elmech@mail.ru

Аннотация: предложен новый вариант индукционного зонда для обнаружения подземных кабельных линий. Представлена структурная блок-схема индукционной установки, рассмотрены принцип ее работы и конструктивные особенности индукционного зонда.

Ключевые слова: подземная кабельная линия, индукционный зонд, генераторная и приемные катушки, ферритовый стержневой сердечник, ферромагнитная антенна.

**INDUCTION INSTALLATION FOR REMOTE
DETECTION OF UNDERGROUND CABLE LINES**

Bryakin I. V., Institute of Automation and Information Technologies of the National Academy of Sciences of the Kyrgyz Republic, Doctor of Technical Sciences, Professor, bivas2006@yandex.ru
Bochkarev I.V., Kyrgyz State Technical University I. Razzakova, doctor of technical sciences, professor, elmech@mail.ru

Abstract: a new version of the induction probe for detecting underground cable lines is proposed. A structural block diagram of an induction installation is presented, the principle of its operation and the design features of an induction probe are considered.

Keywords: underground cable line, induction probe, generating and receiving coils, ferrite core core, ferromagnetic antenna.

При прокладке, ремонте и модернизации подземных кабельных линий (ПКЛ), а также при проведении различных строительно-земельных работ необходимо отыскать все существующие линии и при необходимости выявить их ослабленные места или дефекты. Это позволит свести к минимуму объем земельных работ, повысить их безопасность и обеспечить надежное бесперебойное электроснабжение потребителей. Следует отметить, что для повышения надежности ПКЛ, кабели в процессе изготовления и перед укладкой подвергаются разнообразным испытаниям, с помощью которых определяются дефекты в их электропроводящих и ферромагнитных элементах и в изоляции [1, 2, 3, 4]. Однако дефекты различных элементов кабеля могут возникать в процессе их эксплуатации вследствие значительных перегрузок, старения и коррозии изоляционных и металлических оболочек, воздействия агрессивных веществ и внешних климатических условий, механических повреждений, блуждающих токов и т. д.

Поэтому для поиска ПКЛ необходимо выполнить трассировку ПКЛ, при которой определяется точное место расположения кабеля в трехмерных координатах. При этом сле-

дует отметить, что планы размещения ПКЛ, создаваемые при укладке кабеля, зачастую или отсутствуют, или не обеспечивают должной точности. Последнее связано с тем, что планы часто привязаны на местности к уже отсутствующим ориентирам или возможно смещение трассы ПКЛ вследствие воздействия различных техногенных или естественных факторов.

Постановка задачи. Процедура трассировки ПКЛ осуществляется с помощью специальных приборов. Анализ патентно-технических публикаций, посвященных трассировке и определению мест повреждения ПКЛ, показывает, что несмотря на большой интерес к этой проблеме, единого подхода к ее решению на сегодняшний день не существует и в полном объеме она не решена.

Всем применяемым вариантам установок индукционного метода обнаружения подземных кабельных линий (ПКЛ) присущи определенные недостатки, в значительной мере снижающие их поисковые возможности. Наиболее существенным недостатком является возбуждение в приемной антенне индукционного зонда (ИЗ) первичным магнитным полем «прямого» сигнала, изменяющегося в процессе поисковых работ, что приводит к появлению методических помех и погрешности измерения. Величина и пределы изменения «прямого» сигнала зависят как от выбранной геометрии системы «источник – приемник поля» (совмещенные или разнесенные в пространстве источник и приемник поля), так и от степени нарушения этой геометрии. Для повышения чувствительности индукционного метода обнаружения ПКЛ необходимо подавить или значительно уменьшить наведенный в приемнике первичным полем электрический сигнал. С этой целью применяются различные методы: геометрическая компенсация первичного поля за счет взаимной ориентации или разноса в пространстве источника и приемника поля; электрическая компенсация сигнала первичного поля, наводимого в приемнике, путем введения в измерительную аппаратуру довольно сложных электронных компенсирующих устройств. Все эти меры значительно усложняют аппаратуру и процедуру проведения работ.

В ряде случаев возникают задачи обнаружения локальных электропроводящих объектов с размерами, соизмеримыми с размерами поисковой установки, залегающими на тех же глубинах, что и ПКЛ, трубопроводы и другие подземные коммуникации. Необходимым условием эффективного решения этой задачи является обеспечение глубокой и стабильной во времени компенсации первичного поля в месте расположения приемников поля или же сигналов, возбуждаемых в приемниках этим полем.

Наибольшее применение для решения указанных задач нашли два основных варианта взаимного расположения антенных модулей ИЗ, т.е. излучающей и приемной рамочных антенн (РА), при которых не происходит непосредственной передачи сигнала из одной антенны в другую – с перпендикулярными или со скрещивающимися осями [5]. Существуют также ИЗ, содержащие более двух РА, соответствующим образом включенных электрически, например, системы из одной излучающей (в центре) и двух приемных РА, включенных встречно по сигналу, наводимому излучающей РА. В этом случае сигнал на выходе системы приемных РА в идеале равен нулю, так как наводимые в РА э.д.с. взаимно компенсируются. Определенный интерес представляют ИЗ с компланарными РА (т.е. расположенными в одной плоскости). Это объясняется тем, что приблизить ИЗ на минимальное расстояние к поверхности земли возможно только в том случае, если его РА компланарны. Кроме того, такие антенные модули обычно компактны и хорошо вписываются в защитные дискообразные корпуса.

Детальный анализ возможностей приведенных конструкций антенных модулей ИЗ показал, что при разработке высокочувствительной аппаратуры целесообразно использовать антенные модули с усилением магнитного потока, а в методе измерения на плоской поверхности – с нулевым первичным полем. Последние особенно перспективны для увеличения порога чувствительности, так как компенсация основной части первичной э.д.с. за счет взаимного расположения и ориентировки излучающей и приемной антенн способствует повышению точности и стабильности измерений.

В существующих вариантах установок индукционного метода обнаружения ПКЛ ан-

тенные модули приемных цепей ИЗ не имеют ферромагнитных сердечников, которые как раз и являются «усилителями» магнитного потока. В связи с этим определенным интересом вызывает анализ возможности использования в качестве чувствительного элемента ИЗ ферромагнитных антенн. С этой целью был проведен комплексный сравнительный анализ эффективности РА и ферромагнитной (ФА) антенн.

При сопоставлении РА и ФА антенн (магнитоприемников) одним из основных критериев качества была выбрана потенциальная мощность антенны P_a , характеризующая способность антенны преобразовывать напряженность электромагнитного поля в энергию источника электрического сигнала, пропорциональную отношению квадрата эффективного напряжения сигнала к среднему квадрату напряжения шумов [6, 7]. Кроме того, учитывались и такие параметры антенных модулей ИЗ, как действующая высота, магнитный момент или эффективная площадь, индуктивность, коэффициент мощности, равный отношению квадрата магнитного момента к индуктивности [6], добротность, собственная резонансная частота, уровень собственных шумов и др.

Проведенный комплексный сопоставительный анализ эффективности РА и ФА показал целесообразность использования в рассматриваемом классе индукционных установок в качестве приемных антенн именно ФА.

Полученные результаты. Изложенные соображения были положены в основу разработки индукционной установки с новым типом ИЗ, в которой приемная антенна выполнена на базе ФА. Примем, что на сердечнике ФА расположены две приемные катушки, имеющие одинаковую форму, размеры и количество витков обмотки. В этом случае одна из катушек условно выполняет функции компенсационной обмотки по случайному сигналу. Поэтому ее индуктивность и активное сопротивление обмотки обозначим как L_k и R_k , приняв в качестве компенсационного напряжения индуцируемую в ней э.д.с E_k . По предположению $L_k=L_{\pi}$, $R_k=R_{\pi}$, а, следовательно, фазовое условие баланса $L_k/L_{\pi}=R_k/R_{\pi}=\tau$ соблюдается при подключении компенсационной катушки параллельно приемной катушке, если параметр $\tau=1$. Последнее требование означает, что амплитудное условие баланса $U_{k0}/E_{\pi0}=\tau$ будет выполнено, если только э.д.с. приемной и компенсационной катушек в воздухе одинаковы:

$$E_{k0} = E_{\pi0}. \quad (1)$$

На практике последнее равенство можно обеспечить, располагая эти катушки определенным образом относительно излучающей РА (взаимно ортогонально).

Э.д.с. приемной и компенсационной катушек можно выразить суммами:

$$\dot{E}_{\pi} = \dot{E}_{\pi0} + \Delta\dot{E}_{\pi}; \quad \dot{E}_k = \dot{E}_{k0} + \Delta\dot{E}_k, \quad (2)$$

где $\dot{E}_{\pi0}$ и \dot{E}_{k0} – э.д.с. приемной и компенсационной катушек в воздухе;

$\Delta\dot{E}_{\pi}$ и $\Delta\dot{E}_k$ – приращение этих величин под воздействием исследуемой среды.

Тогда напряжение, появляющееся на выходе этой антенны под воздействием среды, определится как половина разностного приращения э.д.с. катушек:

$$\dot{U} = 0,5(\Delta\dot{E}_{\pi} - \Delta\dot{E}_k). \quad (3)$$

Согласно приведенному выражению, предлагаемый вариант компоновки ферромагнитной антенны полностью исключает влияние внешней однородной помехи, обеспечивает отсутствие емкостных токов и глубокую компенсацию э.д.с. катушек в воздухе.

Структурная блок-схема предлагаемого варианта индукционной установки (ИУ) для обнаружения ПО представлена на рис.1. Она состоит из ИЗ 1, в состав которого входят излучающая РА 2, идентичные приемные катушки 3 и 4 и ферритовый сердечник 5, функционально образующие приемный антенный модуль, т.е. ФА; блока предварительного усиления 6; генератора звуковых частот 7; формирователя опорных напряжений 8; синхронного детектора 9 и регистрирующего устройства 10. Излучающая РА 2 по отношению к приемным катушкам 3 и 4 имеет взаимно ортогональное расположение, что обеспечивает необходимый уровень геометрической компенсации первичного поля.

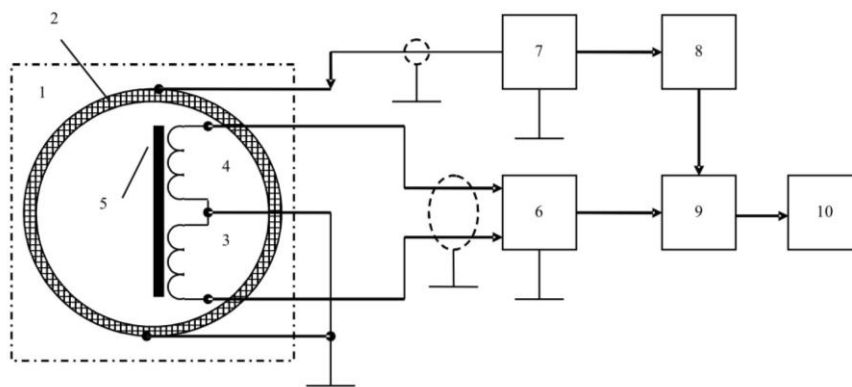


Рис. 1. Структурная блок-схема ИУ

Рассмотрим принцип действия данной индукционной установки. От генератора звуковых частот 7 подается сигнал рабочей частоты на излучающую РА 2, которая создает в окружающем пространстве первичное переменное магнитное поле. Пространственное расположение РА и приемных катушек обеспечивает геометрическую компенсацию первичного поля, а дифференциальное включение катушек 3 и 4 реализует взаимную компенсацию индуцируемых в них внешними электромагнитными помехами э.д.с., имеющих одинаковые амплитуды и противоположные фазы. Поэтому в отсутствии исследуемого объекта суммарное э.д.с. на выходе блока усиления 6 равно нулю. Благодаря этому свойству зонд нечувствителен к влиянию внешнего однородного поля, т.е. имеет повышенную помехоустойчивость.

Поле генераторной катушки намагничивает окружающую среду, вследствие чего появляется вторичное магнитное поле, которое воспринимается катушками 3 и 4. В случае однородности свойств среды состояние компенсации не нарушается. При возникновении геоэлектрической неоднородности (подповерхностный объект), расположенной относительно катушек 3 и 4 асимметрично, происходит нарушение начальной компенсации, и на выходе усилителя 6 появляется соответствующее напряжение.

Разностная э.д.с. имеет реактивную составляющую, пропорциональную в основном магнитной восприимчивости ПКЛ, и активную составляющую, зависящую от его удельной электропроводности. Этот сигнал через усилитель 6 поступает к информационному входу синхронного детектора 9. К опорному входу синхронного детектора подключены соответствующие выходы формирователя 8 опорных напряжений (синфазного или квадратурного). Опорные напряжения для синхронного детектора формируются из соответствующего синусоидального напряжения, подаваемого с выхода генератора 7 на вход блока 8. Выход синхронного детектора 9 соединен с регистратором 10, показания которого отражают наличие локальных геоэлектрических неоднородностей, вызванные ПКЛ.

Вариант конструкции ИЗ на базе ФА в общем виде представлен на рис. 2. ИЗ состоит из излучающей РА, выполненной в виде генераторной катушки 1, размещенной на кольцевом каркасе 7, и приемной ФА, образованной совокупностью трех элементов: ферритового стержневого цилиндрического сердечника 2, приемных катушек 3 и 4. Внутри каркаса 7 в его плоскости диаметрально расположена базирующая диэлектрическая призма 8, длина которой равна внутреннему диаметру каркаса, а высота – его толщине. Призма 8 имеет в центре симметрично расположенное поперечное сквозное отверстие, в котором неподвижно закреплен сердечник 2.

Приемные катушки 3 и 4 ФА расположены на противоположных концах сердечника 2 симметрично относительно главных осей симметрии призмы 8. Такое конструктивное решение обеспечивает взаимное ортогональное расположение генераторной катушки 1 и приемных катушек 3, 4. При такой пространственной ориентации генераторной и приемных катушек

шек будет выполняться условие начального равенства нулю коэффициента их взаимоиндукции.

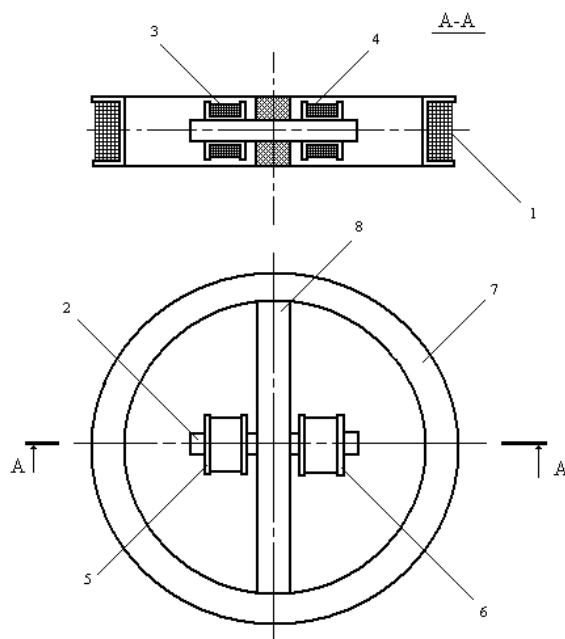


Рис. 2. Конструкция ИЗ индукционной установки.

Возможность осевого перемещения вдоль сердечника 2 приемных катушек 3 и 4 позволяет обеспечить необходимый уровень начальной компенсации сигнала первичного поля. Взаимное расположение магнитоприемников (приемных катушек) 3 и 4 на сердечнике 2 выставляется в два приема: сначала грубо, путем фиксации каждого магнитоприемника в определенном месте сердечника 2, а затем плавно, посредством специального регулировочного микровинтового устройства.

Макетный образец варианта ИЗ с новой схемой построения успешно прошел экспериментальную апробацию. Положительным качеством ИЗ являются эффективность и простота примененного способа компенсации, исключение влияния на характеристики ИЗ изменения параметров ферромагнитного сердечника и приемных катушек, существенное уменьшение межвитковых утечек у приемных катушек и снижение воздействия на них внешних помех. Удачное сочетание преимуществ различных известных классов индукционных установок и особенностей ферритовых антенн выгодно отличает рассматриваемое техническое решение от его аналогов. В частности, применение в приемной катушке ИЗ ферромагнитного сердечника позволило уменьшить в ней количество витков, увеличить чувствительность измерений и улучшить отношение сигнал/шум.

Разработанная ИУ может найти широкое применение не только в качестве кабелеискателя, но и поискового средства при проведении соответствующих работ городскими техническими и аварийно-спасательными службами, а также средства диагностики для мониторинга состояния железнодорожных путей, ответственных узлов грузоподъемных машин и механизмов, объектов котлонадзора и т.п.

Библиографический список

1. Холодный, С. Д. Методы испытаний и диагностики в электроизоляционной и кабельной технике / С. Д. Холодный, С. В. Серебрянников, М. А. Боев. – М.: Изд-во МЭИ, 2009. – 232 с.
2. Брякин, И.В. Разработка нового метода дефектоскопии электрических кабелей / И. В. Брякин, И. В. Бочкарев, В. Р. Храмшин // Электротехнические системы и комплексы. -

2018. - №2 (39). – С. 4-10.

3. Брякин, И.В. Диагностика качества силовых кабелей / И. В. Брякин, И. В. Бочкарев, В. Р. Храмшин // Международная конференция по автоматизации RusAutoCon, 2018. 19 октября 2018. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8501787>.

4. Брякин, И.В. Способ обнаружения дефектов в длинномерном ферромагнитном объекте / И. В. Брякин, И. В. Бочкарев. - Пат. РФ № 2672978, 2018. Бюл. № 33.

5. Брякин, И.В. Методы и средства подповерхностного зондирования / И. В. Брякин // Проблемы автоматизации и управления. – Бишкек: Илим. - 2006. – С.116–126.

6. Гонтарь, И.М. Сравнение параметров низкочастотных рамочных и ферромагнитных антенн/И.М. Гонтарь, Л.Я. Мизюк // Отбор и передача информации. – Киев: Наукова думка, 1977.– С. 66–74.

7. Карандеев, К.Б. О расчете антенны для геофизических исследований методами естественного электромагнитного поля / К.Б. Карандеев, Ф.Б. Гриневич // Физика Земли. – М.: Изв. АН СССР № 4, 1965.– С. 97–101.

Bibliographic list

1. Kholodny, S. D. Test methods and diagnostics in electrical insulating and cable engineering / S. D. Kholodny, S. V. Serebryannikov, M. A. Boev. - М.: Publishing House of Moscow Power Engineering Institute, 2009. - 232 p.

2. Bryakin, I.V. Development of a new method of electric cable inspection / I. V. Bryakin, I. V. Bochkarev, V. R. Khramshin // Electrotechnical systems and complexes №2 (39), 2018.– P. 4-10.

3. Bryakin, I.V. Diagnostics of power cable quality / I. V. Bryakin, I. V. Bochkarev, V. R. Khramshin // RusAutoCon International Automation Conference, 2018. October 19, 2018. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8501787>

4. Bryakin, I.V., Bochkarev, I.V. Method for detecting defects in a lengthy ferromagnetic object / I. V. Bryakin, I. V. Bochkarev .- Pat. Of the Russian Federation No. 2672978, 2018. Bull. No. 33

5. Bryakin, I.V. Methods and tools for subsurface sensing / / I. V. Bryakin // Problems of Automation and Control. - Bishkek: Ilim, 2006. - P.116-126.

6. Gontar, I.M. Comparison of parameters of low-frequency framework and ferromagnetic antennas / I.M. Gontar, L.Ya. Mizyuk // Selection and transfer of information. - Kiev: Naukova Dumka, 1977.– P. 66–74.

7. Karandeev, K. B. About the calculation of the antenna for geophysical research using the methods of the natural electromagnetic field /K.B. Karandeev, FB Grinevich // Earth Physics. - М.: Izv. Academy of Sciences of the USSR № 4, 1965.– P. 97–101.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.31

ТЕХНОЛОГИИ ХРАНЕНИЯ И АККУМУНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ТОЧКИ ЗРЕНИЯ

Проценко П.П., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
доцент, procenko-palina@yandex.ru

Мартюшева А.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
студентка, martyusheva2017@inbox.ru

Аннотация: в статье рассматривается проблема экономической составляющей технологий хранения электрической энергии.

Ключевые слова: аккумуляторы, хранение энергии, стоимость, планы, Амурская область, промышленные предприятия.

TECHNOLOGY OF STORAGE AND ACCUMULATION OF ELECTRICAL ENERGY FROM AN ECONOMIC POINT OF VIEW

Protsenko P. P., FGBOU VO «Amur State University», associate Professor,
procenko-palina@yandex.ru

Martyusheva A. A., FGBOU VO «Amur State University», student, martyusheva2017@inbox.ru

Abstract: the article deals with the problem of the economic component of electric energy storage technologies.

Key words: Batteries, energy storage, cost, plans, Amur region, industrial enterprises.

Все существующие на данный момент системы хранения энергии дороги для крупных промышленных объемов, поэтому различные производители и государства делают масштабные инвестиции в создание новых способов хранения больших объемов энергии. Но сперва рассмотрим, какие аккумуляторы существуют на данный момент и представляют наиболее существенную значимость для крупного промышленного производства:

1. Литий-ионные (Li-ion) аккумуляторы.

Литий-ионные аккумуляторы (Li-ion) являются наиболее распространенным типом батарей для различного вида электронных устройств в мире на данный момент. Они используются практически во всех видах техники, в том числе мобильных телефонах, планшетах, ноутбуках, а также электромобилях.

Несмотря на популярность, такие батареи имеют множество недостатков, такие как способность к самовозгоранию, «эффект памяти», быстрая потеря емкости при низких температурах и т.д..

2. Литий-полимерные (Li-poly) аккумуляторы.

Литий-полимерные (Li-poly) аккумуляторы — это усовершенствованная конструкция литий-ионного аккумулятора. В качестве электролита используется полимерный материал. Используется в мобильных телефонах, цифровой технике, радиоуправляемых моделях, а также в портативном электроинструменте и в некоторых современных электромобилях.

Американская компания Ionic Materials первой в мире разработала твердый полимер, способный производить ионы при комнатной температуре, для замены жидкого токсичного и горючего электролита, который используется для производства литий-ионных батарей, что исключает возможность их самовозгорания, при этом также сокращаются затраты на производство.

3. Хранение энергии в форме водорода.

Одно из направлений исследований — преобразование излишков электроэнергии в водородное топливо. Этим проектом, например, занимается инициатива Дон Кихот (Don Quichote) — организация, созданная Европейской Комиссией и рядом европейских компаний. Также это направление активно развивает компания Toyota Motor, вкладываясь в строительство заводов по производству этого вида топлива.

4. Хранение энергии в форме тепла.

Другой тип систем для хранения энергии разрабатывается на основе теоретической концепции профессора физики Стэнфордского университета и нобелевского лауреата Роберта Лафлина. Концепция предполагает, что электричество может храниться в течение нескольких дней или даже недель в виде тепла в расплавленной соли при очень высоких температурах или в виде холода в жидкости, сходной с антифризом, который используется в автомобилях, при экстремально низких температурах. Созданием реального прототипа такой системы занимается инкубатор проектов Google X в рамках проекта Malta.

5. Хранение энергии с помощью гидроаккумулирующих электростанций.

Гидроаккумулирующие, или насосные, электростанции, сохраняют излишки электроэнергии при помощи перекачки воды из более низко расположенного резервуара в расположенных более высоко.

Гидроаккумулирующая (насосная) электростанция Geesthacht установленной мощностью 120 МВт расположена неподалеку от города Гестхacht в федеральной земле Шлезвиг-Гольштейн в Германии. Электростанция начала работать в 1958 году.

Верхний резервуар имеет емкость около 3 млн куб м. Вода для верхнего резервуара электростанции, расположенного на высоте 80 м над уровнем моря, забирается снизу из реки Эльбы.

По состоянию на 2018 год, эта крупнейшая электростанция такого типа на севере Германии. Она находится в 100% собственности компании Vattenfall.



Рис.1. Электростанция Geesthacht

Цели. Создать в России новую высокотехнологичную отрасль систем хранения электроэнергии для:

1. вывода российских компаний на лидирующие позиции мирового рынка систем хранения электроэнергии и их компонентов;

2. повышения системной эффективности электроэнергетики России и сдерживания роста цен на электроэнергию за счет применения систем хранения электроэнергии;

3. повышения эффективности электроснабжения потребителей с высокими требованиями к доступности, надежности, мобильности и качеству электроэнергии за счет применения систем хранения электроэнергии;

4. создания крупных накопителей для промышленных предприятий, районов и областей по оптимальной цене.

Задачи. Сбережение энергии всех видов – эта задача становится все актуальнее в современном мире. Энергосберегающие технологии признаны приоритетной задачей на уровне государственной внутренней политики во многих государствах и в России в частности:

1. сформировать и обеспечить развитие рынка и новой практики применения систем хранения электроэнергии в приоритетных для России сферах;

2. сформировать промышленный потенциал в области систем хранения электроэнергии за счет создания новых производств, трансфера технологий и развития инжиниринговых компетенций;

3. сформировать научно-технологический потенциал для обеспечения технологиями приоритетных сфер применения и формирования опережающего технологического задела в этой области;

4. обеспечить устранение регуляторных барьеров применения систем хранения электроэнергии в России;

5. найти способы снижения стоимости аккумуляторов электрической энергии.

Прогнозное снижение стоимости аккумуляторов. Исследователи из Bloomberg NEF (BNEF) прогнозируют, что с настоящего времени по 2040 год в ВИЭ будет вложено более одного триллиона долларов США. В последнем выпуске Long Energy Energy Storage Outlook говорится о том, что затраты на производство литиево-ионных аккумуляторов будут определять скорость этого тренда. Авторы ожидают, что эти стоимость накопителей снизится на 52% в период между 2018 и 2030 годами, что опережает уже наблюдаемое падение. В ближайшей перспективе на рынке будут доминировать Южная Корея и США, но Китай станет движущей силой с 2020-х годов.

А исследователи из Стэнфордского университета разработали дешевые батареи в качестве альтернативы распространенным литий-ионным батареям. Группе удалось создать батарею на основе натрия, которая может хранить такое же количество энергии, что и батарея на основе лития, менее чем за 80% стоимости литий-ионных аналогов. Другие исследователи создали батареи на основе натрия в прошлом, но этот новый подход может быть более рентабельным.

Натрий вместо лития: исследователи нашли способ повысить производительность натрий-ионных аккумуляторов. Ученые нашли желаемый компонент для натрий-ионных аккумуляторов, который может способствовать повышению их производительности, включая скорость заряда. Хотя литий-ионные аккумуляторы в настоящее время весьма популярны, ученые активно ищут альтернативу литию, потому что литий дорог и его запасы ограничены.

Исследователи Нагойского технологического института (NITech) в Японии продемонстрировали, что подобранное ими соединение может выступать в качестве эффективного компонента для натрий-ионных аккумуляторов, которые будут конкурировать с литий-ионными аккумуляторами по нескольким показателям, особенно по скорости заряда.

Натрий-ионные аккумуляторы являются привлекательной альтернативой литий-ионным аккумуляторам по ряду причин. Натрий не является ограниченным ресурсом - он в изобилии присутствует в земной коре, а также в морской воде. Кроме того, компоненты на основе натрия имеют возможность получить гораздо более быстрое время зарядки при соответствующей конструкции кристаллической структуры. Однако нельзя просто заменить натрием литий, используемый в применяемых в настоящее время материалах аккумуляторов, поскольку по сравнению с литием натрий имеет больший размер иона и несколько иную хи-

мию. Поэтому исследователи попытались найти подходящий материал для натрий-ионного аккумулятора среди огромного числа кандидатов методом проб и ошибок.

Ученые NITech после изучения около 4300 соединений и после высокопроизводительных расчетов характеристик этих соединений обнаружили, что одно из них дало положительные результаты и стало перспективным кандидатом в качестве компонента натрий-ионного аккумулятора. Это соединение – нанотрубки на основе $\text{Na}_2\text{V}_3\text{O}_7$ – обеспечивает длительное время автономной работы и короткое время зарядки натрий-ионного аккумулятора.

Планы постройки крупных накопителей. Комиссия по коммунальным предприятиям Калифорнии одобрила предложение Pacific Gas & Electric о замене трех электростанций на природном газе литий-ионными аккумуляторами Tesla.

Решение включает четыре отдельных проекта хранения энергии, два из которых станут крупнейшими в мире системами аккумуляторов. Данных о стоимости проекта пока нет.

По данным Bloomberg, комиссия CPUC предписала PG & E, крупнейшей коммунальной компании Калифорнии, предложить, как заменить газовые установки Calpine Corp.

Четыре проекта промышленных накопителей включают 183-мегаваттный объект к югу от Сан-Хосе, Калифорния, который будет построен Tesla и будет принадлежать PG & E. Vistra Energy Corp. планирует установку на 300 мегаватт. Hummingbird Energy Storage LLC разрабатывает проект на 75 мегаватт. Наконец, Micropoc Inc. планирует установить 10 мегаватт мощности. PG & E будет покупать энергоемкость других проектов, но проект Tesla является единственным, что PG & E, которым PG & E занимается напрямую. Любопытно, что в случае реализации проектов Tesla становится проектировщиком и строительной компанией в области электроэнергетики.

Примеры применения. В КНР на ветро-солнечной электростанции установлен гигантский накопитель энергии в феврале 2019 года.

Компания Contemporary Amperex Technology Co., Limited (CATL), китайский производитель литий-ионных аккумуляторов, поставила аккумуляторную систему накопления энергии (battery energy storage system — BESS) емкостью 100 МВт*ч для демонстрационного проекта Luneng Naixi, который представляет собой комбинацию ветровой электростанции мощностью 400 МВт, фотоэлектрической солнечной электростанции на 200 МВт и тепловой солнечной электростанции (CSP) на 50 МВт. Китайские специалисты называют проект «первым в мире и крупнейшим в Китае электрохимическим накопителем энергии с виртуальным синхронным генератором». Важнейшую роль в проекте играет система управления батареями, с помощью которой координируется работа различных генерирующих объектов.

Компания CATL, являющаяся одним из крупнейших в мире поставщиков литий-ионных батарей для секторов автомобильной промышленности, недавно начала заниматься и промышленными системами хранения энергии.

Демонстрационный проект Luneng Naixi расположен в активной сейсмической зоне в провинции Цинхай, где, кроме того, температура воздуха колеблется от $-33,6^{\circ}\text{C}$ до $35,5^{\circ}\text{C}$. Суровые климатические условия и сейсмика были учтены при проектировании и строительстве станции. Система накопления энергии способна выдерживать землетрясения силой до восьми баллов. Плановый срок службы аккумуляторной системы CATL составляет 15 лет. Компания заявила, что особое внимание уделялось безопасности, особенно защите от возгораний или взрывов, вызванных отказом оборудования. Система контроля и управления батареями также обеспечивает защиту от повреждений, вызванных такими факторами, как перегрузка, чрезмерно глубокая разрядка или использование при экстремальных температурах.

Прогнозы использования технологий хранения электрической энергии в Амурской области. Представим, что подобные крупные накопители стали доступны и для предприятий Амурской области.

В таком случае такие предприятия, как Космодром «Восточный», ОАО «Амурдормаш», ОАО «Амурский металлист», ОАО «ППП-станции» могут работать в бесперебойном режиме.

Подобные технологии не могут уберечь нас от аварий на ЛЭП, станциях, подстанциях, но с их помощью мы можем минимизировать область распространения и вернуть электроэнергию людям за счет аккумуляторов хотя бы на время ремонта вышедшего из строя оборудования.

Эффекты. Первый способ требует затрат большого числа строительных и денежных ресурсов. На строительство одной электростанции тратится несколько лет. К тому же, например, тепловые электростанции потребляют много невозобновляемых природных ресурсов, и наносят вред окружающей природной среде.

Использовать передовые технологии очень верное решение данной проблемы. К тому же необходимо избегать напрасных трат электроэнергии и свести неэффективное использование к минимуму.

Библиографический список

1. <https://utmagazine.ru/posts/12925-razvitie-tehnologiy-v-oblasti-hraneniya-elektroenergii>
2. <https://cosmos.mirtesen.ru/blog/43130319739/Sposob-hraneniya-elektroenergii>

Bibliographic list

1. <https://utmagazine.ru/posts/12925-razvitie-tehnologiy-v-oblasti-hraneniya-elektroenergii>
2. <https://cosmos.mirtesen.ru/blog/43130319739/Sposob-hraneniya-elektroenergii>



УДК 621.644.07

**АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СТРУКТУРЫ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ
МАЛЫХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ**

Серебренников Д.А., ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»,
кандидат технических наук, доцент

Никифоров Д. И., ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»,
магистрант, di.nikiforov@mail.ru

Аннотация: в статье рассматриваются основные направления развития систем энергоснабжения малых населенных пунктов России. Приведен анализ структуры энергопотребления индивидуальными жилыми зданиями усадебного типа.

Ключевые слова: энергопотребление, КПД, энергия.

**ANALYSIS OF THE EXISTING STRUCTURE OF ENERGY CONSUMPTION
OF MA-HUMAN POPULATIONS**

Serebrennikov D.A., FGBOU VO «Tyumen Electrolyte Industrial University», Ph.D.,
Associate Professor

Nikiforov D.I., FGBOU VO «Tyumen Electrolytes Industrial University»,
master student, di.nikiforov@mail.ru

Abstract: the article discusses the main directions of development of energy supply systems for small settlements in Russia. The analysis of the structure of energy consumption by individual residential buildings of the estate type is given.

Keywords: energy consumption, efficiency, energy.

Существующие системы энергоснабжения индивидуальных зданий используют энергию органического топлива и включают в себя следующие элементы: отопление, вентиляция, пищеприготовление, горячее водоснабжение, приготовление кормов для домашних животных, электроснабжение. Величина годового потребления энергии зависит от климатического района строительства, общей жилой площади, коэффициента заселенности квартир и других факторов географического, технического и социального характера. Примем жилую площадь на одного человека $f = 18\text{ м}^2$ [2], при отношении общей площади дома к его жилой площади, равной $K=1.6$. Средний коэффициент заселенности квартир S в сельской местности России составляет 3.0 чел/кв [1].

Приведенные данные позволяют смоделировать расчетную схему индивидуального жилого дома и выявить его геометрические размеры. Общая площадь частного жилого здания находится по формуле:

$$F = k \cdot f \cdot S = 1.6 \cdot 18 \cdot 3 = 86.4\text{ м}^2 \quad (1)$$

В расчетах принято, что отдельные нежилые помещения, возводимые по желанию домовладельца, такие, как летняя кухня, гараж, тамбур, хозблок и т.п., не требующие отопления, не входят в тепловой контур здания и отделены от него наружной капитальной стеной.

Примем для расчета толщину наружных стен здания $\delta_{нс} = 0.5$ м и толщину перекрытий $\delta_{пл(пт)} = 0.4$ м, при соотношении размеров здания в плане равном 1: 2. Тогда расчетные площади ограждающих конструкций составят:

- для наружных стен $F_{нс} = (14.4 + 6) \cdot 3.5 \cdot 2 = 142.8$ м²;
- для пола и потолка $F_{пл} = F_{пт} = 6 \cdot 14 \cdot 4 = 86.4$ м².

Согласно нормам архитектурного проектирования, площадь остекления ограждающих конструкций принимается равной 1/7 от площади пола по внутренним размерам или $F_{ок} = F_{пл} / 7 = 86.4 / 7 = 12.34$ м²

Определение годовых расходов энергии на различные нужды осуществлялось с учетом КПД топливоиспользующих агрегатов. Полагаем, что энергоснабжение здания осуществляется на базе газообразного топлива. Расчетный расход энергии на отопление ($Q_{от}$) и естественную вентиляцию ($Q_{в}$) определялся согласно [1] при температуре наружного воздуха, равной средней температуре за отопительный период применительно к трем климатическим зонам России. Система отопления включает в себя нагревательные приборы, трубную разводку и отопительный газовый аппарат с коэффициентом полезного действия (КПД), рав-

ным 82 % в расчете на низшую теплоту сгорания топлива Q_p^H . Подогрев воздуха на нужды вентиляции осуществляется от нагревательных приборов системы отопления. Таким образом, можно записать:

$$Q_{год} = Q_{от} + Q_{ГВ} + Q_{пп} + Q_{пк} + Q_{э} \quad (2)$$

Расход теплоты на отопление здания ($Q_{от}$) определялся по формуле:

$$Q_{от} = Q_{тп} + Q_{в} - Q_{бт} \quad (3)$$

где: $Q_{тп}$ - теплопотери через ограждающие конструкции, (Вт·ч)/год;

$Q_{в}$ - расход теплоты на нагрев приточного вентиляционного воздуха, (Вт·ч) /год

$Q_{бт}$ - бытовые тепловыделения, (Вт·ч)/год.

Годовое теплопотребление на пищеприготовление и горячее водоснабжение определялось в соответствии с действующими нормативами [3]. Годовой расход энергии на приготовление кормов для домашних животных принимался по [1] из расчета содержания одной коровы и двух свиней. Горячее водоснабжение осуществляется от газового проточного водонагревателя с КПД, равным 81.0 % [3], а пищеприготовление от четырехконфорочной газовой плиты с КПД, равным 55 % [2]. Результаты расчетов по определению годового расхода энергии на различные нужды для трех климатических зон России (холодной, умеренно-холодной, умеренно-теплой) представлены в таблице 1. Годовой расход энергии, получаемой от конденсационных электростанций через закольцованные линии электропередачи, на нужды бытового электроснабжения индивидуального дома (Q_3), определялся в соответствии с [1] при КПД распределительных систем электроснабжения 12 %. Как видно из таблицы 2.1, 2/3 энергии, потребляемой зданием, приходится на отопительно-вентиляционные нужды. В этой связи, снижение теплопотребления системами отопления и вентиляции являются важным резервом сбережения топлива.

Дополнительный анализ показывает также, что около 20 % энергии органического топлива бесполезно теряется с уходящими из отопительного аппарата дымовыми газами. Кроме этого, 10-15 % энергии теряется во внешней системе электроснабжения.

Сравнение данных по потреблению первичных энергоресурсов на различные нужды, приведенных в таблице 1 с аналогичными показателями, имеющими место в мировой практике [3], свидетельствует о нерациональном расходовании топлива и энергии в существующих отечественных системах энергоснабжения малых населенных пунктов.

Таблица 1 – Распределение расхода топлива в системе энергоснабжения существующего индивидуального жилого здания

Климатическая зона	Характер энергонагрузки	Отопление и вентиляция Q _{от} , Q _в	Пищеприготовление Q _{пл}	Горячее водоснабжение Q _{гв}	Приготовление кормов Q _{пк}	Электро-снабжение Q _э	Общее энергопотребление Q _{об}
Умеренно-холодная	Величина годовой энергетической нагрузки, МВт·ч	33,86	2,34	4,32	3,66	9,5	53,68
	В % от общей нагрузки Q _{общ}	63,08	4,36	8,05	6,82	17,7	100
Холодная	Величина годовой энергонагрузки	42,03	2,34	4,32	3,66	9,5	61,89
	В % от общей нагрузки	67,96	3,78	6,99	5,92	15,36	100
Умеренно-теплая	Величина годовой энергонагрузки	27,67	2,34	4,32	3,66	9,5	47,49
	В % от общей нагрузки	58,3	4,23	9,1	7,7	20,0	100

Библиографический список

1. Казьмина, А.В. Газоснабжение населенного пункта: Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Газоснабжение» / А.В. Казьмина. - Саратов. гос. техн. ун-т. Саратов, 2005.
2. Колпакова, Н. В. Газоснабжение : учебное пособие / Н. В. Колпакова, А. С. Колпаков. - М-во образования со и науки Рос. Федерации, Урал. федер. ун -т. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2014.
3. Газовое хозяйство: Безопасность при эксплуатации. Приказы, инструкции, журналы, положения. - Издательство "Альфа-Пресс", 2010.

Bibliographic list

1. Kazmina, A.V. Gas supply of the settlement: but Methodical instructions to where you are completing the course project for a project from the discipline "Gas supply" / A.V. Kazmina. - un already-t. Saratov, 2005 .
2. Kolpakova, N.V. Gas supply: textbook up to / N.V. Kolpakova, A.S. Kolpakov. - M-in education and science but Ros. Federation, the Urals. feder. un on -t - Ekaterinburg: Izd in the Urals itself. University, for 2014.
3. Gas economy: Safety during operation. Orders, instructions, journals, regulations. - Publishing house "Alfa-Press", 2010.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 338.332

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА: ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Секлетова Н. Н., Поволжский государственный университет
телекоммуникаций и информатики, кандидат педагогических наук
Нуржанов Р.К. Поволжский государственный университет
телекоммуникаций и информатики, магистрант, olga-nurzhanova@yandex.ru

Аннотация: модернизация экономики, использование перспективных научно-технических решений, становление на энергоэффективный путь развития является результатом борьбы за мировые и финансовые рынки

Ключевые слова: активные потребители, новые требования к качеству электроэнергии, альтернативная энергетика, солнечная энергетика, зеленые технологии, цифровой спрос.

INTELLIGENT ENERGY: DEVELOPMENT PERSPECTIVES

Sekletova N.N. , Volga State University
telecommunications and computer science, candidate of pedagogical sciences
Nurzhanov R.K., Volga State University
telecommunications and computer science, undergraduate, olga-nurzhanova@yandex.ru

Abstract: the modernization of the economy, the use of advanced scientific and technical solutions, becoming an energy-efficient way of development is the result of the struggle for the world and financial markets.

Key words: active consumers, new requirements to quality of the electric power, alternative power engineering, solar power engineering, green technologies, digital demand.

Глобализация и усиление конкурентной борьбы за мировые и национальные товарные и финансовые рынки диктуют необходимость модернизации экономики на основе использования перспективных научно-технических решений, становления ее на энергоэффективный путь развития. Это влечет за собой необходимость разработки новых подходов к развитию энергетике.

В настоящее время развитие электроэнергетического комплекса и появление интеллектуальной энергетике определяется несколькими ключевыми факторами. В развитых и наиболее динамичных развивающихся странах этот процесс идет в основном за счет массового внедрения систем «зеленой» энергетике — как на предприятиях, так и в индивидуальных хозяйствах в форме распределенной генерации.

Благодаря распределенной энергетике и новым ИТ-технологиям управления появляется новый тип — активные потребители, находящиеся в интерактивном общении с энергокомпаниями и управляющие на основе сигналов рынка как потреблением, так и, часто, поставкой в сеть электроэнергии с собственных объектов микрогенерации.

Другой тенденцией является рост спроса на энергетические услуги повышенного качества: снижение числа отключений и перебоев в подаче энергии, высокие требования по частоте, напряжению и т. д. Новые требования к качеству электроэнергии постепенно

формируются и со стороны традиционных промышленных потребителей из-за роста использования сложной электротехники, электроники, необходимости постоянства технических процессов (например, нефте- и газоперекачивающие станции). Все вместе это создает феномен так называемого цифрового спроса [1].

Рост альтернативной энергетики и появление активных потребителей отражается на стабильности и иных качественных параметрах работы энергосистемы. Проблема качества энергии пока решается наиболее чувствительными к ней потребителями за счет малой распределенной генерации. Например, Google и другие крупные компании оборудуют свои дата-центры топливными элементами и другими объектами малой генерации.

Решением более высокого уровня становится создание микросетей для университетских кампусов и других объектов цифрового спроса. Наконец, развитие технологий распределенной генерации и требования к качеству усиливают стремление потребителей становиться активным.

Что касается активных потребителей, то рост цен на электроэнергию и проблемы с качеством в конечном счете приведут к появлению этого феномена и в России — и здесь требуются инициирование дискуссии и проработка вопроса. Модернизация технологической базы российской экономики, а также переход ряда отраслей промышленности на новые технологические уклады будут предъявлять все более выраженный спрос на более качественную энергию.

Основой интеллектуальной энергетики является солнечная энергетика.

Еще недавно Европа безоговорочно лидировала на рынке солнечной энергетики. Однако финансовый кризис оказал негативное воздействие на солнечную энергетику в Европе. Темпы роста солнечной энергетики в Европе в последние годы замедлились — главным образом, за счет сворачивания многих программ в Германии. И хотя Италия резко рванула вперед, позиции Европы как лидера мировой солнечной энергетики пошатнулись.

Мировой рынок солнечной энергетики в ближайшее время будет активно расти в Северной Америке и Азиатско-тихоокеанском регионе.

Согласно прогнозу European Photovoltaic Industry Association (EPIA), объем производства солнечной энергии увеличится на 200—400 %. EPIA отмечает, что в настоящее время на мировом рынке преобразователей солнечной энергии доминирует Европа, однако остальные страны, особенно Азиатского региона, имеют большой потенциал роста [2].

Таким образом, скоро Азия может обойти Европу на этом рынке. В этом случае лидерами станут Китай и Индия.

Германия останется самым большим рынком солнечных систем и станет основным драйвером рынка. За ней следуют Китай, США и Япония.

Рынок интеллектуальной энергетики, прежде всего — солнечной, непосредственно связан с рынком драгоценных металлов, который, в свою очередь взаимосвязан с рынком в целом.

В фотоэлектрической ячейке находится до 90 % серебра, которое служит для сбора и концентрации электронов для получения электрического тока, который затем поступает к потребителю электроэнергии. Обычная солнечная панель содержит 20 грамм серебра. В последующие десять лет количество серебра, используемого в солнечной энергетике, по некоторым оценкам, вырастет до 84,5 млн. унций по сравнению с 64 млн. унций серебра в 2010 году [3].

Исследование, опубликованное в издании Environmental Science and Technology, гласит, что переход на экологически чистые источники энергии вызовет кризис с поставками дефицитных металлов. А эти материалы очень важны для современной промышленности.

Например, два редкоземельных металла, диспрозий и неодим, имеют ключевое значение для современных технологий производства ветряных турбин и электрических транспортных средств. Крупномасштабный переход от угольных электростанций и бензиновых автомобилей к ветрякам и электромобилям может привести к увеличению спроса на эти два и без того дефицитные металла, которые, к тому же, в основном добывают-

ся в одной стране — Китае. Спрос может вырасти на 600—2600 % в течение следующих 25 лет, при этом сегодня добыча диспрозия и неодима увеличивается лишь несколько процентов в год [3].

Сегодня правительства некоторых стран и промышленные компании выражают озабоченность по поводу устойчивости поставок 17 редкоземельных элементов, которые используются для производства оборудования самолетов, лазеров, медицинских приборов и т. д. Без этих материалов невозможно продолжить развитие экологически чистых технологий и снизить уровень углекислого газа в атмосфере до уровня 450 частей на миллион.

Рынок интеллектуальной энергетики является драйвером сегмента сверхвысоких технологий, что имеет большое значение и для «зеленых» технологий. Примером таких новшеств могут быть ультратонкие солнечные панели из аморфного кремния, производящие на 15 % больше тока, чем обычные батареи; солнечные батареи в виде 3D башен и кубов, позволяющие увеличить выходную мощность более чем в 20 раз по сравнению с панелью с той же площадью основания; сферические и конусообразные солнечные элементы, собирающие солнечные лучи со всех направлений [4].

Но существуют и противники перехода на новый вид энергии. Они опираются на «принцип домино», предполагающий мультипликативный эффект, который оказывает солнечная энергетика на формирование новой экономической модели, а также на старую сырьевую модель

Четыре крупные немецкие фирмы, специализирующиеся на производстве оборудования для солнечной энергетики, заявили о банкротстве — Solon, Solar Millennium, Solarhybrid и Q-Cells. Дело в том, что немецкое правительство значительно сократило стимулирующие программы развития солнечной энергетики. Эти события не замедлили сказаться на состоянии рынков Китая и Тайваня. Китайских производителей солнечных модулей ждут убытки после очередной волны спада рынка. Потеряв надежных партнеров в Германии, тайваньские производители солнечных элементов не получают традиционных заказов [5].

Еще недавно прибыльный рынок солнечной энергетики в Германии способствовал развитию отечественных компаний и привлекал фирмы из других стран. Однако, несмотря на государственное стимулирование, немецкие компании не смогли добиться конкурентного преимущества за счет снижения себестоимости продукции и потому в трудные времена вынуждены были уйти с рынка, т.к. оказались не в состоянии конкурировать с китайскими фирмами.

В условиях кризиса дорогостоящие исследования и разработки сократились, однако Китай будет больше ориентирован на внутренний и на азиатский рынки.

Развитие зеленых технологий как важнейшей составляющей интеллектуальной энергетики позволит разрешить проблемную ситуацию, сложившуюся в условиях кризиса: Германия как лидер развития отрасли частично свернула финансирование программ, а Китай как главный производитель поликремния теряет рынок сбыта. Новые разработки и направления позволят развивать интеллектуальную энергетику в странах азиатского и тихоокеанского регионов, привлекать инвестиции в совершенно неординарные проекты.

Библиографический список

1. Кожуховский, И. Что станет драйвером развития интеллектуальной электроэнергетики? / И. Кожуховский // РБК daily: ежедневная деловая газета.] — Режим доступа. — URL: <http://www.rbcdaily.ru/2012/05/28/tek/562949983957586>.
2. Фурман, И. Солнечная энергетика 2012 года: тенденции и перспективы / И. Фурман, Е. Самкова. - Время электроники. — [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://www.russianelectronics.ru/developer-r/review/doc/59571/>.
3. Солнечная энергетика поддержит спрос на серебро. Информационно-аналитический сайт. — [Электронный ресурс] — Режим доступа — URL: <http://gold.ru/articles/news/solnechnaja-jenergetika-podderzhit-spros-na-serebro.html>.

4. Наноструктуры — очередная надежда в мире солнечных батарей. — [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: http://www.ostec-group.ru/news/news_otr/2012/01/item-1083/.

5. Эффект домино на мировом рынке солнечной энергетики. Время электроники. — [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://www.russianelectronics.ru/leader/news/snabworldmarket/doc/59147/>.

Bibliographic list

1. Kozhuhovsky, I. What will google be the level of development of the intellectual quality of electric power today? / I. Kozhuhovsky // RBC exist daily: daily business regime because the newspaper.] - concentration Access mode. - URL: <http://www.rbcdaily.ru/2012/05/28/tek/562949983957586>.

2. Regarding Furman, I., to the main Samkova E. Solar medical energy industry in 2012: the correct trend and European perspectives / I. Furman, E. Samkova. - however Time is electronics markets. - [Electronic consumer resource] - perspe access mode. - URL: <http://www.russianelectronics.ru/developer-r/review/doc/59571/>.

3. Solar energy will support the demand for silver. Information and analytical site. - [Electronic resource] - Access mode - URL: <http://gold.ru/articles/news/solnechnaja-jenergetika-podderzhit-spros-na-srebro.html>.

4. Nanostructures - another hope in the world of solar cells. - [Electronic resource] - Access mode. - URL: http://www.ostec-group.ru/news/news_otr/2012/01/item-1083/.

5. Domino effect on the global solar energy market. Electronics time. - [Electronic resource] - Access mode. - URL: <http://www.russianelectronics.ru/leader/news/snabworldmarket/doc/59147/>.



УДК 621.316.1.11

**ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ ЗАДАЧИ ВЫБОРА
НАИБОЛЕЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ
ПРИ РАЗВИТИИ СИСТЕМ СЕЛЬСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Наумов И.В.^{1,2,3}, доктор технических наук, профессор

Федчишин В.В.², кандидат технических наук, доцент

Карпова Е.В.², студент группы ЭПБ-15-1 Института энергетики

1 – Амурский государственный университет;

2 – Иркутский национальный исследовательский технический университет;

3 – Иркутский государственный аграрный университет им. А.А. Ежевского

Аннотация: в предлагаемой статье изложены основные направления развития современных систем сельского электроснабжения, определена их роль в общей иерархической структуре электроэнергетических систем, а также рассмотрен ряд задач, решение которых позволяет максимально оптимизировать функциональные возможности этих систем, связанных с совершенствованием методов планирования, проектирования, монтажа и эксплуатации элементов электрических сетей. Установлено, что построение математической модели, основанной на методике «избыточных схем», позволит решать не только чисто сетевые задачи в практике проектирования систем сельского электроснабжения, но и задачи, связанные с оптимизацией их структуры.

Ключевые слова: математическое моделирование, конфигурация электрической сети, трассировка электрической сети, «избыточная схема» электрической сети.

**OPTIMISING PROBLEMS OF THE CHOICE
THE MOST EXPEDIENT DESIGN DECISIONS
AT DEVELOPMENT OF SYSTEMS OF RURAL POWER SUPPLY**

Naumov I.B.^{1,2,3}, doctor of Engineering, professor;

Fedchishin V.V.², Candidate of Technical Sciences, the associate professor;

Karpova E.V.², student of group EPB-15-1 of Institute of power

1 – Amur state university;

2 – Irkutsk national research technical university;

3 – Irkutsk state agricultural university to them. A.A. Ezhevsky

Annotation: in the offered article the main directions of development of modern systems of rural power supply are stated, their role in the general hierarchical structure of electrical power systems is defined and also a number of tasks which solution allows to optimize as much as possible functionality of these systems connected with improvement of methods of planning, design, installation and operation of elements of electrical networks is considered. It is established that creation of the mathematical model based on a technique of "excess schemes" will allow to solve not only purely network problems in practice of design of systems of rural power supply, but also the tasks connected with optimization of their structure.

Keywords: mathematical modeling, configuration of an electrical network, trace of an electrical network, "excess scheme" electrical networks.

При управлении режимами работы современных систем электроснабжения следует учитывать не только их структуру и иерархическое соответствие в объединенных электроэнергетических системах, но также и длительность их эксплуатации и соответствие решаемых задач, их качественному наполнению в общей цели их функционирования. Это в полной мере соответствует и системам сельского электроснабжения, развитие которых последние годы позволяет судить о них уже не как об объектах электроэнергетики с «низкой наблюдаемостью», а о развивающихся электроэнергетических структурах, имеющих целый ряд качественно новых свойств.

На наш взгляд следует рассматривать роль распределительных электрических сетей, в составе систем сельского электроснабжения, как доминирующую, определяющую и формирующую условия для развития сельскохозяйственного производства.

Вследствие этого, существующие методы проектирования, во многом опиравшиеся ранее на инженерную интуицию и опыт проектировщиков, постепенно утрачивают свои позиции, и возникают условия для формирования новых подходов при решении достаточно сложных задач выбора средств управления системой, оптимальной трассировки электрических сетей в структурах этих систем электроснабжения. Безусловно, это связано с применением современных математических методов и использованием вычислительных средств, поскольку для сравнения многочисленных вариантов трассировок электрических сетей по технико-экономическим показателям необходимо обосновывать и принимать действительно оптимальные решения. Поэтому в общей проблеме оптимального проектирования и развития систем сельского электроснабжения (ССЭ) весьма актуальными являются вопросы управления системой, оптимальной трассировки сети и структуры этих систем, которые приводят к сложным многоэкстремальным задачам нелинейного дискретного программирования [1].

Математическое моделирование задач этого рода можно осуществлять на основе двоякого подхода, учитывающего, как содержательную, так и математическую формулировку задачи. Первым традиционным подходом можно считать сведение этих математических моделей к задачам, составляющим проблему Штейнера-Вебера по построению сетей минимальной протяженности [2]. В этом случае задается, так называемое, «звездное поле», на котором расположены точки питания и потребления. При этом необходимо выбрать кратчайший путь, связывающей эти сети, где одновременно генерируются дополнительные разветвительные узлы этой сети (рис. 1, 2).

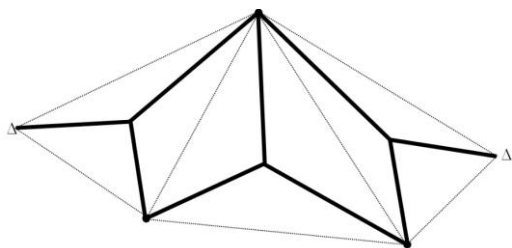


Рис. 1. «Звездное» поле и идея задачи Вебера

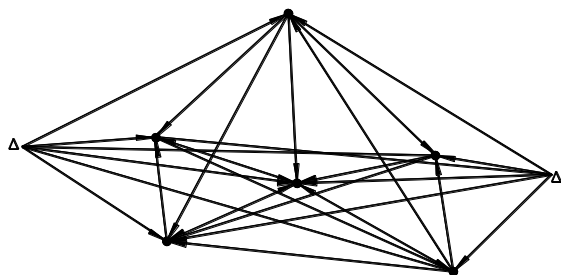


Рис. 2. Избыточный граф на «звездном поле»

При такой постановке не возможно учитывать планировку крупных сельскохозяйственных населенных пунктов, а также разветвленность и рассредоточенность на больших территориях распределительных сетей 10 и 0,38 кВ с неоднородностью распределения нагрузки и различными видами несимметрии фазных токов. Таким образом, количество этих условий оказывается достаточно большим даже для средних по масштабам распределительных элект-

трических сетей, что влечёт за собой весьма трудоёмкие затраты на подготовку конкретных расчетов.

Вторым подходом является знание инженером-проектировщиком первоначального задания исходной избыточной схемы, на которую он опирается и которая должна учитывать все фактические ограничения на плане местности, то есть содержать все возможные и сколь угодно многочисленные (но допустимые) связи между источниками питания (ТП) и потребителями электрической энергии. В этом случае задача заключается в том, чтобы суметь исключить ненужные, не целесообразные электрические связи и оставить (выделить) только оптимальную конфигурацию сети, отвечающую наиболее «выгодному» (экономически целесообразному) распределению потоков электрической энергии.

Использование методики «избыточных проектных схем» позволяет обозначить более сложную задачу оптимизации, которая будет включать не только выбор трассировки электрической сети, но также и мест размещения источников питания с указанием их мощностей.

Таким образом, построение математической модели позволит решать не только чисто сетевые задачи в практике проектирования систем сельского электроснабжения, но и задачи, связанные с оптимизацией их структуры. При этом целью технико-экономического сравнения проектных вариантов схем электроснабжения будет одновременный выбор как наиболее оптимального места расположения источников питания (силовых трансформаторов) и их параметров, так и сама конфигурация электрической сети, которая, в свою очередь, структурируется несколькими сетевыми звеньями также со своими источниками, питающими потребители.

При построении указанной математической модели необходимо принимать к во внимание следующие взаимосвязанные и взаимообусловленные факторы, определяющие программный алгоритм оптимизации функционирования систем сельского электроснабжения:

- рассмотрение системы сельского электроснабжения в качестве объекта управления, при котором учитываются всевозможные ее изменения в процессе эксплуатации до наступления предельного состояния;

- планирование, проектирование и решение задачи оптимальной конфигурации (трассировки) электрической сети, когда на избыточной схеме выделяется наиболее оптимальное сетевое звено, отвечающее наиболее эффективному потокораспределению от принятых (заданных) источников к пунктам приема электрической энергии;

- решение задачи выбора наиболее целесообразной структуры системы сельского электроснабжения, когда на избыточной схеме известны только пункты приема с их нагрузками, а оптимизации подлежат как источники, так и сетевые звенья (подсеть), которые будут связывать эти источники с потребителями и фактически осуществлять потокораспределение от этих источников;

- планирование, исследование и решение задачи снижения несимметрии фазных токов в распределительной сети 0,38 кВ, когда известно изменение токовой нагрузки фаз сети, и необходимо определить и научно обосновать место установки технических средств симметрирования (автоматически-управляемых шунто-симметрирующих устройств), позволяющих в значительной степени снизить токи нулевой последовательности в сети, повысить качество электрической энергии у потребителя, уменьшить потери электроэнергии, обусловленные несимметрией токов, а также в значительной степени повысить безопасность функционирования этих электрических сетей, снизив возможность возникновения пожароопасных ситуаций за счет недопустимого перегрева нулевого проводника;

- рассмотрение возможности снижения дополнительных потерь электрической энергии от потоков реактивной мощности и высших гармонических и интергармонических составляющих, за счет разработки, проектирования и установки автоматически управляемых гибридных фильтров и компенсирующих устройств.

Таким образом, оптимизация проектирования и развития систем сельского электроснабжения, новые достижения в применении технических, автоматически управляемых

средств, для энергосбережения и повышения качества электрической энергии в рассматриваемых системах электроснабжения находятся в тесной взаимосвязи с разработкой качественно новых математических моделей и методов, позволяющих решать поставленные задачи как на стадии принятия проектных и предпроектных решений, так и в реальном масштабе времени. Совокупность предлагаемых к рассмотрению факторов позволяет оперативно управлять режимами работы ССЭ, обеспечивая эффективность этих режимов

Системы сельского электроснабжения (ССЭ) представляют собой физико-технические объекты, состоящие из большой совокупности, рассредоточенных на обжитой территории подстанций, структурированных общей электрической сетью, сетевыми звеньями с электроприемниками, потребителей и их субабонентов. При этом, через потребляемые энергетические ресурсы ССЭ взаимодействуют с объединенными энергетическими системами страны, а, следовательно и единым топливно-энергетическим комплексом (ТЭК), энергостроительной индустрией, энергомашиностроением, электротехнической промышленностью и другими отраслями народного хозяйства, а также с окружающей (экологической) средой.

Кроме того, рассматривая управление развитием ССЭ с точки зрения системного подхода, необходимо глубоко изучать свойства и тенденций её развития. Это позволяет формировать конструктивные математические модели и методы принятия решений по её развитию, что обуславливает оптимальные решения, обеспечивающие гибкость развития ССЭ, а также её надежное и устойчивое функционирование. При этом главными положениями оптимального управления развитием ССЭ на этой основе являются:

- использование структурно-иерархического принципа управления;
- комплексный учет внешних связей системы с учетом динамики её развития;
- обоснование и учет неоднозначности многочисленных условий её развития;
- широкое применение математических методов, моделей и автоматизированных систем управления процессами, повышающих, с одной стороны, эффективность функционирования рассматриваемых ССЭ, и, с другой – улучшающих «наблюдаемость» этих объектов.

Выводы

Таким образом можно утверждать, что по совокупности внешних связей, указанных факторов развития и оптимизационной иерархии их структурирования ССЭ следует рассматривать:

1. как комплексную систему, развивающуюся целесообразно, имеющую общие условия материального обеспечения, режимы работы и эффективные системы оперативного управления;
2. как объект, оптимизационное развитие которого основывается на изучении и исследовании основных вопросов, связанных с совершенствованием методов планирования, проектирования, монтажа и эксплуатации элементов электрических сетей, составляющих основное звено существующих электроэнергетических систем;
3. как структурную составляющую топливно-энергетического комплекса, оптимизация развития которой позволяет повысить безопасность, как энергетики в целом, так и национальной безопасности страны.

Библиографический список

1. Наумов, И.В. Критерии выбора рациональных решений при управлении развитием сельскими электрическими сетями. - В кн.: Актуальные проблемы АПК // Материалы региональной научно-практической конф.: ИрГСХА, Иркутск, 2001. – С. 45-52.
2. Математические модели оптимизации систем электроснабжения сельскохозяйственного назначения / Глей Л.В., Ключко В.П., Тиспенков В.Э. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики - 1991, №41. – С.160-39.
3. Методические рекомендации по технико-экономическому обоснованию проектных решений в энергетике при неоднозначности исходной информации / ИСЭМ СО РАН, Москва-Иркутск. - 1988.
4. О концепции развития электрических сетей в сельской местности./Шевляк В.И. //

Энерг.ст-во. – 1992. - №1 – С.2-5.

5. О путях реализации концепции развития электрических сетей в сельской местности. /Сумин Г.Ф. // Энергетическое строительство. - 1992.- № 4 – С.13-15.

Bibliographic list

1. Naumov I.V. Criteria for selection of rational decisions at management of development by rural electrical networks. - In prince: Current problems agrarian and industrial complexes / Materials regional scientific and practical конф.: ИрГСХА, Irkutsk, 2001 – Page 45-52.

2. Mathematical models of optimization of power supply systems of agricultural purpose. / L.V., Klyuchko V. P., Tispenkov V.E. gley//Methodical questions of a research of reliability of big energy systems - 1991, No. 41. – Page 160-39.

3. Methodical recommendations about the feasibility study on design decisions in power engineering specialists at ambiguity of initial information. / ISEM Siberian Branch of the Russian Academy of Science, Moscow-Irkutsk. - 1988.

4. About the concept of development of electrical networks in rural areas. / Shevlyak V.I.//Energ. St - in.-1992-№1 – Page 2-5.

5. About ways of implementation of the concept of development of electrical networks in rural areas. / Sumin G.F.//Power construction. - 1992.-No. 4 – Page 13-15.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 620.92

ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Захаренко С. О., ФГБОУ ВО «Тюменский Индустриальный Университет», инженер
Ткаченко Г. Н., ФГБОУ ВО «Тюменский Индустриальный Университет»,
магистрант, tkachenko_g_n@mail.ru

Аннотация: в данной статье рассмотрены и рассчитаны основные показатели, влияющие на целесообразность установки ветроэнергетических установок в заданных условиях. Опираясь на данные справочников, а также самостоятельный сбор информации из общедоступных источников, рассчитано время простоя установки в условиях г. Тюмени. Полученные значения были отражены на заданном объекте. Опираясь на проведенные для данной статьи исследования, был сделан вывод о текущем состоянии отрасли в заданном регионе.

Ключевые слова: ветер, ВЭУ, эффективность, энергоснабжение, возобновляемые источники энергии, перспективы.

WIND POWER IN TYUMEN REGION

Zakharenko S.O., FGBOU VO «Tyumen Industrial University», Assistant
Tkachenko G.N., FGBOU VO «Tyumen Industrial University», undergraduate student,
tkachenko_g_n@mail.ru.

Abstract: this article reviewed and calculated the main indicators that affect the feasibility of installing wind power plants in these conditions. On the basis of the values of technical reference books, as well as the collection of information from publicly available sources, the time when the installation does not generate energy in the conditions of the city of Tyumen was calculated. The values obtained were reflected on a given object. Based on the research conducted for this article, it was concluded that the current state of the industry in a given region.

Keywords: wind, wind turbine, efficiency, power supply, renewable sources, perspective.

Согласно Распоряжению Правительства РФ от 8 января 2009 г. № 1-р к 2020г. [1] выработка энергии с использованием возобновляемых источников энергии (за исключением гидроэлектростанций) должна составлять 4,5%. Исходя из этого, энергетическая политика страны направлена в сторону развития таких источников энергии как солнце и ветер.

Активное развитие энергоснабжения за счет энергии ветра планируется в следующих регионах страны: Ульяновск, Дзержинск, где запущено производство гондол для ветрогенераторов, и Волгодонск, в котором будут производить стальные башни для ветряков. По словам губернатора Ростовской области, Василия Голубева, ветропарки планируется построить в Азовском, Каменском, Красносулинском, Волгодонском, Дубовском районах [3].

Тюменская область, согласно ветровой карте страны, занимает несколько ветровых зон, а конкретно г. Тюмень находится во второй. В указанном городе Ветроэнергетические установки используют, в основном, единичные потребители как дополнительный источник энергии. Основная причина столь узконаправленного использования ВЭУ связана с ветровыми характеристиками региона, а также высокой стоимостью оборудования.

В научно-прикладном справочнике по климату [2] среднемесячная скорость ветра в г. Тюмени равна 3 м/с. Чтобы оценить целесообразность установки ВЭУ в заданном регионе, а также для определения ее мощности, необходимо знать количество часов простоя установки.

Найдем общее время работы ветроагрегата t_p , ч, используя формулу (1)

$$t_p = \frac{f(u \geq u_0) \cdot T}{100} \quad (1)$$

где $f(u \geq u_0)$ – вероятность превышения фактической скорости ветра над начальной скоростью ветроагрегата, %;

T – количество времени превышения скорости, ч, определяется в зависимости от рассматриваемого периода: год – 8760 ч, полугодие – 4380 ч, месяц – 720 ч и так далее.

Значения $f(u \geq u_0)$ зависят от параметров режима ветра, $\frac{u_0}{\bar{u}}$ и c_u , они рассчитаны и приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Значения функции Вейбулла $\left[F(u \geq u_0) = e^{-\left(\frac{u_0}{\bar{u}}\right)^{c_u}}, \% \right]$ в зависимости от u_0/\bar{u} при различных коэффициентах вариации $c_u = 0,40 \dots 0,60$

u_0/\bar{u}	0,40	0,42	0,44	0,46	0,48	0,50	0,52	0,54	0,56	0,58	0,60
0,3	97,3	96,8	96,2	95,5	94,9	94,2	93,4	92,6	91,9	91,1	90,2
0,35	95,9	95,2	94,5	93,7	92,8	92,0	91,1	90,2	89,4	88,5	87,4
0,4	94,2	93,3	92,4	91,5	90,5	89,6	88,5	87,5	86,6	85,4	84,4
0,45	92,1	91,0	90,0	89,9	87,8	86,7	85,7	84,5	83,5	82,3	81,2
0,5	89,6	88,4	87,2	86,1	84,9	83,7	82,6	81,3	80,3	79,1	77,9
0,55	86,8	85,4	84,2	82,9	81,7	80,4	79,3	78,0	77,0	75,7	74,6
0,6	83,5	82,1	80,8	79,5	78,2	77,0	75,8	74,5	73,5	72,2	71,1
0,65	79,9	78,5	77,2	75,8	74,6	73,3	72,2	70,9	69,9	68,7	67,6
0,7	76,0	74,6	73,3	72,0	70,8	69,6	68,4	67,3	66,3	65,2	64,2
0,75	71,8	70,4	69,2	68,0	66,8	65,7	64,6	63,6	62,7	61,5	60,6
0,8	67,3	66,1	65,0	63,8	62,8	61,8	60,8	59,8	59,0	58,0	57,2
0,85	62,7	61,6	60,4	59,6	58,7	57,8	57,0	56,1	55,4	54,5	53,8

Учитывая, что для г. Тюмени $\frac{u_0}{\bar{u}} = 0,83$ и $c_u = 0,6$ найдем значение вероятности $f(u \geq u_0) = 55,16 \%$

Рассчитаем время работы ветроагрегата за год $t_p^{\text{год}}$ в заданных нами условиях.

$$t_p^{\text{год}} = \frac{55,16 \cdot 8760}{100} = 4832 \text{ ч}$$

Чтобы определить суммарное количество часов простоя ВЭУ используется формула (2)

$$t_n = T - t_p \quad (2)$$

Рассчитаем суммарное время простоя год $t_n^{\text{год}}$.

$$t_n^{\text{год}} = 8760 - 4832 = 3928 \text{ ч}$$

Исходя из суммарного количества часов, когда ветроагрегат не выдает потребителям энергию, следует, что обязательно требуется установка аккумулирующего оборудования.

Проведем расчет выработки энергии с ВЭУ согласно данным наблюдений с метеостанции по формуле (3)

$$W = \sum_{u_i=u_0}^{u_i=u_{\text{макс}}} N_i \cdot T_i \quad (3)$$

где N_i – мощность установки, развиваемая при скорости ветра u_i ;

u_i – скорость ветра, которая изменяется дискретно, определяется как среднее значение для градации, м/с;

T_i – время работы агрегата при выбранной скорости за рассчитываемый период, ч.

Таким образом, рассчитаем выработку энергии ветроустановкой WES 380/50-20 за наиболее ветряный месяц и за весь год для условий метеорологической станции г. Тюмени.

Проведем сравнение фактических данных о скорости ветра за период 2014 – 2017 гг. со справочными данными повторяемости разнообразных градаций скорости ветра для г. Тюмени. Все данные значения приведены в таблицах 2 и 3, в процентах. Справочные величины приняты согласно данным Справочника по климату СССР, Тюменская область.

Таблица 2 – Повторяемость скоростей ветра по справочнику

Период	Градация скорости ветра, м/с									
	0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-21
Месяц	22	31,1	25,4	13,7	5,5	1,8	0,4	0,1	0	0
Год	24,6	32,9	25,4	11,4	4,1	1,1	0,4	0,1	0,04	0,01

Таблица 3 – Средняя фактическая повторяемость скоростей ветра за период 2014 – 2017 гг.

Период	Градация скорости ветра, м/с									
	0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-21
Месяц	26,7	34,8	15	23,9	2,08	1,4	1,04	0	0	0
Год	27,3	45,7	19,9	5,6	2,9	0,4	0,2	0	0	0

Ветроустановка, в зависимости от скорости ветра, производит различное количество энергии. Мощность, которую будет производить установка, называется расчетной N_p , кВт, определить её можно по формуле (4)

$$N_p = \frac{N_{ном} \cdot u_j}{u_{ном}}, \quad (4)$$

где $N_{ном}$ – номинальная мощность ветроустановки, указано в характеристике агрегата, кВт;

$u_{ном}$ – номинальная скорость ветра, данное значение приведено в характеристике выбранной установки м/с;

u_j – рассматриваемая скорость ветра, при которой необходимо найти мощность, м/с.

Рассчитаем максимально возможную мощность, которую будет развивать агрегат WES 380/50-20, для средних значений изменений скорости и сведём полученные данные в таблицу 4.

Мощность ветроагрегата при $u_j = 2,5$ м/с

$$N_p = \frac{20 \cdot 2,5}{9} = 5,56 \text{ кВт}$$

Мощность при $u_j = 4,5$ м/с

$$N_p = \frac{20 \cdot 4,5}{9} = 10 \text{ кВт}$$

Для остальных значений $u_j = 6,5$ м/с и $u_j = 8,5$ м/с, расчет проведем аналогичным способом. В случае, когда $u_j = u_{ном}$, $N_p = N_{ном}$, тогда при $u_j = 9$ м/с, $N_p = 20$ кВт

Таблица 4 – Мощность агрегата в зависимости от скорости

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

Параметр	Скорость ветра, м/с				
	2,5	4,5	6,5	8,5	9,0
Расчетная мощность, кВт	5,56	10	14,45	18,9	20

Если бы в расчетах присутствовали экспериментальные данные о развиваемой мощности установки, в дальнейшем использовались бы именно они. Но за их отсутствием, рассмотрим энергетические характеристики установки WES 380/50-20 расчетным показателям. Сначала проведем расчет, основываясь на справочных значениях повторяемости скорости ветра.

Количество рабочего времени T_p , ч, определяется в зависимости от рассматриваемого периода по формуле (5)

$$T_p = T \cdot \alpha, \quad (5)$$

где T – рассматриваемый период работы, ч;

α – показатель повторяемости скорости ветра, в долях.

Так за месяц средняя скорость равная 2,5 м/с повторяется следующее количество часов:

$$T_p = 720 \cdot 0,311 = 224 \text{ ч}$$

Аналогичным образом проводятся остальные расчеты за год работы установки.

Суммарная выработка за период Q , кВт·ч, будет определена по формуле (6)

$$Q = T_p \cdot N_p, \quad (6)$$

Результат расчетов энергетических характеристик установки WES 380/50-20 за год, приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Годовые энергетические характеристики WES 380/50-20

Среднее значение скорости ветра, м/с	Развиваемая мощность установки, кВт	Повторяемость значений скорости	Количество рабочего времени, ч	Суммарная выработка за период, кВт·ч
2,5	5,56	0,329	2882	16024,1
4,5	10	0,254	2225	22250,4
6,5	14,4	0,114	999	14380,4
8,5	18,9	0,041	359	6788,1
≥ 9	20	0,0156	145	2890,8
Σ				62334

Теперь рассчитаем и приведем характеристики по данным повторяемости скоростей, взятых с метеорологической станции в период с 2014 по 2017 гг. Результат расчетов за год приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Годовые энергетические характеристики WES 380/50-20

Среднее значение скорости ветра, м/с	Развиваемая мощность установки, кВт	Повторяемость значений скорости	Количество рабочего времени, ч	Суммарная выработка за период, кВт·ч
2,5	5,56	0,449	3937,5	21892,2
4,5	10	0,199	1745	17450,7
6,5	14,4	0,056	488,3	7055,8
8,5	18,9	0,029	258,2	4879,3
≥ 9	20	0,006	48,7	974,8
Σ				52253

Из расчетов видно, что годовая выработка, рассчитанная по скоростям, которые фиксировались на метеорологической станции, получилось меньше на 16,17%. Это можно свя-

зять с частотой измерений скорости, так как на станции данные вносились с периодичностью раз в три часа, тогда как по справочнику каждый час.

Зная количество вырабатываемой установкой энергии, сопоставим возможность установки ВЭУ, для покрытия заданных нагрузок. Для оценки выберем жилой дом общей площадью 200 м², в котором будут жить 4 человека, при этом в доме будет использоваться электрический котел и электрический теплый пол. Рассчитаем, какую мощность необходимо покрывать от ВЭУ за отопительный $Q^{от}$, кВт·ч, и неотапливаемый сезон $Q^{неот}$, кВт·ч.

Нагрузку в отопительный сезон рассчитаем по формуле (7)

$$Q^{от} = t_{от} \cdot (W_б + N_{эк} \cdot t_{эк} + N_{тп} \cdot t_{тп}), \quad (7)$$

где $t_{от}$ – длительность отопительного сезона, в среднем около 8 месяцев;

$t_{эк}$ – дневное количество часов работы электрического котла в отопительном сезоне, принимаем, $t_{эк} = 16$ ч;

$t_{тп}$ – дневное количество часов работы теплого пола в отопительном сезоне, принимаем, $t_{тп} = 12$ ч.

$$Q^{от} = 120768 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

В неотапливаемый сезон нагрузку будем считать по формуле (8)

$$Q^{неот} = t_{неот} \cdot (W_б + N_{эк} \cdot t_{эк} + N_{тп} \cdot t_{тп}), \quad (8)$$

где $t_{неот}$ – длительность неотапливаемого сезона, в среднем около 4 месяцев;

$t_{эк}$ – дневное количество часов работы электрического котла в неотапливаемом сезоне, принимаем, $t_{эк} = 8$ ч;

$t_{тп}$ – дневное количество часов работы теплого пола в неотапливаемом сезоне, принимаем, $t_{тп} = 10$ ч.

$$Q^{неот} = 35424 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Найдем суммарное годовое потребление по формуле $Q^{год} = 156192 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$

Исходя из этих данных, можем сделать вывод, что годовая выработка энергии ветрогенераторами покрывает потребление полностью, при установке трёх агрегатов, и в случае повторяемости скоростей ветра по справочнику, и при повторяемости скоростей, взятых с наблюдений метеорологической станции. При этом, конечно, эффективнее ветроагрегаты будут использоваться в первом случае, когда $Q_{общ}^{год} = 187002 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$. Здесь превышение выработки над потреблением будет составлять 16,5%, а в случае, когда $Q_{общ}^{год} = 156758 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$, превышения выработка практически полностью покрывает потребление. При этом, стоит учесть, что не всегда потребление будет равно заданным значениям, а котел и теплый пол будут потреблять меньшее количество энергии, потому что довольно большое количество времени, они будут только поддерживать заданную температуру.

По итогам расчетов, следует, что на сегодняшний день в Тюменской области характеристики ветра недостаточно высоки для постройки ветропарков или применения ВЭУ для энергоснабжения районов города. Во-первых, средняя скорость ветра недостаточно высока и постоянна для установки агрегатов большой мощности. Во-вторых, энергетика данной области больше направлена на использование традиционных видов топлива, запасы которых еще велики. В-третьих, поскольку в самой Тюменской области и ближних её регионах не налажено производство ветроэнергетических установок, затраты на масштабные проекты по энергоснабжению за счет энергии ветра могут быть слишком большими и, вполне возможно, не окупятся. Тем не менее, вполне возможно использование ветрогенераторов небольших мощностей для индивидуального использования.

Библиографический список

1. Распоряжение Правительства РФ от 8 января 2009 № 1-р к 2020.
2. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Тюменская и Омская области. Справочник / под редакцией Ковбой С.А. - Санкт-Петербург, Гидрометиздат 1998. - 703 с.

3. Белей В.Ф. Ветроэнергетика России: анализ состояния и перспективы развития / В.Ф. Белей, А. О. Задорожный // Энергия №8, 2018. – С.2-15.

Bibliographic list

1. Order of the Government of the Russian Federation dated January 8, 2009 No. 1-p by 2020.
2. Applied reference book on the climate of the USSR. Tyumen and Omsk regions. Handbook / edited by S. Cowboy - St. Petersburg, Gidrometizdat 1998. - 703 p.
3. Beley V.F. Wind energy of Russia: analysis of the state and development prospects / V.F. Beley, A. O. Zadorozhny // Energy №8, 2018. - P.2-15.



УДК. 621.311.14

**СОВРЕМЕННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕНЕТИЧЕСКИХ
И ЭВОЛЮЦИОННЫХ АЛГОРИТМОВ ОПТИМИЗАЦИИ**

Пулатов Б.М., Ташкентский государственный технический университет
им. Ислама Каримова, Узбекистан, г. Ташкент, bek-89.89@mail.ru

Аннотация: в статье рассматриваются вопросы для решения задач оптимизации на основе использования генетических алгоритмов. Описаны сущности и особенности простого генетического алгоритма. Приведен генетический алгоритм оптимизации режимов энергосистем с использованием принципов вещественного кодирования.

Ключевые слова: оптимизация, энергосистема, электрическая станция, целевая функция, генетический алгоритм, кроссовер, скрещивание, функция приспособленности.

**MODERN POSSIBILITIES OF APPLICATION OF GENETIC AND EVOLUTIONARY
ALGORITHMS OF OPTIMIZATION**

Pulatov B.M., Tashkent state technical university named after Islam Karimov, Uzbekistan,
Tashkent city, bek-89.89@mail.ru

Annotation: in article is considered questions for a problem solving of optimization on the basis of use of genetic algorithms. Are presented essence and feature of simple genetic algorithm. The genetic algorithm of optimization of regimes of power supply systems with use of principles of material coding is resulted.

Keywords: optimization, a power supply system, power plant, criterion function, genetic algorithm, a crossover, crossing, fitness function.

Актуальность работы

Генетические и эволюционные алгоритмы оптимизации являются алгоритмами случайно-направленного поиска и применяются в основном там, где сложно или невозможно сформулировать задачу в виде, пригодном для более быстрых алгоритмов локальной оптимизации (например, для градиентных алгоритмов, где возможно, вдобавок, "мгновенное" вычисление градиента сложной функции, представленной в виде искусственной нейронной сети, с помощью алгоритма обратного распространения ошибки), либо если стоит задача оптимизации недифференцируемой функции или задача многоэкстремальной глобальной оптимизации.

Заметка описывает 2 задачи, для решения которых в конце XX века были применены генетические алгоритмы, чтобы показать, что в настоящее время, на гораздо более мощной персональной вычислительной технике, можно с помощью генетических и эволюционных алгоритмов находить около оптимальные решения для гораздо более широкого набора задач искусственного интеллекта.

Первый пример - создание команды роботов для разминирования территории, описанный в статье [1]. Генетическим алгоритмом оптимизировалась многослойная нейронная сеть, управляющая движением робота и выдающая, кроме этого, сигнал другим роботам ко-

манды. Таким образом, кроме параметрической оптимизации нейромодели выполнялось еще и неявное "создание" некоторого языка коммуникации между роботами. Результаты показали преимущество команды однотипных коммуницирующих между собой роботов перед командой не обменивающихся сигналами роботов и перед командой случайно двигающихся роботов.

Второй пример - обучение нейронной сети игре в шашки. Внутри поколения генетического алгоритма нейросетиособи играли сами с собой, и по итогам игр отбирались лучшие для следующего поколения. В итоге был достигнут мастерский уровень (квалификация полученного финального нейроигрока определялась в ходе игр с людьми) - см. статьи [2-4].

Оба примера требовали довольно долгого вычисления значения фитнес-функции для особи. Для роботов-сапёров надо было оценить качество разминирования, достигнутое после моделирования некоторого времени работы и передвижений команды однотипных роботов (а не одного робота - целью ведь было повышение качества от возникновения коммуникаций в команде), для нейроигрока в шашки нужно было сыграть партию, причем каждый делаемый ход выбирался после перебора всех возможных для данной позиции двух полных ходов (двух своих ходов и двух ходов противника), и качество этих возможных ходов как раз и прогнозировалось нейронной сетью. Т.е. время, затрачиваемое на вычисление значения фитнес-функции, было сравнимо с длительностью эпохи обычного обучения нейросети для довольно объемной задачи.

В настоящее время скорость работы современных процессоров даже персональных компьютеров выросла как минимум в 10-20 раз по сравнению с концом 1990х годов, а многоядерность процессоров позволяет эффективно распараллеливать вычисления внутри поколения генетического алгоритма. Более того, в 1999г появилась статья с рецептом аппроксимации вычислений функции $\exp()$, нужной при вычислении значения гиперболического тангенса (наиболее часто используемой сигмоидной нелинейной функции нейронов для многослойных нейронных сетей) - аппроксимация ускоряет вычисление гиперболического тангенса в 4.4 раза и время срабатывания (именно срабатывания - генетическому алгоритму нужно именно оно, а не результат работы алгоритма обратного распространения) нейронной сети - в 1.5-2 и более раза в зависимости от размера нейросети (экспериментальные результаты приведены в заметке про ускорение вычислений гиперболического тангенса). Т.е. не только компьютеры стали работать быстрее, но и многие используемые нейросетевые модели (например, разные варианты многослойных персептронов) можно существенно ускорить.

Выводы

Что генетические алгоритмы сейчас можно использовать практически всюду, препятствий в виде неприемлемых вычислительных затрат не осталось. Главное - суметь правильно или нетривиально поставить задачу и запрограммировать быструю реализацию оптимизируемой модели.

Библиографический список

1. Божич, В.И. Нейросетевое управление в мультиагентной системе с самоорганизующейся коммуникацией / В.И. Божич, Р.Н. Кононенко, А.А. Абияка // Материалы Всеросс. конф. "Нейроинформатика-99". - М.: МИФИ, 1999. Часть 3. - С. 239-246.
2. Chellapilla, K. Evolution, neural networks, games and intelligence / K. Chellapilla, D.B. Fogel / Proc. IEEE № 9, 1999. - p.1471-1496.
3. Chellapilla K. Evolving neural networks to play checkers without expert knowledge/ K. Chellapilla, D.B. Fogel / IEEE Trans. Neural Networks № 6, 1999. - p.1382-1391.
4. Chellapilla K., Fogel D.B. Evolving an expert checkers playing program without using human expertise / IEEE Trans. Evolutionary Computation № 4, 2001. - p.422-428.

Bibliographic list

1. Bozhich, V.I. Neural network control in a multi-agent system with self-organized communication / V.I. Bozhich, R.N. Kononenko, A.A. Abiyaka // Materials All-Russia. conf. "Neuroinformatics-99", M.: MEPI, 1999. Part 3. - P.239-246.
2. Chellapilla, K. Evolution, neural networks, games and intelligence / K. Chelapilla, D. B. Fogel / Proc. IEEE No. 9, 1999. - p. 1471-1496.
3. Chellapilla K. Developing neural networks for the game of checkers without expert knowledge / K. Chelapilla, D. B. Vogel / IEEE Trans. Neural networks number 6, 1999. - p. 1382-1391.
4. Chelapilla K., Vogel D. B. The development of a game program for experienced checkers without the use of human knowledge / IEEE Trans. Evolutionary calculations number 4, 2001. - p.422-428.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.31

К ВОПРОСУ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЯХ НЕСИНУСОИДАЛЬНОГО ТОКА

Карпова Т.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
инженер, ktv6233@mail.ru

Сазонова Н.Е., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
студентка, nata.natalya.sazonova@mail.ru

Аннотация: в статье рассказывается о том, что такое периодические несинусоидальные токи и напряжения, где они возникают, причины их возникновения. А также о характеристиках несинусоидальных величин и о расчете цепей несинусоидального тока.

Ключевые слова: несинусоидальные напряжения, несинусоидальные токи, периодический несинусоидальный закон, максимальное значение, действующее значение, среднее по модулю значение, коэффициент амплитуды, коэффициент формы, коэффициент искажений, коэффициент гармоник.

TO THE QUESTION OF NON-SINUSOIDAL CURRENT CIRCUITS

Karпова T.V., FGBOU VO «Amur State University», Senior Lecturer, ktv6233@mail.ru
Sazonova N.E., FGBOU VO «Amur State University», student, nata.natalya.sazonova@mail.ru

Annotation: the article describes what the periodic non-sinusoidal currents and voltages are, where they are located, the reasons for their occurrence. And also about the characteristics of non-sinusoidal quantities and non-sinusoidal current circuits.

Keywords: non-sinusoidal voltages, non-sinusoidal currents, periodic non-sinusoidal law, value, effective value, mean modulo value, amplitude coefficient, form factor, distortion factor, harmonic factor.

При формировании, изменении, расположении и расходовании электроэнергии возникает искажение конфигурации синусоидальных токов, ЭДС и напряжений. При синусоидальных ЭДС и напряжениях источников электрической энергии в цепях появляются несинусоидальные токи. Существует три вида несинусоидальных величин по симметричности: симметрично относительно оси абсцисс, симметрично относительно оси ординат и симметрично относительно начала координат.

Несинусоидальные токи и напряжения – это токи и напряжения, меняющиеся во времени по несинусоидальному периодическому закону. Несинусоидальные токи и напряжения существуют при таких режимах работы:

Первое: источник ЭДС предоставляет синусоидальную ЭДС и один или несколько элементов цепи нелинейны.

Второе: источник ЭДС предоставляет постоянную или синусоидальную ЭДС и один или несколько элементов цепи периодически изменяются во времени.

Третье: источник ЭДС предоставляет несинусоидальную ЭДС, то все остальные элементы цепи – являются линейны.

Четвёртое: источник ЭДС предоставляет несинусоидальную ЭДС и имеется один или несколько нелинейных элементов в составе электрической цепи.

Мотив формирования не синусоидальности напряжений и токов — это существование электроприёмников, которые имеют нелинейную вольтамперную характеристику и вентильную установку.

Особенно распространены вентильные преобразователи на полупроводниках или их по-другому называют - тиристорные преобразователи. Их мощность всё время растёт. Вентильные преобразователи широко используются для преобразования переменного тока в постоянный ток. А также используются в качестве источников питания на металлургических заводах для термических установок. Тиристорные преобразователи применяются в преобразователях частоты и в специальных регулируемых приводах.

Параметры несинусоидальных величин

1. Действующее значение $-I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2 dt}$ (1)

2. Коэффициент гармоник $-k_r = \frac{\sqrt{\sum_{k=2} I_k^2}}{I_1}$ (2)

3. Коэффициент амплитуды $-k_a = \frac{i_{max}}{I}$ (3)

4. Среднее по модулю значение $-I_{cp} = \frac{1}{T} \int_0^T |i| dt$ (4)

5. Коэффициент искажений $-k_u = \frac{I_1}{I}$ (5)

6. Среднее за период значение $-I_0 = \frac{1}{T} \int_0^T i dt$ (6)

7. Максимальное значение $-i_{max}$

8. Коэффициент формы $-k_\phi = \frac{I}{I_{cp}}$ (7)

Способы изображения несинусоидальных периодических величин

1) Графический способ (изображение с помощью вращающихся векторов в полярных координатах и с помощью графиков в декартовых координатах)

2) Аналитический способ (изображение с помощью рядов Фурье, т.е. производя алгебраические действия)

Порядок вычисления цепей несинусоидального тока

Расчёт для каждой из гармоник ведётся по отдельности. Первое что нужно сделать, это подсчитать токи и напряжения, возникающие от действия постоянной составляющей ЭДС или источника тока, затем токи и напряжения от действия первой гармоники, от второй и т.д.

Формула для расчёта индуктивного сопротивления к-гармоники: $X_{Lk} = k\omega L$ (8)

Формула для расчёта ёмкостного сопротивления к-гармоники: $X_{Ck} = \frac{1}{k\omega C}$ (9)

Второе, что нужно сделать, это построить векторную диаграмму. Можно просуммировать отдельные гармоники сложением комплексных чисел или есть другой вариант, сложить вектора на комплексной плоскости.

Размерности (величины), измеряющие вольтметры и амперметры при несинусоидальных токах

Приборы различных систем измеряют несинусоидальные токи и напряжения. Существуют такие приборы как электродинамической системы. Они реагируют на действующее значение, а магнитоэлектрические приборы реагируют на среднее по модулю значение. Бы-

вают такие приборы как амплитудные электронные вольтметры, они реагируют на максимальное значение.

Негативное воздействие гармоник

Гармонические токи оказывают вредное воздействие, как на электросеть объекта, так и на питающую систему. Меры, предпринимаемые для предотвращения вредного влияния гармоник, не снизят и не повысят искажения, вызываемые в снабжающей электросети.

Негативные воздействия, вызываемые гармоническими токами

Перегрев нейтрального провода в трехфазной системе сигналы напряжения в каждой фазе относительно нейтральной точки звезды смещены на 120° . Поэтому, в случае идентичности нагрузок каждой фазы, суммарный ток в нейтральном проводе равен 0. В случае несимметричности нагрузок в нейтральном проводе течет только результирующий ток, вызванный разностью нагрузок. Токи основной частоты в нейтральном проводе взаимнокомпенсируются, чего не скажешь о гармонических токах. На самом деле, амплитуды гармоник, частота которых равна утроенной основной частоте, умноженной на нечетный множитель (гармоники порядка $3N$), складываются в нейтральном проводе.

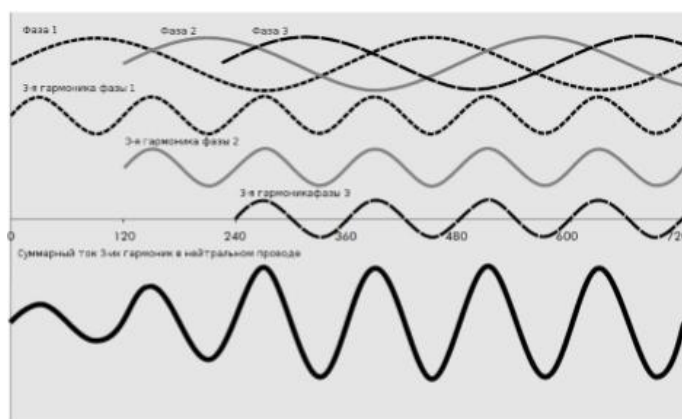


Рис. 1. Фазовые токи и сложение токов третьей гармоники в нейтральном проводе

На рис. 1 фазовые токи в верхней части рисунка, сдвинуты относительно друг друга на 120° . Третьи гармоники всех фазовых токов синфазны. Частота третьей гармоники в три раза больше основной частоты и сдвинута относительно нее на $1/3$ периода. Эффективный ток третьих гармоник в нейтральном проводнике показан на нижнем графике. В рассматриваемом случае токи третьей гармоники каждой фазы с амплитудой 70% от амплитуды основной частоты в нейтральном проводе дают амплитуду суммарного тока, равную 210%.

Негативные явления, вызванные гармоническими напряжениями

Поскольку в сети электропитания имеется импеданс источника, гармонические токи нагрузки вызывают искажения сигнала напряжения в результате воздействия гармонических напряжений. Импеданс питающей сети складывается из двух составляющих: импеданс внутренней проводки от точки общего соединения (ТОС) импеданса источника в ТОС, т.е., импеданса местного питающего трансформатора. Искаженный ток нагрузки, вытекающий из нелинейной нагрузки, вызывает искаженное падение напряжения на импедансе электропроводки. В результате напряжение с искаженной формой прикладывается ко всем другим нагрузкам, включенным в ту же цепь, что приводит к образованию гармонических токов, протекающих через них, даже если эти нагрузки имеют линейный характер. Решение заключается в отделении нагрузки, создающей поступающие в сеть гармоники, от включенных в ту же сеть нагрузок, чувствительных к воздействию гармоник. Линейные и нелинейные нагрузки получают питание по разным цепям, ответвляющимся от общей точки соединения, и вызываемые нелинейной нагрузкой искажения не воздействуют на линейную нагрузку. При определении

амплитуды гармонических искажений напряжения, необходимо учитывать, что если нагрузка во время аварийного отключения напряжения переключается на источник бесперебойного питания или на резервный генератор, то импеданс источника, а, следовательно, и результирующее искажение напряжения, будут значительно выше.

Меры, направленные на уменьшение гармоник

Способы уменьшения количества гармоник в сети можно объединить в три основные группы: пассивные фильтры, трансформаторы (изолирующие и уменьшающие количество гармонических составляющих) и активные устройства. Каждое из этих решений имеет свои преимущества и недостатки, поэтому не существует единственного наилучшего решения. В борьбе с гармониками требуется большое количество средств для их уменьшения.

Изолирующие трансформаторы

Токи гармоник порядка 3N циркулируют по обмотке трансформатора, соединенной по схеме «треугольник». Это создает дополнительные трудности для производителей трансформаторов – необходимо учитывать дополнительную нагрузку – и позволяет проектировщикам систем изолировать токи гармоник 3N от источника питания. Тот же эффект можно достичь, используя трансформатор с обмоткой, соединенной зигзагом. Соединение по схеме «зигзаг» - это соединение обмоток трансформатора, при котором один конец обмотки каждой фазы трехфазного трансформатора присоединен к общей точке (нейтрали), а обмотка каждой фазы состоит из двух частей, в каждой из которых индуктируются сдвинутые по фазе напряжения.

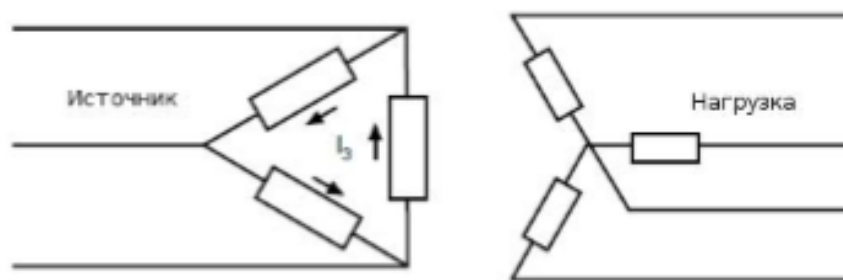


Рис. 2. Изолирующий трансформатор с обмотками «треугольник» и «звезда»

Ряд Фурье

Чтобы изобразить несинусоидальные токи и напряжения используют так называемый ряд Фурье. Ряд Фурье имеет вид:

$$f(x) = A_0 + A_1 \sin x + A_2 \sin 2x + 3 \sin 3x + \dots + A_1'' \cos x + A_2'' \cos 2x + A_3'' \cos 3x \dots \quad (10)$$

Таким образом, несинусоидальные токи и напряжения в электроэнергетике очень важны. В цепях автоматики и связи несинусоидальные токи и напряжения лежат в основе принципа действия электрических устройств для усиления и передачи с наименьшими искажениями. Несинусоидальные токи и напряжения могут возникать из-за наличия в цепях нелинейных элементов и из-за несовершенства промышленных генераторов электрической энергии. Практически все современное электрическое оборудование имеет импульсные источники питания или какую-либо схему управления питанием, поэтому является нелинейной нагрузкой. Линейная же нагрузка встречается очень редко. Типичными примерами общепотребительных линейных устройств являются обычные лампы накаливания без устройств регулировки яркости и нерегулируемые нагреватели. Современные и разрабатываемые стандарты не предусматривают жестких ограничений на загрязнение электросети гармоническими составляющими для цифрового оборудования, такого как персональные компьютеры. Так

как наблюдается устойчивый рост загрязнения электросетей гармониками, то потребуются дополнительные капиталовложения в правильное проектирование электросетей, подбор соответствующего электротехнического оборудования и надлежащее техническое обслуживание.

Библиографический список

1. Бессонов, Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи / Л.А. Бессонов. - М.: изд-во Юрайт, 2013. – 701 с.
2. Бутырина, П.А. Электротехника. Теория электрических и магнитных цепей. Электрические измерения / П.А. Бутырина. - Челябинск–Москва: изд-во ЮУрГУ, 2003. – 505 с.
3. Зевеке, Г.В. Основы теории цепей / Г.В. Зевеке, П.А. Ионкин, А.В. Нетушил. - М.: изд-во Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.
4. Прянишников, В.А. Теоретические основы электротехники / В.А. Прянишников. - Санкт-Петербург: изд-во «КОРОНА принт», 2000. – 368 с.

Bibliographic list

1. Bessonov, L.A. Theoretical foundations of electrical engineering. Electrical circuits / LA Bessonov. – Moscow: publishing house Yurayt, 2013. - 701 p.
2. Butyrina, P.A. Electrical engineering. Theory of electrical and magnetic circuits. Electrical measurements / P.A. Butyrina. - Chelyabinsk – Moscow: SUSU publishing house, 2003. - 505 p.
3. Zebeke, G.V. Fundamentals of the theory of chains / G.V. Sebeke, P.A. Ionkin, A.V. Net-sushil. – Moscow: publishing house Energoatomizdat, 1989. - 528 p.
4. Pryanishnikov V.A. Theoretical foundations of electrical engineering / V.A. Pryanishnikov. - St. Petersburg: publishing house "CROWN print", 2000. - 368 p.



УДК 621.315

**РАЗВИТИЕ ВИДОВ ОПОР ВЛЭП
И ИХ АДАПТАЦИЯ К СОВРЕМЕННЫМ УСЛОВИЯМ**

Савина Н.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
доктор технических наук, профессор, nataly-savina@mail.ru

Варыгина А.О., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
аспирант, alleks_13@mail.ru

Аннотация: в статье представлена информация по развитию видов опор ЛЭП, а также качественный анализ их адаптации к современным условиям.

Ключевые слова: «умная» сеть, воздушная линия электропередачи, композитная опора, многогранная опора, металлическая опора, новые конструкции опор

**THE DEVELOPMENT OF OHL PYLONS
AND THEIR ADAPTATION TO MODERN CONDITIONS**

Savina N.V., FGBOU VO «Amur State University», Grand PhD in Engineering sciences,
Professor, nataly-savina@mail.ru

Varygina A.O., FGBOU VO «Amur State University», PhD student, alleks_13@mail.ru

Abstract: the article provides information on the power pylon's development, as well as a qualitative analysis of power pylon's adaptation to modern conditions.

Keywords: smart grid, overhead transmission line, composite pylon, multi-sided pylon, metal pylon, new pylon's structures

Новые экономические условия и темпы развития техники и технологий определяют необходимость интеллектуализации электроэнергетики. Такое преобразование отрасли требует модернизации организационной, информационной и, безусловно, технологической платформы. Сегодня инженерное сообщество ищет наиболее эффективные пути преобразования, основой которой должны стать как отечественные инновационные разработки, так и зарубежные. Концептуальную основу преобразования представляет собой Smart Grid.

Движение в сторону Smart Grid или «умной сети» обусловлено объективной и жесткой необходимостью сделать отрасль гораздо более эффективной в условиях растущего энергопотребления и ограниченности энергоресурсов. Ожидаемое развитие электрических сетей однозначно говорит о дальнейшем росте сетевого строительства.

В последние несколько десятилетий из-за предполагаемых положительных эффектов, а также как составляющую реализации концепции «умных сетей», активно обсуждают вопрос строительства и реконструкции воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) с использованием инновационных проводов, характеризующихся повышенными прочностными характеристиками. Такие провода позволят увеличить габаритный пролет и сократить количество опор на линии. Мировой и российский рынок предложили достаточно широкий перечень проводов новых конструкций, способный решать современные задачи эффективного функ-

ционирования ЛЭП в современных условиях, характеризующихся высокой стоимостью земли, стесненными условиями нового строительства, старением электрических сетей.

Таким образом, сложившиеся условия совместно с применением новых конструкций проводников меняют традиционные подходы к выбору технических решений на сооружение и реконструкцию ВЛЭП. Эти изменения затрагивают и опоры ЛЭП, как одно из самых важных и распространенных инженерных сооружений.

К тому же, на сегодняшний день во всём мире чётко прослеживается тенденция увеличения доли энергии, получаемой от возобновляемых источников энергии (ВИЭ). К 2020 году только в Европе, в целях обеспечения получения 20 % общего потребления от ВИЭ, потребуется дополнительно 28 000 километров ВЛЭП на класс напряжения 400 кВ. Это также говорит о том, что потребуется более чем 100 000 новых опор ВЛЭП [1], к которым будут предъявляться жесткие требования по экологичности.

Целью статьи является систематизация технических решений по развитию видов опор ВЛЭП, а также качественный анализ их адаптации к современным условиям. Для этого требуется рассмотреть историю развития опор и оценить их достоинства, недостатки и перспективы.

Первыми опорами, конечно же, были деревянные. Доступность и дешевизна дерева, низкие классы номинального напряжения (до 35 кВ), уровень технического развития, отсутствие задач объединения в конце XIX века позволяли решить задачу электрификации промышленности на основе одностоечных и П-образных деревянных опор. Расстояния между опорами (пролеты) были невелики и достигали от 50 до 70 метров.

С повышением класса номинального напряжения (до 60 кВ) и увеличением потребности в электроэнергии возникает интерес к вопросам механического расчёта опор ВЛЭП и созданию их новых конструкций с целью увеличения длины пролёта. К тому же, необходимо было решать острый вопрос, связанный с изоляцией линий, т.е. сокращения количества громоздких и дорогостоящих фарфоровых штыревых изоляторов (в начале XX века масса такого изолятора составляла 7 кг [2]). С увеличением класса напряжения изоляторы становились лишь более громоздкими, оставаясь слишком дорогими, хрупкими и неудобными в транспортировке. Вместе с тем недостатки деревянных опор, такие как быстрое гниение и высокая пожароопасность, постепенно дискредитируют дерево как материал.

В 1904 году для электроснабжения шахт в мексиканском штате Гуанахуато была построена одна из первых в мире линий, на которой использовались только металлические опоры. В 1904-06 годах в США сооружается еще несколько линий на металлических опорах. А в 1907 году изобретен первый подвесной изолятор, преимущества которого были бесспорны по сравнению с существовавшим штыревым. После полученного успеха, сооружаемые ВЛЭП становились лишь мощнее. Первая ЛЭП на металлических опорах в России появляется лишь в 1925 году. Для плана ГОЭЛРО требовалось ещё больше повысить класс номинального напряжения, поэтому отечественные инженеры, опираясь на зарубежный опыт, создают металлические опоры. Но дефицит металла не позволял оставить разработки в области улучшения деревянных опор (применение антисептиков, рельсовых или бетонных пасынков). Металлические опоры применяли лишь на самых ответственных линиях электропередачи, применяя в остальных случаях из-за дешевизны деревянные опоры. В 1929-30-х годах уже существовал и применялся типовой проект, включавший в себя не только промежуточные, но и анкерные, и угловые деревянные опоры для ВЛ 110 кВ. В 1930-х годах деревянные опоры стали применяться и на линиях 220 кВ.

Все принятые разнообразные технические решения, реализованные за время плана ГОЭЛРО, позволили не просто освоить новые классы номинального напряжения, но и накопить опыт проектирования и сооружения ВЛЭП. Важным являлся и тот факт, что постепенно в стране проходил дефицит металла, а сложности производства железобетонных опор не позволяли их широкого применения. Металлические опоры находят всё большее применение. Первые попытки внедрения железобетонных опор в России делаются в 1950 годах. В Советском Союзе преимущества монтажа и стоимости железобетонных опор по сравнению с

металлическими стали основанием их широкого внедрения и унификации на классы напряжения до 750 кВ начиная с 1960 года.

Из-за множества технических решений в конце 60-х годов прошлого века проводится унификация металлических опор, которая практически определила конструкции опор, применяемых до настоящего времени. Деревянные опоры теряют свою привлекательность для отечественных инженеров и их применяют лишь до 35 кВ. К 70-м годам сформированы основные типы металлических решетчатых и железобетонных опор, которые практически не менялись последние 40 лет.

Таким образом, все массовое сетевое строительство до недавнего времени велось лишь на научной и технологической базе 60-70-х годов прошлого века.

В мировой практике наблюдаются тенденции, отличающиеся от отечественных. Железобетон не получил на западе такого широкого распространения как в России. Массовое распространение получили за границей многогранные опоры. Такие опоры выполняются из стального листа в форме правильного многоугольника, внутри опора полая. В 1957 г. в США был построен восьмиклометровый опытный участок линии электропередачи 115 кВ с применением стальных оцинкованных конических опор. Это стало началом успешного внедрения многогранных опор за рубежом. В 1980-х годах в СССР была предпринята попытка внедрения в массовое строительство многогранных опор производства Волжского механического завода. Однако, отсутствие необходимых технологий определило конструктивные недостатки этих опор, что и привело к неудаче. К этому вопросу вернулись лишь в 2003 году.

В Европе, совершенствуя технологии изготовления, пропитки и получения пропиточных составов, продолжали использовать деревянные опоры. Вне конкуренции на ВЛ до 35 кВ деревянные опоры остаются в США, Канаде, Финляндии, Норвегии.

В настоящее время в России разрешено использовать деревянные опоры на линиях 6, 10, 35 и 110 кВ. Современная деревянная опора – уже не просто обработанное бревно, а достаточно сложное изделие со сложным многоступенчатым циклом производства [3]. Анализ деревянных пропитанных опор (ДПО) приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Анализ ДПО

Достоинства	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> - низкая стоимость; - отсутствие «эффекта домино»; - простота и безопасность обслуживания; - долговечность; - возможность одновременной замены провода и опор ВЛ (замена раз в 40 лет); - удобство транспортировки; - лучше выдерживают погодные условия; - экологичный материал; - простота утилизации. 	<ul style="list-style-type: none"> - высокие требования и сложность технологического процесса производства (подбор сырья и брёвен, многоступенчатость цикла производства; пропитка); - неизбежное гниение опор; - пожароопасность; - рабочая зона опор насыщена вредными веществами (степень вредности может достигать до 4-го класса опасности).
Перспективы	Риски
<ul style="list-style-type: none"> - совершенствование технологий пропитки и пропиточных составов. 	<ul style="list-style-type: none"> - продолжение дискредитации дерева как материала по сравнению с современными материалами.

При переходе на более высокий класс напряжения применяются железобетонные и металлические решетчатые опоры.

Из-за выявленных в процессе эксплуатации железобетонных опор существенных недостатков последнее десятилетие опоры из центрифугированного железобетона не были рекомендованы к применению, но их преимущества заставили еще раз обратить на себя внимание. В апреле 2013 года на ВЛ 330 кВ Новая Каховка — Джанкой произошла авария, которая привела к отключению Севастополя от электроэнергии на два часа и перебоям в электрообеспечении Симферополя. Авария на линии электропередачи и отключение двух параллельных ВЛ 330 кВ, питающих Крым, были вызваны падением металлической опоры из-за шквального ветра с порывами до 30 м/с. Железобетонные опоры на параллельной ВЛ 330 кВ

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

остались в работоспособном состоянии несмотря на усугубившее сверхнормативные ветровые воздействия падение металлической опоры непосредственно на провода ВЛ [4].

К тому же за последние 30 лет изменилась в лучшую сторону технология изготовления стоек для железобетонных опор. 14 марта 2014 года в ПАО «Россети» состоялось первое совещание Рабочей группы по организации работ по созданию и внедрению железобетонных опор из центрифугированных секционированных стоек на объектах ПАО «Россети» [4].

Анализ железобетонных опор (ЖБО) приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Анализ ЖБО

Достоинства	Недостатки
<ul style="list-style-type: none">- невысокая стоимость;- технологичность изготовления;- высокая устойчивость против влияния коррозии и химических реагентов.	<ul style="list-style-type: none">- перевозка, погрузочно-разгрузочные работы, монтаж ЖБО сопряжен с повреждением стоек, что приводит к их выбраковке или снижает срок службы);- большой вес и габариты опор;- плохая переносимость циклических колебаний температуры (возможность выкрашивания бетона);- сложность демонтажа и утилизации;- необходимость специальных транспортных средств при транспортировке и выполнении работ.
Перспективы	Риски
<ul style="list-style-type: none">- улучшение прочностных характеристик;- усовершенствование технологии изготовления;- разработка новых подходов к ремонту стоек.	<ul style="list-style-type: none">- из опыта эксплуатации отмечены недостаточная надежность и небольшие сроки службы опор из-за появления трещин от ветровых нагрузок и их развития от периодических замораживаний и оттаиваний;- нередки случаи срыва монтеров с верхней части опоры.

Металлические решетчатые опоры (МРО) в своём большинстве представлены традиционными конструкциями, но работы по их совершенствованию тоже ведутся. Например, в ЗАО "ВНПО ЭЛСИ" с начала 2003 г. возобновлены работы по созданию новых конструкций опор для ЛЭП высших классов напряжения [5]. Анализ МРО представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Анализ МРО

Достоинства	Недостатки
<ul style="list-style-type: none">- высокий уровень прочности конструкции;- длительный срок эксплуатации;- возможность создания конструкций на весьма большие механические нагрузки, большое число проводов и большие высоты;- просты и эффективны в транспортировке (до момента укрупнительной сборки);- удобны в эксплуатации.	<ul style="list-style-type: none">- высокая трудоемкость укрупнительной сборки, контроля ее качества;- неэффективность перевозки укрупненных секций;- значительные затраты на сооружение фундаментов;- эффект «скручивания»;- подверженность вандализму.
Перспективы	Риски
<ul style="list-style-type: none">- совершенствование конструкции	<ul style="list-style-type: none">- новые решения по совершенствованию обладают существенными недостатками (опоры открытого профиля из гнутых стальных элементов переменного сечения – ниже прочность и долговечность).

Металлические многогранные опоры применяются достаточно давно во всем мире, в российских электросетях они стали использоваться лишь в последнее десятилетие [6].

Таблица 4 - Анализ ММО

Достоинства	Недостатки
<ul style="list-style-type: none">- надежность и экономическая целесообразность в сложных гололедно-ветровых условиях;- отсутствуют эффекты «скручивания» и «домино»;- вандалоустойчивость;- могут быть легко модифицированы;- эстетичность;	<ul style="list-style-type: none">- конструктивные недостатки (оттяжки, фланцевые соединения);- номенклатура ограничивается отсутствием необходимых конструкторских наработок;- сложность технологического процесса по изготовлению опор;

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

- хороший запас прочности.	- высокая стоимость.
Перспективы	Риски
- применение во всех сферах электросетевого строительства; - использование коррозионноустойчивых марок стали; - реализация самых сложных конструкторских разработок.	- ограниченность отечественных производственных мощностей; - степень готовности российских конструкторских решений отстает от мирового уровня.

Композитные опоры в России начали применяться с 2009 года и поэтому являются самым современным видом опор. Композитные опоры ВЛ представляют собой модульную конструкцию из последовательно собранных конусообразных композитных модулей на основе стекловолокна. В 2011–2012 гг. для ОАО «ФСК ЕЭС» была выполнена НИОКР «Разработка и испытание легких одноцепных и двухцепных промежуточных опор из композитных материалов для ВЛ 220 кВ для проведения аварийно-восстановительных работ и применения в труднодоступной местности». Исполнителем работы являлось ЗАО «ФЕНИКС-88», соисполнителем - Филиал ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» - СибНИИЭ [7].

В 2014-2016 гг. для АО «ДРСК» была выполнена НИОКР «Разработка промежуточных опор из композитных материалов для ВЛЭП на классы напряжений 0,4 кВ и 6-10 кВ». Исполнитель – ООО «Нанотехнологический центр композитов» (ООО «НЦК»). В настоящее время разрабатываются анкерные опоры на эти же классы номинального напряжения.

Качественный анализ композитных опор приведен в таблице 5.

Таблица 5 - Анализ композитных опор

Достоинства	Недостатки
- высокие диэлектрические свойства; - малый вес и компактность; - упрощенная конструкция и адаптивность; - высокая вандалоустойчивость; - меньший вылет траверс; - долговечность и высокая упругость; - огнестойкость и экологичность; - материал опор инертен; - просты в сборке и установке; - эстетичность и возможность выбора расцветки.	- высокая стоимость; - горючесть (если опоры не обработать спецсоставами в несколько слоев, они поддерживают распространение огня – в настоящее время проблема решена).
Перспективы	Риски
- замена устаревших громоздких и тяжелых конструкций опор из металла, железобетона и дерева.	- нет многолетней практики эксплуатации и широкого опыта их применения; - отсутствие рынка сбыта.

Всё вышесказанное наглядно свидетельствует о том, что традиционные решения проектирования ВЛЭП уже не отвечают современным требованиям. Именно поэтому в развитых странах уже давно отказались от массового применения типовых проектов. Каждая линия должна строиться с учетом всех особенностей рельефа, климата, технико-экономических и экологических требований.

Сложившиеся условия и требования заставили по-новому взглянуть на существующие конструкции опор. Компании и общество предъявили новые требования к опорам не просто как к инженерному сооружению, но и как к продукции, а увеличение спроса подогрело интерес производителей к разработке новых предложений. Наблюдается постепенная адаптация опор ВЛ к современным условиям. Безусловно, конкретный вид опор ВЛЭП не может быть лучше всех других абсолютно по всем критериям и в любых условиях. Принимать однозначное решение о выборе опор для строительства ЛЭП в пользу того или иного их вида можно лишь по результатам комплексной технико-экономической оценки.

Библиографический список

1. Буклет «Опоры будущего» компании BYSTRUP. Режим доступа:

https://issuu.com/bystrup/docs/pps_of_the_future_3rd_edition_f3cdb35518d789

2. Интернет – ресурс: [http://www.mosenergo-museum.ru/History_of_Mosenergo/ Historical_Review/16351/](http://www.mosenergo-museum.ru/History_of_Mosenergo/Historical_Review/16351/)

3. Сесюк, Е. Какой должна быть опора ЛЭП? / Е. Сесюк // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. – 2012. - №2 (11). – С. 134–135.

4. Качановская, Л. Новое поколение опор ВЛ на базе секционированных железобетонных стоек. ОАО «СЕВПАЗ НТЦ» / Л. Качановская, М. Ермошина, П. Романов // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. – 2014. - №2 (23). – С. 104–107.

5. Интернет-ресурс: <http://www.elsi.ru/publications/novye-konstruktsii-opor-iz-gnutykh-stalnykh-profiley/>

6. Вариводов, В. Н. Стальные многогранные опоры для распределительных электрических сетей / В. Н. Вариводов, С. Е. Казаков, В. М. Ударов // Электро. – 2013. - №2 (80). – С. 37–42.

7. Репина, А. И. Промежуточные опоры из композитных материалов для ВЛ 110-220 кВ / А. И. Репина, А. О. Савотин, А. И. Павлов // Энергия Единой сети. – 2014. - №2 (13). – С. 52–59.

Bibliographic list

1. Booklet "Power pylons of the future" by BYSTRUP. Access mode: https://issuu.com/bystrup/docs/pps_of_the_future_3rd_edition_f3cdb35518d789

2. Internet resource: [http://www.mosenergo-museum.ru/History_of_Mosenergo/ Historical_Review/16351/](http://www.mosenergo-museum.ru/History_of_Mosenergo/Historical_Review/16351/)

3. Sesyuk, E. What should be the power line support? / E. Sesiuk // ELECTRIC ENERGY. Transfer and distribution. - 2012. - №2 (11). - pp. 134–135.

4. Kachanovskaya, L. The new generation of overhead transmission poles based on partitioned reinforced concrete racks. OJSC "SEVPAZ NTC" // L. Kachanovskaya, M. Yermoshina, P. Romany // ELECTRIC ENERGY. Transfer and distribution. - 2014. - №2 (23). - pp. 104–107.

5. Internet resource: <http://www.elsi.ru/publications/novye-konstruktsii-opor-iz-gnutykh-stalnykh-profiley/>

6. Varivodov, V.N. Steel multi-sided supports for electrical distribution networks / V.N. Varivodov, S.E. Kazakov, V.M. Udarov // Electro. - 2005. - №2. - p. 37–42.

7. Repina, A. I. Intermediate pylons made of composite materials for 110-220 kV overhead lines / A. I. Repina, A. O. Savotin, A. I. Pavlov // Energy of the Unified Network. - 2014. - №2 (13). - pp. 52-59.



УДК621.31

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ 6-10 КВ**

Казакул А.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат технических наук, 0311343@mail.ru

Терехов О.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
студент, perelon98@mail.ru

Аннотация: в статье рассматриваются методы диагностики кабельных линий электропередач, которые не требуют вывода в ремонт линии. Также в статье рассматриваются как разрушающие, так и неразрушающие методы диагностики кабельных линий и их особенности.

Ключевые слова: кабельные линии, диагностика, методы, разрушающие, неразрушающие, испытание

**ANALYSIS OF METHODS OF DIAGNOSTICS OF CABLE LINES
ELECTRICITY TRANSMISSIONS OF 6-10 KV**

Kazakul A.A., FGBOU VO «Amur State University», assistant professor, candidate
of technical sciences, 0311343@mail.ru

Terekhov O.A., FGBOU VO «Amur State University», student, perelon98@mail.ru

Abstract: the article deals with methods of diagnostics of cable lines, which do not require a conclusion in repair of the line. The article also discusses both destructive and non-destructive methods of cable lines diagnostics and their features.

Keywords: cable line, diagnosis, methods, destructive, non-destructive, testing.

Значительная часть кабельных линий напряжения 6-10 кВ в России находятся в неудовлетворительном состоянии. Около одной трети кабельных линий 6-10 кВ находятся в удовлетворительном состоянии, а остальные – в неудовлетворительном, причем на отдельных предприятиях доля проблемных КЛ превышает 80% за счет неудовлетворительного технического состояния концевых и соединительных кабельных муфт.

Старение изоляции силовых кабелей в результате длительного воздействия эксплуатационных факторов может привести к пробое кабелей при достижении предельных значений характеристик изоляции, что в свою очередь ведет к снижению надежности всей энергосистемы.

Задачи диагностики

Обозначим классическим подходом к оценке технического состояния КЛ проведение испытаний КЛ повышенным выпрямленным напряжением, современным подходом – диагностику КЛ методами неразрушающего контроля (измерение частичных разрядов и возвратного напряжения КЛ, например, системами OWTS и CDS).

Для раскрытия преимуществ современных методов диагностики КЛ рассмотрим реализацию задач ТД в каждом из обозначенных выше подходов.

При организации ТД выделяют следующие задачи:

- 1) Определение технического состояния на текущий момент времени.

2) Выявление дефектов на ранней стадии развития, соответственно определение степени развития и места локализации дефекта.

3) Прогнозирование технического состояния.

Классический подход позволяет решить в некоторой степени лишь первую задачу: определение технического состояния на текущий момент времени.

Современный подход решает весь круг поставленных задач.

Методы диагностики кабельных линий

Для оценки состояния изоляции силовых кабелей в условиях эксплуатации применяются разрушающие (традиционные) и неразрушающие методы.

Разрушающие методы диагностики состояния кабельных линий – это методы, позволяющие получить информацию о текущем состоянии изоляции кабелей, но в большинстве случаев приводящие к их повреждению, либо сокращению срока службы.

Неразрушающие методы диагностики – это методы, основанные на периодическом измерении наиболее информативных характеристик изоляции, они позволяют не только получать информацию о текущем состоянии изоляции кабелей, не травмируя ее, но и могут быть использованы для прогнозирования остаточного срока службы длительно эксплуатируемых кабелей [1].

В таблице 1 проведем сравнительный анализ разрушающих и неразрушающих методов диагностики состояния КЛ

Таблица 1 – Сравнительный анализ разрушающих и неразрушающих методов диагностики состояния КЛ

№	Название метода диагностики состояния кабельных линий	Плюсы метода	Минусы метода
Разрушающие			
1	Испытание повышенным выпрямленным напряжением	Простота метода, дешевизна	Не гарантирует последующую безаварийную работу КЛ, не редко приводят к сокращению срока службы КЛ
2	Испытание повышенным напряжением промышленной частоты	Если кабельная линия выдерживает такие испытания, то, вероятнее всего, она будет долго и безаварийно работать.	Оборудование, необходимое для проведения диагностики очень громоздкое и дорогое
3	Испытание повышенным напряжением сверхнизкой частоты	Не допускает развитие повреждений в более мелких дефектах	Возникает пробой при наличии сильных дефектов
4	Испытание повышенным импульсным напряжением	Уменьшается «старееющее» действие на изоляцию, четко определяет дефекты в корпусной и витковой изоляции	Трудно установить, был ли пробой изоляции при испытании или нет
Неразрушающие			
1	Тепловизионный контроль	Безопасный, дистанционный. Возможность диагностики в любое удобное время	При скрытой прокладке кабеля в земле или в трубах нет возможности произвести визуальный осмотр, чтобы определить место повреждения

2	Измерение диэлектрических потерь изоляции	Позволяет вынести первую оценку состояния изоляции	Не определяет местоположение дефекта
3	Метод измерения частичных разрядов	Высокая точность, позволяет определить состояние КЛ.	Избыточная сложность и стоимость
4	Рефлектометрия	Обнаруживает и определяет расстояние до места повреждения	Трудность анализа рефлектограмм, отсутствие возможности классифицировать дефекты
5	Метод измерения и анализа возвратного напряжения в изоляции кабелей	Возможность проведения диагностики одновременно на трех фазах КЛ. Упрощенная процедура подключения кабеля к диагностической системе	Позволяет оценить только общее состояние изоляции всей КЛ, а не отдельных ее участков

Определение технического состояния КЛ

При организации оценки технического состояния КЛ классическим методом мы имеем действующие нормативно-технические документы (НТД), четко регламентирующие порядок проведения испытания повышенным выпрямленным напряжением, а также браковочные критерии.

Система проведения испытаний и обработки данных достаточно проста и не требует высокой квалификации персонала. Однако методы оценки технического состояния КЛ, применяемые при классическом подходе, неинформативны и не гарантируют безаварийную работу КЛ на установленный период времени. Недостатком классического подхода является еще и малая эффективность выявления дефектов, обусловленных старением изоляции, дефектов на ранней стадии развития, а также то, что испытания повышенным выпрямленным напряжением приводят к ухудшению состояния КЛ.

Современный подход позволяет получать значительно больший объем информации, позволяющий выявлять дефекты на ранних стадиях развития и соответственно планировать своевременное проведение ремонтов, определять объемы ремонтных работ. Измерения, например, системами OWTS и CDS достаточно просты в реализации, однако обработка и интерпретация данных является сложным многофакторным анализом, требующим высокой квалификации персонала.

Существенным недостатком современного подхода при оценке технического состояния КЛ является отсутствие в РФ отраслевых НТД, регламентирующих диагностику КЛ методами неразрушающего контроля, а также общепризнанных браковочных критериев (контролируемых диагностических параметров). Разработка стандарта по диагностике КЛ и корпоративных образовательных программ по обучению персонала для проведения диагностики КЛ является одним из направлений поиска решения проблем, возникающих при оценке технического состояния КЛ современными методами.

Анализ систем диагностики и мониторинга не требующих вывода КЛ в ремонт

Существует несколько диагностических методов и способов, которые обеспечивают эффективную и безаварийную эксплуатацию высоковольтных кабельных линий:

1) Распределенный температурный мониторинг высоковольтной кабельной линии. Такой мониторинг позволяет контролировать температуру кабельной линии с разрешением до одного метра. Такая подробная информация дает возможность обслуживающему персоналу контролировать условия эксплуатации всей кабельной линии, ее рабочую температуру, а также выявлять дефектные зоны линии с повышенной температурой [4].

2) Контроль наличия дефектов в изоляции концевых и соединительных муфт по частичным разрядам.

Больше половины (по некоторым источникам до 80%) всех случаев возникновения дефектов в высоковольтных кабельных линиях происходит именно в этих элементах кабельных линий. Обычно возникновение этих дефектов обусловлено недостаточно качественной работой персонала при выполнении работ при монтаже муфт. Дефекты монтажа муфт проявляются или сразу же при вводе линии в эксплуатацию, или через некоторый интервал времени работы, и всегда сопровождаются появлением частичных разрядов в изоляции (до 95% случаев дефектов) [2]. Существенно реже дефекты в муфтах сопровождаются повышением температуры муфты (в среднем в 20 – 30% случаев). Поэтому применение методов контроля частичных разрядов для контроля состояния муфт наиболее обоснованно [3].

3) Диагностика наличия дефектов в изоляции самого высоковольтного кабеля.

Дефекты в кабеле встречаются значительно реже, по сравнению с дефектами в муфтах. Появлению дефектов предшествует или повреждение оболочки кабеля, или не герметичность монтажа муфты, приводящие к проникновению влаги в изоляцию кабеля. Именно влага чаще всего является причиной повреждения главной изоляции высоковольтных кабелей, производственные дефекты изоляции кабеля хотя и встречаются на практике, но очень редко.

4) Определение типа и степени развития дефекта в кабельной линии, как в муфтах, так и в самом кабеле.

Большое влияние на стратегию управления эксплуатацией кабельной линии с выявленными дефектами оказывает наличие информации о типе возникшего дефекта и степени его развития. Знание этой информации дает возможность персоналу правильно оценивать время остаточной эксплуатации кабельной линии, заранее планировать время и оптимальный объем необходимых ремонтных воздействий.

5) Максимально точная локализация места возникновения дефекта в кабельной линии.

Эта информация наиболее полезна при проведении ремонтов подземных кабельных линий, где наибольшую трудоемкость может составлять проведение подготовительных работ, связанных с организацией доступа к месту проведения работ по устранению дефекта.

Реализовать эти диагностические возможности систем мониторинга кабельных линий возможно только при единовременном использовании трех методов контроля кабельной линии [5]:

5.1) Метод контроля и мониторинга технического состояния кабельной линии на основе непрерывного измерения продольного профиля температуры кабельной линии с использованием встроенных оптических линий.

5.2) Метод оперативного контроля и мониторинга технического состояния кабельной линии на основе измерения и анализа частичных разрядов в изоляции муфт и кабеля.

5.3) Метод контроля емкостных токов утечки в экранах кабельных линий, позволяющий контролировать наличие повреждений оболочки кабельных линий.

Выводы, которые можно сделать на основании статьи по анализу существующих методов диагностики состояния силовых кабельных линий высокого напряжения следующие: на сегодняшний день нет универсального метода, который бы эффективно позволял выявлять дефекты в кабелях с различными типами изоляции. Поэтому для большинства энергопередающих компаний, которые имеют кабельные линии с различными видами изоляции, следует применять несколько методов диагностики состояния кабельных линий для сравнения полученных данных и более точного определения мест дефектов в кабельных линиях. Модернизация существующих систем контроля за состоянием кабельных линий до автоматических систем, осуществляющих контроль основных параметров состояния изоляции кабельных линий от температуры, сопротивления изоляции, перенапряжений и т. д., позволит в обозримом будущем более эффективно планировать профилактические ремонты кабельных линий и существенно повысить надежность системы электроснабжения потребителей в целом.

Библиографический список

1. Боев, М. А. Эксплуатация силовых кабелей: Учебное пособие .Часть 2. Диагностика силовых кабелей и определение остаточного ресурса в условиях эксплуатации / М. А. Боев и др. — СПб.: ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», 2001. — 76 с .
2. Канискин, В. А. Эксплуатация силовых электрических кабелей. Часть 7. Методы испытаний и диагностики силовых кабелей: Учебное пособие / В. А. Канискин, А. И. Таджибаев. — СПб. — ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», 2001. — 39 с .
3. Привалов, И. Н. Современные методы и технические средства для испытаний и диагностики силовых кабельных линий номинальным напряжением до 35кВ включительно: Учебное пособие/ И.Н. Привалов . — СПб.: ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», 2008. — 82 с .
4. Лебедев, Г. М. Математическое моделирование локальных дефектов изоляции силовых кабелей 6–10кВ / Г. М. Лебедев, Н. А. Бахтин, В. И. Брагинский // ДонТТУ [Электронный ресурс]. — 1998. — с.23–27 — Режим доступа: <http://masters.donntu.org/2009/eltf/khudchenko/library/article2.htm> .
5. Промышленная группа компаний МЕГА. Неразрушающий контроль и диагностика кабелей: Elec.ru [Электронный ресурс]. — 2013. — 10 апр. — Режим доступа: <https://www.elec.ru/articles/nerazrushayushij-kontrol-i-diagnostika-kabelej/> .

Bibliographic list

1. Boev, MA. Operation of power cables: Tutorial. Part 2. Diagnostics of power cables and determination of residual service life under operating conditions / M. A. Boev and others. - SPb .: FGAOU DPO "PEIPK", 2001 - 76 p.
2. Kaniskin, V. A. Operation of electric power cables. Part 7. Test methods and diagnostics of power cables: A manual / V. A. Kaniskin, A. I. Ta-Jibaev. - SPb. - FSAEI DPO "PEIPK", 2001. - 39 p.
3. Privalov, I. N. Modern methods and technical means for testing and diagnostics of power cable lines with a rated voltage up to 35kV inclusive: Tutorial / I.N. Halts - SPb .: FSAEI DPO "PEIPK", 2008. - 82 p.
4. Lebedev, G. M. Mathematical modeling of local insulation defects of 6–10 kV power cables / G. M. Lebedev, N. A. Bakhtin, V. I. Braginsky // DonTTU [Electronic resource]. - 1998. - p.23–27 - Access mode: <http://masters.donntu.org/2009/eltf/khudchenko/library/article2.htm>.
5. Industrial group of companies MEGA. Non-destructive testing and cable diagnostics: Elec.ru [Electronic resource]. - 2013. - 10 Apr - Access mode: <https://www.elec.ru/articles/nerazrushayushij-kontrol-i-diagnostika-kabelej/>.



УДК 621.31

ОЦЕНКА ОКУПАЕМОСТИ ВЕТРЯНОГО ЭЛЕКТРОГЕНЕРАТОРА

Мясоедов Ю.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат технических наук, профессор, myv@amursu.ru

Загоруйко А.С., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, leha19961128@mail.ru

Колтыга Р.П., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, fleshipcity@gmail.com

Аннотация: рассмотрены преимущества и недостатки ветряного электрогенератора, а также его сравнение с альтернативным источником энергии.

Ключевые слова: ветряной электрогенератор, энергия ветра, трансформатор, подстанция.

ASSESSMENT OF PAYBACK OF THE WIND ELECTRIC GENERATOR

Myasoyedov Y.V., FGBOU VO «Amur State University», Candidate of Technical Sciences, professor, myv@amursu.ru

Zagoruyko A.S., FGBOU VO «Amur State University», undergraduate, leha19961128@mail.ru

Koltyga R.P., FGBOU VO «Amur State University», undergraduate, fleshipcity@gmail.com

Abstract: advantages and shortcomings of the wind electric generator and also its comparison with an alternative energy source are considered.

Keywords: wind electric generator, wind power, transformer, substation.

В связи с медленным, но верным исчерпанием ресурсов основных энергоносителей во многих странах мира ведутся исследования альтернативных источников энергоносителей. В ряде стран в этом направлении достигнуты определенные успехи, такие как разработка и ввод в эксплуатацию солнечных, гидротермальных и ветровых электростанций.

Энергия ветра имеет перевес над другими технологиями производства «зеленой» энергии, поскольку она дешевле. Например, в Польше на 2011-2012 год построены ветровые электростанции мощностью 800-900 МВт. В настоящее время в Польше действуют 453 фермы ветряков общей мощностью 1352 мегаватта – таковы данные Управления регулирования энергетики. (2). Не стоит забывать Данию, первопроходца в данной области, и на сегодняшний день – лидера. Она активно приближается к своей цели. К 2020 году, энергию будут получать от ветряных электростанций (около 50% от необходимой стране). По данным национального оператора электрических и газовых сетей, в минувшем году 39% всей энергии, потребленной в стране, было получено от ветровых турбин, в том числе от 111 новых силовых установок, построенных у побережья острова Анхольт. А к 2030 году Дания хочет полностью перейти на возобновляемые источники энергии.

В свою очередь, можно отметить как ряд достоинств, так и ряд недостатков данного вида энергии. Ее основными преимуществами являются:

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

1. Отсутствие загрязнения окружающей среды - производство энергии из ветра не приводит к выбросам вредных веществ в атмосферу или образованию отходов.

2. Использование возобновляемого, неисчерпаемого источника энергии, экономия на топливе, на процессе его добычи и транспортировки.

3. Территория в непосредственной близости может быть полностью использована для сельскохозяйственных целей.

4. Стабильные расходы на единицу полученной энергии, а также рост экономической конкурентоспособности по сравнению с традиционными источниками энергии.

5. Минимальные потери при передаче энергии – ветряная электростанция может быть построена как непосредственно у потребителя, так и в местах удаленных, которые в случае с традиционной энергетикой требуют специальных подключений к сети.

6. Простое обслуживание, быстрая установка, низкие затраты на техническое обслуживание и эксплуатацию.

Противники ветряной энергетики находят в ней также и недостатки. Большинство потенциальных преград для использования этого вида энергии чрезмерно пропагандируются как недостатки, которые делают невозможным ее развитие. По сравнению с вредом, причиняемым традиционными источниками энергии, они незначительны:

1. Высокие инвестиционные затраты - они имеют тенденцию к снижению в связи с новыми разработками и технологиями. Также стоимость энергии из ветра постоянно снижается.

2. Изменчивость мощности во времени - производство электроэнергии зависит, к сожалению, от силы ветра, на которую человек не может повлиять.

3. Шум – исследования шума, выполненные с использованием новейшего диагностического оборудования, не подтверждают негативного влияния ветряных турбин. Даже на расстоянии 30-40 м от работающей станции, шум достигает уровня шума фона, то есть уровня среды обитания.

4. Угроза для птиц - в соответствии с последними исследованиями, вероятность столкновения лопастей ветряка с птицами не больше, чем в случае столкновения птицы с высоковольтными линиями традиционной энергетики.

5. Вполне возможно искажение приема телесигнала.

6. Изменения в ландшафте.

Для примера мы сравним окупаемость ветрогенератора и традиционного источника энергии (двух трансформаторной подстанции) в длительной перспективе. Потребитель находится в городе Владивосток, где скорость ветра в среднем составляет 5,5 м/с. Для нормальной работы ветрогенератора требуется минимальная средняя скорость, равная 4,1 м/с.

Мощность данного потребителя $S_p = 400$ кВА, $P_p = 300$ кВт.(3) Для того что бы его запитать, нам потребуется 6 ветрогенераторов каждый мощностью 50 кВт и стоимостью 3102000 руб.. Итого все расходы на установку будут равны 18642000 руб., а срок службы их будет равным 15-ти годам.

Для традиционного источника энергии, то есть двухтрансформаторной подстанции ТМ-250/100, их стоимость составляет 150000 руб., тариф на электрическую энергию - 4 руб/кВт·ч (стоимость для предпринимателей).

Затраты на электроэнергию за 15 лет :

$$C_{эл.эн} = P_p \cdot n \cdot 15 \cdot 6 \cdot 365 = 300 \cdot 9 \cdot 15 \cdot 4 \cdot 365 = 59130000 \text{ руб}$$

$$C_{общ} = C_{тр} + C_{эл.эн} = 150000 \cdot 2 + 59130000 = 59430000 \text{ руб}$$

где P_p - расчетная мощность,

n - количество рабочих часов в день,

C – стоимость.

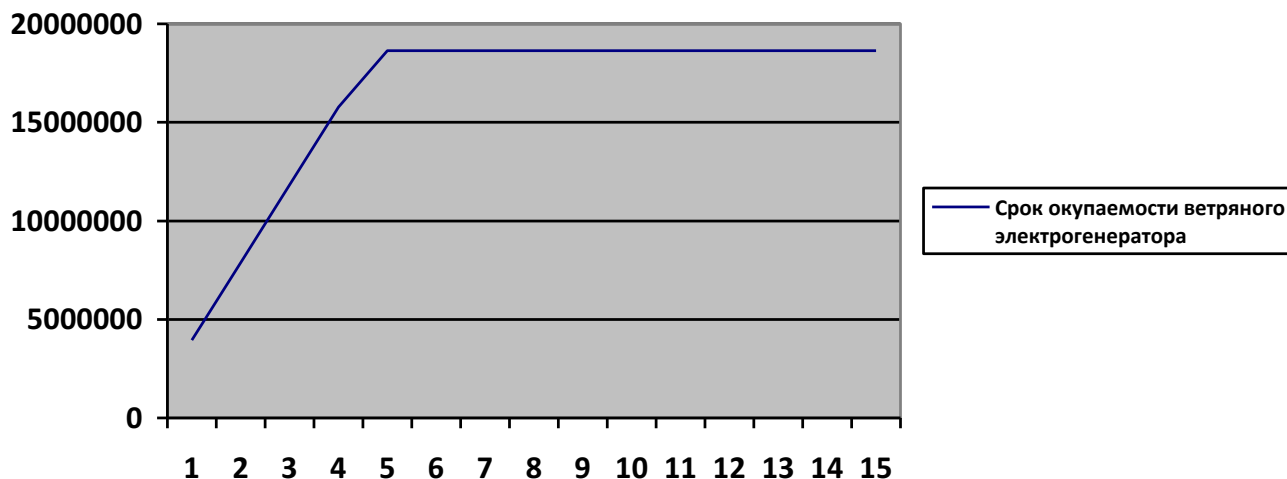


Рис. 1. График зависимости цены на ветрогенератор и его срока эксплуатации

Из графика видно, что ветряная электростанция окупается почти за пять лет, и продолжает уходить в плюс.

Так почему же, если использование ветряков настолько эффективно, в России еще до сих пор не начали активно переходить на альтернативные источники энергии? Основная проблема кроется в том, что у нас в стране нет нормальной законодательной базы для реализации данных проектов, ведь как видно из графика, на начальных этапах затраты на оборудование при строительстве ветряных электростанций очень велико. В данном случае стоит оглянуться на опыт зарубежных стран, так например в Польше каждый потребитель обязан покупать 5% «зеленой» электроэнергии, что позволяет государству направить денежные средства в нужное русло.

Библиографический список

1. Голицын, М.В. Альтернативные энергоносители / М.В. Голицын, А.М. Голицын, Н.В. Пронина . – М.: Гл. ред. физ.-мат. наук изд-ва «Наука», 2004. – 159 с.
2. Польский журнал «Rzeczpospolita» , 2013. – 159 с.
3. Федоров, А. А. Каменева В. В. Основы электроснабжения в промышленности / А.А. Федоров, В.В. Каменева. – 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергия, 1979. - 408 с.

Bibliographic list

1. Golitsyn, MV, Golitsyn, AM, Pronin, N.V. Alternative energy. - М.: Ch. Editor Fiz.-Mat. Scientific publishing house "Science", 2004. – 159 p.
2. Polish magazine –Rzeczpospolita”, 2013. - 159 p.
3. A.A. Fedorov, V.V. Kamenev. Fundamentals of Power Supply in Industry - 3rd ed., Izm. and add. Moscow: Energy, 1979. - 408 p.



УДК 621.311

**ОРГАНИЗАЦИЯ ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА НА ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ
ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ**

Савина Н.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
доктор технических наук, профессор, e-mail: nataly-savina@mail.ru
Ротачева А.Г., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
доцент, e-mail: rotachevaalla@mail.ru

Аннотация: статья посвящена обучению персонала на имитационной модели цифровой подстанции, оценке эффективности процесса обучения.

Ключевые слова: персонал; обучение; подготовка, переподготовка, повышение квалификации; имитационная модель цифровой подстанции; стандарт МЭК 61850.

**IMPROVING THE SAFETY OF USING MOBILE BUILDINGS
AND CONSTRUCTIONS**

Savina N.V., FSBEI HE "Amur State University", Doctor of technical sciences, Professor,
e-mail: nataly-savina@mail.ru
Rotacheva A.G., FSBEI HE "Amur State University", Associate professor
of the Department of Power Engineering, e-mail: rotachevaalla@mail.ru

Abstract: The article is devoted to training personnel on a simulation model of a digital substation, evaluating the effectiveness of the learning process, and studying an alternative model of expensive equipment.

Keywords: personnel; training; training, retraining, advanced training; evaluation of the effectiveness of training; the educational center; MEC 61850 standard.

В современных условиях развития электроэнергетики России задача создания цифровой подстанции (ЦПС) является первоочередной в общей концепции развития информационно-технологических (ИТС) и управляющих систем современных подстанций Единой национальной электрической сети (ЕНЭС). В настоящее время методология проектирования ЦПС в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Центра представляет собой перспективную модель объекта энергосистемы, создаваемую на основе рационального использования новых возможностей современных информационных технологий в соответствии с общими тенденциями развития мировой электроэнергетики.

Цифровая подстанция затронула, в основном, системы релейной защиты, управления и автоматики. Новые решения обязаны соответствовать основным требованиям, предъявляемым к этим системам. Стандарт МЭК 61850 довольно подробно определяет вектор развития цифровых технологий в электроэнергетике, ставя во главу угла непоколебимость этих принципов. На сегодняшний день разработана модель организации системы автоматизации подстанций, сформирован набор данных, участвующих в передаче по логической вычислительной сети, сформулированы требования к протоколам передачи данных.[3].

Цифровая подстанция – это важная и неотъемлемая деталь более сложных структур, таких как умные электрические сети (smart grid) и системы. В конечном итоге внедрение ин-

формационных технологий в системы управления открывает новые возможности, как отдельных устройств, так и всей системы в целом.

Поэтому в настоящее время встает вопрос обучения персонала на современных цифровых подстанциях.

Подготовка персональных работников предполагает хорошо организованный процесс обучения персонала, передачи ему соответствующей базы информации и практических умений для последующей реализации в энергетике. В процессе повышения квалификации значимую роль играет цель развития компетенций работников в условиях растущих требований к профессиональным критериям. На этапе переподготовки персонала сотрудники получают новые знания, навыки и умения в связи с получением дополнительной профессии.

Обучение персональных работников возможно на лабораторной базе имитационной модели цифровой подстанции энергетического факультета Амурского государственного университета поставленной электротехническим заводом «Вектор» и дополненной оптическим измерительным трансформатором, вакуумным реклоузером, системой мониторинга переходных режимов (WAMS)».

На имитационной модели цифровой подстанции реализуются следующие виды работ по практической подготовке обучающихся и персонала.

1. Организация интеллектуального учета электрической энергии

Практическая работа включает в себя интеллектуальный учёт, которая базируется на оптических измерительных трансформаторах и микропроцессорных счетчиках активной энергии ЭНИП-2-45/380-220-А1Е4-13, установленных в цифровых ячейках КРУ. Приведенные лабораторные работы направлены на создание и развитие у обучающихся представлений об интеллектуальном учете электроэнергии.

Используя оптические измерительные трансформаторы, цифровые ячейки и разные виды электрических нагрузок, объединенные в единую электрическую сеть, можно исследовать точность учета электроэнергии в различных режимах и возможности дистанционной передачи данных от счетчиков электроэнергии к автоматизированному рабочему месту диспетчера.

2. Организация автоматической реконфигурации электрической сети с помощью вакуумного реклоузера

Работа включает в себя создание имитационной модели электрической сети на основе соответствующего программного обеспечения. На данной модели имитируется короткое замыкание и путем автоматического переключения лабораторных моделей вакуумных реклоузеров выбирается оптимальный вариант конфигурации электрической сети для обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

3. Исследование характеристики цифровых трансформаторов тока

Исследование характеристики цифровых трансформаторов тока состоит из нескольких работ: первая включает в себя программное обеспечение (ПО) LadView, оборудование цифровой лаборатории кафедры энергетике. В процессе работы исследуется и проверяется точность оцифровки аналогового сигнала устройством сопряжения с шиной процесса, сравнивается полученный результат действующего значения тока со значением, полученным в процессе измерения данного сигнала прецизионным вольтметром (ПВМ) Agilent Agilent 3458A. Вторая работа включает в себя использование программного обеспечения Volcano, программного обеспечения Discovet и программного обеспечения Wireshark и позволяет настроить поток SV: 80 выборок/период, проанализировать Ethernet-трафик и исследовать измерения тока и напряжения.

Приведённые работы направлены на создание и развитие у обучающихся представления об использовании цифровых коммутационных протоколов для передачи данных от измерительных преобразователей тока и напряжения на электрических станциях и подстанциях.

4. Исследование и проверка поддерживаемых сервисов передачи данных устройствами релейной защиты, в соответствии с положениями стандарта МЭК 61850

Работа направлена на создание и развитие у обучающихся представлений о стандарте передачи данных в электроэнергетике МЭК 61850. Данный стандарт активно внедряется на вновь строящихся электроэнергетических объектах в России для передачи информации в системах релейной защиты и автоматики.

Также работа включает в себя использование программного обеспечения (ПО) iTest и оборудование цифровой лаборатории кафедры энергетики. В процессе ее выполнения исследуются и проверяются поддерживаемые сервисы передачи данных устройствами релейной защиты, в соответствии с положениями стандарта МЭК 61850.

5. Изучение основ использования оптических измерительных трансформаторов в системах РЗА и АИИС КУЭ

Изучение оптического измерительного трансформатора включает цикл работ.

В процессе выполнения работ нужно сконфигурировать трансформатор тока оптический электронный (ТТЭО) на передачу измерительных значений по протоколу IEC 61850-9-2 LE. Изменяя значение протекающего тока по первичной цепи выполнить замер тока, получаемого в цифровом виде.

Второй цикл работ посвящен цифровым измерениям параметров режима. Он основан на программном обеспечении Volcano, программном обеспечении Analyzer9-2LE и программном обеспечении Wireshark и позволяет настроить поток SV:80 выборки/период и 256 выборки/период, проанализировать Ethernet-трафик и исследовать измерения тока и напряжения.

Приведенные работы направлены на создание и развитие у обучающихся представлений об использовании оптических измерительных трансформаторов на базе эффекта Фарадея для целей организации систем релейной защиты, автоматики (РЗА) и коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

6. Автоматизированное рабочее место диспетчера цифровой подстанции

С помощью автоматизированного рабочего места диспетчера цифровой подстанции выполняется несколько работ.

Первая работа включает в себя изучение процесса разработки мнемосхем. Здесь при подготовке к проведению работы обучающимся предлагаются разработать логические блок-схемы для формирования разрешающего (запрещающего) сигнала на управление коммутационными аппаратами в ячейке КРУ: силового выключателя, выкатного элемента, кабельного заземлителя.

Вторая работа включает в себя исследование интеграции дополнительного оборудования систем автоматизации. Целью этой работы является получение обучающимися навыков по интеграции оборудования в систему АСУ ТП и связь данных считаемых и записываемых в устройство с данными на мнемосхеме.

Третья работа включает в себя изучение построения SCADA систем на базе цифрового КРУ и телеуправление оборудованием. В процессе выполнения работы на имитируемой модели цифровой подстанции изучаются принципы управления коммутационным оборудованием и реализация простейшего функционала телеуправления коммутационным аппаратом.

Приведенные работы направлены на создание и развитие у обучающихся представления о принципах построения систем АСУ ТП энергообъектов и, в частности, систем сбора и отображения информации и диспетчерского управления.

7. Определение собственного времени отключения и включения вакуумного выключателя.

Перед началом выполнения работы производится ознакомление обучающихся с устройством и работой выкатного элемента вакуумного выключателя серии ВВ/TEL, который установлен в шкафах КРУ D-12PL электромеханического завода «Вектор».

Работа направлена на определение собственного времени отключения и включения вакуумного выключателя с помощью RETOM-21.

Занятия для персональных работников могут проводиться как активной так и в интерактивной форме обучения. Лекции и практические занятия могут проводиться как в очной, очно-дистанционной форме обучения. Интерактивные занятия составляют одну треть лекционных и практических занятий. Возможно проведение занятий в дистанционной и в электронной форме.

Таким образом, организация профессиональной подготовки и переподготовки персонала на имитационной модели цифровой подстанции дает адаптационный эффект за счет передачи специфичных и значимых знаний и навыков от опытных преподавателей, является эффективным инструментом в системе подготовки, развития корпоративной культуры, укрепления командного духа. Ее следствием будет являться формирование в энергокомпании высокопрофессиональной команды работников, нацеленной на достижение высоких показателей в эксплуатации энергосистемы. Эффективность системы обучения персонала достигается путем тесной взаимосвязи с особо важными направлениями работы по управлению персоналом.

Библиографический список

1. Антошин, А.О. Протокол 61850-9-2 [Статья] – Цифровая подстанция / А.О. Антошин. – М.: [б.н.], 2013.
2. Антошин А.О. Стандарт МЭК 61850, Структура документа / А.О. Антошин, А.В. Головин // Новости электроники. - 2012.
3. Плескацевич, А.В. Возможна ли цифровая подстанция? – стандарт МЭК 61850 вселяет надежду / А.В. Плескацевич // Новости электроники. - 2018. - №12.
4. Епифанов, А.М. В цифровых подстанциях мы видим огромный потенциал / А.М. Епифанов // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2016. - № 1 (34). - С. 6-9

Bibliographic list

1. Antoshin, A. O. Protocol 61850-9-2 [Article]-Digital substation / A. O. Antoshin. - M.: [b.N.], 2013.
2. Antoshin A. O. IEC 61850 Standard, document Structure / A. O. Antoshin, A.V. Golovin // electronics news. - 2012.
3. Pleskatsevich, A.V. is a digital substation Possible? - IEC 61850 standard gives hope / A.V. Pleskatsevich // electronics news. - 2018. - №12.
4. Epifanov, A. M. In digital substations, we see huge potential / A. M. Epifanov // Electricity. Transmission and distribution. - 2016. - № 1 (34). - P. 6-9



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.311

УПРАВЛЯЕМЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Козлов А.Н., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат технических наук, доцент, kozlov1951@yandex.ru
Баженов К.О., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, 19simbioz96@mail.ru.

Аннотация: увеличение пропускной способности электрической сети за счет применения компактных ВЛ в сочетании с устройствами FACTS оказывается одним из наиболее экономичных средств развития электрических сетей, поскольку позволяет снизить затраты на передачу мощности и энергии за счет уменьшения удельных затрат на строительство ВЛ и более эффективного использования устройств регулирования. При этом надо учитывать дополнительный эффект за счет повышения эффективности использования проводников материала линии и сокращения площади земельных площадей, отводимых под ВЛ.

Ключевые слова: устройства; технология; надёжность; эффективность, мощность, система.

CONTROLLED TRANSMISSION LINE AC

Kozlov A.N., FGBOU VO «Amur State University», Candidate of Technical Sciences,
Professor, kozlov1951@yandex.ru
Bazhenov K.O., FGBOU VO «Amur State University», undergraduate, 19simbioz96@mail.ru

Abstract: Increasing the capacity of the electrical network through the use of compact overhead lines in combination with FACTS devices is one of the most cost-effective means of developing electrical networks, as it reduces the cost of transmitting power and energy by reducing the unit costs of overhead lines and more efficiently using control devices. In this case, it is necessary to take into account the additional effect by increasing the efficiency of using the conductors of the line material and reducing the area of land areas allocated for overhead lines.

Keywords: devices; technology; reliability; efficiency, power, system.

В настоящее время в ЭЭС все более широкое применение находят новые конструкции высоковольтных воздушных линий электропередачи (ВЛ), отличные от традиционных. Одним из наиболее эффективных средств развития электрических сетей является применение компактных ВЛ в сочетании с устройствами FACTS, в том числе с устройствами фазового регулирования (компактные управляемые ВЛ). Компактные управляемые высоковольтные линии электропередачи переменного тока (ВЛ) являются электропередачами нового поколения, воплотившими в себя современные технические решения по конструкции, включая опоры и изоляцию, схемам соединений, системам управления.

FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) – комплекс технических и информационных средств автоматического управления параметрами линий электропередачи.

Назначение устройств FACTS:

- Повышение пропускной способности линии электропередачи;
- Обеспечение устойчивой работы энергосистемы при различных возмущениях;
- Обеспечение заданного распределения мощности в электрических сетях в соответствии с требованиями диспетчера;
- Повышение надежности энергосбережения потребителей;
- Снижение потерь в электрических сетях;
- Решение задачи по превращению электрической сети из «пассивного» устройства транспорта электроэнергии в «активный» элемент управления режимами работы.

В основе уже упоминавшейся технологии FACTS (см. введение) – автономный инвертор напряжения на запираемых тиристорах, шунтированных встречно включенными диодами. Диоды и тиристоры должны иметь одинаковые номинальные токи и напряжения. Принципиальная схема устройства приведена на рис. 1, где $T_1 - T_6$ – запираемые тиристоры; $D_1 - D_6$ – диоды. Нумерация тиристоров и диодов соответствует порядку их включения. На полюсах D и K моста инвертора включен конденсатор постоянного напряжения C , который можно считать идеальным источником постоянного напряжения или накопительным элементом. Мост подключен к линии через понижающий трансформатор. Эта схема носит название «статический конденсатор» (СТАТКОН) [4] или «преобразователь напряжения» (ПН) [1].

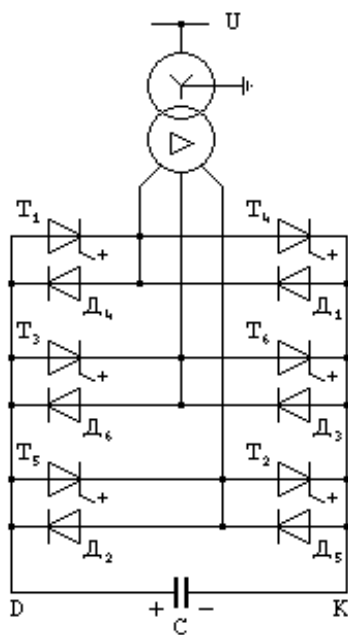


Рис. 1. Принципиальная схема шестифазного СТАТКОН

Существуют следующие основные группы таких устройств:

1. Устройства поперечной компенсации, позволяющие изменять (компенсировать) реактивную мощность и напряжение, подключаются к сети параллельно.
2. Устройства продольной компенсации, позволяющие изменять параметры сети, подключаются к сети последовательно.
3. Комбинированные устройства, объединяющие возможности вышеперечисленных устройств.
4. Устройства, аккумулирующие электроэнергию.
5. Устройства, позволяющие ограничивать токи короткого замыкания.
6. Преобразователи частоты и тока (инверторы и выпрямители), вставки несинхронной связи.
7. Кабельные линии электропередачи на базе высокотемпературных сверхпроводни-

ков постоянного и переменного тока. Первые три устройства являются управляемыми (гибкими) системами передачи переменного тока, то есть устройствами FACTS.

В устройствах групп 4, 5, 6 FACTS включаются в виде отдельных элементов. Смысл применения устройств FACTS заключается в том, что они трансформируют электрическую сеть из неактивного устройства транспорта электроэнергии в активное устройство, которое участвует в управлении режимами работы ЭЭС. Это позволяет в темпе процесса технологического управления изменять пропускную способность ВЛ, наиболее оптимально перераспределяя между параллельными ВЛ потоки активной мощности. В послеаварийных режимах это позволяет распределять мощность по неповреждённым после аварии ВЛ, не нарушая устойчивость и обеспечивать, тем самым, повышение надежности электроснабжения потребителей. [2] Классификация устройств FACTS приведена на рисунке 2.

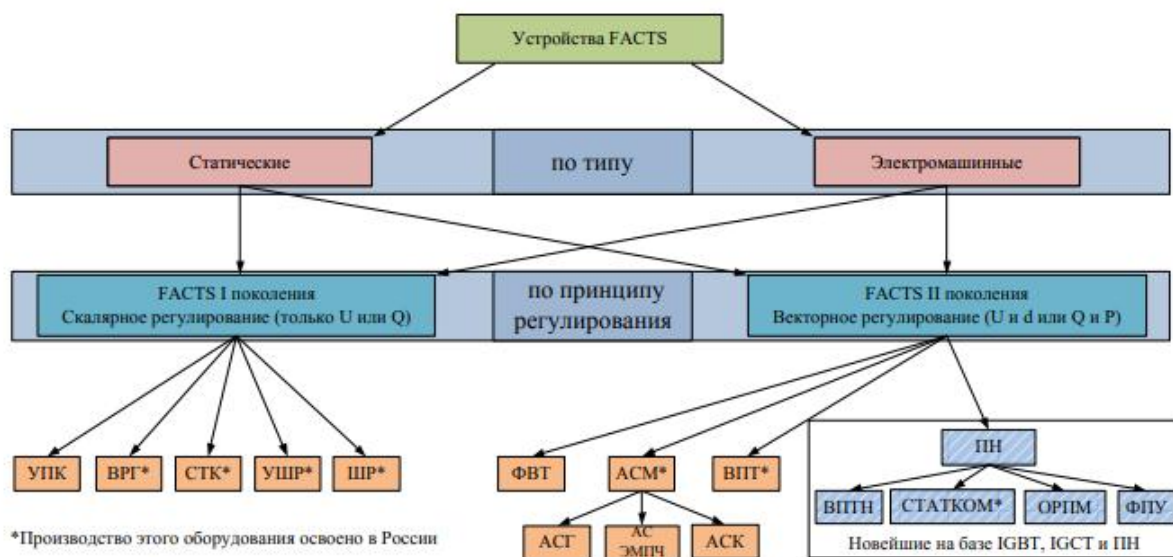


Рис. 2. Основные устройства управляемых систем передачи переменного тока в электрических сетях

Вывод

Рост масштабов энергосистем, появление всё большего количества источников распределённой генерации, интегрированных в узлы распределительной электрической сети, реструктуризация и либерализация электроэнергетики с возникновением многих субъектов с несовпадающими интересами привели к существенным изменениям в структуре энергосистем и режимах их работы. Это привело к усложнению режимов работы ЭЭС, повысило вероятность сложно прогнозируемых аварий и увеличило риск возникновения каскадных аварий. Соответственно, реакции систем управления должны быть оперативными и адекватными. А значит необходимо совершенствовать и развивать принципы и системы управления режимами работы ЭЭС. Для этого на сегодняшний день уже создано большинство технических средств ИЭС. Часть таких инновационных устройств и технологий разработаны и произведены в нашей стране. Это принципиально новые устройства на базе силовой электроники: асинхронизированные турбогенераторы и компенсаторы реактивной мощности, кабельные линии на основе высокотемпературной сверхпроводимости, устройства ограничения токов к.з. коммутационного типа, не имеющие мировых аналогов.

Современные средства измерения параметров режима энергосистем (PMU, цифровые измерительные устройства) и управления ими (FACTS, накопители энергии и др.) кардинально увеличивают наблюдаемость и управляемость энергосистем.

Библиографический список

1. Ерохин, П.М. Моделирование устройств FACTS в задачах расчета и оптимизации режимов энергосистем / П.М. Ерохин и др. - 2012. - №66(1). - С. 22-28.
2. Воропай, Н.И. Интеллектуальные электроэнергетические системы: концепция, состояние, перспективы / Н.И. Воропай // Автоматизация и ИТ в энергетике. - 2011. - №3(20). - С. 11-16.
3. http://www.ntc-power.ru/innovative_projects/compact_power_line/
4. http://www.ntcpower.ru/innovative_projects/devices_and_technology_management_lines_of_alternating_current_facts/
5. Гвоздев, Д.Б. Новые технологии в электроэнергетике / Д.Б. Гвоздев и др. // Разработка, изготовление и внедрение оборудования - 2010. - № 4. – С. 25-27.

Bibliographic list

1. Erokhin, P. M. modeling of FACTS devices in problems of calculation and optimization of power systems modes / p. M. Erokhin et al. - 2012. - №66 (1). - P. 22-28.
2. Voropai, N. And. The smart power system: concept, status, prospects / N. And. Voropai // automation and IT in energy. - 2011. - №3 (20). - P. 11-16.
3. http://www.ntc-power.ru/innovative_projects/compact_power_line/
4. http://www.ntcpower.ru/innovative_projects/devices_and_technology_management_lines_of_alternating_current_facts/
5. Gvozdev, D. B. New technologies in power industry / D. B. Gvozdev et al. // Development, manufacture and implementation of equipment-2010. - № 4. – Pp. 25-27.

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА



ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.926.3

ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЕ В ШАРОБАРАБАННЫХ МЕЛЬНИЦАХ Ш-25А ТЭЦ-2 АО «АРСЕЛОРМИТТАЛТЕМИРТАУ»

Абильдинова С.К., Алматинский университет энергетики и связи, Алматы, Казахстан,
доцент, доктор PhD, sauie18kz@mail.ru

Камарова С.Н., Алматинский университет энергетики и связи, Алматы, Казахстан,
магистр Теплоэнергетики, cfekt.rfvfjhjdf@mail.ru

Аннотация: анализ технического состояния существующего оборудования ТЭЦ-2 АО «АрселорМитталТемиртау (АМТ)» показывает неудовлетворительную работу углеразмольного оборудования и необходимость усовершенствования процесса измельчения топлива в условиях ввода в действие нового котлоагрегата на станции. Оптимизация затрат электроэнергии на пылеприготовление в шаробарабанных мельницах Ш-25А при измельчении топлива установит определяющие величины, которые могут достаточно точно характеризовать затрату энергии на размол.

Ключевые слова: топливо, затраты электроэнергии, схема приготовления, шаровая барабанная мельница, удельный расхода энергии, тонкость помола, производительность мельницы.

OPTIMIZATION OF ELECTRICITY COSTS POWER OF SCHEMES OF PREPARATION OF COAL DUST OF B-25A BALL DRUM MILL OF CHPP-2 JS OF «ARSELORMITTALTEMIRTAU»

Abildinova S.K., Almaty University of Power Engineering and Telecommunications,
Almaty, Kazakhstan, associate professor, doctor PhD, sauie18kz@mail.ru

Kamarova S.N., Almaty University of Power Engineering and Telecommunications, Almaty,
Kazakhstan, master Heat-power engineering, cfekt.rfvfjhjdf@mail.ru

Abstract: analysis of the technical condition of the operating equipment of CHPP-2 of OJSC ArcelorMittalTemirtau (AMT) shows unsatisfactory performance of coal equipment and the need to improve the process of grinding fuel in terms of commissioning a new boiler at the Station. Optimization of the cost of electricity for the preparation of dust in a ball drum mill B -25A when grinding fuel sets the specified values, which can fairly accurately characterize the energy costs of grinding.

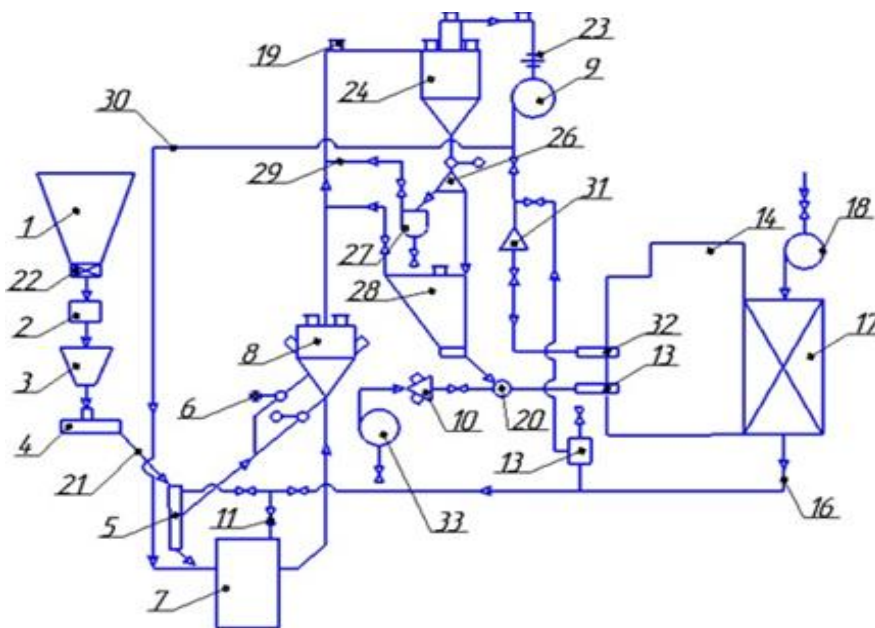
Keywords: fuel, electricity costs, cooking scheme, ball drum mill, specific energy consumption, grinding fineness, mill performance.

В структуре затрат на собственные нужды тепловых электрических станции расход энергии на подготовку твердого топлива составляет значительную часть. Углеразмольные мельницы являются крупными потребителями электроэнергии на ТЭС, так как процессы измельчения топлива сопровождаются большим расходом электроэнергии. Расход электроэнергии на пылеприготовление на ТЭС составляет около четверти от общего расхода

электроэнергии на собственные нужды и уменьшают общую выработку электроэнергии. Эти данные свидетельствуют о том, что твердое топливо требует наиболее сложной и дорогостоящей подготовки к сжиганию. Поэтому методы совершенствования оборудования и технологии подготовки угля к сжиганию являются в настоящее время весьма актуальными [1].

Станция ТЭЦ-2 АО «АрселорМитталТемиртау» является основным поставщиком тепловой и электрической энергии для города Темиртау Карагандинской области. В настоящее время на ТЭЦ-2 эксплуатируется индивидуальная замкнутая схема приготовления пыли с промежуточным бункером и с шаробарабанной мельницей (ШБМ). Система топливоподачи котла ТП-81 (Е-420-140) включает две пылеприготовительные установки с промежуточным бункером. В установку входят две шаробарабанные мельницы Ш-25А с общей производительностью 34,3 т/ч при размоле пром.продукта Карагандинского угля. Вес загруженных шаров 54 т; электродвигатель мощностью 800 кВт. Мельничный вентилятор типа ВМ 18АУ (для КА №2,3,4,5,6), ВМ 100/1200А (для КА №1), сепаратор пыли типа 3.159-СПС, пылевой циклон ЦБ-15. В горелочные устройства парового котла угольная пыль подается с помощью двенадцати пылепитателей ППА-5 или УЛПП-2-64 производительностью: min 1,4 т/ч, номинальной – 5 т/ч, max – 7 т/ч [2].

Уголь из бункеров поступает на питатель сырого угля (ПСУ) (4). ПСУ подает уголь в горловины мельницы, куда подведен от воздухоподогревателя горячий и слабо-подогретый воздух, предназначенные для подсушки угля и транспортирование его по всей пылесистеме, до бункера пыли и горелок. Мельничный вентилятор (9) служит для транспорта пылевоздушной смеси в горелки котлов (рис. 1) [3].



1- бункер сырого угля; 2 –автовесы; 3 – весовой бункер; 4 – питатель угля; 5 – устройство для исходящей сушки; 6 – мигалка; 7 – мельница; 8 – сепаратор; 9 – мельничный вентилятор; 10- короб первичного воздуха; 11 – клапан присадки холодного воздуха; 12 – горелка; 13 – короб вторичного воздуха; 14 – парогенератор; 15 – воздухопровод горячего воздуха; 16 – воздухоподогреватель; 17 – дутьевой вентилятор; 19 – взрывной клапан; 20 - смесительная камера; 21 – течка сырого угля; 22 – отсекающий шибер; 23 – расходомер; 24 – циклон; 25 – атмосферный клапан; 26 – перекидной шибер; 27 – шнек; 28 – бункер пыли; 29 – трубопровод влагоотсоса; 30 – трубопровод рециркуляции; 31 –короб сбросного воздуха; 32 – сбросная горелка.

Рис. 1. Индивидуальная схема пылеприготовления с ШБМ, промышленным бункером и реверсивным шнеком

Основным топливом для энергетических котлов ТП-81 на ТЭЦ-2 АО «АМТ» служат Карагандинский уголь марки «К» и его промпродукт. Растопочным топливом является мазут марки М-100. В таблице 1 приведены значимые теплотехнические характеристики топлив для сжигания в котлах ТП-81[4].

Таблица 1 - Теплотехническая характеристика сжигаемого топлива

Марка угля	Теплота сгорания Q_n^p , Гкал/кг	Рабочая влажность W^p , %	Рабочая зольность, A^p , %	Выход летучих V^c , %	Коэф. размол. способ. $K_{ло}$
Карагандинский уголь (К, промпродукт)	4830	11	27,6	28	1,4

В настоящее время техническое состояние оборудования ТЭЦ-2 АО «АМТ» удовлетворительное, а показатели экономичности работы ниже установленных параметров. Экономическая реформа и переход к рыночной экономике предъявляют повышенные требования к эффективности работы электростанций.

Одна из наиболее проблем станции высокая степень изношенности основных фондов, составляющая более 60 %, а электросетей порядка 50 %. Уровень морального и физического старения оборудования достиг критического предела. Их эксплуатация часто приводит к многочисленным аварийным ситуациям.

Реализация стратегии технического перевооружения и обновления оборудования станции ТЭЦ-2 требует разработки и конструирования современных и эффективных решений. Станция нуждается в модернизации, началом которой станет строительство седьмого котла ТП-81. Ввод в эксплуатацию 7-го котлоагрегата требует модернизации пылеприготовительной системы котлоагрегатов для подготовки угольной пыли с оптимальными технико-экономическими показателями [4]. Возможными факторами обуславливающими необходимость решения проблемы являются, устойчивая работа и обеспечения оптимального режима работы систем пылеприготовления.

На сегодняшний день основными недостатками на ТЭЦ-2 в системе пылеприготовления являются: значительный удельный расход энергии на пылеприготовление, доходящий до 25-35 кВт·ч на 1 т. пыли; значительный износ металла (шаров) при ее работе (при приготовлении 1 т. пыли истирается около 400 г. металла); ухудшения размольных свойств и недостаточной сушильной производительности мельниц; технологические процессы измельчения ШБМ слабо автоматизированы.

Одним из резервов экономичности работы и устранения недостатков системы подготовки топлива является организация и поддержание оптимальных режимов работы пылеприготовительных систем.

Нами исследованы качественные характеристики угольной пыли, полученной в процессе размола промпродукта Карагандинского угля. Отобранную порцию пыли весом $m = 50$ гр. просеяли через 5 сит в течение 15 мин. на виброгрохоте. Методом ситового анализа было определено качество угольной пыли, характеризующий тонкость помола и соотношение фракции. Полученные значения ситового анализа полностью удовлетворяют требования к качеству готовой пыли для котлов ТП-81. На основе ситового анализа получена интегральная зерновая характеристика угольной пыли (рис. 2). По результатам ситового анализа тонкость пыли $R_{90} = 22,08\%$, коэффициент полидисперсности $n=0,98$ и согласуются с табличными данными по характеристикам пром.продукта для Карагандинского угля [5].

С повышением выхода летучих, способствующих более интенсивному горению топлива, применяют более грубый помол. Тонкость помола для различных углей выбирают на основе технико-экономических соображений. Уменьшение размеров пылинки приводит к росту удельной площади поверхности топлива, что благоприятствует его горению, однако

это связано с увеличением расхода энергии на пылеприготовление. С угрублением помола расход энергии на пылеприготовление уменьшается, однако увеличивается потеря теплоты от механического недожога [6].

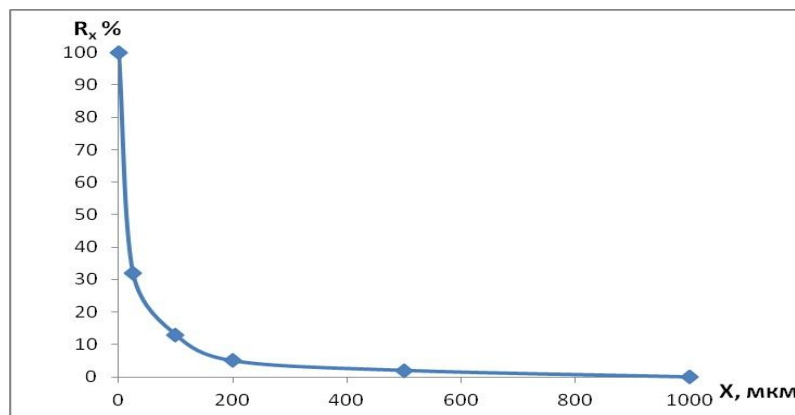


Рис. 2. Зерновая характеристика пыли

Удельный расход электроэнергии на размол топлива ШБМ связан со многими факторами, такими как изменения коэффициента размолоспособности $K_{\text{до}}$ топлива, тонкости помола пыли R_{90} , производительности мельницы, скорости подачи сушильного агента, температуры сушильного агента и диаметра шаров [7].

В настоящее время отсутствуют надежные методы поиска оптимальной загрузки мельницы, при которой достигается максимально возможная ее производительность, так как превышение оптимальной загрузки мельницы вызывает ее аварийное состояние - завал мельницы размалываемым материалом. Контроль параметров процесса измельчения показывает повышенный удельный расход электроэнергии при понижении размольной производительности мельницы. В своих исследованиях мы перед собой ставим задачу оптимизации работы ШБМ ТЭЦ-2 АО «АМТ» г.Темиртау. С этой целью проведены предварительные экспериментальные исследования работы ШБМ и установлены взаимосвязи основных технологических параметров процесса измельчения (тонина помола, коэффициент полидисперсности) с рядом косвенных показателей.

Достижение максимальной производительности мельницы зависит от оптимального значения скорости подачи сушильного агента, соответствующее минимальному удельному расходу электроэнергии.

Увеличение скорости подачи сушильного агента (рис. 3) приводит к возрастанию удельного расхода электроэнергии на пневмотранспорт $\mathcal{E}_{\text{пт}}$. При этом удельный расход электроэнергии на размол \mathcal{E}_p снижается из-за увеличения производительности мельницы. Для оптимизации суммарного расхода электроэнергии \mathcal{E} необходимо поддерживать оптимальную расчетную температуру $t_{\text{рас}}$ сушильного агента при которой будет достигнута максимальная размольная производительность мельницы и дальнейшее увеличение этой температуры будет влиять незначительно на удельные показатели расхода электроэнергии [7].

Характер изменения удельного расхода электроэнергии в зависимости от перечисленных факторов приведен на рис. 3.

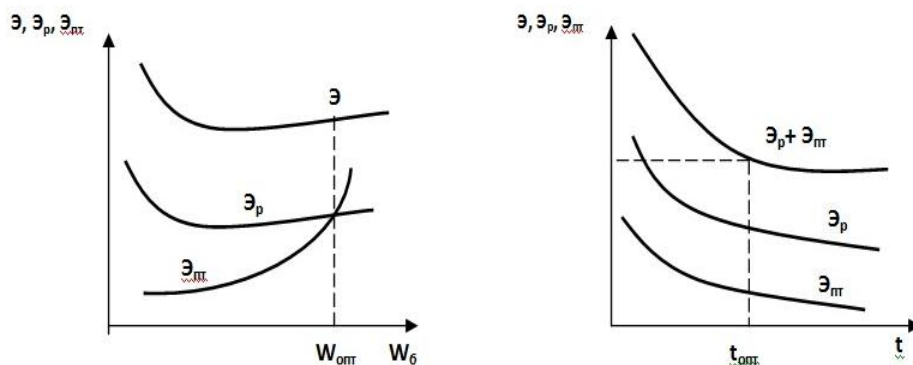


Рис. 3. Характер изменения удельного расхода электроэнергии в шаровой барабанной мельнице в зависимости скорости сушильного агента в барабане мельницы (а), температуры сушильного агента (б)

По результатам проведенных в 2018 году тепловых испытаний работы котлоагрегата ТП-81 ст.№6 ТЭЦ-2 АО «АрселорМитталТемиртау» следует, что производительность мельницы Ш-25А в среднем составляет $V_p=17,15$ т/ч. В процессе тепловых испытаний из 15 серии замеров определены следующие параметры: V_p - производительность мельницы, т/ч; W_p - влажность рабочего топлива, %; $W_{пл}$ - влажность угольной пыли, %; R_{90} - тонкость пыли за сепаратором, %; $t_{гв}$ - температура горячего воздуха перед мельницей, °C; t_2 - температура аэросмеси за мельницей, °C; $V_{гв}$ - объемный расход горячего воздуха, тыс. м³/ч; $K_{прс}$ - присосы, отнесенные к расходу воздуха через мельничный вентилятор, %; $G_{ш}$ - шаровая загрузка мельницы, т; φ_6 - степень заполнения шарами; N_6 - потребляемая мощность мельницы, кВт; $P_{м1}, P_{м2}$ - разрежение перед и за мельницей, кгс/м²; $P_{сe1}, P_{сe2}$ - разрежение перед и за сепаратором, кгс/м²; $N_{мв1}, N_{мв2}$ - мощность, потребляемая электродвигателями мельничных вентиляторов; $N_{м1}, N_{м2}$ - мощность, потребляемая электродвигателями мельниц; $\mathcal{E}_{пт}$ - удельный расход электроэнергии на пылеприготовление; \mathcal{E}_p - удельный расход электроэнергии на размол 1 т.у.

По данным испытаний мельничного оборудования в ТЭЦ-2 АО«АМТ»: средняя температура сушильного агента $t_{с.а}$, подаваемого в мельницу составляет $t_{с.а}=244,5^0C$; среднее значение линейной скорости сушильного агента в контрольном сечении на всах мельниц $w_6 =9,6$ м/с.

Для определения оптимальных значений скорости $w_{опт}$ и температуры сушильного агента $t_{опт}$, представленных на графиках зависимостей изменения удельного расхода электроэнергии (рис. 3) необходимо проводить дальнейшие теоретические исследования по оптимизации параметров работы ШБМ с последующей автоматизацией работы отдельных ее узлов.

По результатам исследования большой расход электрической энергии расходуется на процесс измельчения твердого топлива с помощью шаровых барабанных мельниц. Удельный расход электроэнергии на размол 1 тонны угля при низкой размолоспособности мельницы составляет $\mathcal{E}_p =24,29$ кВт·ч/т. Следовательно, оптимизация рабочих параметров ШБМ с целью снижения этих расходов актуальна для ТЭЦ-2 АО «АМТ».

Оптимизацию затрат электроэнергии на пылеприготовление функционально можно представить в виде следующего выражения [8]:

$$\mathcal{E}(\bar{d}) = \frac{\sigma^2}{2E\rho_{ч} \cdot \eta_p} \varphi(\bar{d}) + \frac{\Delta P_m(\bar{d})}{\mu\eta_{мв}}, \quad (1)$$

где \bar{d} - средний диаметр угольной частицы после размола;

σ - предел прочности на сжатия частицы угля, $\sigma = 2,4 \div 13$ [9];

E - модуль упругости материала;

$\rho_{\text{ч}}$ - плотность угольных частиц, примем $\rho = 500 \div 700 \text{ кг/м}^3$ [3];

η_p - КПД размола частицы ударом;

$\varphi(\bar{d})$ - энергия, приходящая на измельчение ударом;

ΔP_m - полное аэродинамическое сопротивление ШБМ;

μ - массовая расходная концентрация пыли;

$\eta_{\text{мв}}$ - КПД мельничного вентилятора.

Приближенное определение среднего диаметра угольной частицы после размола:

$$d_{\text{ср}} = \frac{\sum (d_{\text{отв}i} \cdot x_i \%) }{100}, \quad (2)$$

где $d_{\text{отв}i}$ - диаметр отверстия сита, мм;

x_i - содержание каждой фракции, % (масс).

Нами определены удельные энергозатраты пылеприготовительной установки, рассчитанные по формуле (1). Результаты расчета общих затрат энергии, включающие затраты на размол и пневмотранспорт пыли занесены в таблицу. 2.

Таблица 2 – Затраты электроэнергии на пылеприготовление в зависимости от среднего диаметра частиц угля

Диаметр отверстия сита $d_{\text{отв}i}$, мкм	Содержание каждой фракции, x_i %	Затраты энергии \mathcal{E}_p , кВтч/т.у
1000	0,4	27,5
500	0,44	28,1
200	2,38	35,5
90	17,96	36,2
71	40,94	28,44

По результатам расчета оптимальные затраты электроэнергии \mathcal{E}_p для обеспечения качественного размола топлива и получения угольной пыли с тониной помола $R_{90}=22,08\%$ должны находиться в пределах от 28,4 до 36,2 кВтч/т.у.

Заключение:

1. Проведены предварительные экспериментальные исследования работы Ш-25А и установлены взаимосвязи основных технологических параметров процесса измельчения (тонина помола, коэффициент полидисперсности, температура сушильного агента, скорость подачи сушильного агента) с основными показателями работы мельницы.

2. Результаты теплового испытания мельницы Ш-25А подтверждают превышение нормативных значений удельного расхода электроэнергии на размол топлива в условиях эксплуатации. В связи с этим необходимы дальнейшие исследования по оптимизации параметров работы ШБМ с последующей автоматизацией работы отдельных ее узлов.

Библиографический список

1. Мингалиева, А.С. Анализ работы системы подготовки топлива пылеугольной ТЭС / А.С. Мингалиева, Ю.Н. Зацаринная, Е.К. Вачагина // Проблемы энергетики, 2005. - №1-2 - С. 22-31.

2. ПТИ 102-47-11. АО «АрселорМиттал Темиртау» ТЭЦ-2. Производственно-технологическая инструкция по эксплуатации системы пылеприготовления с шаровыми мельницами типа ШБМ-320/570. Темиртау, 2011. - С.19.

3. Бирюков, А.Б. Сжигание и термическая переработка органических топлив. Твердое топливо. Учебное пособие / А.Б. Бирюков, И.П. Дробышевская, Ю.Е. Рубан. – Донецк: ГВУЗ «ДонНТУ», 2014. – 232с.
4. Камарова, С.Н. Разработка энергоэффективной схемы пылеприготовительной установки ТЭЦ-2 АО «АМТ» / С.Н. Камарова, С.К. Абильдинова // Международная научно-техническая конференция «Энергоэффективность – Основа развития энергетики Узбекистана» 21-22 декабря 2018 г.
5. Бутько, А.П. Учебно-методический комплекс. Топливо и его использование / А.П. Бутько. – Минск: БГУ, 2019. - 70 с.
6. Левит, Г.Т. Пылеприготовление на тепловых электростанциях / Г.Т. Левит. – М.: Энергоатомиздат, 1990. - 384 с.
7. Назмеев, Ю.Г. Системы топливоподачи и пылеприготовления ТЭС: Справ. Пособие / Ю.Г. Назмеев, Г.Р. Мингалеева. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 479 с.
8. Материалы конференции Том 1. Теплоэнергетика «Энергия-2017». Двенадцатая Международная Научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых учёных г. Иваново, 04-06 апреля 2017.- С.11.
9. Пучков, Л. А. Геотехнологические способы разработки месторождений. Учебник для вузов / Л.А. Пучков, И.И. Шаровар, В.Г. Виткалов. - М.: Издательство «Горная книга», 2006.- 355с.

Bibliographic list

1. Mingalieva, A. S. analysis of the system of preparation of pulverized coal fuel thermal power plant / A. S. Mingaleev, Yu. N. Zatsarinnyi, K. E. Vatagina // Problems of energy, 2005. - №1-2-Р. 22-31.
2. PTI 102-47-11. JSC "ArcelorMittal Temirtau" CHP-2. Industrial-technological manual pulverizing system with ball mills of the type shbm-320/570. Temirtau, 2011. - P. 19.
3. Biryukov, A. B. Combustion and thermal processing of organic fuels. Solid fuel. A training manual / B. A. Biryukov, I. P. Drobyshevskaya, E. Y. Ruban. – Donetsk: dvnz "DonNTU", 2014. - 232С.
4. Kamarova, S. N. Development of energy-efficient pulverized coal preparation scheme of installation of CHP-2 of JSC "AMT" / S. N. Kamarova, S. K. Abildinova // international scientific-technical conference "energy Efficiency – the Basis of development of energy sector of Uzbekistan" on 21 and 22 December 2018.
5. Bucko, A. P. Training metodicheskii complex. Fuel and its use / A. p. Butko. - Minsk: BSU, 2019. - 70 p.
6. Levit, G. T. dust Preparation at thermal power plants / G. T. Levit. - Moscow: Energoatomizdat, 1990. - 384 p.
7. Nazmееv, Yu. G. fuel supply And dust preparation systems of TPP: Reference. A manual / Y. G. Nazmееv, G. R. mingaleeva. - Moscow: Publishing house MEI, 2005. - 479 p.
8. Conference proceedings Volume 1. Heat Power Engineering "Energia-2017". Twelfth international scientific and technical conference of students, postgraduates and young scientists Ivanovo, 04-06 April 2017.- P. 11.
9. Puchkov, L. A. Geotechnological methods of field development. Textbook for universities / L. A. Puchkov, I. Sharovar, V. G. Vitkalov. - Moscow: Publishing house "Mountain book", 2006.- 355с.



ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.371

СХЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК НА КОММУНАЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ

Короли М.А., Ташкентский Государственный Технический Университет,
кандидат технических наук, профессор, mkoroly@list.ru
Анарбаев А.И., Ташкентский Государственный Технический Университет,
кандидат технических наук, доцент, anizan6004@mail.ru

Аннотация: на основе расчета технико-экономических характеристик выполнен анализ схем применения теплового насоса в технологическом цикле теплоисточников в целях повышения эффективности использования топлива.

Ключевые слова: котельная, тепловой насос, обратный трубопровод, коэффициент использования топлива.

SCHEMES OF USING HEAT PUMPS IN COMMUNAL BOILER HOUSES

Koroly M.A., Tashkent State Technical University, PhD, Prof., mkoroly@list.ru
Anarbaev A.I., Tashkent State Technical University, PhD, ass. Prof. anizan6004@mail.ru

Abstract: on the base of technical economical calculations for increasing the efficiency of heat sources the schemes of using heat pumps in technological cycle boiler houses are analyzed.

Keywords: boiler house, heat pump, water pipe, coefficient of using fuel.

На энергетическую эффективность централизованной системы теплоснабжения негативное воздействие оказывают ряд проблем, обусловленных изношенностью тепловых сетей и оборудования и несоответствие традиционно применяемых технологий теплоснабжения современным научно-техническим и экономическим требованиям. Снижению влияния негативных факторов и повышению эффективности использования топлива на теплоисточниках посвящены исследования, проведенные в работах [1,2].

В работе [1] на примере анализа работы теплоэлектроцентрали в течение одного года оценен потенциал сбросной теплоты, пригодной для использования в тепловых насосах. Рассмотрена принципиальная возможность применения тепловых насосов для рекуперации, традиционно теряемой, низкопотенциальной теплоты на котельной с целью повышения использования топлива, разработано несколько решений, позволяющих использовать теплонасосной установки для обеспечения подготовки сетевой воды на ТЭЦ.

Во многих крупных городах работают открытые системы теплоснабжения от ТЭЦ. На рисунке 1 изображена схема теплоэлектроцентрали с установкой теплового насоса для подогрева сетевой воды. На схеме сбросная теплота циркуляционной воды после конденсаторов 14 турбин используется для подогрева сетевой воды в обратной магистрали. От сбросной циркуляционной воды теплота отводится в испарителе теплового насоса 12, а в конденсаторе 8 энергия передается обратной сетевой воде [1].

Данная схема очевидно имеет следующие недостатки:

- так как при открытой схеме горячего водоснабжения (ГВС) потребитель получает воду непосредственно из тепловой сети, то горячая вода после догрева тепловым насосом может иметь температуру 90°C и более, что представляет опасность для жителей;
- невозможность поддержки в соответствии с отопительным графиком изменение температуры теплоносителя, подаваемого в систему отопления в зависимости от температуры наружного воздуха при регулировании в индивидуальных тепловых пунктах (ИТП) или автоматизированных узлах управления (АУУ);
- происходит снижение теплофикационной выработки электроэнергии на теплоисточнике из-за повышения температуры обратной сетевой воды.

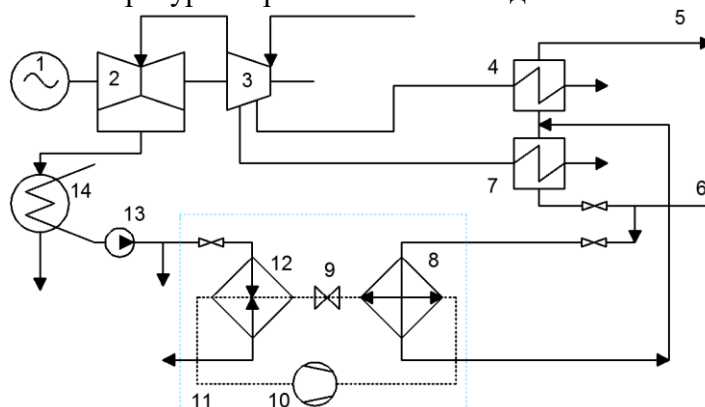


Рис. 1. Принципиальная схема использования ТН для подогрева сетевой воды на ТЭЦ:
 1 – ЭГ; 2 – ЦНД турбины; 3 – ЦСД турбины; 4 – сетевой подогреватель 2-й ступени;
 5 – горячая сетевая вода к потребителю; 6 – холодная сетевая вода от потребителя;
 7 - сетевой подогреватель 1-й ступени; 8 – конденсатор ТН; 9 – терморегулирующий вентиль ТН; 10 – компрессор ТН; 11 –тепловой насос; 12 –испаритель ТН; 13- циркуляционный насос; 14 – конденсатор турбин

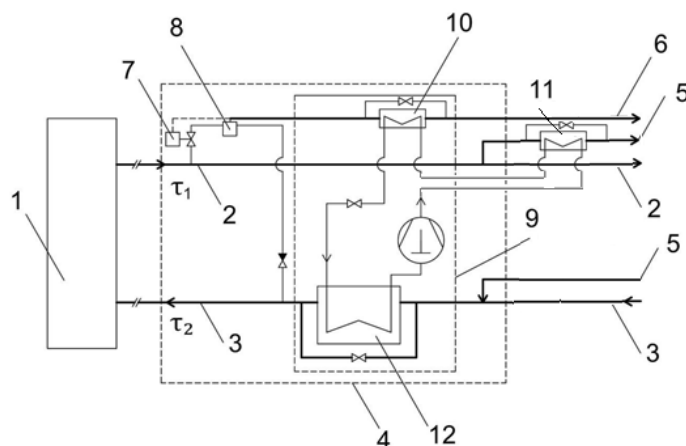


Рис.2. Принципиальная схема работы открытой системы теплоснабжения:
 1 – котельная; 2, 3 – подающий и обратный трубопроводы теплосети; 4 – тепловой пункт;
 5,6 – трубопроводы систем отопления и горячего водоснабжения; 7 – регулятор температуры; 8 – смеситель; 9 – теплонасосная установка с поршневым компрессором;
 10 – конденсатор в ГВС; 11 – конденсатор в системе отопления; 12 – испаритель

Для того, чтобы усовершенствовать схему рассмотрим технологию нагрева воды на теплоисточнике. Традиционно температура сетевой воды в подающем трубопроводе открытых систем теплоснабжения регулируется на котельной, в зависимости от температуры наружного воздуха согласно графику центрального качественного регулирования, а сетевая вода после потребителей по обратному трубопроводу возвращается на котельной. Для под-

держания необходимой температуры сетевой воды, подаваемой на ГВС при температурах наружного воздуха выше 0°C регулирование тепловой нагрузки системы теплоснабжения производят по температурному графику, согласно которому в подающем трубопроводе температура должна поддерживаться на уровне 60÷70°C. Из-за этого имеет место перерасход топлива.

Как указано в [2] применение теплонасосных установок в центральных тепловых пунктах (ЦТП) открытых систем теплоснабжения позволяет освободиться от этих недостатков. В статье предложена новая технология работы открытой системы теплоснабжения. Предлагаемая в [2] технология позволяет повысить эффективность ее работы и снизить расход топлива на котельной при регулировании температуры сетевой воды без нижнего излома температурного графика и снижения температуры обратной сетевой воды за счет более полного использования ее теплоты в испарителе теплового насоса. При этом конденсатор теплового насоса включен по нагреваемой среде в подающий трубопровод ГВС.

На взгляд авторов, особенностью использования теплового насоса в открытой системе теплоснабжения является то, что температура сетевой воды в течение всего года регулируется без нижнего излома температурного графика, догрев сетевой воды, идущей на горячее водоснабжение, до требуемой температуры осуществляют в теплонасосной установке, а испаритель включен по греющей среде в обратный трубопровод теплосети.

На рисунке 2 изображена усовершенствованная схема [2] открытой системы теплоснабжения, на которой показана система теплоснабжения содержит теплоисточник (котельную или ТЭЦ) - 1, с подающим 2 и обратным 3 трубопроводами теплосети, проходящими тепловой пункт 4.

В тепловом пункте к ним подключены трубопроводы 5 и 6 систем отопления и горячего водоснабжения с регулятором температуры 7 и смесителем 8. Теплонасосная установка 9 имеет конденсаторы 10 и 11, включенные соответственно по нагреваемой среде в трубопровод 6 системы горячего водоснабжения и в трубопровод 5 системы отопления, с одним испарителем 12, включенным по греющей среде в обратный трубопровод 3 теплосети, который установлен в ЦТП 4.

Схема работает следующим образом: на теплоисточнике 1 готовят сетевую воду и по подающему трубопроводу 2 теплосети через тепловой пункт 4, оснащенный регулятором температуры 7 и смесителем 8, направляют в трубопровод 6 системы ГВС и в трубопровод 5 системы отопления потребителей. Возвращаемую сетевую воду по обратному трубопроводу 3 теплосети направляют на теплоисточник 1. Температуру сетевой воды на котельной 1 в течение всего календарного года, регулируют по графику центрального качественного регулирования без нижнего излома температурного графика, обеспечивающего требуемую температуру сетевой воды в трубопроводе 6 системы горячего водоснабжения не менее 60°C.

При температуре воды, равной 60°C в подающем трубопроводе 2 теплосети, отбор воды на горячее водоснабжение ведут только из подающего трубопровода 2. При повышении температуры сетевой воды в подающем трубопроводе 2 теплосети свыше 60°C отбор воды на горячее водоснабжение осуществляют одновременно из подающего 2 и обратного 3 трубопроводов сетевой воды, после чего потоки сетевой воды направляют в смеситель 8, где происходит их смешение в таком соотношении, чтобы температура горячей в трубопроводе 6 системы горячего водоснабжения была равна 60 °С. Для смешения воды в тепловом пункте 4 перед смесителем 8 устанавливают регулятор температуры 7. В холодный период отопительного сезона при температуре сетевой воды в обратном трубопроводе 3 теплосети не менее 60°C отбор воды на ГВС - только из 3.

При температуре сетевой воды в подающем трубопроводе 2 теплосети ниже 60 °С, догрев идущей на горячее водоснабжение сетевой воды до требуемой температуры осуществляют в теплонасосной установке 9, конденсаторы 10 и 11 которой включен по нагреваемой среде в трубопровод 6 системы горячего водоснабжения, а испаритель 12 включен по греющей среде в обратный трубопровод 3 теплосети. Предлагаемое авторами применение теплонасосной установка позволит поднять экономичность работы открытой системы тепло-

снабжения и уменьшить перерасход топлива в неотапительный период и в период отопительного сезона.

Произведем оценку эффективности работы теплонасосной установки при данном режиме с помощью коэффициента преобразования энергии КОП, согласно формуле [3]

$$\mu = \frac{Q_n}{N_{км}}. \quad (1)$$

где Q_n - вырабатываемая тепловым насосом тепловая энергия; $N_{км}$ – электроэнергия затрачиваемая тепловым насосом.

Для обратного цикла Карно КОП определяется через температуры рабочего тела в конденсаторе T_{max} и испарителе теплонасосной установки T_{min}

$$\mu = \frac{T_{max}}{T_{max} - T_{min}}. \quad (2)$$

В оценочных расчетах значение КОП парокомпрессионного теплонасоса можно принимать равным примерно 60% от КПЭ идеального обратного цикла Карно, осуществляемого при тех же температурах низкотемпературного источника $T_{НПИТ}$ и потребителя $T_{П}$ [2].

$$\mu = \mu_0 \frac{T_{П}}{T_{П} - T_{НПИТ}} \quad (3)$$

где $\mu_0=0,6 \div 0,65$ при указанной в [2] мощности теплонасосной установки $Q_{ТНУ} = 3$ МВт.

Для предложенного способа работы открытой системы теплоснабжения с тепловым насосом $T_{П}=90^{\circ}\text{C}$ (начиная от системы отопления), а $T_{НПИТ}=40^{\circ}\text{C}$. Соответственно:

$$\mu = 0,6 \frac{363}{363 - 313} = 4,356$$

Тогда необходимая мощность двигателя в теплонасосной установке:

$$N_{ТНУ} = \frac{Q}{\mu} = \frac{3}{4,356} = 0,69 \text{ МВт} \quad (4)$$

Так как на работу теплового насоса затрачивается электрическая энергия, вырабатываемая на котельной с когенерационной установкой, то удельный расход условного топлива на получение единицы полезной теплоты с помощью теплового насоса равен

$$b_{мин} = \frac{a}{\eta_{к}^{\circ} \mu (1 - \varphi_{с.н}) \eta_{э.с}} = \frac{143}{0,33 \cdot 4,356 \cdot (1 - 0,05) \cdot 0,95} = 102,5 \text{ кг/Гкал}. \quad (5)$$

где $a = 143$ кг/Гкал – количество условного топлива, кг, при сжигании выделяется 1 Гкал; $\eta_{к}$ - КПД выработки электроэнергии на ТЭЦ, в среднем 0,32-0,34; $\varphi_{с.н}$ - коэффициент собственных нужд ТЭЦ, $\varphi_{с.н} = 0,04 \div 0,06$; $\eta_{э.с}$ - КПД электрической сети, $0,94 \div 0,96$.

Расход условного топлива на выработку электрической энергии равен:

$$B_{э} = b_{Т} \cdot N_{ТНУ} = \frac{102,5 \cdot 0,69}{1,16} = 60,98 \text{ кг/ч} \quad (6)$$

Расход условного топлива на выработку теплоты мощностью 3 МВт на теплоисточнике [2]

$$B_{Т.Т} = b_{Т} \cdot \frac{B_{э}}{\eta_{с.Т}} = \frac{143}{\eta_{к.с.}} \cdot \frac{B_{э}}{\eta_{с.Т.}} = \frac{143 \cdot 3}{0,97 \cdot 0,94 \cdot 1,16} = 405,6 \frac{\text{кг}}{\text{ч}} \quad (7)$$

где $\eta_{к.с.} = 0,97$ - КПД котельной электростанции с учетом потерь теплоты в трубопроводах между котельной и машинным залом; $\eta_{с.т} = 0,94$ - КПД тепловой сети от котельной, учиты-

вающий тепловые потери сети; $B_{\text{э}}$ - расход условного топлива на выработку электрической энергии равной электрической мощности $N_{\text{ТНУ}}$.

$$\Delta B = B_{\text{Т.Т}} - B_{\text{э}} = 405,6 - 60,98 = 344,62 \text{ кг/ч.} \quad (8)$$

В результате благодаря включению в систему теплового насоса дополнительно по сравнению со схемой [2] конденсаторе в подающий трубопровод системы отопления расчета средняя экономия условного топлива на нагреве теплоносителя снизилась с 379,05 [2] до 344,62 кг/ч. При этом реальная экономия в открытой системе теплоснабжения в случае ТЭЦ будет еще больше, благодаря увеличению выработки электрической энергии на тепловом потреблении при снижении температуры сетевой воды в обратном трубопроводе теплосети.

Таким образом, в результате приведенного расчета нами показаны возможности повышения эффективности использования теплового насоса в схеме с ЦТП открытой системы теплоснабжения.

Библиографический список

1. Басок, Б.И. Анализ экономической эффективности при реализации теплонасосных систем для теплоснабжения. Т.30. / Б.И. Басок, Т.Г. Беляева, А.А. Рутенко и др. // Пром.теплотехника.- 2008.- №4.- С. 56-63.
2. Орлов, М. Е. Об использовании теплонасосных установок в открытых системах теплоснабжения / М.Е. Орлов, П.В. Ротов, П.Е. Чаукин и др. / Сборник научных трудов научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» . - УлГТУ: «Теплоэнергетика и теплоснабжение», Ульяновск, 2010. - С.28-34.
3. Гуреев, В.М. Анализ схемных решений различных теплонасосных установок / В.М. Гуреев, Ю.Ф. Гортышов , А.М. Ермаков и др. // Вестник Казан.гос.техн.ун-та.- 2007. - №1. - С. 10 -11.

Bibliographic list

1. Basok B.I. Analysis of economic efficiency in the implementation of heat pump systems for heat supply. Т.30. / B.I. Basok, T.G. Belyaev, A.A. Rutenko and others // Prom.teplotekhnika.- 2008.- №4.- P. 56-63.
2. Orlov M. Ye. About the use of heat pump installations in open heating systems / M.E. Orlov, P.V. Rotov, P.E. Chaukin et al. / Collection of scientific papers of the research laboratory "Thermal Power Systems and Installations". - UISTU: "Thermal Power Engineering and Heat Supply", Ulyanovsk, 2010. - P.28-34.
3. Gureev V.M. Analysis of circuit solutions of various heat pump installations / V.M. Gureev, Yu.F. Gortyshov, A.M. Yermakov et al. // Kazan Bulletin. Techn. Un-ta. - 2007. - №1. - P. 10 -11.



ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.316.1.05

КОГЕНЕРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ АВТОНОМНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ МАЛЫХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Захаренко С.О., ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»,
stanislav_zakharenko@icloud.com

Маловастый А.Е., ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»,
бакалавр, sasha.malovasty@yandex.ru

Аннотация: целью данной статьи, а также предшествующих ей исследований и расчетов является демонстрация экономической целесообразности организации автономного энергообеспечения малых населенных пунктов в районах крайнего Севера посредством реализации в них когенерационных систем в связи с высоким уровнем затрат на строительство и обслуживание ЛЭП, высокую долю потерь энергии в них, а также низкую эффективность топливоиспользования при раздельном производстве электрической и тепловой энергии. На основании проведенного анализа модельного ряда существующих установок и их характеристик выбран наиболее подходящий для заданных условий тип системы, а также рассчитаны основные экономические показатели, которые позволяют рекомендовать широкое применение когенерации.

Ключевые слова: когенерация, мини-ТЭЦ, энергосбережение

THE COGENERATION PLANT AND THE FEASIBILITY OF THEIR USE FOR THE ORGANIZATION OF AUTONOMOUS ENERGY SUPPLY OF SMALL SETTLEMENTS IN THE FAR NORTH

Zakharenko S. O., fsbei HE "Tyumen industrial University", stani-slav_zakharenko@icloud.com

Malovasto A. E., of the "Tyumen industrial University", bachelor, sasha.malovasty@yandex.ru

Annotation: The purpose of this article, as well as previous studies and calculations, is to demonstrate the economic feasibility of the organization of Autonomous energy supply to small settlements in the far North through the implementation of cogeneration systems in them due to the high level of costs for the construction and maintenance of power lines, a high proportion of energy losses in them, as well as low fuel efficiency in the separate production of electric and thermal energy. Based on the analysis of the model range of existing facilities and their characteristics, the most suitable type of system for the given conditions is selected, and the main economic indicators are calculated, which allow to recommend the widespread use of cogeneration.

Key words: cogeneration, mini-CHP, energy saving

В настоящее время энергоснабжение малых населенных пунктов в России в основном осуществляется от централизованных источников. Так, для их электроснабжения используются линии электропередачи среднего напряжения с довольно высокой протяженностью и малой загруженностью. Помимо довольно значительных затрат по проведению таких линий имеют место и высокие издержки, обусловленные их обслуживанием и эксплуатацией. Кроме того, потери энергии в таких протяженных, но маломощных линиях зачастую составляют до 12% от потребляемой мощности. Также вследствие большой удаленности источника от потребителя нередко перебои в снабжении таких районов энергией. В связи со всеми вышеперечисленными обстоятельствами, в настоящее время необходимо вести поиск автономных и более эффективных способов снабжения малых населенных пунктов энергией. Одним из таких способов является применение когенерационных систем.

Когенерация – это процесс совместного производства тепловой и электрической энергии. Установки, реализующие данный процесс имеют значительные преимущества в экономической сфере относительно классических систем, в которых получение тепловой и электрической энергии осуществляется путем их отдельной генерации соответственно на котельных и ТЭС. Эти преимущества обусловлены тем, что затраты на их приобретение возмещаются в будущем за счет снижения расхода топлива, так как при использовании когенерации достигается эффективность топливоиспользования, недоступная при отдельном производстве энергии, когда довольно большая часть топливного потенциала не используется, а бесполезно выбрасывается в окружающую среду с дымовыми газами или через систему конденсации. Полный коэффициент полезного действия системы с отдельным производством тепла и электричества находится в пределах 60%. При этом для когенерационных систем полный коэффициент полезного действия чаще всего достигает 80-90 % (Рисунок 1).

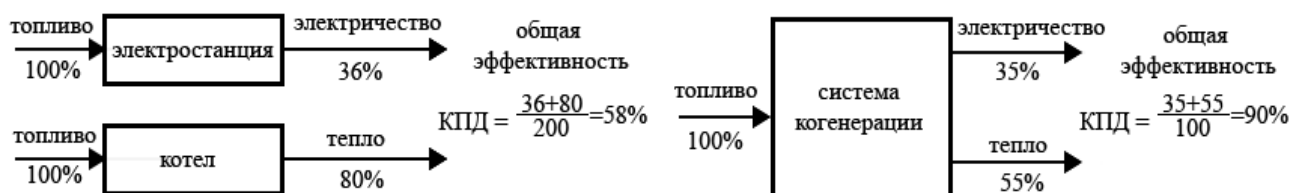


Рис. 1. Сопоставление эффективности отдельного и когенерационного производства энергии

Любая когенерационная установка состоит из четырех основных элементов:

- 1) Силового агрегата (двигателя);
- 2) Электрического генератора, служащего для преобразования механической энергии вала двигателя в электроэнергию;
- 3) Теплоутилизатора, в котором отработавшие в силовом агрегате горячие продукты сгорания отдают теплоту циркулирующей воде, которая в дальнейшем используется на нужды теплоснабжения;
- 4) Системы управления.

Сердцем установки является первичный двигатель. Его вид определяет тип когенерационной установки. Таким образом, выделяют:

- 1) Установки на поршневых двигателях;
- 2) Установки на паровых турбинах;
- 3) Установки на газовых турбинах.

Каждый из этих типов имеет свои особенности и технологические характеристики (представлены в таблице 1), поэтому к их выбору надо подходить с особой внимательностью.

Таблица 1 - Характеристики когенерационных установок на базе различных двигателей

Двигатель	Используемое топливо	Диапазон мощностей	Отношение тепло/электрэнергия	Электрический КПД	Общий КПД
Паровая турбина	Любое	1 - 1000	3:1 – 8:1	10 – 20%	до 80%
Газовая турбина	Газ, биогаз, дизельное топливо, керосин	0,25 - 300	1,5:1 – 5:1	25 – 42%	65 - 87%
Поршневой двигатель	Газ, биогаз, дизельное топливо, керосин	0,003 - 20	0,5:1 – 3:1	35 – 45%	65 – 90%

Как показал анализ технологических характеристик когенерационных установок на базе различных силовых агрегатов, а также их особенностей, наиболее целесообразным для энергоснабжения малых населенных пунктов будет применение систем на базе газопоршневых двигателей. Главными их достоинствами, помимо наивысшего электрического КПД, являются низкий порог эффективного применения, широкий модельный ряд, а также устойчивость к изменениям нагрузки. КПД же у установок на базе турбин при уменьшении нагрузки до половины может снижаться в 2,5-3 раза (Рисунок 2), что вкуче с высоким порогом применения (от 5 МВт) делает невозможным осуществление гибкого управления мощностью при переменном энергопотреблении, что в свою очередь является необходимостью при реализации энергоснабжения подобного рода.

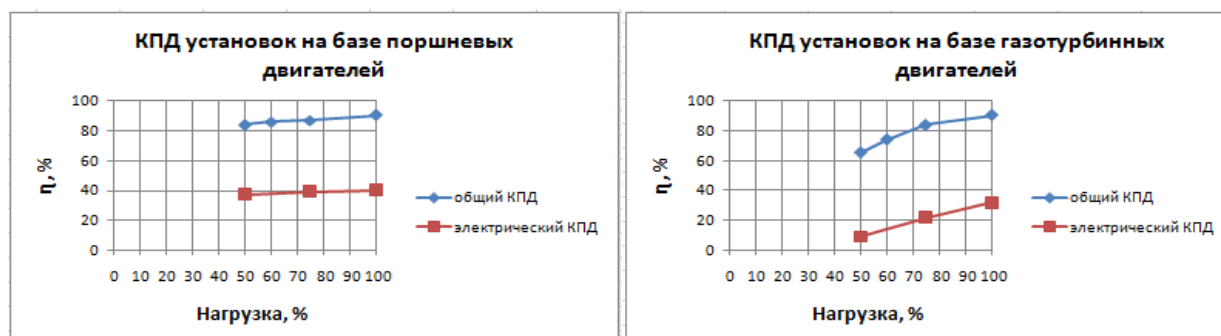


Рис. 2. Сравнение характеристик КПД при различных нагрузках

В рамках проведения исследований была смоделирована и рассчитана когенерационная система для энергоснабжения малого населенного пункта с численностью населения 3000 человек и находящегося в климатических условиях северной части Ямало-Ненецкого АО. В качестве источника была принята установка на базе трех газопоршневых двигателей марки MTU 12V4000 L33. Проведенные расчеты показали, что в указанных условиях себестоимость вырабатываемой энергии будет составлять около 1,7 руб/кВт·ч. Принимая во внимание действующий в данном регионе тариф на электроэнергию (2,78 руб/кВт·ч), можно сделать вывод о том, что окупаемость такой системы наступит уже через 7-8 лет после ввода в эксплуатацию. В случае же если на объекте изначально нет централизованного электроснабжения, необходимо учитывать не только срок окупаемости системы, но и разницу между стоимостью ее строительства и стоимостью организации централизованного энергоснабжения. Помимо этого был получен ожидаемый благоприятный эффект в области энергосбережения и экологии. Так, расчет показал, что реализация подобной системы позволит эконо-

мать около 1,7 млн.м³ газа в год – около 33,4%, что в свою очередь приведет к аналогичному процентному уменьшению выбросов в атмосферу загрязняющих веществ.

Таким образом, анализ технологических характеристик когенерационных установок вкпе с проведенными расчетами указывает на необходимость широкого применения когенерационных систем благодаря высокому положительному экономическому и экологическому эффекту, которые достигаются за счет большей эффективности топливоиспользования по сравнению с централизованными системами.

Библиографический список

1. Замоторин, Р. В. Малые теплоэлектроцентрали – поршневые или турбинные / Р. В. Замоторин // Энергосбережение в Саратовской области. - 2009. - № 2. - С. 34-42.
2. Барков, В.М. Когенераторные технологии: возможности и перспективы / В. М. Барков // «ЭСКО» электронный журнал компании «Экологические системы». - 2011. - №7. – С. 21-30.
3. Ситников, В. И. Экологические выгоды когенерации. / В. И. Ситников // «ЭСКО» электронный журнал компании «Экологические системы». - 2009. - №8. - С. 10-22.
4. Данилов, Н. И. Основы энергосбережения : учеб. пособие для вузов / Н.И. Данилов, Я.М. Щелоков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Екатеринбург : Автограф, 2011. – 592 с.

Bibliographic list

1. Sumotori, R. V. Small combined heat and power piston or turbine / R. V. Sumotori // energy Saving in the Saratov region. - 2009. - № 2. - С. 34-42.
2. Barkov, V. M. Cogeneration technologies: opportunities and prospects / V. M. Barkov // "ESCO" electronic journal of the company "Ecological systems". - 2011. - №7. - P. 21-30.
3. Sitnikov, V. I. Environmental benefits of cogeneration. / V. I. Sitnikov // " ESCO "electronic journal of the company"Ecological systems". - 2009. - №8. - P. 10-22.
4. Danilov, N. I. Fundamentals of energy saving: studies. the allowance for high schools / N. And. Danilov, Y. M. Schelokov. – Ed. 4th, pererab. I DOP. - Ekaterinburg: Autograph, 2011. - 592 p.



УДК 662.276; 621.3

**РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ СВЧ - НАГРЕВАТЕЛЯ ЗАБОЯ НЕФТЯНОЙ
СКВАЖИНЫ И ЕЁ ТЕПЛОВОЙ РАСЧЁТ**

Сафиуллин Р.А., Нефтекамский филиал Башкирского государственного университета,
кандидат физико-математических наук, доцент, safiullin.66@bk.ru

Аннотация: в статье представлена модель линейного асинхронного спирального СВЧ - нагревателя (СН) забоя нефтяной скважины на базе разработанной новой конструкции. Разработанная конструкция с её теоретическими выкладками и положениями может быть использована в машиностроении, теплоэнергетике и нефтегазовом деле. Представлен тепловой расчёт характеристик спиральной антенны- катушки и её моделирование методом конечных элементов в программном пакете Solidworks. От известных методов и конструкций предлагаемая модель отличается равномерностью нагрева забоя скважины за счёт подвижности спиральной конструкции по объёму изделия.

Ключевые слова: спиральная антенна, СВЧ - нагреватель, токи высокой частоты, обсадная труба, магнетрон.

**DEVELOPMENT OF THE INSTALLATION OF THE MICROWAVE HEATER
TO THE BOTTOM OF THE OIL WELL AND ITS THERMAL CALCULATION**

Safiullin R.A., Neftekamsk Branch of Bashkir State University, PhD in Physico-mathematical sciences, Assistant Professor, safiullin.66@bk.ru

Abstract: the article presents the model of linear asynchronous spiral microwave heater (SHF) of oil well bottom on the basis of the developed new design. The developed design with its theoretical calculations and provisions can be used in mechanical engineering, heat power engineering, oil and gas business. The article presents the thermal calculation of the characteristics of the spiral antenna-coil and its simulation by finite element method in the Solidworks software package. The proposed model differs from the known methods and structures by uneven heating of the well bottom due to the mobility of the spiral structure along the volume of the product.

Key words: spiral antenna, microwave heater, high frequency currents, casing pipe, magnetron.

В условиях Крайнего Севера и Заполярья проведение геодезических и буровых работ является очень затратной, трудоёмкой и требует создания новых конструкций различных дополнительных оборудований, например, различных нагревателей, способных сохранять реологические свойства извлекаемой нефти из пластов. Как показали исследования технологических процессов, для усиления нефтеотдачи пласта с высоковязкой нефтью и повышения производительности скважин прогрев забоя скважины является одним из эффективных методов в теплоэнергетике и нефтегазовом деле. Литературный анализ научных исследований в данной области показал, что при нагреве забоя скважины активно используются индукционные нагреватели соленоидного типа [1]. Основным недостатком при проектировании и исследовании данных конструкций является то, что в них рассчитываются только электромагнитные характеристики, в отрыве от тепловых, а сами конструкции изделий являются мате-

риалоёмкими. Также данные индукторные устройства могут привести к коротким замыканиям внутри металлической обсадной трубы.

В данной работе мы предлагаем новую конструкцию линейного асинхронного спирального СВЧ - нагревателя (ССН) забоя нефтяной скважины на базе разработанной новой модели. Конструкция мобильной ССН представлена на рис. 1. В ней имеется основной модуль – это спиральная подвижная СВЧ- излучатель радиоволн сверхвысокой частоты, которая создаёт направленные вихревые электромагнитные токи, приводящие к нагреву забоя металлической скважины. Если сравнить традиционные системы нагрева, то в отличие от них, тепло создаваемое СВЧ- нагревом не поступает в обход нагрева окружающего пространства и теплоизоляции в нагреваемом материале, а может напрямую подключиться к нагреву материала металлической скважины. Это связано с преобразованием электромагнитной энергии в тепловую в связи с электромагнитными свойствами теплового излучения и зависит от материала скважины, температуры и частоты.

Для создания переменных пульсирующих и импульсных магнитных полей в электротехнике, радиотехнике используются антенны различной конфигурации, выполненные из различных материалов [2]. Рассмотрим СВЧ - нагреватель спиральной формы из изолированного рулона-катушки и внутренний магнетрон на рисунке 1.

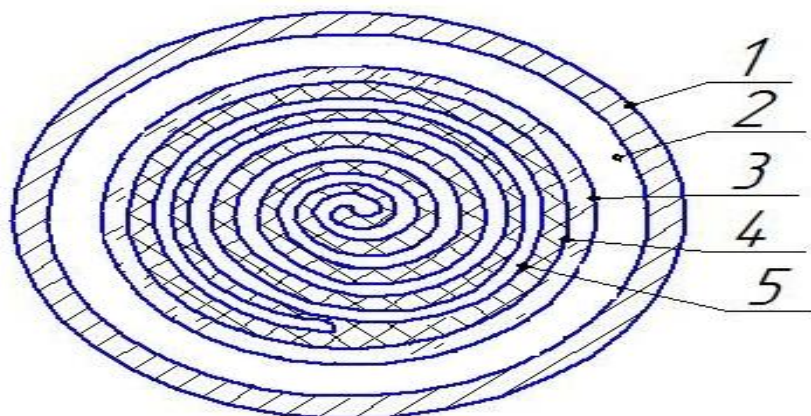


Рис. 1. Спиральный СВЧ- нагреватель: 1 – обсадная металлическая труба; 2 –призабойное пространство нефтяной скважины; 3- жаропрочный стекляннный корпус со встроенным магнетроном 4; 5 – спиральная катушка – излучатель

Основное свойство спиральных антенн заключается в том, что она обладает широким диапазоном частот, круговой поляризацией и чисто активным сопротивлением, что фактически нивелирует задачу согласования.

Принцип работы ССН заключается в следующих этапах:

1. Магнетрон -генератор создаёт токи сверхвысокой частоты (СВЧ);
2. Система управления направляет эти токи на спиральную антенну.
3. Спиральная катушка- антенна, находящаяся непосредственно в поле переменного магнитного поля,излучает вихревую электромагнитную волну (ВЭМВ) в призабойное пространство обсадной скважины.
4. Отражающее зеркало и кольцо фокусируют ВЭМВ.
5. Под воздействием ВЭМВ происходит нагрев пространства обсадной скважины.

Как известно, между обсадной трубой и корпусом высокочастотного излучателя находится смесь нефтесодержащей скважинной жидкости, химических реагентов, смолопарафинных и глиняных веществ. Это затрудняет передачу тепла от корпуса нагревателя к обсадной трубе и призабойному пространству. Электронагреватели с высокотемпературными нагревательными элементами всё тепло отдают скважинной смеси. При этом большая

часть тепла уносится скважинной жидкостью, а до обсадной трубы и призабойного пространства доходит лишь малая её часть. Поэтому такие нагреватели малоэффективны при нагреве забоя и призабойного пространства скважины. Смесь нефтесодержащей скважинной жидкости является прозрачной для СВЧ-нагревателя, а так как немагнитный зазор между корпусом нагревателя и обсадной трубой достигает 10 мм, поэтому здесь следует применять СВЧ -нагреватель, показанный на рис. 1. СВЧ -нагреватели лучше подходят для нагрева забоя скважины, так как ВЭМВ вырабатываемая спиральной катушкой-антенной передаёт полностью тепловой поток вовнутрь материала обсадной трубы с помощью электромагнитного поля.

Электромагнитные характеристики материалов будем описывать коэффициентами комплексной диэлектрической и магнитной проницаемостями, для которых выполняются

$$\varepsilon_{pez} = \varepsilon_0 (\varepsilon_R - j\varepsilon_{lm}) = \varepsilon_0 \varepsilon_a, \quad (1)$$

$$\mu_{pez} = \mu_0 (\mu_R - j\mu_{lm}) = \mu_0 \mu_a. \quad (2)$$

Основным фактором преобразования энергии электромагнитной волны в тепловую является реактивная составляющая диэлектрической константы $\varepsilon_R = \tan \delta \cdot \varepsilon_{lm}$ и коэффициент потерь $\tan \delta = \varepsilon_R / \varepsilon_{lm}$, где $\varepsilon_{pez} = \varepsilon_0 \varepsilon_a$ - комплексная диэлектрическая константа; $\mu_{pez} = \mu_0 \mu_a$, - комплексная магнитная проницаемость; $\varepsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12} A \cdot s / V \cdot m$ - электрическая постоянная; $\mu_0 = 12,57 \cdot 10^{-12} V \cdot s / A \cdot m$ - магнитная постоянная; ε_R - действительная часть диэлектрической константы; μ_R - действительная часть магнитной константы; ε_{lm} - реактивная часть диэлектрической константы; μ_{lm} - реактивная часть магнитной константы; ε_a - относительная диэлектрическая проницаемость; μ_a - относительная магнитная проницаемость; $\tan \delta$ - фактор потерь; δ – угол потерь.

Запишем основные дифференциальные уравнения электродинамики Максвелла для описания электромагнитных волн

$$\text{rot} \vec{H} = \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} + \sigma \vec{E} + \vec{j}_{\text{пров}}, \quad (3)$$

$$\text{rot} \vec{E} = -\frac{\partial \vec{B}}{\partial t},$$

где $\vec{D} = \varepsilon \varepsilon_0 \vec{E}$ - напряжённость и индукция электрического поля; $\vec{B} = \mu \mu_0 \vec{H}$ - индукция и напряжённость магнитного поля; σ , t , $\vec{j}_{\text{пров}}$ - поверхностная плотность заряда, время и токи проводимости.

Из формул (3) следуют характеристики электромагнитного поля, такие как электрическая и магнитная энергии, описанные Максвеллом

$$W_{\varepsilon} = \int_V \frac{(\vec{E}, \vec{D})}{2} dV, \quad W_M = \int_V \frac{(\vec{H}, \vec{B})}{2} dV \quad (4)$$

где V – где объём пространства, в котором распространяется электромагнитная волна, а подынтегральные выражения характеризуют плотности энергии электрического и магнитного полей.

После упрощений формул (3), (4) с учётом формул (1) и (2) для ВЭМВ получим дифференциальные уравнения Гельмгольца (5), которые являются основой СВЧ – излучателей

$$\nabla^2 E(\vec{r}) = \omega^2 \cdot \mu_{pez} \cdot \varepsilon_{pez} \cdot \vec{E}(\vec{r}),$$

$$\nabla^2 H(\vec{r}) = \omega^2 \cdot \mu_{pez} \cdot \varepsilon_{pez} \cdot \vec{H}(\vec{r}). \quad (5)$$

Излучаемая СВЧ – нагревателем энергия электромагнитных волн определяется уравнениями Максвелла (3) из которых следует формула средней по времени мощности излучения

или переноса энергии электромагнитной волной по теореме Умова- Пойнтинга в частотном диапазоне

$$P_{изл} = \frac{1}{2} \int_S [\vec{E}, \vec{H}] \cdot dS = \frac{1}{2} \int_S P dS \quad (6)$$

Теорема Умова – Пойнтинга означает, что проникаемая в огибающую поверхность S средняя энергия $P_{изл}$, следуя от модуля и фазы, зависит от амплитуды, распределения и соответствующей фазы электрического и магнитного полей. Преобразование поверхностного интеграла в уравнении (6) согласно теореме Гаусса в интеграл по объему, приводит к определению потери активной энергии вследствие конечной проводимости среды, потерь на переполяризацию и перематничивание окружающей среды, т.е. потери мощности

$$P_{II} = \frac{\sigma}{2} \int_V |\vec{E}|^2 dV + \frac{\omega}{2} \int_V (\epsilon_{lm} |\vec{E}|^2 + \mu_{lm} |\vec{H}|^2) dV \quad \text{или} \quad P_{II} = 2\omega\epsilon_0 \iiint_V \epsilon_{lm} E^2 dV . \quad (7)$$

Формула (7) выражает закон Джоуля – Ленца, из которого можно получить 3D-источник нагрева плотности распределения электромагнитного поля в немагнитных и намагничиваемых материалах [3].

Во время разработки установок СВЧ-нагрева решающим является распределение электромагнитного поля, но наряду с излучением электромагнитной энергии также играют важную роль термические процессы. Для экспериментального моделирования ССН по методу конечных элементов рассмотрим цилиндрическую СВЧ – камеру. Для транспортировки СВЧ-мощности от магнетрона в спиральный аппликатор применяется открытый волновод. Магнетрон СВЧ-камеры расположен сзади зеркального покрытия, которая вместе с пластиной фокусирует ВЭМВ в нужном направлении. Корпус аппликатора состоит из многослойного стального цилиндра соразмерного диаметру обсадной скважины.

На рисунке 2 представлен результат расчёта спиральной антенны на частоте 0,8 ГГц по формуле (5) в программном пакете MatLab. Коэффициент стоячей волны изменялся от 1,95 до 3,5 на всех заданных частотах.

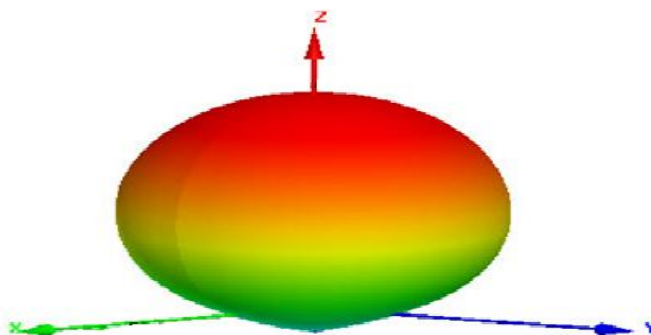


Рис. 2. Трехмерная диаграмма направленности на частоте 0,8 ГГц

На рисунке 3 приведены диаграммы коэффициента эллиптичности (вычисленного как отношение большой полуоси эллипса поляризации к малой) в меридиональной плоскости, рассчитанные для углов наблюдения $\theta = \pm 90^\circ$.

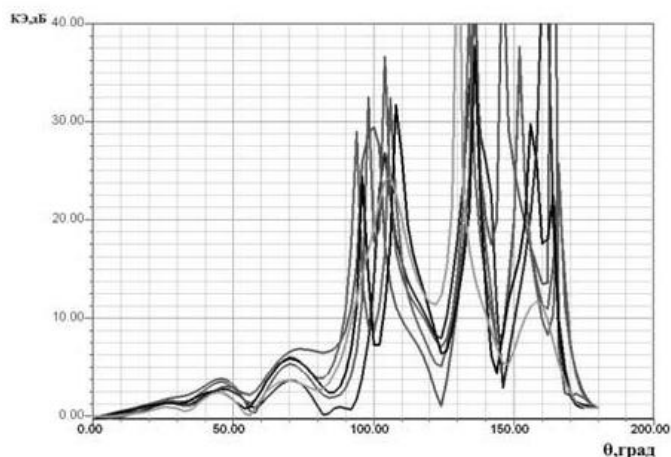


Рис. 3. Диаграммы коэффициента эллиптичности для частоты 800 МГц

Рассчитанные результаты показывают, что полученные параметры и характеристики спиральной антенны удовлетворяют поставленным требованиям. Например, на частоте 800 МГц она имеет эллиптическую поляризацию с заданным коэффициентом эллиптичности в секторе углов $\pm 90^\circ$.

Таким образом, в ходе работы была спроектирована спиральная антенна, работающая на частоте 0,8 ГГц. Сектор углов одновременного обзора антенны составляет не менее $\pm 65^\circ$, коэффициент стоячей волны не превышает 3,5 во всем диапазоне частот.

Рассмотрим реализацию данной установки методом конечных элементов с помощью компьютеризованного программного пакета Solidworks. Рисунок 4 показывает электромагнитное распределение источника нагрева, т.е. плотности напряженности поля в 3D модели. Здесь электромагнитное поле создано в цилиндрической СВЧ-камере, который имеет продольное расположение волновода.

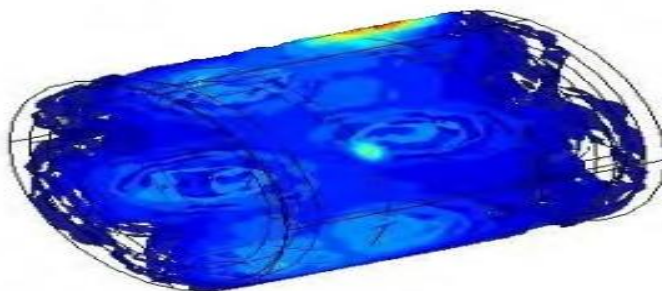


Рис. 4. Начальное распределение электрического поля вблизи спиральной катушки

Так как обсадная металлическая труба нагревается одновременно по всему объему, то во внутренней части образуется высокая температура. В данном случае распределение температуры является противоположным по отношению к традиционному нагреву. С течением времени тепло с внутренней части трубы начинает накаливаться наружу и приобретает необходимую температуру нагрева.

На рисунке 5 представлена первоначальная плотность распределения температуры СВЧ-излучения.

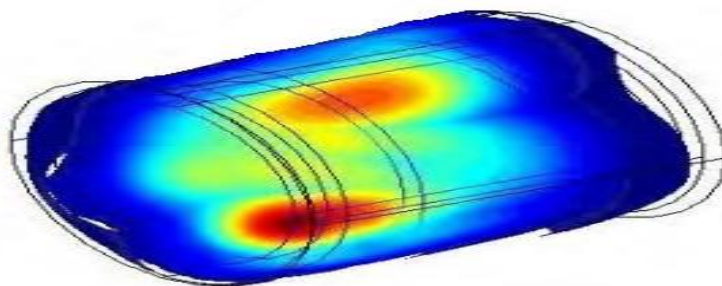


Рис. 5. Первоначальное распределение температуры возле катушки

По формуле (5) были рассчитаны плотность распределения источника нагрева в данной модели. Как видно из рисунков 5 и 6 первоначальный нагрев происходит внутри керамической камеры, а затем распространяется в призабойное пространство трубы.

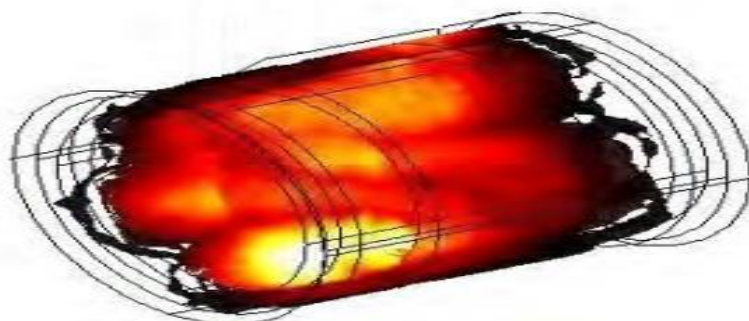


Рис. 6. Плотность распределения источника нагрева

Скоростью распространения СВЧ –излучения является скорость света в вакууме или в воздухе. Если СВЧ-источник включен, то он непосредственно присутствует в нагреваемой металлической трубе и сразу же начинается преобразование внутренней энергии. Например, неполярные материалы (например, воздух, тефлон, кварцевое стекло) не могут преобразовывать энергию и, тем самым, их не нагревают. СВЧ проникают через эти материалы, но преобразования энергии не происходит. В общем случае нагреваемый материал, который в состоянии провести преобразование энергии, рассматривают в качестве «нагревателей», так как материал сам по себе представляет источник нагрева. Жаропрочный стеклянный зеркальный корпус печи (СВЧ-камера), с фокусирующей пластинкой служит для того, чтобы направлять СВЧ излучение на материал.

Проведём тепловой расчёт данной модели. Для этого, рассмотрим расчётный участок забоя скважины, находящийся под воздействием СВЧ- нагревателя [5-7]

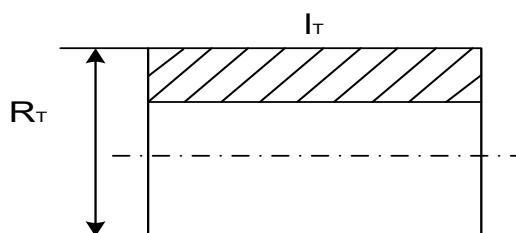


Рис. 7. Представительный элемент забоя скважины

Электродвижущая сила (ЭДС), наводимая в контуре равна:

$$e = -\frac{d\Phi}{dt} = -\frac{dBs}{dt} = -s\frac{dB}{dt} = -2\pi\Delta_T l_T \frac{dB}{dt} \quad (8)$$

Представительный элемент скважины имеет сопротивление участка:

$$R = \rho \frac{l_T}{s} = \rho \frac{2\pi R_T}{2\pi\Delta_T l_T} = \rho \frac{R_T}{\Delta_T l_T}, \quad (9)$$

где ρ - удельное сопротивление участка материала газопровода; $\frac{R_T}{\Delta_T l_T}$ - радиус, толщина и длина обрабатываемого участка соответственно (рис.7).

В результате образуется поверхностный ток (вихревой короткозамкнутый), проникающий в скважину и приводящий к его нагреву:

$$I_T = e/R = e \frac{\Delta_T l_T}{\rho R_T} = -2\pi\Delta_T l_T \frac{dB}{dt} \cdot \frac{\Delta_T l_T}{\rho R_T} = \frac{-2\pi\Delta_T^2 l_T^2}{\rho R_T} \cdot \frac{dB}{dt} \quad (10)$$

Как известно, в соленоидальных системах переменный магнитный поток проникает только на определённую глубину металлической скважины. Например, чем меньше частота переменного электрического тока, тем больше глубина проникновения электромагнитных волн. Вихревой же ток, проникает на всю глубину скважины и тепловая энергия, выделяемая нагревательным элементом, определяется из уравнения Джоуля- Ленца:

$$\begin{aligned} Q &= I_T^2 R \Delta_T = \left(\frac{-2\pi\Delta_T^2 l_T^2}{\rho R_T} \cdot \frac{dB}{dt} \right)^2 \cdot \rho \frac{R_T}{\Delta_T l_T} \cdot \Delta_T = \frac{4\pi^2 \Delta_T^4 l_T^4}{\rho^2 R_T^2} \cdot \rho \frac{R_T}{\Delta_T l_T} \cdot \Delta_T \left(\frac{dB}{dt} \right)^2 = \\ &= \frac{4\pi^2 \Delta_T^3 l_T^3 \Delta_T}{\rho R_T} \left(\frac{dB}{dt} \right)^2 = \frac{4\pi^2}{\rho} \cdot \frac{\Delta_T^3 l_T^3}{R_T} \left(\frac{dB}{dt} \right)^2 \cdot t \end{aligned} \quad (11)$$

При этом выделяется количество теплоты, определяется формулой:

$$Q_c = cm\Delta T = c\rho_T 2\pi\Delta_T l_T \Delta T, \quad (12)$$

где c - теплопроводность материала; m - масса обрабатываемой поверхности; ΔT - температура обработки.

Приравняв формулу количества теплоты к величине переменного магнитного поля, получим формулу [3-6]

$$\begin{aligned} c\rho_T 2\pi\Delta_T l_T \Delta T &= \frac{4\pi^2}{\rho} \cdot \frac{\Delta_T^3 l_T^3}{R_T} \left(\frac{dB}{dt} \right)^2 \cdot t, \\ \Delta T &= \frac{4\pi^2}{\rho} \cdot \frac{\Delta_T^3 l_T^3}{R_T} \left(\frac{dB}{dt} \right)^2 \cdot t / c\rho_T 2\pi\Delta_T l_T. \end{aligned} \quad (13)$$

где ρ_T - плотность материала газопровода; t - время обработки.

Отсюда можно определить мгновенное значение температуры, которая следует из уравнения Лапласа:

$$\Delta T = \frac{2\pi}{c\rho_T \rho} \cdot \frac{\Delta_T^2 l_T^2}{R_T} \left(\frac{dB}{dt} \right)^2 \cdot t \quad (14)$$

Переменное магнитное поле порождается изменяющимся электрическим:

$$\begin{aligned} \frac{dB}{dt} &= \frac{d}{dt} \left[B\delta_m \sin\left(\omega t - \frac{\pi x}{\tau_1} v\right) + \frac{1}{2} B_{vm} \sin \omega t + \frac{1}{2} B_{vm} \sin\left(\omega t - 2\frac{\pi x}{\tau_1} v\right) \right] = \\ &= \omega B\delta_m \cos\left(\omega t - \frac{\pi x}{\tau_1} v\right) + \frac{1}{2} \omega B v_m \cos \omega t + \frac{1}{2} \omega B v_m \cos\left(\omega t - \frac{2\pi x}{\tau_1} v\right). \end{aligned} \quad (15)$$

Что позволяет определить действующее значение квадрата индукции МП:

$$\left(\frac{dB}{dt}\right)^2 \approx \omega^2 B^2 \delta_m \cos^2\left(\omega t - \frac{2\pi x}{\tau_1} v\right);$$
$$\frac{\sqrt{2}}{2} \left(\frac{dB}{dt}\right) = \frac{\sqrt{2}}{2} 4\pi^2 f^2 B \delta_m = 2\sqrt{2}\pi^2 f^2 B^2 \delta_m.$$
(16)

Отсюда получим выражение для действующего значения поверхностной температуры забоя скважины

$$\Delta T_\theta = \frac{2\pi}{c\rho_T\rho} \cdot \frac{\Delta^2_T l^2_T}{R_T} \cdot 2\sqrt{2}\pi^2 B^2 \delta_m \cdot \Delta t;$$
$$\Delta T_\theta = \frac{4\sqrt{2}\pi^3}{c\rho_T\rho} \cdot \frac{\Delta^2_T l^2_T}{R_T} \cdot B^2 \delta_m \cdot \Delta t.$$
(17)

В итоге, можно вычислить КПД установки ССН:

$$\mu = Q / UI_T * 100\%.$$

Таким образом, созданная математическая модель ССН, полученные расчётные формулы, позволяют исследовать технологический процесс нагрева забоя скважины, расширяют возможности проектирования аналогичных конструкций по требованиям технологий производства и оптимизационному проектированию.

Это обусловлено тем, что 95% тепловой энергии выделяется в обсадной трубе и идёт непосредственно на нагрев забоя скважины. Точность расчётов по предлагаемой модели в первую очередь зависят от точности исходных данных по электропроводности и магнитной проницаемости материала обсадной трубы. Поэтому данная модель ССН сохраняет в себе потенциал крайне энергоэффективного метода нагрева различных материалов.

Библиографический список

1. Муслимов, Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности / Р.Х. Муслимов. – Казань: ФЭН, 2005. – 688 с.
2. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко. – М.: РГУ нефти и газа, 2007. – 826 с.
3. Пальчиков, Е.И. Модифицированный спиральный генератор высоких напряжений для питания импульсного рентгеновского аппарата / Е.И. Пальчиков, А.М. Рябчун, И.Ю. Красников // Журнал технической физики, 2012, том 82, вып. 2. - С. 136- 147.
4. Сафиуллин, Р.А., Янгиров И.Ф., Максудов Д.Ф. Методика инженерного расчёта электропружинного привода / Р.А. Сафиуллин, И.Ф. Янгиров, Д.Ф. Максудов // Электротехнические комплексы и системы: материалы всероссийской научно - практической конференции, посвящённой 110-летию А.М. Бамдаса. Уфа: РИК УГАТУ, 2015. – С. 278- 284.
5. Антониади, Д.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д.Г. Антониади, А.Р. Гарушев, В.Г. Шиханов. – Краснодар: Советская Кубань, 2000. – 464 с.
6. Немцов, М.В. Справочник по расчету параметров индуктивности / М.В. Немцов. – М.: Энергоатомиздат. – 1989. – 192 с.
7. Вольдек, А.И. Электрические машины / А.И. Вольдек.- Л.: Энергия.- 1974.- 417с.

Bibliographic list

1. Muslimov R. H. Modern methods of oil recovery enhancement: design, optimization and efficiency evaluation. - Kazan: FENG, 2005. -688 p. [in Russian].
2. Mishchenko I. T. Downhole oil production. –М.: Russian state University of oil and gas, 2007. – 826 p. [in Russian].

3. Palchikov E. I., ryabchun, A. M., Krasnikov, I. Y. a Modified spiral generator high voltage power supply for pulsed x-ray machine // Technical physics, 2012, vol. 82, № 2. - pp. 136 - 147. [in Russian].
4. Safiullin R. A., Yangirov I. F. Maksudov, D. F. the Technique of engineering calculation elektroprijenos drive. Electrotechnical complexes and systems: materials of the all-Russian scientific-practical conference dedicated to the 110th anniversary of bamdas. Ufa: USATU RIK, 2015. – pp. 278 - 284. [in Russian].
5. Antoniadi D. G., Parushev A. R., Shikhanov V. G. Handbook on thermal methods of oil production. –Krasnodar: Sovetskaya Kuban, 2000. – 464 p. [in Russian].
6. Nemtsov M. V., Handbook on the calculation of the parameters of inductance – M.: Energoatomizdat. - 1989. - 192 p. [in Russian].
7. Woldek A. I. of the Electric machine.- L.: Energy.- 1974. -417 p. [in Russian].



ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.182:697.87

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ В ГАЗОВОМ ТРАКТЕ КОТЕЛЬНОЙ

Пуринг С.М., Самарский государственный технический университет,
кандидат технических наук, доцент, puring@mail.ru

Баландина О.А., Самарский государственный технический университет,
аспирант, balandinaolya88@rambler.ru

Аннотация: в работе приведены результаты численных исследований распределения полей скоростей в стволе типовой дымовой трубы.

Ключевые слова: экономическая эффективность, поле скоростей, математическое моделирование, котельная, вредные выбросы, дымовая труба.

RESEARCH OF PARAMETERS OF COMBUSTION GASES IN THE BOILER GAS FLUE

Puring S.M., Samara State Technical University, PhD, associate professor, puring@mail.ru

Balandina O.A., Samara State Technical University, graduate student, balandinaolya88@rambler.ru

Abstract: the paper presents the results of numerical studies of the distribution of velocity fields in the trunk of a typical chimney.

Keywords: economic efficiency, velocity field, mathematical modeling, boiler room, harmful emissions, chimney.

Одной из первостепенных задач развития теплоэнергетики в Российской Федерации являются учет и снижение вредных выбросов в атмосферу с дымовыми газами котельных установок [1,2]. С целью обеспечения экономической и экологической эффективности оборудования котельных применяются средства непрерывного инструментального контроля, позволяющие рассчитать массовые выбросы вредных веществ и состав дымовых газов.

При организации контроля массовых выбросов вредных веществ, необходимо руководствоваться действующими требованиями [3], которые предусматривают контроль содержания оксидов азота, углерода и скорости дымовых газов от котельных установок. Вопросы снижения наиболее опасных загрязнителей в связи с этим являются актуальными [4].

В работе рассмотрен подход к расчету параметров потока в области течения продуктов сгорания на примере дымовой трубы котельной методом численного моделирования.

Исследование проводилось для кирпичной дымовой трубы с цилиндрическим стволом, наклонными пандусами, диаметром устья 400 мм и высотой 15 м. Расчеты проводились при температуре продуктов сгорания 120 °С и скорости дымовых газов на входе в дымовую трубу 6, 10, 12 и 15 м/с.

Особенности теплообмена внутри ствола дымовой трубы ранее рассматривались, результаты представлены в [5]. Однако вопросы массообмена и распределения полей скоростей в газовом стволе дымовой трубы котельной на данный момент не достаточно изучены. В

настоящей статье рассматриваются особенности изменения полей скорости дымовых газов по высоте дымовой трубы котельной.

При решении задачи применялась модель слабосжимаемого течения жидкости (к-ε модель турбулентности), представляющая собой совокупность методов и условий решения следующих уравнений [6]:

1. Уравнения Навье-Стокса:

$$\frac{\partial \rho V}{\partial t} + \nabla(\rho V \otimes V) = -\nabla P + \nabla((\mu + \mu_t)(\nabla V + (\nabla V)^t)) + S; \quad (1)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla(\rho V) = 0; \quad (2)$$

где $S = (\rho - \rho_{hyd})g + \rho B + R$

2. Уравнение энергии:

$$\frac{\partial(\rho h)}{\partial t} + \nabla(\rho V h) = \nabla \left(\left(\frac{\lambda}{c_p} + \frac{\mu_t}{Pr_t} \right) \nabla h \right) + Q; \quad (3)$$

3. Уравнение конвективно-диффузионного переноса:

$$\frac{\partial \rho C}{\partial t} + \nabla(\rho V C) = \nabla \left(\left(\frac{\lambda}{Sc} + \frac{\mu_t}{Sc_t} \right) \nabla C \right); \quad (4)$$

Предварительным этапом численного эксперимента являлось получение из геометрической модели дымовой трубы твердотельной модели газового пространства, определяющей границы расчетной области (рис.1). С этой целью применялась система трехмерного моделирования КОМПАС.

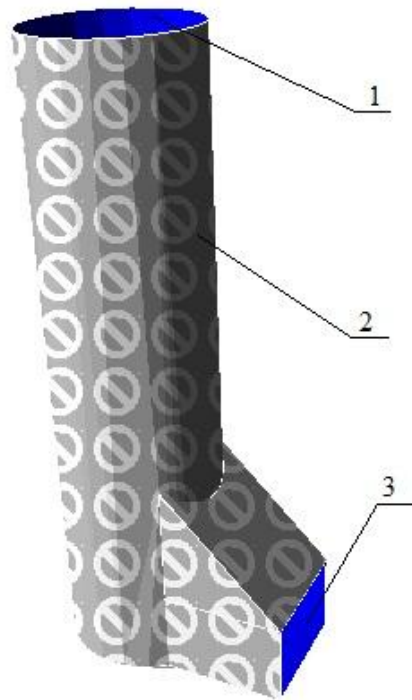


Рис. 1. Схема задания граничных условий: 1-выход потока; 2-стенка; 3-вход потока

Граничные условия задавались следующим образом:

1) Вход:

- скорость 6 м/с, температура 120 °С;
- скорость 10 м/с, температура 120 °С;
- скорость 12 м/с, температура 120 °С;
- скорость 15 м/с, температура 120 °С;

2) Стенка- скорость 0 м/с, поверхность шероховатая;

3) Выход- нулевое противодействие.

Поля распределения скоростей продуктов сгорания в стволе дымовой трубы, полученные в результате решения представлены на рис. 2.

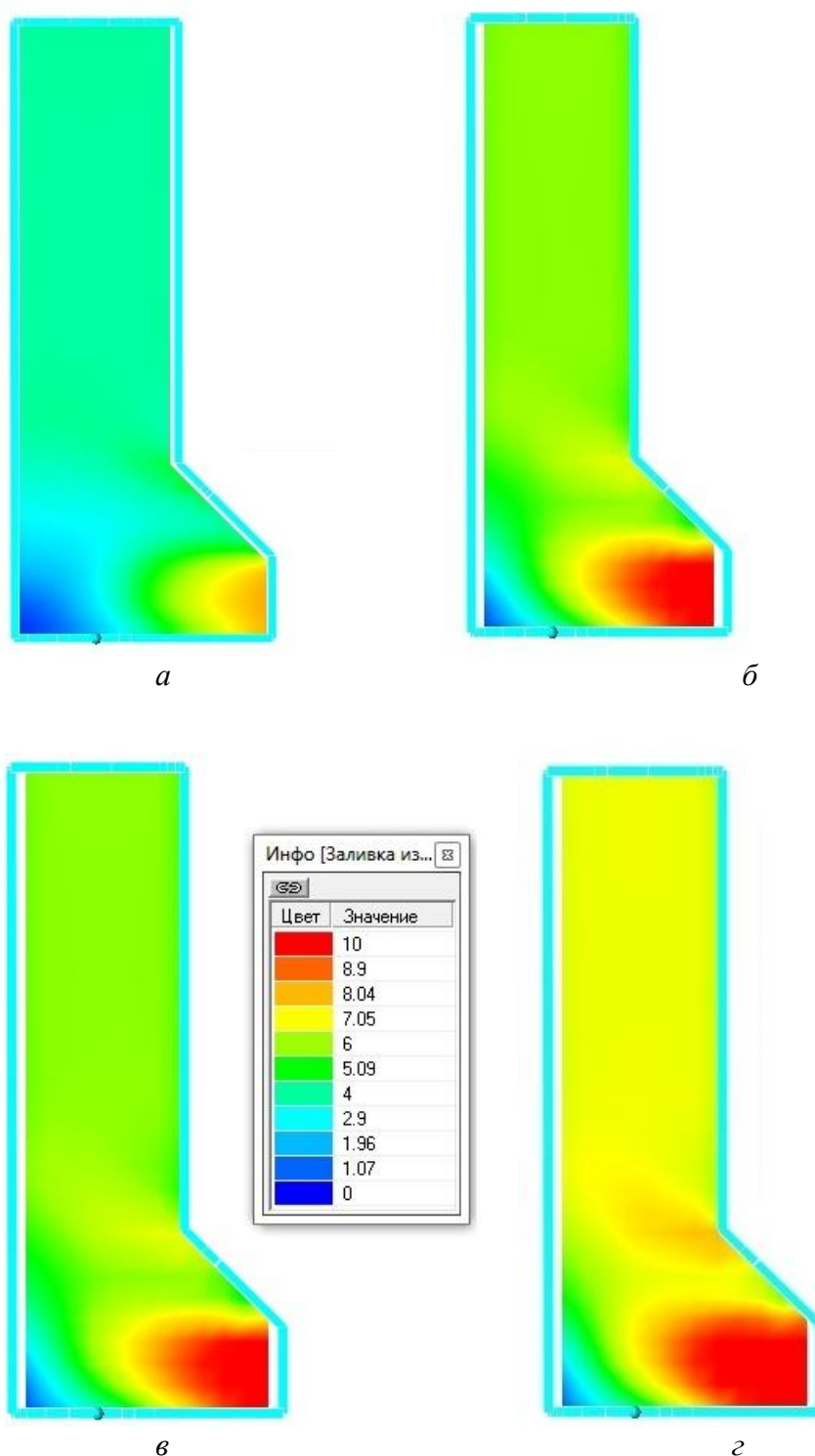


Рис. 2. Поля скоростей в продольном сечении газоотводящего ствола дымовой трубы: *a* – при $v = 6$ м/с и $t_{д.г.} = 120$ °С; *б* – при $v = 10$ м/с и $t_{д.г.} = 120$ °С; *в* – при $v = 12$ м/с и $t_{д.г.} = 120$ °С; *г* – при $v = 15$ м/с и $t_{д.г.} = 120$ °С

Для иллюстрации результатов расчета из постпроцессора ПК *Flow Vision* была использована функция визуализации «заливка» (рис. 2). Результаты моделирования показали достаточно быструю установку поля скоростей в сечении дымовой трубы. В целом, при раз-

ных скоростях газов на входе в дымовую трубу котельной наблюдается зона пониженных скоростей продуктов сгорания. Зона наиболее высоких скоростей находится у входа продуктов сгорания в газоотводящий ствол. Движение потока дымовых газов в стволе имеет турбулентный, вихревой характер, вследствие чего возникают центробежные силы, создающие дополнительное динамическое давление на стенки дымовой трубы. Вращательное движение ослабевает по мере продвижения потока газов к устью дымовой трубы на некоторой высоте (в примере приблизительно на отметке 6 метров), после чего наблюдается равномерное распределение полей скорости по сечению дымовой трубы.

По мере увеличения высоты дымовой трубы наблюдается кинематическая трансформация структуры дымовых газов, что является причиной существенных неравномерностей температуры, давления и кинетической энергии турбулентности в рабочем пространстве ствола, влияющей на интенсивность протекания тепло- и массообменных процессов в дымовой трубе.

Полученные результаты расчета позволяют сделать вывод, что для обеспечения газодинамического режима в газоотводящем стволе дымовой трубы необходимо предусматривать мероприятия, максимально ослабляющие закрутки потоков дымовых газов в цокольной части ствола.

Библиографический список

1. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] : федер. закон Рос. Федерации от 04 мая 1999 г. № 96-ФЗ (ред. от 29 июля 2018 г.). – Доступ из справ.-правовой системы «Консультант-Плюс» (дата обращения: 23.02.2019).
2. Об экологической доктрине Российской Федерации [Электронный ресурс] : распоряжение Правительства Рос. Федерации от 31 авг. 2008 г. № 1225-р – Доступ из справ.-правовой системы «Консультант-Плюс» (дата обращения: 23.02.2019).
3. РД 153-34.0-02.306-98 Правила организации контроля выбросов в атмосферу на тепловых электростанциях и в котельных (актуализ. 01 янв. 2019 г.) / СПО ОРГРЭС. – М. : СПО ОРГРЭС, 1998. – 23 с.
4. Пуринг, С.М. Оптимизация работы котельной при сжигании жидкого и газообразного топлива / С.М. Пуринг, Е.Д. Черепанова // Традиции и инновации в строительстве и архитектуре. Строительные технологии сборник статей, электронный ресурс. Под редакцией М.В. Шувалова, А.А. Пищулева, А.К. Стрелкова. Самара. - 2018. - С. 383-387.
5. Шутов, В. С. К расчету температурного поля продуктов сгорания в дымовых трубах теплогенерирующих установок / В.С. Шутов // Интеллектуальные системы в производстве. - 2016. - № 1. - С. 96-99.
6. Баландина, О.А. Смещение струи углекислого газа со сносящим дозвуковым потоком воздуха / О.А. Баландина // Градостроительство и архитектура. - 2018. Т. 8. - № 2 (31). - С. 142-145.

Bibliographic list

1. On the protection of atmospheric air [Electronic resource]: feder. the law Russian Federation of 04 may 1999 № 96-FZ (as amended on 29 July 2018). - Access from reference.- legal system "Consultant-Plus" (date of application: 23.02.2009).
2. On the environmental doctrine of the Russian Federation [Electronic resource]: the order of the Government Russian Federation from 31 Aug. 2008 № 1225-p - Access from reference.- legal system "Consultant-Plus" (date of application: 23.02.2009).
3. RD 153-34.0-02.306-98 Rules of the organization control of emissions at thermal power plants and boilers (aktualis. 01 Jan. 2019) / SPO ORGRES. – M. : SPO ORGRES, 1998. 23 p.
4. Puring S. M., Cherepanova E. D. Optimization of boiler house operation at combustion of liquid and gaseous fuel // In the collection: Traditions and innovations in construction and architecture. Construction technology collection of articles, electronic resource. Under the editorship of M. V. Shuvalov, A. A. Pisareva, A. K. Strelkov. Samara, 2018. p. 383-387.

5. Shutov V. S. To the calculation of the temperature field of combustion products in chimneys of heat generating plants // Intelligent systems in production. 2016. № 1. p. 96-99.
6. Balandina O. A. Mixing of carbon dioxide jet with subsonic air flow // Urban planning and architecture. 2018. Vol. 8. № 2 (31). p. 142-145.



УДК 620.92

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПОКРЫТИЯ ЧАСТИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ЗА СЧЕТ СОЛНЕЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗДАНИЯ В УСЛОВИЯХ Г. ТЮМЕНИ

Захаренко С.О., ФГБОУ ВО «Томский индустриальный университет», zaharenkoso@tiuiu.ru
Чистяков Е.В., ФГБОУ ВО «Томский индустриальный университет», магистрант,
dancer453622@gmail.com

Аннотация: в связи с прогнозами об окончании запасов топлива, как следствие и конце работы традиционных источников энергии, необходимо изучение альтернативных источников энергии, запасы которых ещё не используются в таких объёмах и масштабах. Целью данной работы является оценка возможности покрытия части тепловой нагрузки за счет солнечных коллекторов для индивидуального теплоснабжения здания в условиях города Тюмени. В качестве методов был использован сравнительный анализ получаемого количества тепловой энергии от солнечного излучения, относительно потребляемого для двухэтажного здания площадью 200 м². Результатом расчетов данной работы является вывод, что применение солнечных коллекторов для покрытия части тепловой нагрузки, возможно. Особенно эффективным на территории г. Тюмени является применение солнечных коллекторов в период с апреля по сентябрь, когда покрывается до 100% потребляемого количества теплоты, в оставшуюся часть года тепловая нагрузка здания покрывается частично.

Ключевые слова: солнечный коллектор, энергия солнца, солнечное излучение, угол наклона тепловоспринимающей поверхности, тепловая нагрузка.

EVALUATION OF THE OPPORTUNITY OF COATING OF A PART OF THERMAL LOADING AT THE EXPENSE OF SOLAR COLLECTORS FOR INDIVIDUAL HEAT SUPPLY OF BUILDING IN THE CONDITIONS OF TYUMEN

Zaharenko S.O., FSBEI HE «IUT», assistant, zaharenkoso@tiuiu.ru
Chistyakov E.V., FSBEI HE «IUT», master student, dancer453622@gmail.com

Abstract: In connection with predictions about the end of fuel reserves, as a result, and the end of the work of traditional energy sources, it is necessary to study alternative energy sources, whose reserves are not yet used in such volumes and scales. The purpose of this work is to assess the possibility of covering part of the heat load due to solar collectors for individual heating of the building in the conditions of the city of Tyumen. As methods, was used a comparative analysis of the amount of thermal energy received from solar radiation, relative to that consumed for a two-story building with an area of 200 m². The result of the calculations of this work is the conclusion that the use of solar collectors to cover part of the heat load is possible. Especially effective in the territory of Tyumen is the use of solar collectors in the period from April to September, when up to 100% of the heat consumed is covered, in the rest of the year the heat load of the building is partially covered.

Keywords: solar collector, solar energy, solar radiation, angle of heat sensing surface, thermal load.

На первом этапе этой работы был произведен расчет угла склонения солнца, часовой угол и продолжительность солнечного дня для каждого суток. В дальнейшем эти показатели были усреднены для каждого месяца. Дальнейшим этапом работы являлось определение мощности потока солнечной радиации в течение суток в городе Тюмени на горизонтальную площадку - $R_h(t)$, Вт/ м².

Изменение мощности потока солнечной радиации за сутки рассчитывается по формуле [1]:

$$R_h = R_h^{\max} \sin\left(\frac{\pi t'}{T_c}\right),$$

где T_c – продолжительность солнечного дня, ч.;

t' – время после восхода Солнца, которое изменяется от 0 до T_c , ч.;

R_h^{\max} – максимальное значение мощности потока солнечной радиации, которое соответствует наиболее высокой точке нахождения солнца в течение суток, так называемый местный полдень (для г. Тюмени 12:38), Вт/м².

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

Таблица 1 - Максимальная мощность потока солнечной радиации в месяц

Месяц	R_h^{\max} , Вт/м ²	ΣR_h , Вт/м ²
Январь	210	925,51
Февраль	370	2110,36
Март	560	3999,29
Апрель	730	6308
Май	830	8511,07
Июнь	850	9380,4
Июль	830	8963,18
Август	750	6958,83
Сентябрь	590	4598,38
Октябрь	400	2436,08
Ноябрь	250	1172,79
Декабрь	160	630,73

Аналогично прямой, был произведен расчет диффузионной составляющей солнечной радиации, поступающей на поверхность горизонтальной площадки.

Полученные данные показывают, что в г. Тюмени с учетом небольшого количества солнечного сияния, по сравнению с южными городами, в течение года, можно использовать энергию Солнца как альтернативный источник энергии. Так как основная часть излучения – диффузионное, то применение плоских солнечных батарей не целесообразно в данных условиях, напротив применение солнечных коллекторов становится выгодным. Изменение мощности потока солнечной радиации в течение года по её составляющим можно увидеть на рисунке 1.

В дальнейшем был произведен расчет коэффициентов диффузии и коэффициента облачности для каждого месяца. На основании полученных данных и с учетом числа альбедо – отражательной способности Земли, рассчитано количество солнечной радиации, поступающей на площадку по методу Лю и Джордана.

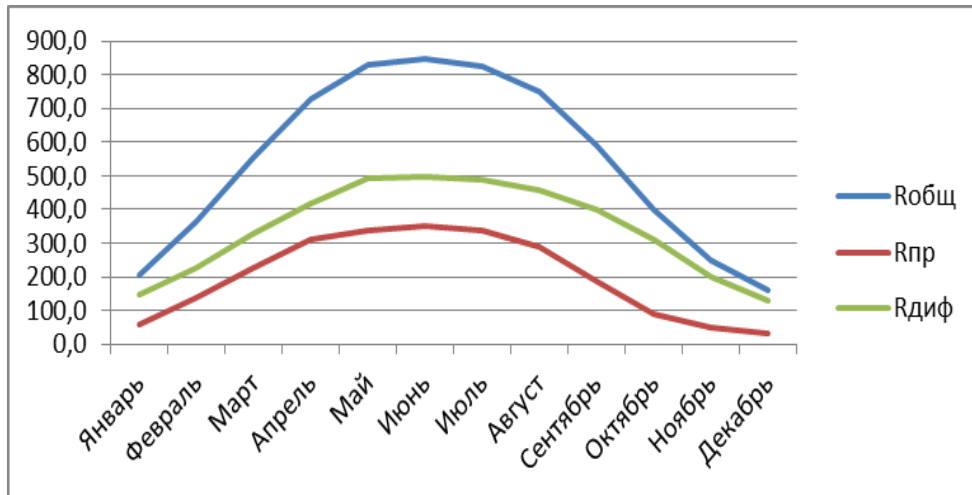


Рис. 1. Мощность потока солнечной радиации в общей, прямой и диффузионной её составляющей – R, Вт/м²

Воспользуемся формулой Лю и Джордана для расчета среднемесячного потока солнечной радиации на наклонную площадку \mathcal{E}_β :

$$\mathcal{E}_\beta = K_\Sigma \mathcal{E}_e,$$

где K_Σ – отношение среднемесячных дневных приходов суммарной солнечной радиации на горизонтальную и наклонную поверхности, которое можно посчитать по формуле [2]:

$$K_\Sigma = ((1 - \mathcal{E}_d / \mathcal{E}_r) K_{пр} + (\mathcal{E}_d / \mathcal{E}_r)(1 + \cos \beta) / 2) + (\rho(1 - \cos \beta) / 2),$$

где ρ – число альbedo, так называемая отражательная способность Земли, которая изменяется в зависимости от снежного покрова в пределах от 0,2 до 0,7;

β – угол наклона площадки, град.;

$\mathcal{E}_d / \mathcal{E}_r$ – есть коэффициент диффузии;

$K_{пр}$ – отношение среднемесячных приходов солнечной радиации на горизонтальную и наклонную площадки.

По формуле Клейна определяем $K_{пр}$:

$$K_{пр} = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cos \delta \sin \omega'_s + (\pi / 180) \omega'_s \sin(\varphi - \beta) \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta \sin \omega'_s + (\pi / 180) \omega'_s \sin \varphi \sin \delta},$$

где ω'_s – часовой угол восхода солнца на наклонной площадке, град.:

$$\omega'_s = \min(\omega_s ; \arccos(-\operatorname{tg}(\varphi - \beta) \operatorname{tg} \delta)).$$

Из таблицы 2 можно увидеть, что минимальное отклонение от оптимального значения потока солнечной радиации на наклонную площадку будет при угле наклона площадки 57°.

В дальнейшем был произведен расчет тепловых потерь принятого двухэтажного здания площадью 200 м² с учетом добавочных потерь теплоты через ограждающие конструкции, которые определяются в зависимости от ориентирования здания относительно сторон света [3]. Также данный расчет производился с учетом температуры окружающей среды для каждого месяца. Помимо этого следует знать, что тепловые потери здания складываются из суммарных потерь на отопление и горячее водоснабжение. Температура холодной воды для зимнего периода принималась равной $t_{хв}^{зим} = 5^\circ\text{C}$, для летнего периода $t_{хв}^{лето} = 15^\circ\text{C}$, а температура горячей воды, до которой необходимо было нагреть равнялась $t_{гв} = 50^\circ\text{C}$. Результаты данного расчета сведены в таблицу 3.

Таблица 2 - Определение оптимального угла наклона воспринимающей поверхности

β	\mathcal{E}_β , кВт*ч/м ² *сут					$\beta_{\text{опт}}$	$\mathcal{E}_{\text{опт}}$
	0	42	57	72	90		
Январь	1,39	5,30	6,10	6,52	6,51	72	6,52
Февраль	2,854	7,64	8,46	8,77	8,45	72	8,77
Март	5,13	9,30	9,65	9,46	8,57	57	9,65
Апрель	7,938	10,87	10,56	9,73	8,12	42	10,87
Май	10,282	12,10	11,31	10,02	7,93	42	12,10
Июнь	11,378	12,50	11,46	9,93	7,58	42	12,50
Июль	10,836	12,22	11,25	9,79	7,52	42	12,22
Август	8,85	11,23	10,67	9,61	7,79	42	11,23
Сентябрь	6,128	9,69	9,73	9,24	8,03	57	9,73
Октябрь	3,514	7,68	8,24	8,33	7,83	72	8,33
Ноябрь	1,9	6,20	7,02	7,42	7,32	72	7,42
Декабрь	1,06	4,53	5,26	5,68	5,71	90	5,71
Сумма	2173,15	3324,90	3336,51	3177,09	2776,04		3499,9
Отклонение	61,05	5,26	4,90	10,16	26,08		

Таблица 3 – Тепловые потери здания

Месяц	t_n	$Q_{\text{общ 1 этаж}}$	$Q_{\text{общ 2 этаж}}$	$Q_{\text{ГВС}}$	Q_Σ
Январь	-16,2	3934,88	5193,33	915,9	10044,12
Февраль	-14,3	3728,86	4924,71	915,9	9569,47
Март	-5,7	2811,22	3723,75	915,9	7450,88
Апрель	3,7	1834,13	2436,99	915,9	5187,03
Май	11	1092,33	1454,71	915,9	3462,95
Июнь	-	0	0	712,4	712,37
Июль	-	0	0	712,4	712,37
Август	-	0	0	712,4	712,37
Сентябрь	9,6	1233,50	1642,00	915,9	3791,41
Октябрь	2,2	1988,34	2640,62	915,9	5544,87
Ноябрь	-6,8	2927,28	3876,05	915,9	7719,23
Декабрь	-13,5	3642,48	4811,97	915,9	9370,35

Следующим этапом был подбор оборудования для теплоснабжения здания, и было принято, что оптимальное количество солнечных коллекторов равнялось 4 штуки по 32 тепловых трубки в каждом. КПД солнечного коллектора $\eta_{\text{СК}}=0,53$. С учетом данного КПД представим диаграмму на Рис. 2., по которой оценим возможность покрытия тепловой нагрузки жилого здания.

Таким образом, можно сделать вывод, что при установке 4 солнечных коллекторов для теплоснабжения здания мы можем покрыть практически полностью и с излишком тепловую нагрузку в период с апреля по сентябрь, что будет являться эффективным периодом использования данной системы теплоснабжения. Но также стоит заметить, что показатели зимних месяцев говорят о возможности использования солнечных коллекторов для частичного покрытия тепловой нагрузки, при условии, что остальную часть нагрузки возьмет на себя электрический ТЭН, который установлен в бойлере, как вид резервного теплоснабжения.

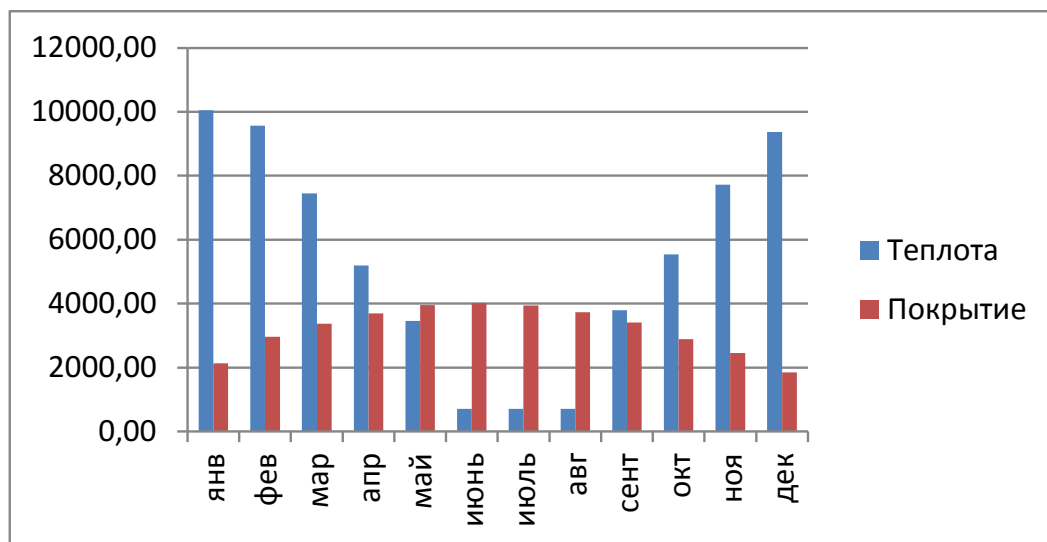


Рис. 2. Диаграмма покрытия тепловой нагрузки здания за счет использования солнечных коллекторов

Библиографический список

1. Бекман, У.А. Расчет систем солнечного теплоснабжения / У.А. Бекман, С.А. Клейн, Д.А. Даффи. - М.: Энергоиздат, 1982.
2. Виссарионов, В.И. Солнечная энергетика: учеб. пособие для вузов / В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгина, В.Л. Кузнецова, Н.К. Малинин; под ред. В.И. Виссарионова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 276 с.
3. Беркутов, Р. А. Отопление промышленного здания: методические указания по выполнению курсового проекта для студентов направления 140100.62 «Теплоэнергетика и теплотехника» всех форм обучения/ Р. А. Беркутов, А. А. Валиюллина. – Тюмень: РИО ФГБОУ ВПО «ТюмГАСУ», 2014. – 89 с.

Bibliographic list

1. Beckman, W.A. Calculations of solar heating systems / Beckman W.A., Klein S.A., Duffle J.A. M.: Energoizdat, 1982.
2. Vissarionov, V.I. Solar power: textbook for universities / Vissarionov V.I., Deryugina G.V., Kuznecova V.L., Malinin N.K.; edited by Vissarionov V.I.. – M.: Publishing House MPEI, 2008. – 276p.
3. Berkutov, R.A. Industrial building heating: guidelines for the implementation of the course project for students of the direction 140100.62 «Heat power engineering and heat engineering» all forms of education / R. A. Berkutov, A. A. Valiyullina. – Tyumen: RIO FSBEI NPE «TSUACE», 2014. – 89 p.



ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

УДК 620.92

ПРИМЕНЕНИЕ ТВЕРДООКСИДНЫХ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Захаренко С.О., ФГБОУ ВО «Томский индустриальный университет», zaharenkoso@tiuiu.ru
Махотин Д.Л., ФГБОУ ВО «Томский индустриальный университет», магистрант,
vogertj@mail.ru

Аннотация: в данной статье описаны твердооксидные топливные элементы (ТОТЭ), их преимущества и недостатки перед другими видами топливных элементов (ТЭ) и традиционными источниками энергии. Приведены данные о состоянии данной технологии в мире и выдвинуты предложения о возможных направлениях использования ТОТЭ.

Ключевые слова: твердооксидный топливный элемент, топливный элемент, электрохимический генератор, альтернативные источники энергии, прямое преобразование, энергия топлива.

USING OF SOLID OXIDE FUEL CELLS

Zaharenko S.O., FSBEI HE «IUT», assistant, zaharenkoso@tiuiu.ru
Makhotin D.L., FSBEI HE «IUT», master student, vogertj@mail.ru

Abstract: this article describes solid oxide fuel cells (SOFC), their advantages and disadvantages over other types of fuel cells (FC) and conventional sources of energy. There are data about condition of this technology nowadays and some suggestions about possible use of SOFC.

Keywords: solid oxide fuel cell, fuel cell, electrochemical cell, alternative energy sources, direct conversion, energy of fuel

Мировое потребление энергии растёт с каждым годом. Для покрытия нужд вводятся дополнительные мощности, разрабатываются новые и улучшаются старые системы выработки энергии. Определяются государственные стратегии, направленные на снижение количества вредных выбросов производств и техники, а также использование новых, высокотехнологичных агрегатов.

Одними из таких наукоемких генераторов энергии являются топливные элементы. Они способны превращать химическую энергию топлива в электрическую, без механической фазы, как у традиционных систем. При подаче топлива с окислителем и замкнутых контактах, через электролит топливных элементов проходят ионы вещества с анода на катод, а высвобожденные электроны создают ток в цепи того же направления.

Существует довольно много видов топливных элементов, но наиболее известными и используемыми являются следующие: метанольные, щелочные, с протонно-обменной мембраной, твердооксидные, фосфорнокислые и на основе расплавленного карбоната. Наиболее перспективными являются твердооксидные топливные элементы за счёт следующих факторов: не используется платина – материалы менее редки и более дешевы; нечувствительность катализатора к угарному газу, а при высоких температурах способность использовать его в качестве топлива; возможность работы без топливного процессора и воздухоочистителей; малые системы гибки в пуске-останове; теплоту уходящих газов можно использовать для

теплоснабжения, как в когенерационных циклах. Недостатками ТОТЭ являются: низкий ресурс; высокая температура работы; необходимость удаления серы из топлива; низкая плотность мощности.

От других генераторов ТОТЭ отличает: более высокий электрический КПД, меньшие металлоемкость, вибрации и шумность работы всей системы, в следствие отсутствия трущихся частей в блоках самих топливных элементов.

ТЭ состоит из трёх основных частей: анод, катод и электролит. На анод подается топливо (водород, природный газ, синтез-газ, метанол), и с него же удаляется влага. На катод подается окислитель (кислород в составе воздуха). Электролит обеспечивает раздельный проход ионов окислителя через сам электролит и электронов через замкнутую электрическую цепь.

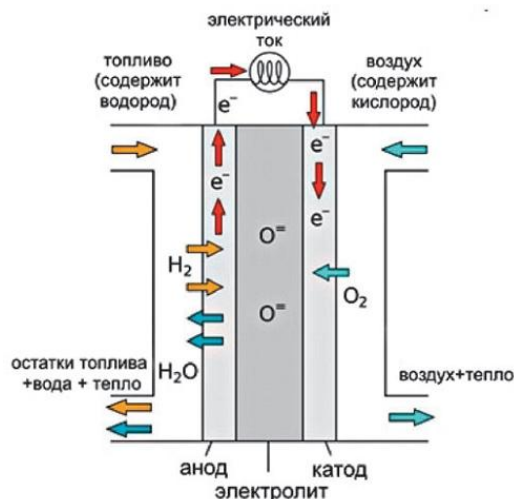


Рис.1. Принцип действия твердооксидного топливного элемента

ТОТЭ могут применяться в широком спектре мощностей. Возможно не только создание систем на основе ТОТЭ, но и внедрение их в уже существующие, для повышения их эффективности. Так, например, возможна установка маломощных блоков из топливных элементов в систему выхлопа ДВС, для снижения токсичности выхлопа и генерации дополнительной электроэнергии. Проектируются как индивидуальные микро-ТЭС на основе ТОТЭ, так и крупные электростанции. Производятся автомобили, как с использованием ТОТЭ в качестве основного источника энергии, так и гибридные, с аккумуляторными батареями и ТОТЭ в качестве зарядного устройства.

Так, компания Nissan проводит разработки по внедрению ТОТЭ в их фургон модели e-NV200. Корея является лидером по стационарным установкам большой мощности. Для электроснабжения части Сеула компания KOEN построила парк ТОТЭ мощностью 8,35 МВт. Также в Корее построены установки мощностями 31 и 59 МВт в Пусане и Хвасунге соответственно, на основе других ТЭ. Государство обязало крупные энергетические компании увеличить долю генерации энергии на ТЭ до 2023 года с 2% до 10%. В Европе и США спросом пользуются малые установки мощностью до 1 МВт от производителей ENCE GmbH и Bloom Energy. В России рынок топливных элементов представлен компаниями-дистрибьюторами ООО «СТАБКОМ ЭНЕРДЖИ», ООО «Интех ГмБХ» и ООО «Инэнерджи» с собственными установками до 50 кВт и до 1,5 кВт на основе ТОТЭ.

Исходя из вышеописанного, твердооксидные топливные элементы могут стать важной частью энергетики Российской Федерации. К этому предрасполагают: развитые сети поставки нефтепродуктов и газа, пригодных для сжигания в качестве топлива; отсутствие необходимости проектирования новых систем производства и хранения чистого водородного топлива; возможность снижения содержания угарного газа в выхлопе производств и машин с одновременным получением электричества. Однако на данный момент плотность мощности топливных элементов значительно уступает традиционным источникам энергии по тому же

показателю, как и цена. Мощные электростанции будут занимать гораздо большую площадь, чем привычные ТЭС, а малые установки вроде двигателей автомобилей будут иметь больший вес, чем ДВС. Оптимальным вариантом установок на ТОТЭ будут маломощные генераторы для аварийного электроснабжения частных домов.

Библиографический список

1. Коровин, Н.В. Топливные элементы и электрохимические энергоустановки / Н.В. Коровин. – Издательство МЭИ, 2005. – С. 189.
2. Да Роза, А. Возобновляемые источники энергии. Физико-технические основы / А. Да Роза. – Издательский дом МЭИ, 2010. – С. 267.
3. Белей, В.Ф. Лидерство в области топливных элементов. Мировая энергетика. Газета «Энергетика и промышленность России» / В.Ф. Белей, А.О. Задорожный – Энергия, 2018. – С. 15.
4. Григорьев, Л.М. Экология и экономика: рост загрязнения атмосферы страны. Бюллетень о текущих тенденциях российской экономики / Л.М. Григорьев. – Аналитический центр при Правительстве РФ, 2018. – С. 20.

Bibliographic list

1. Korovin, N.V. Fuel cells and electrochemical power plants. - Publishing House MEI, 2005. - p. 189.
2. Da Rosa, A. Renewable energy sources. Physical and technical foundations. - Publishing House MEI, 2010. - p. 267.
3. Beley, V.F. Leadership in the field of fuel cells. World energy. Newspaper "Energy and Industry of Russia" / V.F. Beley, A.O. Zadorozhny - Energy, 2018. - p. 15
4. Grigoriev, L.M. Ecology and economics: the growth of pollution of the country. Bulletin on the current trends of the Russian economy. Analytical Center under the Government of the Russian, 2018. - p. 20



УДК 621.175

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ОРОСИТЕЛЕЙ ГРАДИРЕН ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СТАНЦИЙ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ**

Рахманов Н.М., ТашГТУ, докторант, nizomiddinr@gmail.com

Захидов Р.А., ТашГТУ, профессор, доктор технических наук, rzakhidov@mail.ru

Аннотация: в статье рассматриваются результаты численных исследований оросителей градирен тепловых электрических станций с использованием метода конечных элементов. Приведено сравнение результатов лабораторных исследований с натурными. Предложены решения по получению достоверных данных.

Ключевые слова: градирня, тепловая электростанция, ороситель, системы оборотного водоснабжения, испарительной охлаждение, метод конечных элементов.

**SIMULATION OF COOLING TOWERS FILLS OF THERMAL POWER PLANTS WITH
THE FINITE ELEMENT METHOD**

Rakhmanov N.M., TSTU, Senior research Fellow, nizomiddinr@gmail.com

Zakhidov R.A., TSTU, Professor, DSc. rzakhidov@mail.ru

Abstract: The article discusses the results of a numerical study of thermal power station cooling towers fills with using the finite element method. A comparison of the results of laboratory studies with full-scale ones. Proposed solutions for obtaining reliable data.

Keywords: cooling tower, thermal power plant, irrigator, circulating water supply systems, evaporative cooling, finite element method.

Currently, the sustainable use of natural resources, including water resources in the Republic of Uzbekistan, continues to be one of the most important tasks of society.

The consumption of fresh water in industry can be significantly reduced by switching production to waste-free, anhydrous or low-flow technologies. However, many production processes do not always fully allow the use of such technologies. Then to the forefront in the implementation of the task of saving water in the industry come cooling water recycling systems with cooling towers of various types and designs [1].

Cooling towers are used in all industries. Their use is especially lot of in energy, chemical, oil refining, metallurgical and others, since the removal of low-grade heat from industrial devices using cooling towers is the cheapest way to save at least 95% of fresh water [1].

Most of the cooling towers used in the country were designed in the 60-70s of the last century, their main components of the device are morally obsolete, physically worn and do not meet modern requirements.

In process cycles where chilled water is used to obtain final products, for example, chemical processes, petrochemicals, mineral fertilizers, the dairy industry, an incorrectly chosen cooling method or an improperly designed cooling tower can reduce the yield of the final product by 1,5 - 2 times, not to mention quality reduction. This problem is particularly acute in the summer, because

the lower the chilled water temperature, the greater the yield and the higher the quality of the product obtained.

The degree of realization of the advantages of circulating water supply systems in technical and environmental aspects in comparison with direct-flow systems, as well as the performance of process equipment, the quality and cost of products produced the specific consumption of raw materials, fuel and electricity depends on the efficiency of cooling towers.

The cooling process takes place due to the evaporation of a part of water when a thin film or drops drain it through a special sprinkler, along which air flows in the direction opposite to the movement of water. When 1% water evaporates, the temperature of the remaining mass decreases by 5,48 °C [2].

For most of the year, surface evaporation plays a dominant role in the cooling tower, and in summer in the heat, evaporation accounts for up to 90% or more of the heat given off by water. In winter, heat transfer is dominated by contact up to 50%, and in the coldest time of the year, up to 70%.

The creation of water recycling systems in the industry using cooling towers helps reduce the costs of enterprises for the consumption and discharge of process water, increase the efficiency of equipment use, so that the cost of the cooling tower pays off over several years. At the same time, such systems allow us to solve current environmental problems.

Basically the efficiency of the cooling process of circulating water on cooling towers is determined by sprinklers and water catchers, designed to provide the necessary surface contact of the phases with minimal air and hydrodynamic resistance.

Currently, there is a great variety of designs of sprinklers and catchers of cooling towers, however, since industry tends to replace products made of traditional materials with polymer products with different sizes and shapes of sections, the demand for which is increasing both in the domestic and in the world market, there is a need to create new highly efficient and technologically advanced designs of sprinklers and water catchers of cooling towers from polymeric materials. In this case, irrigation and water trapping devices in each case must meet the technical requirements of state and industry standards for cooling capacity at minimal cost [3].

When choosing the type of irrigation device in each case, a comparison of the cooling capacity and the cost of the cooling tower should be made. The value of head loss during the movement of air in the irrigator and the water catcher is also an integral indicator of its work, since it characterizes the operating costs of the cooling tower. It is necessary to take into account a number of other indicators - durability, material wear and tear, strength and mass of the sprinkler and water catcher, ease of installation, availability of repairs and inspections, as well as the presence of suspended substances and aggressive impurities in the cooled water.

The solution of problems aimed at saving energy resources and not reducing the main technical indicators of production requires the introduction of new high-tech technologies.

When conducting a physical experiment to investigate the cooling tower, difficulties arise, as the visualization of the processes is technically very difficult.

The purpose of simulating a fills cooling tower is: to study the change in the velocity field of the gas flow inside the fills.

To study the main technological characteristics of the developed fills design with tubes, aerodynamic tests were carried out to determine the aerodynamic drag coefficient of the fills devices and the cooling tower in the automotive area, its dependence on air consumption (air velocity).

The total amount of evaporating water increases with increasing surface contact of water and air, so the design of the cooling towers, in which evaporative cooling occurs, provide for an increase in the surface of evaporation by creating a large mirror of liquid, splitting it into streams and drops or the formation of thin films flowing over the surface of the nozzles. The increase in the intensity of heat and mass transfer during evaporation is also achieved by increasing the velocity of the gas medium relative to the surface of the liquid. However, an increase in this speed should not lead to excessive liquid entrainment by the gaseous medium and a significant increase in the hydraulic resistance of the cooling tower.

The efficiency and reliability of cooling towers largely depend on the nature of the flow in the fills device. When designing cooling towers, reliable data on the structure of the spatial flow and local heat transfer are required, which in modern conditions can be obtained by numerical simulation. Like a physical experiment, calculations require constant and, if possible, extensive verification of the results obtained by comparing both with the data of well-controlled experiments and with the data obtained using various software tools.

This paper presents the results of calculations of three-dimensional turbulent flow in the cooling tower sprinkler. Numerical simulation is performed for the conditions adopted during the experiments.

As a characteristic area of heat transfer, an irrigation site located in a cooling tower was considered. The shape of this area is assumed rectangular with a vertically directed axis. The height of the sprinkler in the cooling tower is 2000 mm, the size of the section is 500x750 mm. At the lower end of the sprinkler, an ascending airflow velocity is set at 1 m/s. The walls of the cooling tower are impenetrable (Fig. 1.).

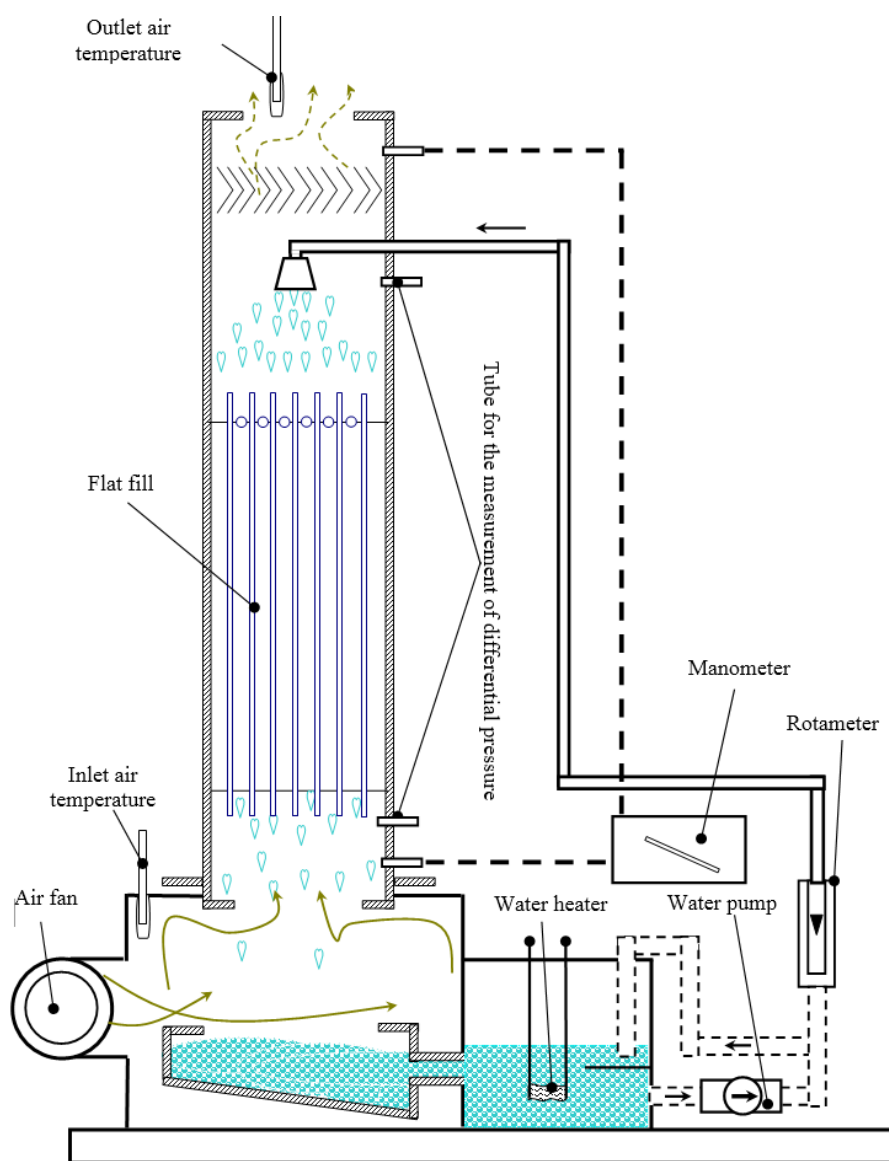


Fig. 1. Scheme of an experimental laboratory stand of a cooling tower with flat irrigators

It should be noted that, given above, the parameters are assigned as boundary conditions for solving the considered problem from the condition of maximum correspondence to the actual heat exchange processes in cooling towers.

The COMSOL package was chosen as a software system for simulating the operation of a compact cooling tower.

A mathematical model of the motion of water and gas is given as an incompressible fluid. The model of incompressible fluid includes: the Navies-Stokes equations (the law of conservation of momentum), the equation of continuity (the law of conservation of mass of a liquid); law of energy conservation; the equation for the diffusion transfer of a scalar quantity (the law of conservation of mass) and the k – e equation for the turbulence model.

The equation of continuity (the law of conservation of mass):

$$\partial\rho/\partial t+\nabla\cdot(\rho u)=0 \quad (1).$$

Momentum conservation equation (vector equation):

$$\rho \partial u/\partial t+\rho(u\cdot\nabla)u=\nabla\cdot[-pI+\eta]+ F \quad (2).$$

Energy conservation equation:

$$\rho C_p \partial T/\partial t+\rho C_p u\cdot\nabla T=\nabla\cdot(k\nabla T) \quad (3).$$

When temperature changes in a stream of liquid (gas) are small, a single-phase liquid (gas) can be considered as incompressible, i.e. ρ is a constant. This condition is true for all liquids under normal conditions, as well as for gases at low speeds. Then for constant density, equation 1 can be written as follows:

$$\rho\nabla\cdot u=0; \quad (4)$$

and equation 2:

$$\rho \partial u/\partial t+\rho(u\cdot\nabla)u=\nabla\cdot[-pI+\mu(\nabla u+(\nabla u)^T)]+ F . \quad (5)$$

To solve the system of differential equations, the finite element method was used.

The area in which the solution of differential equations was sought was divided into a finite number of sub regions (elements) in the amount of 68555 (Fig. 2), in each of which the type of approximating function was chosen arbitrarily. As finite elements, free triangles are used. The program determined their sizes and locations automatically.

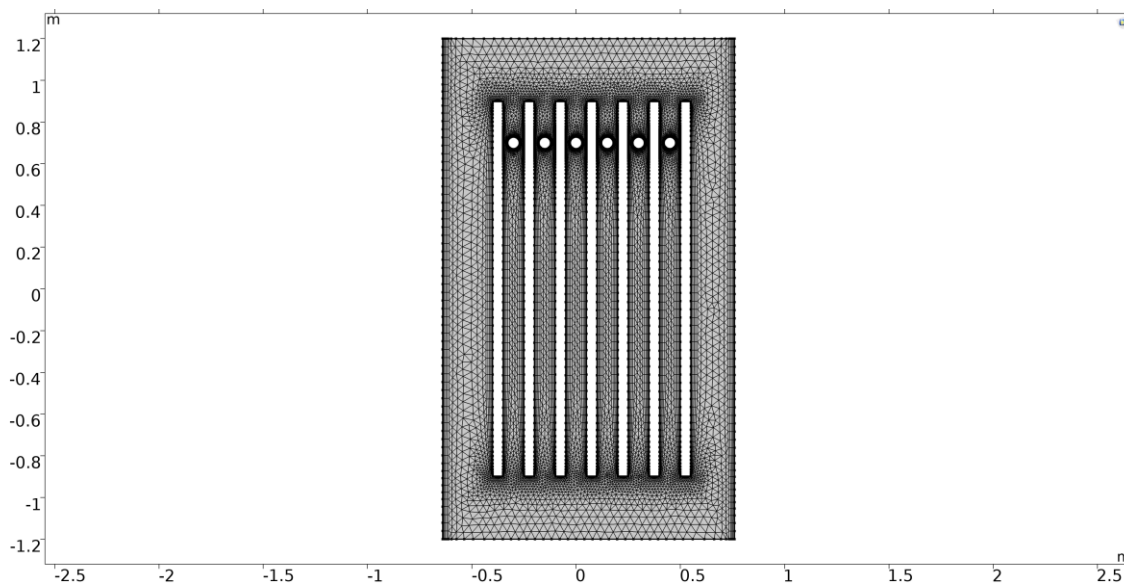


Fig. 2. The original contours of the walls of a flat fill with tubes, divided into finite elements

Then the boundary conditions are set and set. Next, the parameters of the calculation method and the method of numerical simulation are introduced.

When modeling cooling towers, it is necessary to take into account the unevenness of air velocities.

The study of the operation of the compact fan cooling tower using the COMSOL software package made it possible to determine the air velocity field inside the cooling tower and evaluate the operation of the polymer fill. Based on the work done, using the professional version of the COMSOL package, you can develop a complete mathematical model of the cooling tower operation to determine the efficiency of heat and mass transfer between cooled water and air.

The data obtained because of numerical simulation of the distribution of air velocity in the computational domain is shown in Fig. 3. Calculations are based on the perfect gas model. It was assumed that the flow is described by a system of stationary three-dimensional Navier-Stokes equations and energy averaged over Reynolds.

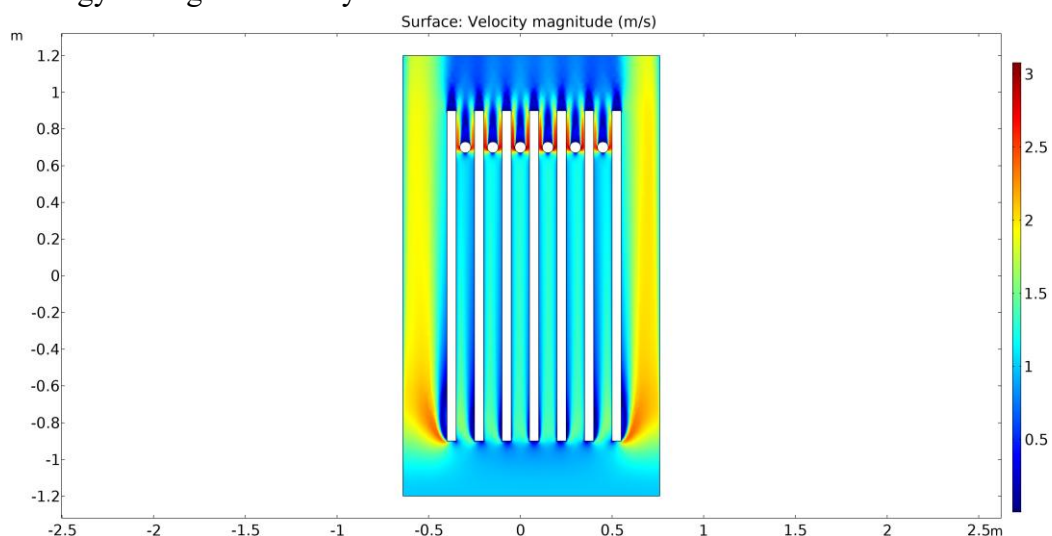


Fig. 3. Fields of velocities in a flat fill with tubes, m / s

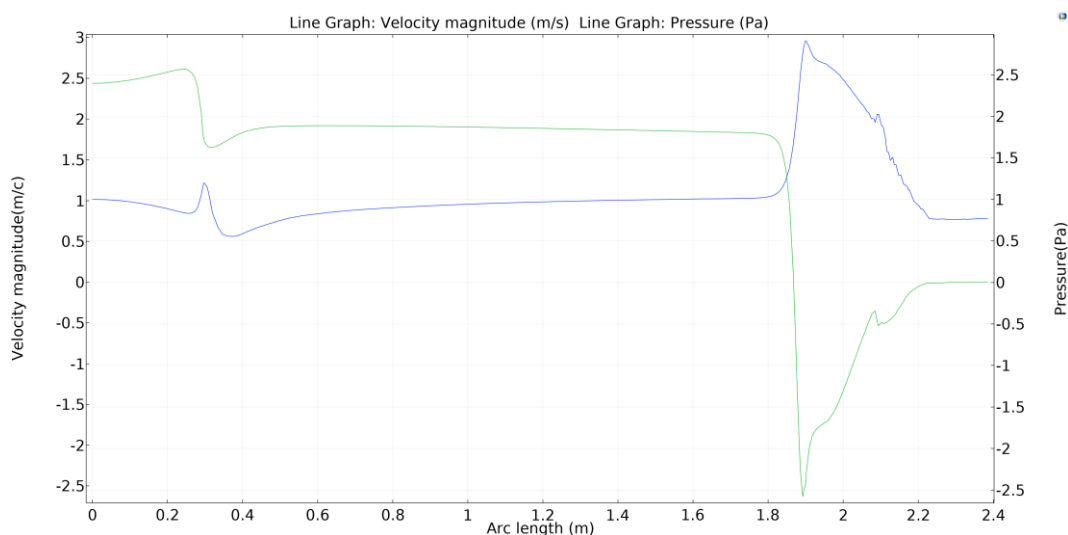


Fig. 4. Graph of the velocity and pressure fields in a flat fills with tube

A comparison of the results of calculations using the COMSOL program and experimental data indicates a good qualitative and quantitative prediction of the velocity field and the pressure in the cooling tower sprinkler. The zone of significant pressure increase near the air inlet to the irriga-

tor was reproduced with sufficient accuracy for practice and the shape of the velocity distribution in the channel and beyond the outlet from the irrigator was correctly predicted. The picture of the pressure distribution obtained using the COMSOL package coincides qualitatively with the experimental data; however, in quantitative terms, the COMSOL program gives an average of 3% underestimate compared to the experiment.

Using the COMSOL research program, calculations of three-dimensional turbulent flow in the cooling tower sprinkler were performed.

Comparison with experiment showed that when using the turbulence model, computing systems allow one to predict the flow structure in the sprinkler channel well, rather accurately resolving the details of the secondary flows.

Bibliographic list

1. Ponomarenko V.S., Arefev Y.I. Cooling Towers of Industrial and Energy Enterprises: Reference Guide. -M.: Energoatomizdat, 1998. 23-30 p.
2. Burger R. Influence of packing cooling towers on the economic results of their work. Oil and Gas Technologies Journal, 2000, №6.
3. <http://www.ventenergo.ru/grad.php>.
4. Rakhmanov N.M. Study of the operation of a compact cooling tower with polymeric fills. Bulletin of TSTU. - Tashkent. TSTU. 2011. 80-83 p.

Библиографический список

1. Пономаренко, В. С., Арефьев Ю. И. Градирни промышленных и энергетических предприятий: Справочное пособие / Под общ. ред. В. С. Пономаренко. - М.: Энергоатомиздат, 1998. – С. 23-30.
2. Бэрджер Р. Влияние насадки градирен на экономические результаты их работы / Нефтегазовые технологии, 2000, №6.
3. <http://www.ventenergo.ru/grad.php>.
4. Рахманов, Н.М. Исследование работы компактной вентиляторной градирни с полимерными оросителем / Н.М. Рахманов // Вестник ТашГТУ. – Ташкент. ТашГТУ, 2011. – С. 80-83.



ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.182

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА В КОТЕЛЬНЫХ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Хондошко Ю.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
инженер, amur-ka_847@mail.ru

Коршик Д.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
инженер, dkorshik@gmail.com

Аннотация: в данной статье рассмотрена проблема повышения энергетической эффективности котельных малой и средней мощности за счет внедрения систем автоматизации. На основе произведенного анализа предложены пути решения проблем, связанных с техническим оснащением котельных и улучшением показателей работы котельных.

Ключевые слова: котельная, тепловая мощность, автоматика.

AUTOMATION OF TECHNOLOGICAL PROCESS IN BOILER OF AMUR REGION

Khandoshko, Yu.V., of the "Amur state University", engineer, amur-ka_847@mail.ru

Korshik D.A., fsbei HE "Amur state University", engineer, dkorshik@gmail.com

Abstract: this article deals with the problem of increasing the energy efficiency of small and medium-sized boilers through the introduction of automation systems. On the basis of the analysis made, ways of solving problems related to the technical equipment of boilers and improving the performance of boilers are proposed.

Keywords: boiler, thermal power, automation.

Теплоэнергетику Дальневосточного региона и Амурской области в частности можно охарактеризовать такими признаками как большое количество источников тепловой энергии малой мощности, низкая капиталоемкость, отсутствие внедрения современных технических решений, большая доля износа оборудования и низкоквалифицированный персонал.

В настоящее время на территории Амурской области функционирует огромное количество котельных малой мощности с КПД не более 50%. Основная доля таких котельных расположена в сельской местности и имеет муниципальное назначение.

подавляющее большинство котельных работает на буром угле низкого качества без его предварительной подготовки для слоевого сжигания. Следовательно, коэффициент использования топлива в таких источниках теплоты минимален.

Если провести сравнительный анализ всех функционирующих на территории области котельных, то можно отметить, что на котлах большой мощности, как правило, устанавливаются специальная автоматика для контроля за режимами работы котлов, а в котельных малой и средней мощности такие технические решения, как правило, отсутствуют. Очевидно, что это приводит к неоптимальным режимам работы таких котлов и существенному перерасходу твердого топлива.

Для нашего региона, с преобладающей долей низкосортных углей, можно отнести такие проблемы как: низкая энергетическая эффективность работы оборудования, практически полное отсутствие автоматизации, отсутствие и недостаточная эффективность систем золоулавливания и подготовки подпиточной воды, отсутствие сбалансированных режимов работы котельных, низкие показатели надежности и условий комфортности.

Выходом из сложившейся ситуации может послужить разработка и внедрение в системы теплоснабжения современных теплоэнергетических технологий и систем автоматизированного управления работой котельных.

Обеспечение регулярного контроля и оптимизация режимов работы котельных малой и средней мощности позволит не только снизить расход топлива, но и одновременно решить ряд задач по управлению оборудованием и его эффективному использованию.

Режим работы котельных установок напрямую определяется и регулируется на основе измерений тепловых характеристик сжигания топлива в топке котла и удалении отходящих газов через газовоздушный тракт. При отстройке топливосжигающего оборудования котельной режим его работы оптимизируется с учетом требований максимального энергосберегающего эффекта и минимального загрязнения окружающей среды вредными выбросами.

Автоматизация крайне необходима для осуществления автоматического режима работы котельной, управления работой котлов, горелок, поддержание заданной температуры, управление системой водоподготовки, работой насосов и т.д. Грамотно внедренная система автоматизации котельной не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала, что исключает человеческий фактор. Для повышения надежности функционирования котельной и снижения риска возникновения нештатных ситуаций котельных помимо основной автоматики включают в себя автоматику регулирования параметров в комплекте с датчиками и контроллерами управления.

Эта автоматика при отсутствии рабочего персонала управляет работой всей котельной: автоматически контролирует и управляет попеременной работой котлов; при отключении котла, обеспечивает работу его насоса; автоматически контролирует и управляет попеременной работой насосов отопления, вентиляции, горячего водоснабжения (технологического процесса); в зависимости от нагрузки, автоматически включает (отключает) резервный котел; автоматически поддерживает заданную температуру теплоносителя на обратном трубопроводе; автоматически осуществляет подпитку системы при понижении давления теплоносителя; система отопления, вентиляция, технологический процесс, горячее водоснабжение –автоматически обеспечиваются теплоносителем в соответствии с температурным графиком.

Современные системы автоматизации имеют технологическую сигнализацию, которая фиксирует все аварийные ситуации и, в случае их возникновения, выдает световую и звуковую сигнализацию. В технологическую сигнализацию как правило входят сигналы: утечка газа; появление угарного газа; понижение, либо повышение давления газа ниже (выше) предельно допустимого уровня; понижение, либо повышение давления теплоносителя ниже (выше) предельно допустимого уровня; понижение, либо повышение напряжения питающей сети ниже (выше) допустимого уровня, либо пропадание фазы; аварии котла; пожара.

Исходя из целей обеспечения высокого качества воспроизводимого теплоносителя, надежного функционирования технологического оборудования и повышения экономических показателей, была разработана система централизованного контроля котельной. Для этого была разработана SCADA–система. Основными задачами этой системы централизованного контроля являются: мониторинг технологических параметров работы котельных; автоматическое управление исполнительными механизмами при изменении количества потребляемой энергии и аварийных ситуациях; передача данных о состоянии протекающих процессов в котельной на компьютер в помещении оператора; возможность формирования на сервере базы данных с параметрами протекающих процессов; выдача данных о технологических параметрах текущего процесса выработки тепла на экране отображающего устройства – сенсорной панели, установленной непосредственно в щите автоматики котельной; передача предупре-

дительных сигналов при возникновении предаварийных ситуаций; возможность выполнения всех вышеперечисленных функций одновременно на нескольких объектах под контролем всего одного диспетчера без снижения критериев качества.

Внедрение автоматизированных систем в котельные Амурской области позволит получить ряд преимуществ: повышение надежности работы котельных за счет улучшения оперативности обработки информации, поступающей из котельных; возможность протоколирования и архивирования информации, анализа работы операторов и оборудования, разбора аварийных ситуаций на основании архивных данных; улучшение условий труда обслуживающего персонала; снижение затрат на энергоносители при оптимальном регулировании поддерживаемых параметров; снижение эксплуатационных затрат и сокращение обслуживающего персонала; возможность установки и с необходимой точностью поддержания требуемой температуры воды, что позволило повысить качество продукции.

Автоматизация и оптимизация технологических процессов получения тепловой энергии позволяет существенно увеличить коэффициент полезного действия энергоустановок. Все это делает котельные малой мощности весьма привлекательными для использования в малонаселенных районах Амурской области.

Библиографический список

1. Морумцев, Д.Ю. Методы и алгоритмы синтеза энергосберегающего управления технологическими проектами: Монография / Д.Ю. Морумцев. – Тамбов; М.; СПб.; Баку; Вена: Изд-во «Нобеллистика», 2005. – 202 с.
2. Смирнов А.В. Практический опыт проектирования, строительства и реконструкции угольных котельных малой мощности по технологии высокотемпературного кипящего слоя / А.В. Смирнов и др. // СПб: «Инженерные системы», 2006, №4 (25).
3. Латышенко, К. П. Автоматизация измерений, испытаний и контроля [Электронный ресурс] : учебное пособие / К. П. Латышенко. — 2-е изд. — Электрон. текстовые данные. — Саратов : Вузовское образование, 2019. — 307 с.
4. Теплоснабжение города [Электронный ресурс] : учебное пособие / сост. В. В. Гончар, Д. М. Чудинов. — Электрон. текстовые данные. — Воронеж : Воронежский государственный архитектурно-строительный университет, ЭБС, 2015. — 58 с.

Bibliographic list

1. Morumtsev D.Yu. Methods and algorithms for the synthesis of energy-saving management of technological projects: Monograph. - Tambov; M.; SPb.; Baku; Vienna: Publishing house "Nobelistics", 2005. - 202 p.
2. Smirnov A.V., Roda I.S., Ovcharov I.V., Bondarev A.V., Karpov M.A. Practical experience in the design, construction and reconstruction of low-capacity coal-fired boilers using high-temperature fluidized bed technology. St. Petersburg: "Engineering Systems", 2006, №4 (25).
3. Latyshenko, K. P. Automation of measurement, testing and control [Electronic resource]: study guide / K. P. Latyshenko. - 2nd ed. - Electron. text data. - Saratov: University education, 2019. - 307 c.
4. Heat supply of the city [Electronic resource]: a tutorial / comp. V. V. Gonchar, D. M. Chudinov. - Electron. text data. - Voronezh: Voronezh State University of Architecture and Civil Engineering, DIA, 2015. - 58 p.



УДК 621.438.082

**ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АБСОРБЦИОННЫХ ХОЛОДИЛЬНЫХ МАШИН**

Матжанов Э.К., Научно-технический центр с конструкторским бюро и опытным производством Академии наук Республики Узбекистан, кандидат технических наук,
e.matjanov@gmail.com

Аннотация: разработана и исследована схема включения абсорбционной холодильной машины к газотурбинную установку с электрической мощностью 28,1 МВт Ташкентской ТЭЦ. В качестве источника тепла для абсорбционной холодильной машины рассматривается тепло уходящих газов котла-утилизатора. В этой статье приведены результаты расчетов для температуры окружающей среды от -15°C до $+45^{\circ}\text{C}$.

Ключевые слова: газотурбинная установка; абсорбционная холодильная машина; электрический КПД; котел-утилизатор; компьютерная модель.

**IMPROVEMENT OF ENERGY EFFICIENCY OF GAS TURBINES USING
ABSORPTION REFRIGERATION MACHINES**

Matjanov E.K. Scientific-Technical Center with Constructional Bureau and Experimental Production of Academy of Sciences of Uzbekistan republic, PhD, e.matjanov@gmail.com

Abstract: 28,1 MW gas turbine in Tashkent CHP was investigated for upgrading with including an absorption refrigeration machine. Absorption refrigeration machine consumes a heat of waste gases at outlet of a heat recovery steam generator. Results of calculations for ambient temperature from -15°C to $+45^{\circ}\text{C}$ are presented in the paper.

Keywords: Gas turbine; absorption refrigeration machine; electric efficiency; waste heat recovery steam generator; computer model.

В настоящее время на тепловых электрических станциях (ТЭС) АО «Узбекэнерго» осуществляются масштабные работы по внедрению газотурбинных и парогазовых установок (ГТУ и ПГУ). В последние годы были введены в эксплуатацию теплофикационная ГТУ с электрической мощностью 27 МВт на Ташкентской ТЭЦ, ПГУ с электрической мощностью 478 МВт на Навоийской ТЭС, два ПГУ с электрической мощностью по 450 МВт на Талимарджанской ТЭС и ПГУ с электрической мощностью 370 МВт на Ташкентской ТЭС. Выполняются инвестиционные проекты по внедрению ПГУ на Навоийской и Тахиаташской ТЭС, а также выполняется строительство новой Туракурганской ТЭС с двумя парогазовыми блоками мощностью по 450 МВт [1].

Но опыт эксплуатации ГТУ и ПГУ, установленных на ТЭС республики, показывает, что из-за высокой температуры окружающей среды ГТУ не могут работать проектными показателями: в жарких периодах года электрическая мощность и электрический КПД ГТУ падают на $\approx 20\%$ ниже проектного. Это объясняется тем, что с увеличением температуры воздуха, поступающего в компрессор ГТУ, снижается его плотность. Это приводит к снижению массового расхода воздуха, поступающего в компрессор ГТУ, что в свою очередь снижает

массовый расход продуктов сгорания через проточной части газовой турбины. Таким образом, снижаются электрическая мощность и технико-экономические показатели ГТУ.

Поэтому обеспечение проектных энергетических и технико-экономических показателей ГТУ в жарких периодах года является актуальной задачей. С целью решения данной задачи нами предлагается включение абсорбционной холодильной машины (АБХМ) для охлаждения воздуха перед входом в компрессор ГТУ.

Для исследований выбрана теплофикационная ГТУ Ташкентской ТЭЦ с электрической мощностью 28,1 МВт. ГТУ H27 компании Hitachi с котлом-утилизатором была установлена в Ташкентской ТЭЦ в 2013 г. ГТУ H27 имеет электрическую мощность 28,1 МВт и электрический КПД 34,2%. Выхлопные газы ГТУ подводятся в котел-утилизатор при температуре 552°C. Котел-утилизатор служит для выработки пара с давлением 3,6 МПа и температурой 416°C для системы теплоснабжения города Ташкента. При номинальных нагрузках массовый расход пара, производимого в котле-утилизаторе, составляет 47 т/ч.

Котел-утилизатор барабанного типа с естественной циркуляцией, состоит из экономайзера, испарительных поверхностей нагрева и пароперегревателя. Питательная вода подводится в экономайзер при давлении 4 МПа и температуре 70°C. Отработанные газы из котла-утилизатора выбрасываются в окружающую среду при температуре 146°C.

Для того, чтобы проанализировать зависимость электрической мощности и электрического КПД от температуры подводимого в компрессор воздуха окружающей среды была разработана компьютерная модель существующей ГТУ H27 (рис. 1). Для моделирования использовался Германский программный продукт EBSILON®Professional [2].

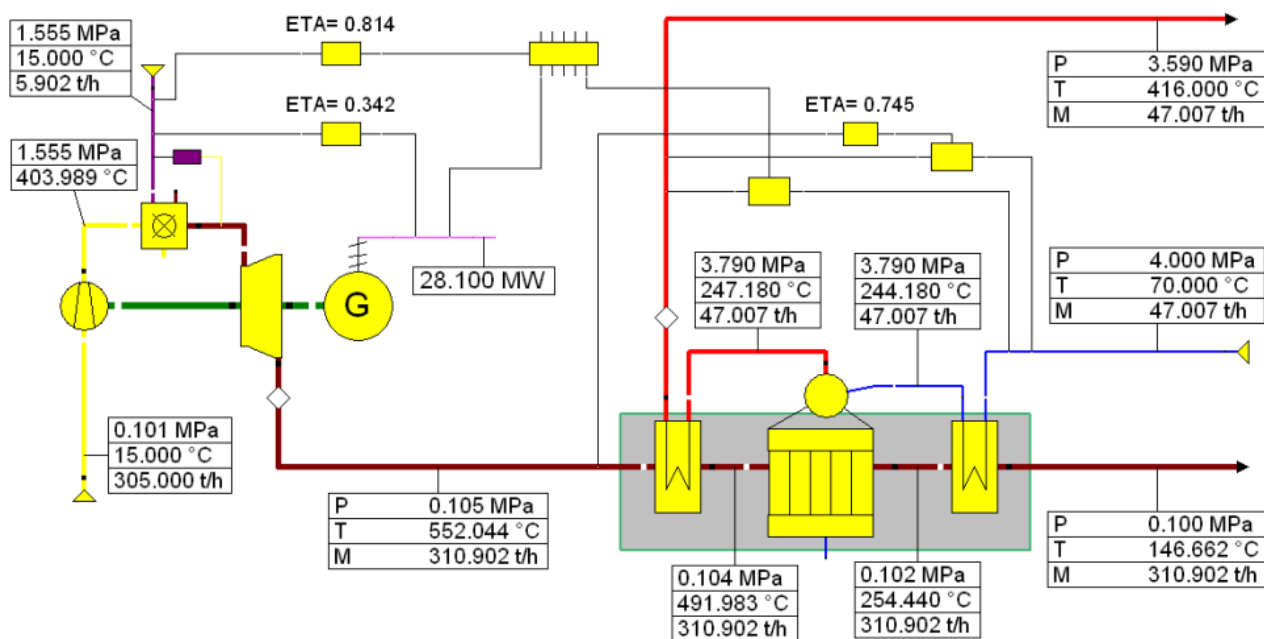


Рис. 1. Компьютерная модель тепловой схемы теплофикационного газотурбинного энергоблока H27 Ташкентской ТЭЦ

Расчеты с использованием компьютерной модели были выполнены для диапазона температуры окружающей среды от -30°C до +50°C. Полученные результаты показывают, что электрическая мощность газовой турбины достигает 33,7 МВт при температуре окружающей среды -30°C, при этом электрический КПД ГТУ повышается до 36,6 %. А при температуре окружающей среды +50°C электрическая мощность и электрический КПД ГТУ снижаются до 23,4 МВт и 31,6 % соответственно. Результаты расчетов по определению зависимости электрической мощности и электрического КПД ГТУ H27 от температуры окружающей среды приведены на рис. 2 в виде графика.

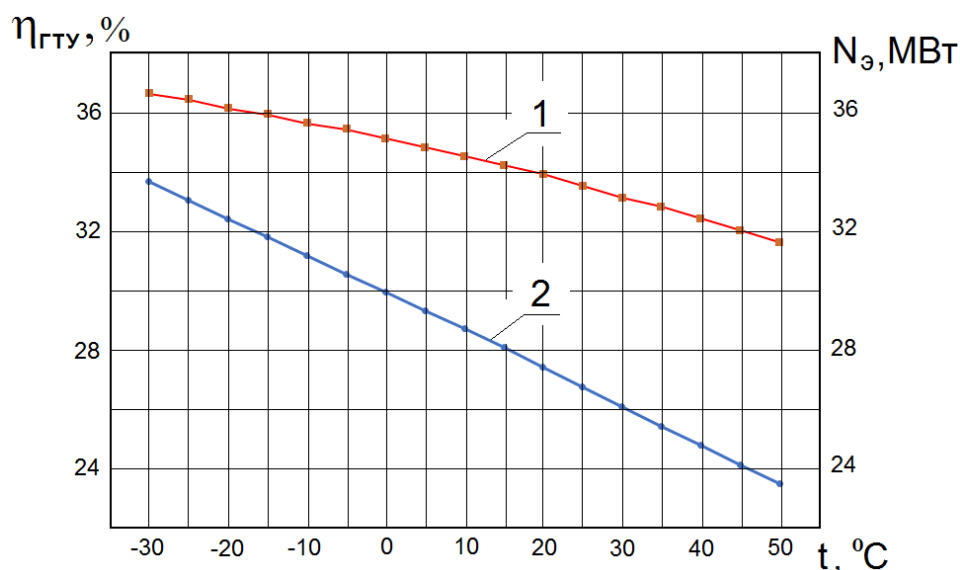


Рис. 2. График зависимости электрического КПД и электрической мощности ГТУ Н27 от температуры окружающей среды. 1 - электрический КПД ГТУ, %; 2 - электрическая мощность ГТУ, МВт

С помощью компьютерной модели была разработана схема модернизации теплофикационного газотурбинного энергоблока Н27 с включением АБХМ. При этом АБХМ служит для охлаждения воздуха на входе в компрессор ГТУ. В качестве источников тепла для АБХМ используется тепло выхлопных газов на выходе из котла-утилизатора. На рис. 3 показана компьютерная модель разработанной схемы при температуре окружающей среды +45°C.

Из обзора литературных источников выявлено, что средний КПД АБХМ составляет ≈60÷66%. Поэтому при моделировании и расчетах АБХМ принят КПД 60%.

Основные результаты расчетов данной схемы для температуры окружающего воздуха от -15°C до +45°C приведены в таблице 1. При температуре окружающей среды от -15°C до +15°C АБХМ будет отключена. При повышении температуры окружающей среды выше +15°C включается АБХМ и она охлаждает поступающий в компрессор воздух до +15°C.

Таблица 1 – Основные результаты расчетов схемы включения АБХМ

Температура окружающей среды, °C	-15	-5	5	15	25	35	45
Электрическая мощность ГТУ, МВт	31,8	30,6	29,3	28,1	28,1	28,1	28,1
Электрический КПД ГТУ, %	35,9	35,4	34,8	34,2	34,2	34,2	34,2
Тепло, извлеченное от выхлопных газов, МВт	0	0	0	0	1,42	2,84	4,26
Температура уходящих газов, °C	146	146	146	146	131	115	100

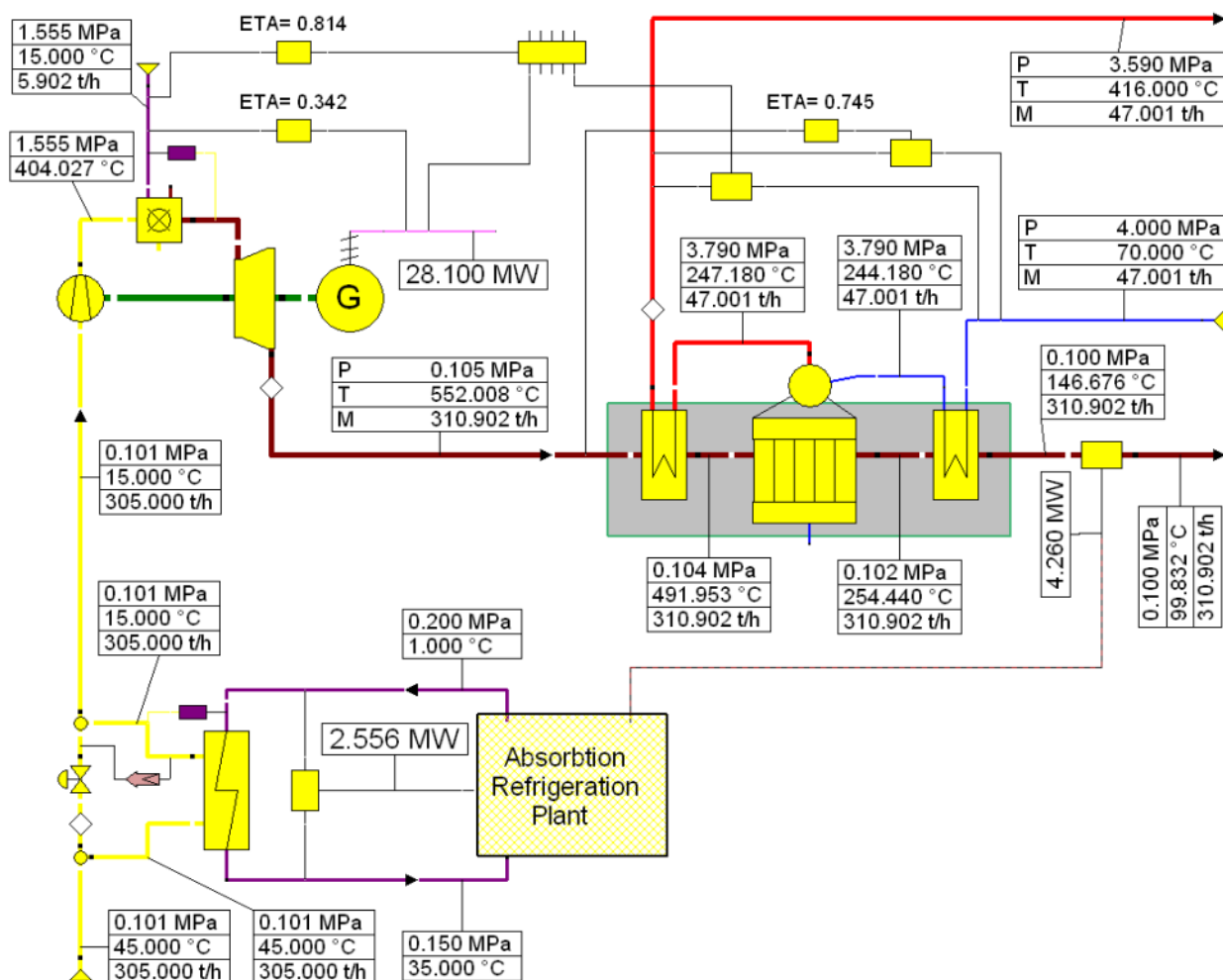


Рис. 3. Компьютерная модель схемы модернизации теплофикационного газотурбинного энергетического блока Н27 с включением АБХМ

Результаты выполненных расчетов показывают, что для охлаждения воздуха в АБХМ от температуры +45 °С до температуры +15 °С необходимо извлечение тепла от выхлопных газов котла-утилизатора в количестве 4,26 МВт. При этом температура выхлопных газов котла-утилизатора снижается от 146°С до 100°С. При этом обеспечиваются проектные энергетические и технико-экономические показатели ГТУ, в том числе электрическая мощность 28,1 МВт и электрический КПД 34,2 %.

Библиографический список

1. <http://uzbekenergo.uz/ru/activities/indicators/>
2. http://www.steag-systemtechnologies.com/epsilon_professional.html

Bibliographic list

1. <http://uzbekenergo.uz/ru/activities/indicators/>
2. http://www.steag-systemtechnologies.com/epsilon_professional.html



ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

УДК 697.341

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРОЦЕССА СЖИГАНИЯ ГАЗА В ТЕПЛОГЕНЕРАТОРАХ С ИНЖЕКТОРНЫМИ ГАЗОВЫМИ ГОРЕЛКАМИ

Присяжная С.П., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
доктор технических наук, профессор

Присяжная И.М., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат технических наук, доцент

Хондошко Ю.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет», инженер,
amur-ka_847@mail.ru

Аннотация: в статье рассмотрена и предложена конструкция автономного теплогенератора, использующего газообразное топливо, сжигаемое в инжекторных горелках атмосферного типа.

Ключевые слова: теплогенератор, теплоснабжение, энергоноситель, горелка.

INTENSIFICATION OF THE GAS BURNING PROCESS IN HEAT GENERATORS WITH INJECTOR GAS BURNERS

Prisyazhnaya S. P., Amur state University, PhD.Tech.Sciences, Professor

Prisyazhnaya I. M., Amur state University, kand.Tech.Sciences, associate Professor

Khondoshko, Yu. V., of the "Amur state University", engineer, amur-ka_847@mail.ru

Abstract: the article considers and suggests the design of an autonomous heat generator using gaseous fuel burned in atmospheric-type injection burners.

Keywords heat generator, heat supply, energy carrier, burner.

Надежная и эффективная работа децентрализованной системы теплоснабжения здания в значительной степени зависит от теплотехнических и эксплуатационных характеристик автономного теплогенератора, обеспечивающего тепловой энергией системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. В качестве первичного энергоносителя в подавляющем большинстве используется химическая энергия ископаемого топлива, а для коммунально-бытовых целей в значительных объемах применяется газообразное углеводородное топливо: природный газ и регазифицированный сжиженный газ (пропан-бутановые смеси). Совершенно очевидно, что используемое в теплогенераторе газогорелочное устройство, как основное топливоиспользующее оборудование, будет в значительной степени определять его теплотехнические, экологические и потребительские качества.

Процесс сжигания газа состоит из следующих последовательно протекающих стадий: образование гомогенной газозооной смеси (топлива и окислителя); подогрев смеси до температуры воспламенения; химическое реагирование – собственно реакция горения.

Стадия смесеобразования оказывает существенное влияние на горение и может осуществляться или как предварительная (подготовительная) стадия, или проходить параллельно с другими процессами. В теплогенераторах малой мощности до 300 кВт, используемых в автономных системах теплоснабжения, применяются дутьевые или эжекторные («атмосферные») газовые горелки. Основным преимуществом атмосферных газогорелочных

устройств является их эксплуатация без надувных вентиляторов для принудительной подачи воздуха. Процесс смесеобразования в них осуществляется за счет кинетической энергии газовой струи, выходящей из дозирующего сопла горелки, которая и эжектирует воздух.

Цель нашего исследования состоит в создании конструкции теплогенератора, имеющего высокую эффективность за счет использования инжекторных горелок с повышенной скоростью выхода газозвушной смеси при сгорании газа низкого давления, обеспечивающего равномерное сгорание и распределение тепла в теплогенераторе при повышенном сроке службы горелки с керамическими крышками.

Сущность создания заключается в том, что в теплогенераторе с инжекторными газовыми горелками, включающем корпус, в нижней части которого установлены вертикально инжекторные горелки, над которыми в верхней части расположены трубы с теплоносителем, коллектор для подачи газа в инжекторные горелки, внутри гладких труб, проходящих в котле, установлены последовательно локальные сферические винтовые турбулизаторы длиной 1,0 – 1,1 м, выполненные из тонкой упругой проволоки в полиэтиленовой оболочке, на которой чередуются гладкие и сферические винтовые участки, причем один конец проволоки закреплен внутри трубы, а второй свободно движется с потоком теплоносителя, при этом инжекторные горелки, включающие эжектор, смеситель, диффузор с отверстием типа Лавалья и керамическую крышку с выходными отверстиями для выхода газозвушной смеси, не менее 2 мм, расположены в шахматном порядке и соприкасаются друг с другом керамическими крышками в смежных рядах, а центры керамических крышек размещены по углам равнобедренного треугольника, стороны которого равны радиусу крышки, с углом при вершине равном 90°(рис. 1).

Теплогенератор состоит из корпуса 1, пучка гладких труб 2 с теплоносителем внутри, локальных сферических винтовых турбулизаторов 3, устанавливаемых в гладких трубах внутри, инжекторных газовых горелок 4, коллектора для подвода газа 5. Инжекторная горелка 4 состоит из эжектора 6, смесителя 7, диффузора 8, керамической крышки 9, форсунки 10. На фигуре показан первичный воздух 11, горящий факел 12, вторичный воздух 13 и теплозащитный экран 14.

В нижней части теплогенератора в шахматном порядке вертикально расположены инжекторные горелки 4 с керамическими крышками 9, и коллектор 5 для подачи газа в горелки.

Теплогенератор работает следующим образом. Топливо, например природный газ, подается к горелкам 4 по коллектору 5 и вводится в горелку через форсунку 10, эжектируя первичный воздух 11 из окружающей среды. В процессе движения по горелкам 4, природный газ смешивается с первичным воздухом в смесителе 7, ускоряется в диффузоре с отверстием типа сопла Лавалья 8, затем подготовленная смесь с коэффициентом избытка воздуха, равным 0,6, вытекает из выходных отверстий керамической крышки 9 и поджигается, например искрой. К горящим факелам 12 подмешивается вторичный воздух 13, и далее, в диффузионной части пламени, топливо догорает.

Конструкция диффузора с отверстием в виде сопла Лавалья способствует увеличению скорости газозвушной смеси при выходе из отверстий крышки, размером не менее 2 мм для исключения засора, что дает возможность использовать газ низкого давления. Устойчивый к высоким температурам материал керамической крышки не изменяет ее форму в процессе эксплуатации, что стабилизирует процесс горения. Так как высота диффузионного участка пламени невелика, вследствие почти полного сгорания хорошо подготовленной смеси в смесителе горелки, дальнейшее ускорение смеси, при прохождении через эжектор с отверстием типа Лавалья и выход на сгорание через крышку горелки, не приводит к увеличению размеров котла. Этому так же способствуют хорошие условия подвода вторичного воздуха к корню факела через боковые окна котла и шахматная расстановка горелок в смежных рядах, которая позволяет практически одну за другой поджечь все горелки, т.к. они соприкасаются, и обеспечить интенсивную циркуляцию вторичного воздуха через промежутки меж-

ду горелками. Центры крышек горелок в смежных рядах размещены по углам равнобедренного треугольника, стороны которого равны радиусу крышки, а угол при вершине равен 90° .

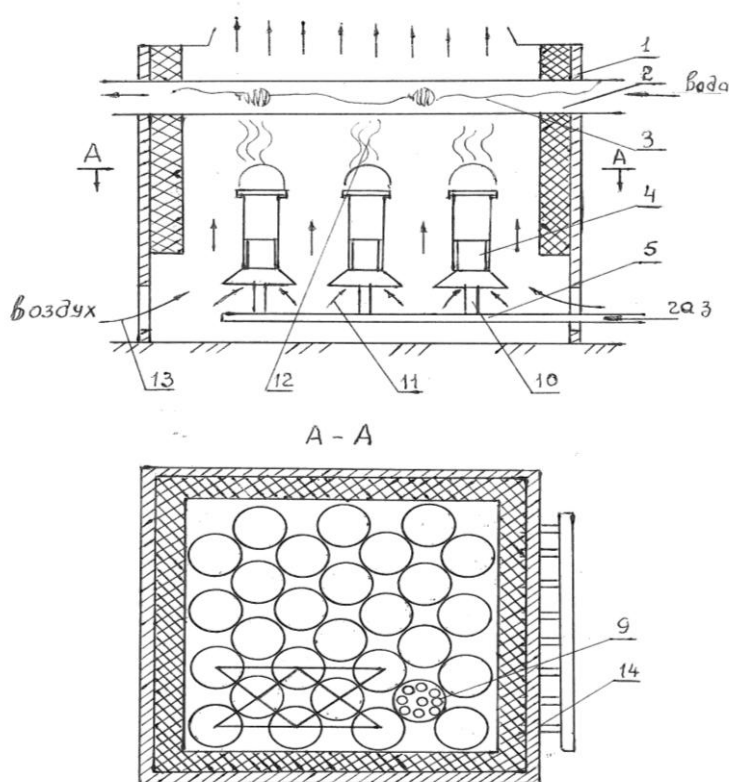


Рис. 1. Теплогенератор с инжекторными газовыми горелками

Локальные сферические винтовые турбулизаторы 3 располагаются в части трубы 2, проходящей внутри котла, и представляют собой тонкую упругую проволоку в полиэтиленовой оболочке, на которой чередуются гладкие и сферические (навитые в виде сферы) винтовые участки. Длина турбулизатора составляет 1,0 – 1,1 м. Один конец проволоки закреплен внутри трубы, второй свободно движется с потоком теплоносителя, интенсивно его перемешивая и турбулизируя сферическими участками, в результате чего достигается повышение теплообмена. В трубе большой протяженности может быть установлено несколько турбулизаторов последовательно.

Таким образом, технический результат использования теплогенератора данной конструкции состоит в обеспечении стабильности процесса горения, снижении вредных выбросов от неполного сгорания газа и в увеличении его теплотворной способности, за счет повышения скорости выхода газозвушной смеси при сгорании газа низкого давления, и долговечности горелки. Интенсивное смешивание и перемещение потока теплоносителя за счет установки локальных сферических винтовых турбулизаторов обеспечивает повышение теплообмена в 2 раза по сравнению с трубами без турбулизаторов.

Библиографический список

1. Бабаходжаев, Р.Н. Методы повышения энергоэффективности теплоэнергетических установок на основе интенсификации гидродинамических процессов: Автореф. докт. (DSe) дис. по технич. наукам. - Ташкент, 2018. - С. 46.
2. Ливчак, В.И. Стратегия энергосбережения в жилищно-коммунальном хозяйстве и социальной сфере // АВОК.-2001.-№6.-С.10-14.
3. Стронг, А.С. Опыт энергетического мониторинга жилых домов с централизованным теплоснабжением / А.С. Стронг, М.В. Никулин // Энергосбережение.-2001. - №4. - С. 68-69.

Bibliographic list

1. Babakhodjaev, R. N. Methods for improving the energy efficiency of thermal power plants based on the intensification of hydrodynamic processes: autoref. doctor.(DSe) dis. according to the tech.sciences. - Tashkent, 2018. - P. 46.
2. Livchak, V. I. the Strategy of energy saving in housing and communal services and social sphere].-2001.- №6.- P. 10-14.
3. Strong, A. S. Experience of energy monitoring of residential buildings with centralized heat supply / A. S. strong, M. V. Nikulin // energy Saving.-2001. - №4. - P. 68-69.

ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 338.262.3

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИОННО-ДОГОВОРНЫХ ОТНОШЕНИЙ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ С ПОСТАВЩИКАМИ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Зубарев А.А., ФГБОУ ВПО «Тюменский индустриальный университет»,
доктор экономических наук, профессор

Антошкин В.А., ФГБОУ ВПО «Тюменский индустриальный университет»,
магистрант, only_citrus@mail.ru

Аннотация: эффективность работы нефтяных компаний зависима от деятельности обеспечивающих подразделений. Организационно-договорные отношения с поставщиками материально-технических ресурсов во многом обуславливают степень подготовленности основного производства. В статье представлена актуальность обеспечения нефтяных компаний средствами индивидуальной защиты (СИЗ) рабочих основного производства. Выделены основные проблемы договорных связей с поставщиками по обеспечению специальной одеждой и СИЗ нефтяных компаний. Автором предложены рекомендации по оптимизации затрат на закупку СИЗ, информационного обеспечения тендерных торгов, а также внесены предложения по корректировке требований к качеству поставляемых материально-технических ресурсов для рабочих нефтегазодобывающего производства.

Ключевые слова: договорные отношения, материально-техническое обеспечение, средства индивидуальной защиты, нефтяные компании.

SOME FEATURES OF ORGANIZATIONAL AND CONTRACTUAL RELATIONS OF OIL COMPANIES WITH SUPPLIERS OF MATERIAL AND TECHNICAL RESOURCES

Zubarev A.A., FGBOU VPO "Tyumen industrial University", doctor of economic Sciences,
Professor

Antoshkin V.A., FGBOU VPO "Tyumen industrial University", postgraduate,
only_citrus@mail.ru

Abstract: the performance of oil companies is dependent on the activities of support units. Organizational and contractual relations with suppliers of material and technical resources largely determine the degree of preparedness of the main production. The article presents the relevance of providing oil companies with personal protective equipment (PPE) for primary production workers. The main problems of contractual relations with suppliers to provide special clothing and PPE for oil companies are highlighted. The author has proposed recommendations for optimizing the cost of purchasing PPE, information support for tenders, and made suggestions for adjusting the quality requirements of the supplied material and technical resources for oil and gas production workers.

Keywords: contractual relationships, logistics, personal protective equipment, oil companies.

Нефтегазовая отрасль является одной из важнейших элементов российской экономики, обеспечивая значительную часть производства первичных энергоресурсов, что выражается в росте ВВП страны до 40% [1]. Разработка новых месторождений и развитие промыш-

ленного производства отраслевых предприятий по добыче углеводородов создают условия и для повышения эффективности капитализации нефтяных компаний. В свою очередь, деятельность нефтедобывающих предприятий немыслима без сотрудничества с сервисными организациями.

В общей структуре сервисных организаций особое место занимают предприятия, на услуги и продукцию которых имеют спрос только нефтяные компании. В настоящее время, на нефтесервисном рынке выделяют множество задач связанных с повышением качества сотрудничества в нефтегазовом секторе. Предприятия нефтегазового сервиса занимаются выполнением работ и оказанием услуг по подготовке месторождений и непосредственно по добыче нефти и газа, поэтому состояние и перспективы развития этих предприятий могут серьезно повлиять на устойчивость нефтегазодобывающей отрасли России. [2].

Перспективы развития нефтяных компаний тесно связаны с особенностями организации взаимоотношений с сервисными организациями. Особую значимость в договорных связях приобретает включенность сервисных и добывающих компаний в хозяйственную деятельность друг друга. Так, например, многие крупные нефтегазодобывающие предприятия заключают длительные договоры на поставку материально-технических ресурсов (МТР) с отечественными предприятиями и заводами изготовителями. Целью такого сотрудничества является решение задач по импортозамещению и сокращению ценовых рисков в отношении иностранных поставщиков. В то же время наличие высокого платежеспособного спроса на сервисные услуги отечественных производителей сопровождается практикой ухудшения качества поставляемых МТР. С другой стороны, для поставщиков наличие одного крупного заказчика и высокая зависимость от эффективности сотрудничества с ним определяет существенные риски развития предприятия на рынке. Кроме того, ценовая политика иностранных компаний на рынке МТР подвергает срыву длительные договорные отношения отечественных представителей. В этой связи, обеспечение эффективного сотрудничества требует четкой координации во взаимодействии нефтяных и сервисных компаний, что обеспечивается соответствующими организационно-экономическими механизмами.

На сегодняшний день наибольшее внимание уделяется решению проблем в области поставки оборудования и запасных частей для добычи, капитального ремонта и других процессов нефтяного производства, однако, еще есть нерешенные задачи. Одной из них является поставка средств индивидуальной защиты (СИЗ) для работников нефтяных компаний. Средние затраты на СИЗ в расчете на одного работника в нефтегазовой отрасли составляют около 20 тыс. руб. и с каждым годом этот показатель растет. Доли по закупке СИЗ в отраслевом разрезе представлены на рисунке 1.

Рынок СИЗ насыщен иностранными производителями, на котором российские товары занимают не более 4%. Основными потребителями СИЗ на российском рынке являются крупные нефтегазовые компании. При этом, за счет тесного сотрудничества объемы отечественного производства и поставки продукции с каждым годом растут (рисунок 2).

В целях прозрачности проводимых торгов на закупку СИЗ нефтяными компаниями операции по закупке проводятся на электронных площадках, условия электронных торгов открыты и публикуются заранее [3,4]. Кроме того, Федеральная антимонопольная служба активно борется с коррупцией по договорным взаимодействиям на поставку СИЗ.

Российским производителям, как показала практика, достаточно сложно конкурировать с зарубежными производителями СИЗ. Причиной этому служат высокая стоимость российских СИЗ и отсутствие сырья для новейших инновационных средств защиты. Его приходится закупать за рубежом, что увеличивает цены на готовую продукцию и снижает спрос на нее. Кроме того, нефтяным компаниям не выгодно приобретать дорогие комплекты защиты и специальных костюмов, так как по нормативам их все равно приходится менять один раз в год.

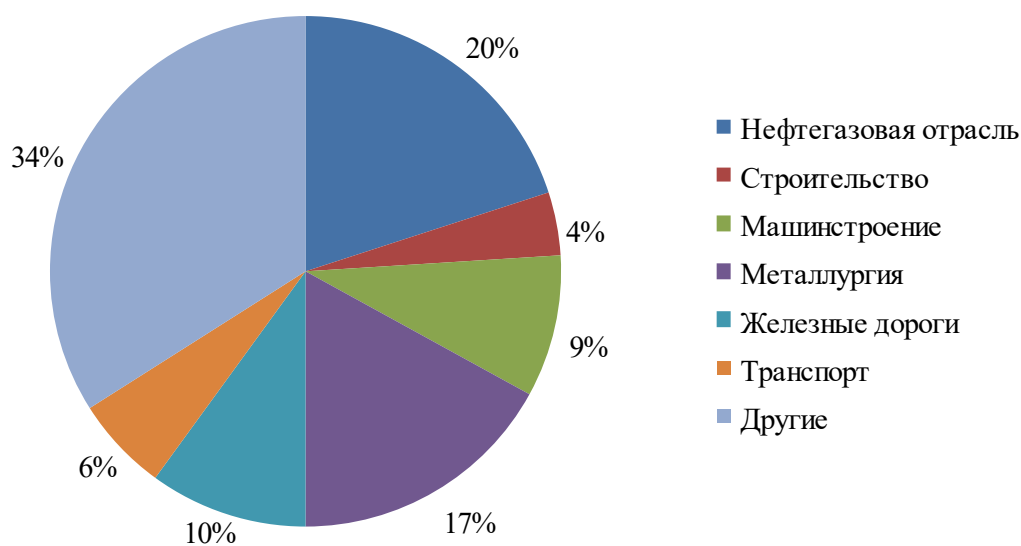


Рис. 1. Структура потребителей СИЗ на российском рынке (по данным Ассоциации СИЗ)

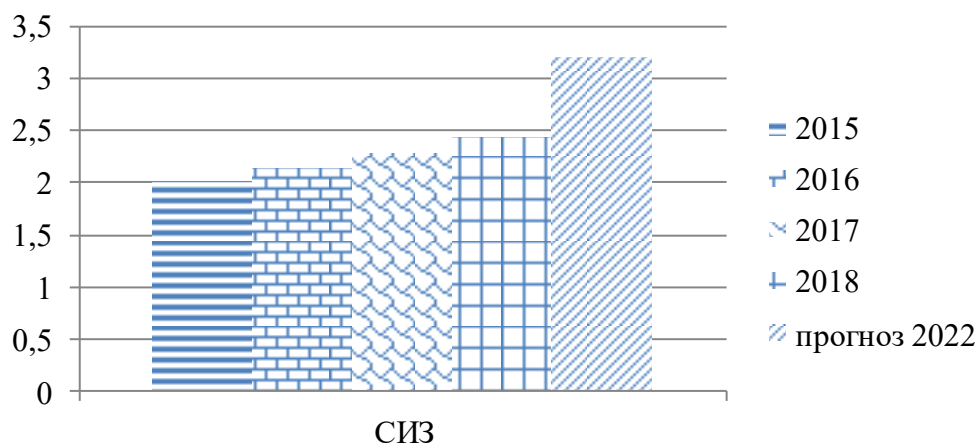


Рис. 2. Динамика поставки СИЗ на рынке российскими производителями, млрд. руб. (по данным агентства «Frost&Sullivan»)

Основными требованиями по характеристикам товара в техническом задании к договору поставки указываются следующие:

- описание качественных характеристик товара, показателей безопасности товара, функциональных характеристик (потребительских свойств) товара;
- предложения по сроку поставки, гарантийному сроку, объему гарантий качества, порядку обслуживания товара, расходам на эксплуатацию товара и др.

Среди основных проблем и путей их решения в организационно-договорных взаимоотношениях нефтяных компаний с поставщиками МТР можно выделить следующие:

1. Рост цен на МТР (инфляция, колебания курсов валют и другие). Совершенствование государственно-частного механизма импортозамещения на основе новых организационно-управленческих технологий, формирующих межотраслевое взаимодействие и оптимизацию системы отраслевых, региональных и корпоративных программ импортозамещения позволит обеспечить долгосрочные договорные связи с отечественными производителями.

2. Не в полной мере адаптирована система тендерных торгов к новым каналам продаж МТР. Управление взаимоотношениями с поставщиками с использованием SRM – системы

позволит управлять договорными отношениями в глобальном масштабе, используя продвинутые инструменты и информационные технологии. Оптимизацию процессов снабженческой деятельности для компании рекомендуется осуществлять посредством:

- систематизации коммуникаций о существующих и ожидаемых характеристиках каждого поставщика;
- сбора и анализа объективной информации и обратной связи с поставщиком относительно фактических показателей его функционирования;
- поддержки управления данными для выбора предпочтительных поставщиков и их ранжирования;
- идентификации, оценки и измерения возможностей снижения общих затрат на закупки МТР.

3. Наличие «пробелов» в законодательной и нормативной базе по охране труда. Разработка Государственными надзорными органами более высоких требований к качеству МТР, в частности СИЗ позволит увеличить допустимые сроки использования качественной продукции.

Совершенствование практик контрактных соглашений на поставку МТР нефтегазовым компаниям с государственным участием в сфере закупок услуг, в том числе установления длительности сроков расчетов, соразмерность ответственности сторон и другое позволит обеспечить рост финансовой устойчивости отечественных сервисных предприятий и повысить экономическую эффективность нефтяных компаний в целом.

Библиографический список

1. Глухова, М.Г. Механизм формирования инвестиционных ресурсов на восстановление газотранспортной системы предприятия / М.Г. Глухова // Известия высших учебных заведений. Социология. Экономика. Политика. - Тюмень: №1, 2008. – С.30-36.
2. Завальный, П.Н. Проблемы законодательного регулирования деятельности нефтегазового сервиса России / П.Н. Завальный // Экологический вестник России. – М.: №10, 2018 [эл.ресурс] Режим доступа: <http://ecovestnik.ru/index.php/2013-07-07-02-13-50/nashi-publikacii/2923-problemy-zakonodatelnogo-regulirovaniya-deyatelnosti-neftegazovogo-servisa-rossii>
3. Федеральный закон «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц» от 18.07.2011 N 223-ФЗ (последняя редакция) [электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_116964/
4. Федеральный закон «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд» от 05.04.2013 N 44-ФЗ (последняя редакция) [электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_144624/

Bibliographic list

1. Glukhova M.G. The mechanism of formation of investment resources for the restoration of the gas transmission system of the enterprise // news of higher educational institutions. Sociology. Economy. Politics. - Tyumen: №1, 2008, from 30-36
2. Zavalny P.N. Problems of legislative regulation of the activities of oil and gas services in Russia // Ecological Bulletin of Russia. - M.: No. 10, 2018 [electronic resource] Access mode: <http://ecovestnik.ru/index.php/2013-07-07-02-13-50/nashi-publikacii/2923-problemy-zakonodatelnogo-regulirovaniya-deyatelnosti-neftegazovogo-servisa-rossii>
3. Federal Law “On the procurement of goods, works, services by certain types of legal entities” dated July 18, 2011 No. 223-FZ (last revised) [electronic resource] Access mode: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_116964/
4. Federal Law “On the contract system in the field of procurement of goods, works, services for state and municipal needs” dated 05.04.2013 N 44-FZ (last revised) [electronic resource] Access mode: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_144624/



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 658.012.011.56:681.518

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ПРОЦЕССОМ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Жданов В.Г., ФГБОУ ВО Ставропольский государственный аграрный университет,
кандидат технических наук, доцент, elena.logacheva2010@yandex.ru

Логачева Е.А., ФГБОУ ВО Ставропольский государственный аграрный университет,
кандидат технических наук, доцент, elena.logacheva2010@yandex.ru

Аннотация: рассмотрены вопросы автоматизации процессов планирования и управления технического обслуживания и ремонта электрооборудования на основе применения методов математического программирования.

Ключевые слова: автоматизация, техническое обслуживание, ремонт электрооборудования, методы математического программирования, алгоритм управления процессом.

DESIGN OF ALGORITHM OF WORKFLOW MANAGEMENT OF MAINTENANCE AND REPAIR OF ELECTRICAL EQUIPMENT

Zhdanov V.G., Ph. D., associate Professor, FGBOU VPO Stavropol state agrarian University, Stavropol, Russia, elena.logacheva2010@yandex.ru

Logacheva E.A., Ph. D., associate Professor, FGBOU VPO Stavropol state agrarian University, Stavropol, Russia, elena.logacheva2010@yandex.ru

Abstract: examines matters relating to the automation of the processes of planning and management of maintenance and repair of electrical equipment based on mathematical programming techniques.

Keywords: automation, maintenance, repair of electrical equipment, methods, mathematical programming, process management algorithm.

Современное техническое обслуживание электрооборудования необходимо рассматривать как производственный процесс, включающий в себя работы по многим важным направлениям. Здесь одновременно выполняются финансирование и материальное обеспечение, регулирование численности ремонтного и оперативного персонала, выбор и реализация различных стратегий обслуживания электрооборудования, планирование ремонта с учетом полезного использования и продленных сроков службы оборудования и т.д. Повысить эффективность работы электротехнических служб (ЭТС) в вопросах технического обслуживания и ремонта электрооборудования можно путем разработки и внедрения автоматизированного рабочего места (АРМ) руководителя ЭТС[1].

В целом АРМ руководителя ЭТС следует отнести к категории сложных систем. Основой для этого служат следующие признаки: наличие большого числа взаимосвязанных элементов, многофункциональность системы и входящих в нее элементов, наличие нескольких каналов взаимодействия элементов (обмен информацией, энергией, материалами и т. д.), наличие у всей системы общей цели, стохастический характер взаимодействия системы с

внешней средой, иерархический характер управления в системе[1,2,3].

Любой сложный комплекс, если подходить к нему с позиций технической кибернетики, состоит из управляющей и управляемой систем, связанных между собой каналами передачи информации. Рассматривая ЭТС как сложную взаимосвязанную систему, можно выделить в ней управляемую часть – персонал и комплекс машин и оборудования, участвующих в проведении эксплуатационных мероприятий, и управляющую часть – коллектив людей и комплекс устройств, разрабатывающих план-график проведения мероприятий, контролирующих ход их выполнения и осуществляющих корректировку графика[1,2,3,4].

Процессу обслуживания электрооборудования соответствует некоторая многополюсная система с несколькими входами (по количеству входных переменных, участвующих в производственном процессе) и несколькими выходами по количеству получаемых результатов. Векторы \bar{X} и \bar{K} ориентируют все параметры, характеризующие входную и выходную информацию.

Считая, что вся доступная информация о поведении объекта содержится в m функциях времени $\{\psi_{ij}\}$ ($i = 1, 2, \dots, n; j = 1, 2, \dots, m$), где n – количество учитываемых параметров процесса на j -ом участке, m – количество производственных участков, можно рассматривать $\{\psi_{ij}\}$ как компоненты mn -мерного вектора $\bar{\Psi}(t)$, называемого вектором состояния $\bar{F}(t)$ управляемого объекта

$$\bar{\Psi}(t) = \begin{pmatrix} \{\psi_{i1}\} \\ \{\psi_{i2}\} \\ \dots \\ \dots \\ \dots \\ \{\psi_{im}\} \end{pmatrix}. \quad (1)$$

Состояние объекта может изменяться под влиянием трех факторов: внешней среды, неконтролируемого изменения динамических свойств объекта, управляющих воздействий.

С учетом этого, функциональные уравнения, описывающие управляемый производственный процесс, в общем виде могут быть представлены тремя группами:

1. Уравнения связи, устанавливающие зависимость выходных параметров от входных

$$S_i(\bar{X}, \bar{K}, \bar{\Psi}, \bar{F}, \bar{Z}, t) = 0 \quad (2)$$

При этом ограничения, определяющие допустимые пределы изменения управляемых параметров, а также характеризующие требования к выходным параметрам (технические условия), могут быть в общем виде представлены совокупностью неравенств

$$\left\{ C_\varphi(\bar{X}, \bar{K}, \bar{\Psi}, \bar{F}, \bar{Z}, t) \right\}_> \left\{ C_\varphi^*(\bar{X}, \bar{Y}, \bar{\Psi}, \bar{F}, \bar{Z}, t) \right\} \quad (3)$$

2. Уравнения, позволяющие выполнить оценку технико-экономической эффективности управления и оценить степень соответствия того или иного управления поставленной перед системой цели управления

$$E(\bar{X}, \bar{Y}, \bar{F}, \bar{Z}, t) = extr \quad (4)$$

3. Уравнения управления, представляющие собой алгоритм управления, обеспечивающий выполнение уравнений показателей эффективности (4) при известных уравнениях связи (2) и заданных ограничениях (3).

$$\bar{Z} = Z(\bar{X}, \bar{K}, \bar{\Psi}, \bar{F}, t) \quad (5)$$

Дополнительные уравнения связей

$$S(\bar{Z}, r) = 0 \tag{6}$$

Дополнительные условия связей определяют функциональную зависимость управляемых параметров s от решений \bar{Z} , вырабатываемых управляющей системой.

Задача управления производственным процессом может быть сформулирована в общем виде следующим образом: при заданных уравнениях связи (2) и ограничениях (3) найти и реализовать алгоритм управления (5), обеспечивающий значение показателей технико-экономической эффективности (4) не меньше (не больше) допустимых для них значений.

Предполагая использование обобщенного показателя качества системы в виде свертки частных показателей качества математическую формулировку задачи управления процессом обслуживания, эти требования можно представить следующим образом

$$(z_1, z_2, \dots, z_w) \rightarrow E = \text{extr}. \tag{7}$$

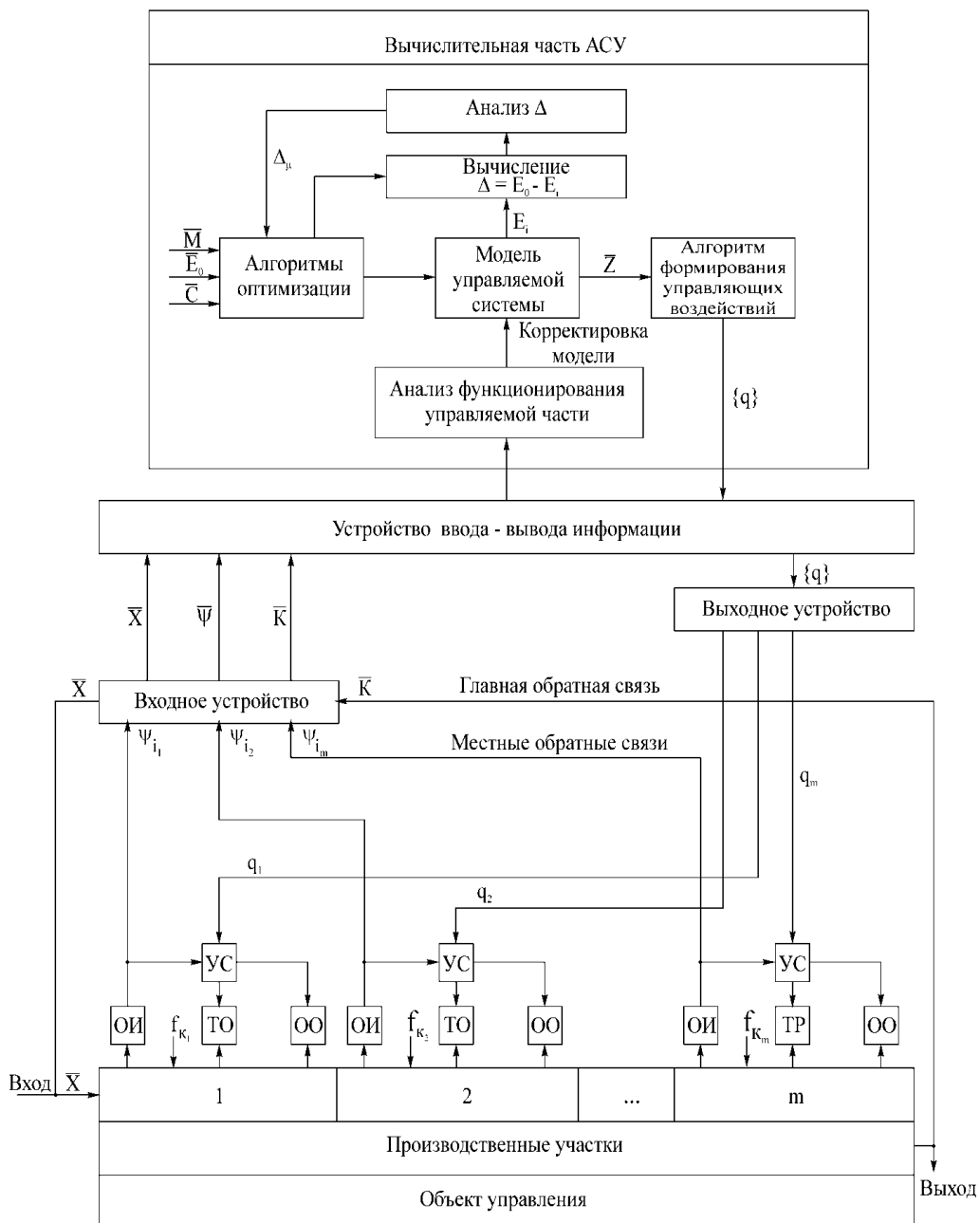


Рис. 1. Функциональная схема автоматизированного управления производственной деятельностью ЭТС

Представленная на рисунке 1 функциональная схема АСУ производственным процессом ЭТС состоит из управляемой и управляющей систем [1,4,5].

Управляемая система представляет собой участок производства, на котором реализуется ряд процессов – проводятся плановые мероприятия по техническому обслуживанию и текущему ремонту, а также выполняются оперативные мероприятия (ОО). При территориальной структуре построения ЭТС (участок 1) электромонтеры, работающие на участке, выполняют весь комплекс профилактических работ, при функциональной структуре (участок 2) в ЭТС создаются специализированные бригады отдельно для проведения технического обслуживания и текущего ремонта. Ход производственного процесса контролируется управляющей системой (УС). Первичная информация, поступающая с объектов, является оперативной (ОИ). На вход входного устройства передается информация, включающая векторы $\overline{X}, \overline{\Psi}, \overline{K}, \overline{F}$. После обработки эта информация поступает на вход системы ввода – вывода информации и вводится в вычислительную часть АРМ. Туда же вводятся задаваемые системой более высокого ранга задания \overline{M} , установленный рассматриваемому производственному участку критерий эффективности \overline{E}_o и ограничения технологического процесса.

Основным блоком вычислительной части АРМ является блок, реализующий модель управляющей части системы. В соответствии с заранее разработанными правилами – алгоритмами оптимизации модель прогнозирует ход и вырабатывает вектор управления \overline{Z} , который с помощью алгоритма управляющих воздействий преобразуется в план–график последовательных воздействий $\{q\}$ на управляемую часть системы. Управляющие воздействия, приказы и команды на проведение мероприятий выдаются вычислительной частью АРМ через выходное устройство.

Так как модель является лишь приближенным отображением реального объекта, то практически достигаемая величина критерия эффективности E_r будет отличаться от идеального (заданного) значения величины E_o . Анализ величины $\Delta = E_o - E_r$ позволяет выявить расхождение между моделью и реальной системой и выработать корректирующее воздействие на модель Δ_{μ} , уменьшающее это расхождение.

С учетом изложенного, задачу управления производственным процессом технического обслуживания и ремонта электрооборудования сельскохозяйственных предприятий по графику ТОР сформулируем следующим образом: при заданных уравнениях связи и ограничениях найти и реализовать алгоритм управления, обеспечивающий оптимизацию технико-экономических показателей [1,2,3,4].

Математическая модель этой задачи записывается следующим образом: определить матрицу назначения $X = \|x_{ij}\|$, удовлетворяющую условиям

$$\Delta = T - T_0 = 0, \text{ откуда} \quad (8)$$

$$\Delta = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n (x_{ij} - x'_{ij}) = 0 \quad (9)$$

при ограничениях:

$$\sum_{j=1}^n x_{ij} = a_i \quad (i = \overline{1, m}) \quad (10)$$

(все заявки должны быть выполнены);

$$\sum_{i=1}^m x_{ij} = b_j \quad (j = \overline{1, n}) \quad (11)$$

(недельный фонд времени выполнения не должен быть превышен),
при граничных условиях

$$x_{ij} \geq 0 \quad (i = \overline{1, m}; \quad j = \overline{1, n}). \quad (12)$$

При этом

$$E_1 = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n c_{ij} x_{ij} \rightarrow \min \quad (13)$$

$$E_2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \delta_{ij} x_{ij} \rightarrow \min. \quad (14)$$

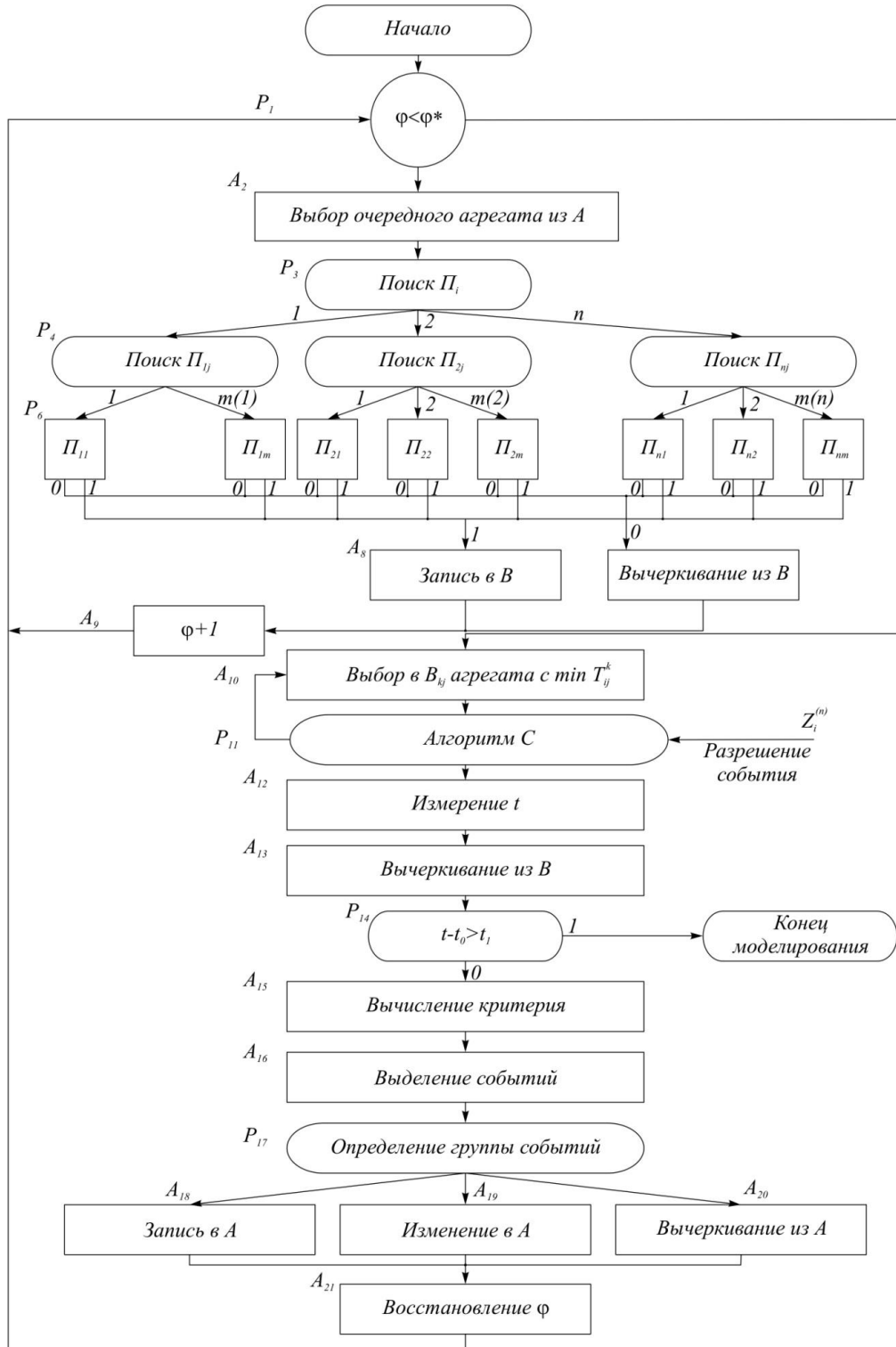


Рис. 2. Блок-схема моделирующего алгоритма

E_1 – показатель технико-экономической эффективности, отражающий оптимизацию графика ТОР по составу исполнителей;

E_2 – показатель технико-экономической эффективности, отражающий затраты при выборе оптимальных маршрутов перемещения исполнителей для обслуживания электрооборудования сельскохозяйственных объектов;

c_{ij} – показатель стоимости профилактических работ;

δ_{ij} – единица измерения длины маршрутов обслуживания.

Блок-схема алгоритма управления процессом производства ТОР электрооборудования представлена на рисунке 2[1,5,6,9]. Моделирующий алгоритм представим в виде операторной схемы, содержащей последовательность операторов, каждый из которых изображает достаточно крупную группу элементарных операций, отражающих в совокупности логическую структуру алгоритма. При записи операторной схемы будем пользоваться следующими обозначениями: A_i – вычислительные операторы (i – порядковый номер оператора).

Оператор A относится к группе арифметических. Запись A_i^j для арифметического оператора означает передачу управления от оператора с номером i к оператору с номером j .

P_i – логические операторы, запись $P_i^{\uparrow j}$ означает передачу управления к оператору с номером j в случае, если условие, проверяемое предикатом P_i , выполняется; запись $P_{i \downarrow k}$ означает передачу управления к оператору с номером k в случае, противоположном указанному.

С помощью моделирующего алгоритма осуществляется отображение модели графика и его корректировка в так называемой зоне А (объекты обслуживания, электрооборудование, трудоемкость ТОР) и прогнозирование состояния его на время θ или заданное число операций, в так называемой зоне В (годовой недельный фонд рабочего времени и трудозатраты на ТОР). Корректировка графика осуществляется изменением порядка расположения производственных объектов, отдельных групп электрооборудования внутри объекта или изменениями, вносимыми в матрицу переходов, при этом отображение графика ТОР в зоне В изменяется автоматически. Управление производственным процессом ТОР электрооборудования осуществляется согласно вектору оптимального управления с использованием графа, определяющего оптимальный маршрут производства работ[].

В первой части алгоритма, после проверки условия, все ли агрегаты рассмотрены (логический оператор P_1 , где φ^* – максимальное количество агрегатов в системе; φ – количество просмотренных агрегатов), осуществляется выбор очередного k -го агрегата i -й группы N_{ij}^k из зоны А, находящегося в j -м состоянии (вычислительный оператор A_2). Для определения состояния, в которое должен перейти агрегат N_{ij}^k , составляется матрица переходов; в последней для i -й группы агрегатов, находящихся в j -м состоянии, задается адрес преобразователя (адрес ячейки) Π_{ij} , осуществляющего преобразование агрегатов. Поиск преобразователя Π_{ij} выполняется в два этапа по индексам i и j (операторы P_3 и P_4).

Преобразователь Π_{ij} (оператор P_6) проверяет условия перехода агрегата в новое состояние (с учетом ситуации в зоне А) и, если переход возможен (невозможен), формирует выход «1» (выход «0»).

Выход «0» включает программу вычеркивания рассматриваемого агрегата N_{ij}^k из зоны В, если он там записан (оператор A_7), выход «1» – программу записи агрегата в зону В с новым порядком состояния агрегата и временем перехода его в новое состояние (операторы A_7 и A_8).

После того как все агрегаты в зоне А будут рассмотрены с помощью преобразователя Π_{ij} , в зоне В окажутся записанными те агрегаты, которые могут изменить свое состояние в рассматриваемый момент.

Вторая часть алгоритма осуществляет преобразование и обработку информации об

агрегатах в соответствии с управляющим алгоритмом C . Оператор A_{10} осуществляет выбор события из зоны B , удовлетворяющего условию $T_{ij}^k \leq t$, где t – текущее время модели и T_{ij}^k – время перехода k -го агрегата i -й группы в j -е состояние. Если для всех агрегатов из зоны B $T_{ij}^k > t$, то первоочередным событием считается такое, для которого $T_{ij}^k = t$. Если имеется несколько событий, которые могут считаться первоочередными, выбор первого из них производится с помощью специального алгоритма C (оператор P_{11}), проверяющего наличие запрещений на изменение состояния агрегата, которые сформулированы в соответствии с командами $Z_i^{(n)}$, задаваемыми управляющим алгоритмом Z . Если для выбранного события $T_{ij}^k > t$, то осуществляется изменение текущего времени модели T_{ij}^k (оператор A_{12}), вычеркивается из зоны B рассмотренный агрегат (оператор A_{13}) и производится проверка, не превысило ли текущее время t заданную длительность моделирования (прогноза) t_1 (оператор P_{14}).

Операторы A_{15} и A_{16} осуществляют оценку варианта, сформированного с помощью управляющего алгоритма Z , с точки зрения его технико-экономических показателей.

В третьей части алгоритма осуществляется формирование зоны A в предположении, что событие, выбранное оператором A_{10} , свершилось. Операторы, формирующие зону A , делятся на три группы. Если агрегат появился в системе впервые, информация о нем записывается в зону A (оператор A_{18}). Если агрегат находился в системе и изменил свое состояние, то к его порядку состояния в зоне A прибавляется новый порядок состояния и текущее время модели фиксируется как время перехода агрегата в новое состояние (оператор A_{19}). Агрегаты покидающие систему, вычеркиваются из зоны A (оператор A_{20}).

После окончания формирования зоны A управление снова передается оператору P_1 и начинается новый цикл моделирования. Эта процедура продолжается до тех пор, пока не будет выполнено условие $(t - t_0) > t_1$, где t_0 – время начала моделирования (оператор P_{14}).

Отметим, что на базе моделирующего алгоритма возможно решение следующих задач: управление с помощью моделирующего алгоритма хода производственного процесса по проведению ТОР электрооборудования на заданное время и оценка эффективности выполнения работ, согласно технико-экономическим показателям; получение информации о состоянии графика ТОР в любой наперед заданный момент времени.

Библиографический список

1. Жданов, В.Г. Повышение надежности и экономичности работы электрооборудования сельскохозяйственных предприятий на основе специализированного автоматизированного рабочего места руководителя электротехнической службы : автореф. дис. ... канд. техн. наук. Ставрополь, 2006. 19 с.
2. Жданов, В.Г. Оптимизационные задачи управления деятельностью энергослужб предприятий / В.Г. Жданов, Е.А. Логачева // Вестник АПК Ставрополья. -2015. - № 2 (18). - С. 36-40.
3. Логачева, Е.А. Программный комплекс для ЭВМ по планированию ремонта электрооборудования / В.Г. Жданов, Е.А. Логачева // Моделирование производственных процессов и развитие информационных систем : сб. науч. статей по материалам 2-й Междунар. науч.-практ. конф. (г. Ставрополь, 15-16 ноября 2011 г.) / СтГАУ. Ставрополь. - 2011. - С. 65-67.
4. Жданов, В.Г. Математическая модель задачи управления процессом технического обслуживания и ремонта электрооборудования сельскохозяйственных предприятий / В.Г. Жданов, Е.А. Логачева, А.В. Кравцов // Методы и технические средства повышения эффективности использования электрооборудования в промышленности и сельском хозяйстве: сб. науч. тр. по материалам 75 науч.-практ. конф. электроэнергетического факультета. (г. Ставрополь, 2011 г.) / СтГАУ. Ставрополь. - 2011.- С. 109-115.
5. Хорольский, В.Я. Математическое моделирование задач оптимизации автоматизи-

рованного управления деятельностью энергетических служб сельскохозяйственных предприятий / В.Я. Хорольский, В.Г. Жданов, Е.А. Логачева. – Ставрополь: ООО «Ветеран», 2014. – 116 с.

6. Логачева, Е.А. К вопросу о сохранении естественного «электромагнитного фона» окружающей среды при внедрении СВЧ технологий в сельском хозяйстве. В сборнике: Проблемы рекультивации отходов быта промышленного и сельскохозяйственного производства / Е.А. Логачева, В.Г. Жданов // IV международная научная экологическая конференция с участием экологов Азербайджана, Армении, Беларуси, Германии, Грузии, Казахстана, Киргизии, Латвии, Ливана, Молдовы, Приднестровья, России, Словакии, Узбекистана и Украины). - 2015. - С. 378-38.

7. Жданов, В.Г. Планирование работ электротехнической службы для разработки АРМ энергетика / В.Г. Жданов, Е.А. Логачева // Методы и технические средства повышения эффективности использования электрооборудования в промышленности и сельском хозяйстве. 76 научно-практическая конференция электроэнергетического факультета СтГАУ. - 2012. - С. 47-49.

8. Горovenko, Д.Б., Горovenko Л.А. Применение маркетингового и логистического подходов в управлении сбытовой деятельностью на предприятии / Д.Б. Горovenko, Л.А. Горovenko // Современные инновационные технологии как одно из условий совершенствования науки, производства и образования. Материалы межвузовской научно-практической конференции АЦВО КубГТУ (22-24 марта 2001 г.). В 2-х частях. Ч. 2. – Армавир: АФЭИ, 2001. – С 123–125.

9. Логачева, Е.А. Повышение качества подготовки технических кадров – основная задача в аграрном образовании / Е.А. Логачева, В.Г. Жданов // Актуальные проблемы развития вертикальной интеграции системы образования, науки и бизнеса: экономические, правовые и социальные аспекты. Материалы II Международной научно-практической конференции 2014. С.125-130.

Bibliographic list

1. Zhdanov, V. G. improving the reliability and efficiency of electrical equipment of agricultural enterprises on the basis of a specialized automated workplace of the head of the electrical service : autoref. dis. ... kand. Techn. sciences'. Zernograd, 2006.19 p.

2. Zhdanov, V. G. Optimization problems of management of activity of power services of the enterprises / V. G. Zhdanov, E. A. Logacheva // Bulletin of agrarian and industrial complex of Stavropol. -2015. - № 2 (18). - P. 36-40.

3. Logacheva, E. A. Software package for computer planning of repair of electrical equipment / V. G. Zhdanov, E. A. Logacheva // Simulation of production processes and the development of information systems : collection of scientific works. articles on the materials of the 2nd international. science.- prakt. Conf. (Moscow, 15-16 November 2011) / SSAU. Stavropol. - 2011. - P. 65-67.

4. Zhdanov, V. G. Mathematical model of the problem of management of the process of maintenance and repair of electrical equipment of agricultural enterprises / V. G. Zhdanov, E. A. Logacheva, A.V. Kravtsov // Methods and technical means of increasing the efficiency of the use of electrical equipment in industry and agriculture: sat.nauch. Tr. according to the materials 75].- prakt. Conf. electric power faculty. (G. Stav-ropol, 2011) / Stgau. Stavropol. - 2011.- P. 109-115.

5. Khorolskiy, V. Y. Mathematical modeling of optimization problems of computer-aided management of energy services of agricultural enterprises / J. V. Khorol's'kyi, V. G. Zhdanov, E. A. Logacheva. – Stavropol: ООО "the Veteran", 2014. - 116 p –

6. Logacheva, E. A. on the issue of preserving the natural "electromagnetic background" of the environment in the implementation of microwave technologies in agriculture. In the collection: Problems of recultivation of household waste of industrial and agricultural production / E. A. Logacheva, V. G. Zhdanov // IV international scientific environmental conference with the participation of environmentalists of Azerbaijan, Armenia, Belarus, Germany, Georgia, Kazakhstan, Kyrgyzstan,

Latvia, Lebanon, Moldova, Transnistria, Russia, Slovakia, Uzbekistan and Ukraine). - 2015. - P. 378-38.

7. Zhdanov, V. G. planning of works of electrotechnical service for development of arm Energetika / V. G. Zhdanov, E. A. Logacheva // Methods and technical means of increase of efficiency of use of electric equipment in the industry and rural owners. 76 scientific and practical conference of the faculty of electric power Stgau. - 2012. - P. 47-49.

8. Gorovenko, D. B., Gorovenko, L. A. the Use of marketing and logistic approaches in the management of marketing activities at the enterprise / D. B. Gorovenko, L. A. Ho-rovenko // Modern innovative technologies as one of the conditions for the improvement of science, production and education. Proceedings of the interuniversity scientific-practical conference of ACVO KubSTU (March 22-24, 2001). In 2 parts. Part 2. - Armavir: AFEI, 2001. - From 123 to 125.

9. Logacheva, E. A. Improving the quality of training of technical personnel-the main task in agricultural education / E. A. Logacheva, V. G. Zhdanov // Actual problems of development of vertical integration of education, science and business: economic, legal and social aspects. Proceedings of the II International scientific-practical conference 2014. Pp. 125-130.



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 620.952

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ РАЗВИТИЯ БИОЭНЕРГЕТИКИ В РЕГИОНАЛЬНОМ АСПЕКТЕ

Скрипко О.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
доктор технических наук, доцент, oskripko18@mail.ru

Бодруг Н.С., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
инженер, bodrug82@rambler.ru

Валуи Р.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет», студент

Аннотация: в статье рассмотрен вопрос развития бионергетики на Дальнем Востоке России. Дано понятие «биоэнергетика» и рассмотрены ее положительные аспекты. На сегодняшний день в биоэнергетике используются различные виды топлива, используемые как за рубежом, так и в России. Объем занимаемый биоэнергетикой в энергобалансе промышленно развитых стран и в России, достаточно не велик, но имеет высокие предпосылки в дальнейшем развитии. Для Дальневосточного региона в области развития биоэнергетики перспективным является получение биодизеля из растительных масел (используя сою) и водорослей.

Ключевые слова: биоэнергетика, биомасса, биотопливо, биодизель, соевое масло, водоросли

POTENTIAL POSSIBILITIES OF DEVELOPMENT OF BIOENERGY IN THE REGIONAL ASPECT

Skripko O.V., Amur state University, Doctor of Technical Sciences, docent, oskripko18@mail.ru

Bodrug N.S., Amur state University, Senior Lecturer, bodrug82@rambler.ru

Valui R.A., Amur state University, student

Abstract: the article deals with the development of bio-energetics in the Far East of Russia. The concept of "bioenergy" is given and its positive aspects are considered. Today in bioenergy various types of fuel are used, used both abroad and in Russia. The volume occupied by bioenergy in the energy balance of industrialized countries and in Russia is not large enough, but it has high prerequisites for further development. For the Far Eastern region in the field of bioenergy development, biodiesel production from vegetable oils (using soybean) and algae is promising.

Keywords: bioenergy, biomass, biofuel, biodiesel, soybean oil, algae

Сегодня понятие «биоэнергетика» довольно прочно закрепилось во всем мире и уже стало самостоятельной отраслью энергетики. Интерес к развитию этой отрасли обоснован, прежде всего, истощением природных запасов топлива и ухудшением экологической обстановки. Поэтому появилась необходимость поиска возобновляемых источников энергии.

На сегодняшний день биоэнергетика – это фундаментальное и прикладное направление совместного и взаимодополняемого развития современных биотехнологий, химической технологии и энергетики, изучающее пути трансформации биомассы в топливо и энергию [1].

Потенциал биоэнергетики довольно большой и обеспечивается ежегодным приростом биомассы на земле до 220 млрд. тонн [1].

К биомассе относят органические вещества, образующиеся в растениях в результате фотосинтеза, которые можно использовать для получения энергии (все виды растительности, растительные отходы сельского хозяйства, деревообрабатывающей и других видов промышленности). В более расширенном смысле биомассой называют также бытовые и промышленные отходы для которых характерны одинаковые принципы их утилизации [2].

Технологии переработки биологического сырья широко применяются для решения проблемы экологически безопасной утилизации органических отходов, уменьшения загрязнения окружающей среды и получения альтернативной энергии.

Биомасса играет существенную роль в энергобалансах промышленно развитых стран: в Швеции ее доля составляет 16%, в Австрии 14%, в Канаде 7%, в Дании 6%, в США 4% от общего потребления первичных энергоресурсов этих стран [2].

Технологии переработки биомассы для получения биотоплива постоянно улучшаются и совершенствуются с целью получения энергии с максимально возможной эффективностью и в удобной форме для потребителя.

Обобщение теоретических и практических исследований по получению энергии из возобновляемых источников позволяет выделить 3 группы методов: физические, химические и микробиологические.

В основе физических методов лежит сжигание органических отходов, для химических методов характерно использование процессов пиролиза и газификации, а микробиологические методы представлены, в основном, анаэробным сбраживанием [2].

На сегодняшний день в биоэнергетике используются следующие виды топлива:

Твердые – торф, щепа, пеллеты, брикеты из древесины, лузги, соломы, шелухи, опилок, коры, навоза и т.п.;

Жидкие – биодизель и растительные масла, бионефть и биоэтанол из растительной биомассы, биобензин из твердой биомассы;

Газообразные – биогаз, получаемый анаэробным сбраживанием биомассы.

Получение перечисленных видов биотоплива связано с развитием и внедрением современных технологий и оборудования. Общими процессами преобразования энергии биомассы являются биоконверсия и термическая конверсия [3].

В технологии получения биотоплива выделяются специальные процессы, такие как спиртовая ферментация, анаэробная ферментация, пиролиз, газификация, сжижение, превращение в сложный эфир, термокаталитический крекинг.

В соответствии с аналитическим обзором современное состояние биоэнергетики в России оставляет желать лучшего, хотя наша страна обладает очень большим потенциалом для развития этой отрасли. Вместе с тем, разработаны государственные программы по строительству и вводу в эксплуатацию заводов (в некоторых регионах такие заводы успешно функционируют) по производству топливных гранул и пеллет, жидкого биодизеля и биоэтанола (из отходов АПК и рапса), октан повышающих добавок, биогазовых станций, электростанций на биомассе [3].

Для Дальневосточного региона в области развития биоэнергетики перспективным является получение биодизеля, который получил распространение во всем мире (к 2020 году объем производства биодизеля в мире составит 100 млн. т в год). Сырьем для производства биодизеля может являться соевое масло или морские водоросли, произрастающие в Японском и Охотском морях, Тихом океане.

Биодизель может служить биотопливом в чистом виде или использоваться в качестве добавки к дизельному топливу. Теплотворная способность биодизеля составляет в среднем 37,6 МДж/кг, биодизель имеет высокое цетановое число (51-58) в сравнении с нефтяным дизтопливом, цетановое число которого (50-52), т.е. качество его выше. Он биологически безвреден (в воде или почве распадается до 99% в течение 30 дней), не содержит серы, при сгорании выбросы CO₂ значительно меньше, чем при сгорании нефтепродуктов.

В некоторых странах мира на биодизель переводят муниципальный транспорт, в настоящее время проводятся испытания по его использованию в качестве авиационного топлива [3].

Биодизель - это многокомпонентное жидкое топливо, которое состоит из метиловых или этиловых эфиров высших ненасыщенных и жирных кислот. Получают биодизель путем химической реакции - этерификации растительных масел (рапсового, соевого, пальмового, подсолнечного, льняного и др.), или путем переэтерификации жиров (животных и кормовых), обработкой растительного сырья ГМО штаммом бактерии *E.Coli* [2].

Существует несколько технологий получения биодизеля из растительных масел. Наиболее простая из них состоит из следующих операций. Соевое масло представляет собой смесь триглицеридов, соединенных с молекулой глицерина с трехатомным спиртом. Для получения биодизеля необходимо провести этерификацию (удалить глицерин, заместив его спиртом). В качестве катализатора выступают растворы гидроксида натрия или калия, метилат натрия). Затем, после отстаивания – разделения смеси на два слоя: верхнего - смеси метиловых эфиров и метанола и нижнего – глицерина, верхний слой направляют на отгонку метанола и получения метилового эфира (биодизеля). Биодизель промывают.

Побочным продуктом в данной технологии является глицерин, который можно использовать в фармацевтике, для производства лакокрасочной продукции, или перерабатывать в биотопливо – биоэтанол.

Перспективным сырьем для получения дешевого биодизеля являются водоросли. Для получения биодизеля используют морские промысловые водоросли – бурые (*Laminariales japonica* и др.), красные (*Ahnfeltia plicata* и т.п.), фукусковые (*Fucus*). Технология переработки водорослей заключается в их предварительной подготовке (сбор, высушивание, измельчение и приготовление биомассы), химическом и ферментативном гидролизе биомассы и отделения липидов, трансэтерификации липидов раствором метилата калия или натрия в метаноле, и отделения и очистки биодизеля [4].

Эти технологии широко используются в мировой биоэнергетике и могут с успехом применяться в Дальневосточном регионе.

Скорее всего, развития биоэнергетики на Дальнем Востоке России в ближайшее время не предвидится. Ведь сегодня наш регион не только обеспечивает себя энергией от гидроэлектростанций, но и активно торгует ею за рубеж. В Амурской области реализуется строительство газоперерабатывающих предприятий, нефтепровода и т.д. Однако регион обладает обширным потенциалом для развития биоэнергетики, так получение биотоплива может снизить финансовую нагрузку на предпринимателей среднего звена, фермеров и др., улучшить экологическую обстановку, внедрить безотходные технологии переработки сельскохозяйственного сырья и гидробионтов, дать новый толчок для развития науки. Вопрос развития биоэнергетики в России является актуальным для всех её регионов, в том числе и Дальневосточного федерального округа.

Библиографический список

1. Биоэнергетика в России в XXI веке / Российское энергетическое агентство. – Москва, 2012. - 36 с.
2. Передерий С. Жидкое биотопливо из сырья растительного происхождения. Часть 2 / ЛесПромИнформ. 2013. – №7 (97). – Режим доступа: <https://lesprominform.ru/jarticles.html?id=3360>. – дата обращения 20.02.19.
3. Новости энергетики. – Режим доступа: <http://nacerp.ru/novosti-energetiki/alternativnaya-energetika/bioenergetika-texnologiya-i-oborudovanie.html>. – дата обращения 12.02.19.
4. Патент № 2404229 Российская Федерация, МПК С10L1/08. Способ получения биодизельного топлива / В.А. Галынкин, А.В. Гарабаджиу, А.Х. Еникеев; заявитель и патентообладатель ЗАО «РОСБИО». - №2009107106/13; опубл. 20.11.2010. бюл. №32.

Bibliographic list

1. Bioenergy in Russia in the XXI century / Russian Energy Agency. - Moscow, 2012. - 36 p.
2. Perederiy S. Liquid biofuel from raw materials of plant origin. Part 2 / LesPromInform. 2013. - №7 (97). - Access mode: <https://lesprominform.ru/jarticles.html?id=3360>. - date of circulation 02/20/19.
3. Energy News. - Access mode: <http://nacep.ru/novosti-energetiki/alternativnaya-energetika/bioenergetika-texnologiya-i-oborudovanie.html>. - date of circulation 12.02.19.
4. Patent No. 2404229 Russian Federation, IPC C10L1 / 08. Method for producing bio-diesel fuel / V.A. Galynkin, A.V. Garabagiu, A.Kh. Enikeev; applicant and patent holder of CJSC ROSBIO. - №2009107106 / 13; publ. 11/20/2010. bullet №32.



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.318.562.7

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЦИФРОВОГО РЕЛЕ ВРЕМЕНИ

Русинов В.Л., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
руководитель СКБ, lostangel@mail.ru

Усенко В.И., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат технических наук, доцент, owlus@mail.ru

Карпова Т.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
инженер, ktv6233@mail.ru

Аннотация: моделирование цифрового реле времени DH48S-2ZH с помощью виртуальных электромагнитных реле в программе MULTISIM.

Ключевые слова: реле, моделирование, сопротивление, быстродействие, напряжение, ток, виртуальный, индуктивность

SIMULATION OF DIGITAL TIME RELAY

Rusinov V.L., FGBOU VO «Amur State University», head SKB, lostangel@mail.ru

Usenko V.I., FGBOU VO «Amur State University», Ph. D., associate Professor,
owlus@mail.ru

Karpova T.V., FGBOU VO «Amur State University», senior lecturer, e-mail

Abstract: modeling of digital time relay DH48S-2ZH using virtual electromagnetic relays in MULTISIM program.

Keywords: relay, simulation, resistance, speed, voltage, current, virtual, inductance

В современной автоматизации технологических процессов используется множество электронных устройств, одним из которых является цифровое реле времени.

Реле времени с индикацией DH48S-2ZH производителя OMRON, предназначенное для коммутации электрических цепей с определённой временной задержкой, используется в схемах автоматики для процессов коммутации и управления, рис.1.



Рис. 1. Внешний вид реле DH48S-2ZH

Основные технические характеристики:

- напряжение питания: $U_{\text{пит}} = 24 \text{ В}$;
- задержка времени: 0,01 сек – 99,99 сек; 1 сек – 99,99 сек; 1 мин – 99 часов 99 мин;
- число контактов: 1 релейный выход с задержкой (перекидной), 1 релейный выход без задержки (перекидной);
- коммутационная способность: $\sim 5 \text{ А}, 220 \text{ В}$; $= 3 \text{ А}, 30 \text{ В}$ (резистивная нагрузка);
- потребляемая мощность не более $S_{\text{потр}} = 5 \text{ ВА}$.

Конструкция и работа реле времени

Реле времени DH48S-2ZH выполнено в пластмассовом корпусе. В верхней части передней панели расположен светодиодный четырёхразрядный индикатор, показывающий остаток времени (определяется установленной временной задержкой) при включении реле, рис. 2. В нижней части установлено наборное поле, состоящее из двух рядов кнопок и индикаторов. Верхний и нижний ряды кнопок под номерами 1, 2, 4 и 5 (если считать слева направо) предназначен для уменьшения/увеличения (на кнопках выдавлены символы «-» и «+», означающие уменьшение/увеличение) значения выставляемого на соответствующем (находящемся под/над кнопкой) индикаторе. Кнопки, находящиеся посередине верхнего и нижнего ряда (т.е. под номером 3), предназначены для выбора диапазона временной задержки: S – секунды, M – минуты, H – часы. Для защиты передней панели от механических воздействий и от случайного нажатия кнопок наборного поля предусмотрена установка прозрачной пластиковой крышки.



Рис.2. Передняя панель реле и клеммная колодка

Реле устанавливается в клеммную колодку, которая позволяет осуществлять настенное, щитовое или на DIN-рейку крепление. На корпус прибора нанесена схема подключения, рис.3.

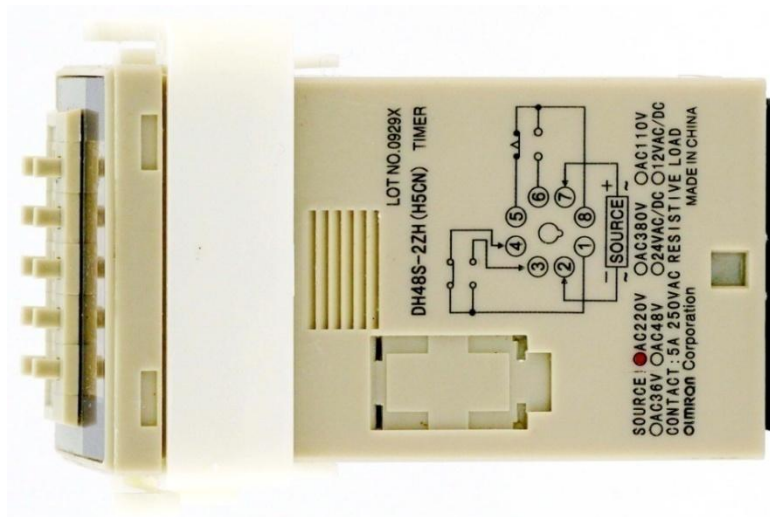


Рис.3. Схема подключения реле

Работу реле времени описывает временная диаграмма, которая имеется в документации рис.4.

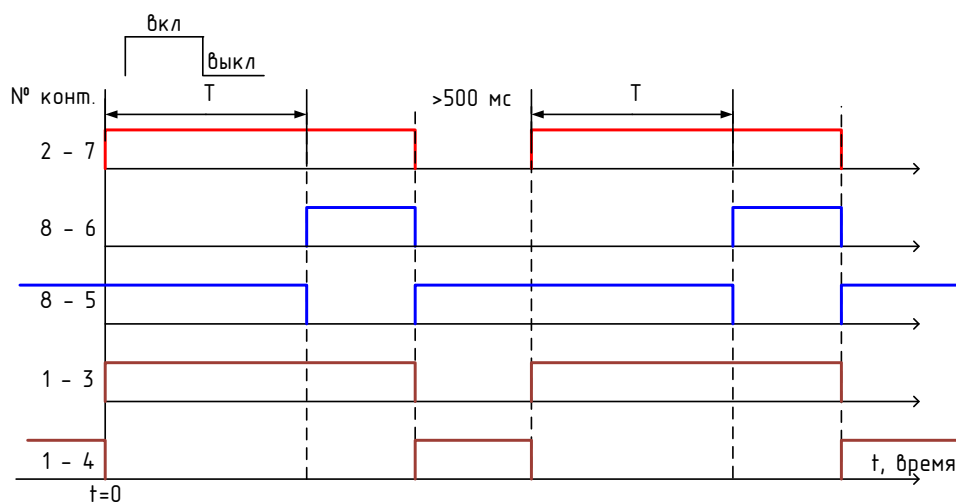


Рис.4. Временная диаграмма работы реле

При проектировании цепей автоматики используются программы схемотехнического моделирования, которые позволяют разработать и отладить электронную схему управления.

Модель реле времени в программе MULTISIM

Программный пакет NI Multisim позволяет моделировать электронные схемы и разрабатывать печатные платы, производить анализ результатов. Базовая библиотека элементов содержит множество моделей реальных электронных и электромеханических устройств. Тем не менее, в данной программе отсутствует модель, подобная реле DH48S-2ZH с группами контактов, срабатывающих с временной задержкой и мгновенно. Кроме того, имитируемое реле является цифровым, а все имеющиеся виртуальные реле в MULTISIM – это модели электромагнитных реле. Но для нашей задачи может быть использована виртуальная модель электромагнитного реле в качестве имитации цифрового реле. Для этого необходима имитация следующих основных свойств.

1. Временная последовательность работы реле с момента подачи до момента снятия напряжения определяется током срабатывания, установившимся током и током отпускания, рис. 5.

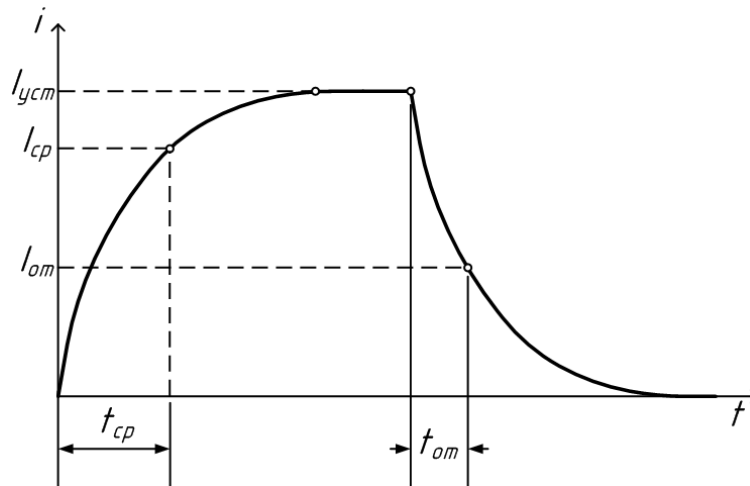


Рис.5. График изменения тока в обмотке

Установившийся ток $I_{уст}$ обмотки электромагнитного реле поставим в соответствие с потребляемым током $I_{потр}$ цифрового реле. Этот ток рассчитаем по значениям напряжения питания $U_{пит}$ и потребляемой мощности $S_{потр}$ цифрового реле:

$$I_{уст} = I_{потр} = \frac{S_{потр}}{U_{пит}}. \quad (1)$$

Для выбранного реле потребляемый (установившийся) ток составляет

$$I_{уст} = \frac{5}{24} = 0,208 \text{ А.}$$

Ток срабатывания:

$$I_{сп} = \frac{I_{уст}}{K_3}, \quad (2)$$

где $K_3 = 1,5 \div 2$ – рекомендуемый коэффициент запаса для электромагнитных реле [1].

Соответственно ток срабатывания виртуального реле, при $K_3 = 1,5$:

$$I_{сп} = \frac{0,208}{1,5} = 0,139 \text{ А.}$$

Ток отпускания определяется коэффициентом возврата $K_в$

$$I_{отп} = K_в I_{сп}, \quad (3)$$

который находится в диапазоне $K_в = 0,4 \div 0,8$.

Для виртуального реле принимается $K_в = 0,6$, тогда ток отпускания

$$I_{отп} = 0,6 \cdot 0,139 = 0,083 \text{ А.}$$

2. Быстродействие виртуального реле, которое определяется временем срабатывания $t_{сп}$ и отпускания $t_{отп}$.

Принимаем допущение, что индуктивность L обмотки реле постоянна и ток реле при подаче на него напряжения описывается уравнением

$$i = I_{уст} \left(1 - e^{-\frac{t}{T}} \right), \quad (4)$$

где $T = \frac{L}{R}$ – постоянная времени цепи [2].

Тогда, времена $t_{\text{ср}}$ и $t_{\text{отп}}$ определяются по формулам:

$$t_{\text{ср}} = T \ln \frac{I_{\text{уст}}}{I_{\text{уст}} - I_{\text{ср}}}, \quad (5)$$

$$t_{\text{отп}} = T \ln \frac{I_{\text{уст}}}{I_{\text{отп}}}. \quad (6)$$

Из (5) определяем постоянную времени T :

$$T = \frac{t_{\text{ср}}}{\ln \frac{I_{\text{уст}}}{I_{\text{уст}} - I_{\text{ср}}}}. \quad (7)$$

Активное сопротивление модели можно найти из электрических параметров цифрового реле:

$$R = \frac{U_{\text{пит}}}{I_{\text{уст}}}. \quad (8)$$

Значение индуктивности, при котором будет обеспечиваться время срабатывания реле $t_{\text{ср}}$, равно необходимому быстродействию:

$$L = \frac{t_{\text{ср}} R}{\ln \frac{I_{\text{уст}}}{I_{\text{уст}} - I_{\text{ср}}}}. \quad (9)$$

3. Схема подключения цифрового реле, рис.6а. Для моделирования цифрового реле используются два виртуальных реле: TIME_DELAY_1C – реле времени и CONTROL_1C – контрольное (обычное) реле, которые находятся в панели компонентов Place Electromechanical (Электромеханика) [3]. Номера контактов виртуального реле указываются такие же, как у реального реле. Полученная модель реле времени показана на рис.6б.

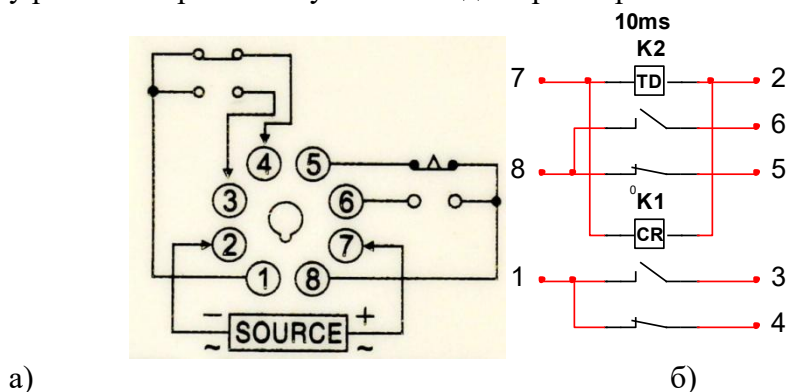


Рис.6. Схемы подключения реального и виртуальных реле

Source – источник питания; TD – обмотка реле времени; CR – обмотка контрольного реле

а) цифровое реле DH48S-2ZH; б) виртуальное реле в MULTISIM

Проверка работы модели цифрового реле.

Соберём схему для проверки быстродействия и алгоритма работы виртуального реле, рис.7.

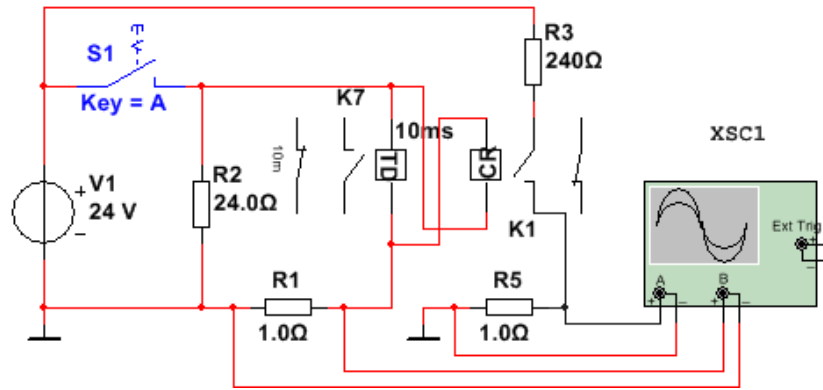


Рис.7. Схема моделирования

Проведём расчёты электрических параметров с учётом того, что цифровое реле времени моделируется двумя виртуальными реле CR и TD, поэтому значения токов срабатывания и отпускания равномерно распределяются между обмотками этих реле:

$$I_{\text{ср.CR}} = I_{\text{ср.TD}} = \frac{I_{\text{ср}}}{2} = \frac{0,139}{2} = 0,069 \text{ А.}$$

Активное сопротивление обмоток виртуальных реле находим по (8):

$$R = \frac{2 \cdot U_{\text{пит}}}{I_{\text{уст}}} = \frac{2 \cdot 24}{0,208} = 230 \text{ Ом.}$$

Задаёмся необходимым быстродействия, т.е. временем срабатывания $t_{\text{ср}} = 3 \text{ мс}$, и по (9) рассчитываем индуктивное сопротивление обмоток:

$$L = \frac{3 \cdot 10^{-3} \cdot 230}{\ln \frac{0,208}{0,208 - 0,139}} = 0,629 \text{ Гн.}$$

Во вкладке VALUE окна свойств (Properties) реле TIME_DELAY и CONTROL указываем рассчитанные электрические параметры, рис.8.

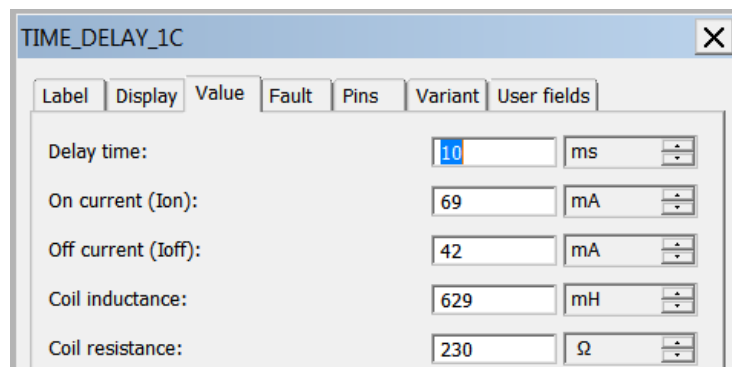
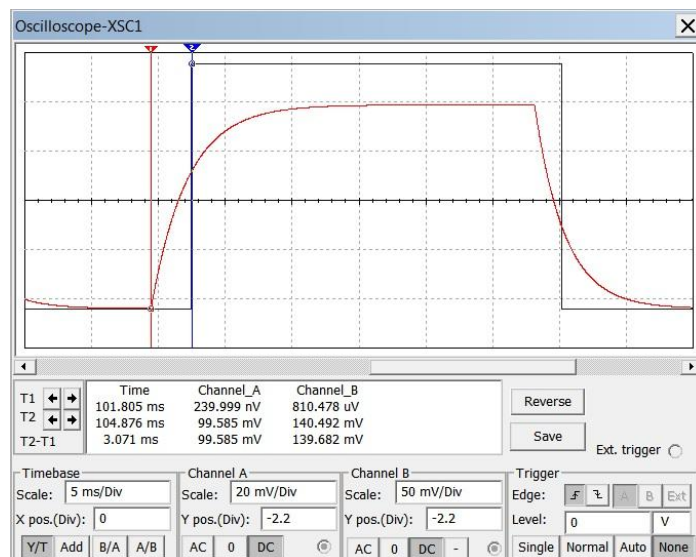


Рис.8. Вкладка VALUE окна свойств Properties

On current – ток срабатывания; Off current – ток отпускания; Coil inductance – индуктивность обмотки; Coil resistance – сопротивление обмотки

После запуска симуляции наблюдаем результаты моделирования, рис.9: быстродействие $t_{\text{ср}} = 3,071 \text{ мс}$; ток срабатывания $I_{\text{ср}} = 140,5 \text{ мА}$, которые подтверждают приведённые выше расчёты.



Разработанная модель цифрового реле ДН48S-2ZH, приводимые расчёты и результаты симуляции пригодятся разработчикам схем управления технологическими процессами, использующими в своей работе MULTISIM, а также преподавателями вузов при изучении цифровых и электромагнитных реле.

Библиографический список

1. Келим, Ю.М. Электромеханические и магнитные элементы систем автоматики: Учеб. пособие для средн. проф. учеб. заведений / Ю.М. Келим. – 2-е изд., исправл. и доп. – М.: Высш. шк., 2004. – 352 с.
2. Усенко, В.И. Теоретические основы электротехники. Часть 1. Анализ линейных электрических цепей в установившихся режимах. Учебно-методическое пособие к выполнению лабораторных работ в программе MULTISIM. / В.И. Усенко, В.Л. Русинов, Н.С. Бодруг, Т.В. Каопова. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2017. – 156 с.
3. Хернитер Марк Е. Multisim 7: Современная система компьютерного моделирования и анализа схем электронных устройств. (Пер. с англ.) / Пер. с англ. Осипов А.И. – М.: Издательский дом ДМК пресс, 2006. – 488 с.

Bibliographic list

1. Kelim, Yu. M. Electromechanical and magnetic elements of automation systems: Studies. the benefit for the middle. prof. studies. institutions / Yu. M. Kelim. - 2nd ed., fixed. and DOP. - M.: Higher. SHK., 2004. - 352 p.
2. Usenko, V. I. Theoretical bases of electrical engineering. Part 1. Analysis of linear electric circuits in steady-state modes. Educational and methodical manual to perform laboratory work in the program MULTISIM. / V. I. Usenko, V. L. Rusinov, N. With. Bodrug, T. V. Kaipova. - Blagoveshchensk: Amur state University, 2017. - 156 p.
3. Herniter mark E. Multisim 7: Modern system of computer modeling and analysis of electronic devices schemes. (Per. with English .) / Per. with English . Osipov, A. And . – M. : DMK press publishing house, 2006. - 488 p.



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 378.16

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ ДИСЦИПЛИН

Светличный С.В., ФГБОУ ВО «Дальневосточный государственный аграрный университет»,
sergey.svetlichnyy.00@mail.ru

Аннотация: рассмотрены особенности использования современных информационных технологий при изучении электротехнических дисциплин с целью повышения качества образования

Ключевые слова: эффективность, качество образования, информационные технологии, мультимедиа технологии

THE EFFECTIVENESS OF THE USE OF MODERN INFORMATION TECHNOLOGIES IN TEACHING OF ELECTRICAL ENGINEERING DISCIPLINES

Svetlichny S.V., far Eastern state agrarian University,
senior lecturer, sergey.svetlichnyy.00@mail.ru

Abstract: the features of the use of modern information technologies in the study of electrical disciplines in order to improve the quality of education are considered

Keywords: efficiency, quality of education, information technologies, multimedia technologies

Актуальность использования современных информационных технологий в образовательном процессе в вузе обусловлена социальной потребностью в повышении качества образования и практической потребностью в использовании в высших образовательных учреждениях современных компьютерных программ. Модернизация учебного процесса требует перехода от пассивных, главным образом лекционных, способов освоения учебного материала, к активным групповым и индивидуальным формам работы, организации самостоятельной поисковой деятельности студентов, что позволит готовить специалиста с выраженной индивидуальностью и организовать деятельность занимающихся в различных условиях. Этому, на наш взгляд, может способствовать внедрение в учебный процесс информационных компьютерных технологий и цифровых образовательных ресурсов [1].

Органы чувств являются информационными каналами между внешним миром и человеком. Сознание человека концентрирует вместе, соединяет в единый образ информацию, пришедшую по различным каналам. Существуют разные способы восприятия информации, связанные с разными органами чувств, через которые она поступает:

- через зрение мы получаем информацию в виде изображения;
- через слух воспринимается информация в звуковом виде;
- через обоняние воспринимается информация в виде запахов;
- через вкус – информация от вкусовых ощущений;
- через осязание – информация в виде тактильных ощущений.

В образовательном процессе широко используются мультимедиа-технологии обуче-

ния за счет организации комплексного воздействия учебной информации одновременно на разные органы чувств человека, сочетая в себе звук, видео, графику, текст, анимацию. По данным ЮНЕСКО, когда человек слушает, он запоминает 15 % речевой информации, когда смотрит – 25 % видимой информации, когда видит и слушает – 65 % получаемой информации. Необходимость применения мультимедиа-технологий, которые в качестве аудиовизуальных средств могут воздействовать на различные органы чувств, несомненна. Необходимость их применения обусловлена значительным усложнением объектов обучения: невозможно продемонстрировать сложное техническое устройство, микросхему или технологический процесс только вербальными средствами и с помощью мела и доски мультимедиа-технологии позволяют выйти за рамки учебной аудитории; сделать видимым то, что невозможно увидеть невооруженным глазом, имитировать любые процессы и ситуации. Из психологии известно, что зрительные анализаторы обладают значительно более высокой пропускной способностью, чем слуховые. Глаз способен воспринимать миллионы бит в секунду, ухо – только десятки тысяч. Информация, воспринятая зрительно, по данным психологических исследований, более осмысленна, лучше сохраняется в памяти. «Лучше один раз увидеть, чем сто раз услышать», – гласит народная мудрость. Следовательно, преподавателю надо расширять арсенал зрительных и зрительно-слуховых средств подачи информации [2].

Включение мультимедийных образовательных материалов, новых информационных и телекоммуникационных технологий в учебный процесс позволяет: представить обучающие материалы не только в печатном, но и в графическом, звуковом, анимированном виде, что дает многим студентам реальную возможность усвоить материал на более высоком уровне; автоматизировать систему контроля, оценки и коррекции знаний студентов; автоматизировать процесс усвоения, закрепления и применения учебного материала с учетом интерактивности многих электронных учебных пособий; существенно повысить интерес к дисциплинам, что также определяет качество обучения; получить доступ и оперировать большим объемом информации; обучать студентов находить и использовать различные виды информации, что является одним из важнейших умений в современном мире. [1].

Эффективность усвоения учебной информации (согласно пирамиде познания по Дж. Мартину): лекция – 5%; чтение – 10%; аудиометоды – 20%; видеометоды – 30%; дискуссионные методы – 50%; практические действия – 70%; обучение других (самостоятельная работа с взаимообучением других) – 90%.

Процесс обучения формирует у обучаемых способность к анализу информации, определению проблемы и поиску ресурсов для ее решения. Обучение происходит в процессе моделирования профессионально-практических ситуаций, где студент демонстрирует знания, умения и через совместное решение приходит к выработыванию определённых навыков по решению поставленной проблемы. Студенты согласно новым образовательным программам должны обладать определенными компетенциями: размышлять, осмысливать, уметь искать нужную информацию, анализировать ее и применять в конкретных профессионально-практических ситуациях. Интерактивное образование позволяет решать эту задачу. Каждый преподаватель может начать вводить интерактивную форму обучения постепенно через введение видео/аудиоматериалов на лекциях, организовывать дискуссионные группы, как на лекциях, так и при оформлении самостоятельной работы. Преподаватель может не только применять известные многим формы и методы работы, но и разработать свои. Таким образом, эффективность образовательного процесса в условиях информатизации системы высшего профессионального образования зависит от ИКТ-компетентности преподавателя [1].

Изучение электротехнических дисциплин (электрических машин) в вузах сталкивается с постоянно растущими объемами и сложностью учебного материала, с ограничением количеством часов, отведенное на преподавание. В таких условиях обычные для преподавателя формы и методы работы требуют пересмотра и совершенствования. Учитывая необходимость доходчивости излагаемого материала и обеспечения качественного предоставления студентам информации, а также содействия развития умения эффективно и творчески применять ее, требуется принципиально иной подход к формированию учебно-методического

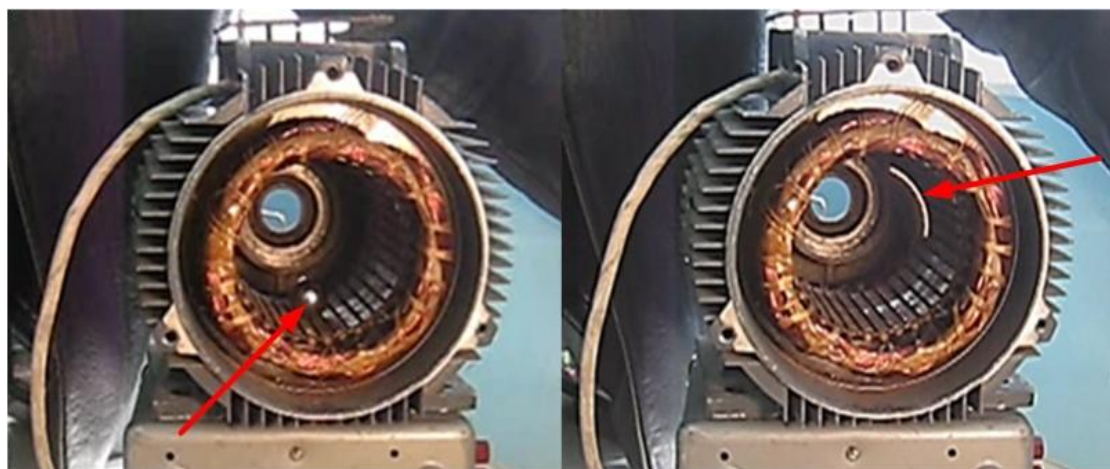
комплекса электротехнических дисциплин. Данный подход должен быть направлен на расширение внеаудиторной и самостоятельной работы студентов, но без снижения качества уровня подготовки специалистов. Методика современного преподавания предполагает переход от чисто механического толкования электротехнического материала из учебно-методической литературы в аудитории, к большому творческому сотрудничеству со студентами, а также к совместному поиску правильных решений. Таким образом, необходимо уделять большее внимание вопросам создания благоприятных условий для самообразования и саморазвития учащихся.

Процесс обучения в большей степени должен быть ориентирован не только на формирование требуемых компетенций, знаний, умений и навыков, но и также на общее развитие, умение логически мыслить, правильно применять методы сбора и обработки информации. Только в этом случае может быть осуществлен переход от устаревшей формулы «образование на всю жизнь» к «образованию в течение всей жизни» [3].

Современный мир информационных технологий принципиально меняет позицию преподавателя, делая его координатором информационного потока. Преподаватель не только формирует информационную культуру, но и направляет студента как активного потребителя информационных ресурсов. С использованием информационных технологий в учебном процессе увеличивается производительность труда преподавателей и студентов. Использование на уроках информационных технологий повышает мотивацию и познавательную активность обучающихся расширяет их кругозор.

При изучении электротехнических дисциплин: электротехника, электрические машины, электрические и электронные аппараты, электропривод нужно использовать сочетание традиционных и компьютерных информационных технологий, а именно: демонстрацию видеосюжетов, собственных учебных презентаций, лекции с анимацией рисунков и графиков различных процессов. Благодаря одновременному воздействию графической, звуковой, фото- и видеоинформации такие средства обладают большим эмоциональным зарядом. Так, например преподавание дисциплины «Электрические машины» требует разъяснения многих сложных процессов, происходящих в электрических машинах, которые невозможно увидеть.

Понятия, пульсирующее и вращающееся магнитное поле для студентов является трудным для понимания, ввиду отсутствия наглядного его представления, поэтому было решено провести эксперимент со статором трехфазного асинхронного двигателя, у которого вместо ротора помещен металлический шарик. Этот эксперимент тоже был снят на видео и с помощью мультимедиа продемонстрирован студентам на лекции (Рис.1, а и б).



а) б)
Рис. 1. Фрагменты видеофайла «Вращающееся магнитное поле»:
а) – шарик неподвижен; б) – шарик вращается

Отмечая перспективы улучшения учебного процесса с использованием мультимедийных технологий обучения, надо иметь в виду, что их применение должно быть строго оправдано, мотивировано, подчинено задачам и содержанию курса электротехнических дисциплин.

Подготовка и чтение лекций с использованием мультимедийных технологий видео и фотоматериалов предъявляет высокие требования к квалификационному уровню преподавателя и интенсифицирует его труд. Следует отметить, что компьютер – всего лишь инструмент, которым нужно умело пользоваться, не превращая его в самоцель. Поэтому компьютерные технологии должны не подменять, а дополнять традиционные формы обучения - лекции, практические и лабораторные занятия.

При изучении мультимедиа технологий и использовании разработанных мультимедийных средств обучения внимание студентов будет напрямую зависеть от умения преподавателя организовать занятие. Широкое использование мультимедийных технологий не только повышает квалификационный уровень преподавателя, но и стимулирует активность студентов, их инициативность и самостоятельность, способствует формированию познавательных интересов, а также повышает ответственность и заинтересованность в освоении учебного материала.

Использование современных технологий позволит облегчить труд преподавателя, интенсифицировать учебный процесс, повысить эффективность и качество обучения. Внедрение в учебный процесс информационных технологий должно быть направлено на формирование у студентов стойкого интереса к выбранной профессии, интереса ко всем дисциплинам, которые объясняют различные явления не только в практической деятельности, но и в реальной жизни.

Библиографический список

1. Арзуманова, Н. В. Использование современных информационных технологий в образовательном процессе / Н.В. Арзуманова // Известия РГПУ им. А.И. Герцена. 2009. №113 [Электронный ресурс]. URL: https://lib.herzen.spb.ru/text/arzumanova_113_86_90.pdf (дата обращения 19.02.2019).
2. Коджаспирова, Г.М.. Технические средства обучения и методика их использования [Текст] / Г.М. Коджаспирова, К.В. Петров. – М. : Академия, 2001. – 256 с. [Электронный ресурс]. URL: http://ito.osu.ru/files/posobie_kras12.pdf (дата обращения 19.02.2019).
3. Ершов, С.В. Особенности применения мультимедийных технологий при преподавании электротехнических дисциплин / С.В. Ершов // Известия ТулГУ. Технические науки. 2016. - Вып. 12. - Ч. 3. - С. 201-207. [Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-primeneniya-multimediyh-tehnologiy-v-elektrotehnike> (дата обращения 19.02.2019).

Bibliographic list

1. Arzumanova, N. V. Use of modern information technologies in the educational process / N. In. Arzumanova / / news of RSPU. A. I. Herzen. 2009. №113 [Electronic resource]. URL: https://lib.herzen.spb.ru/text/arzumanova_113_86_90.pdf (date of registration 19.02.2009).
2. Kodzhaspirov G. M.. Training means and methods of their use [Text] / G. M. Kodzhaspirov, K. V. Petrov. - Moscow: Academy, 2001. – 256 p. [Electronic re-source]. URL: http://ito.osu.ru/files/posobie_kras12.pdf (accessed 19.02.2019).
3. Ershov, S. V. Features of the use of multimedia technologies in the teaching of electrical disciplines / S. V. Ershov // news Tulgu. Technical science. 2016. - Issue. 12. - Part 3. - P. 201-207. [Electronic resource.] URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-primeneniya-multimediyh-tehnologiy-v-elektrotehnike> (accessed 19.02.2019).



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 343.985.4

ОСОБЕННОСТИ ОСМОТРА МЕСТ САМОВОЛЬНОГО ПОДКЛЮЧЕНИЯ К НЕФТЕПРОВОДАМ, НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАМ И ГАЗОПРОВОДАМ

Иванова Е. С., Санкт-Петербургский университет МВД России, ivas-1977@mail.ru

Байкова И. Н., Санкт-Петербургский университет МВД России, nacyt@yandex.ru

Приходько А. Н., Санкт-Петербургский университет МВД России,

кандидат медицинских наук, доцент

Аннотация: В статье представлены исследования по вопросам топливно-энергетического комплекса Российской Федерации. Рассмотрены особенности осмотра места самовольного подключения к нефтепроводам, нефтепродуктопроводам и газопроводам.

Ключевые слова: осмотр, специалист, изъятие, расследование, несанкционированные врезки, техническая документация, газопровод, нефтепровод.

FEATURES OF INSPECTION OF PLACES OF UNAUTHORIZED CONNECTION TO PIPELINES, OIL PIPELINES AND GAS PIPELINES

Ivanova E.S., Saint-Petersburg University of MIA of Russia, ivas-1977@mail.ru.

Baikova, I.N., Saint-Petersburg University of MIA of Russia, nacyt@yandex.ru.

Prikhodko A.N., St. Petersburg University of the Russian interior Ministry, candidate of medical Sciences, associate Professor

Abstract: The article presents research on the fuel and energy complex of the Russian Federation. Features of inspection of the place of unauthorized connection to oil pipelines, oil product pipelines and gas pipelines are considered.

Keywords: inspection, specialist, seizure, investigation, unauthorized tie-ins, technical documentation, gas pipeline, oil pipeline.

В целях охраны топливно-энергетического комплекса Российской Федерации в статью 215.3 Уголовного кодекса Российской Федерации (далее УК РФ) были внесены изменения, предусматривающие ответственность лиц за самовольное подключение к нефтепроводу, нефтепродуктопроводу и газопроводу, повергнутых административному наказанию за аналогичное деяние [1]. Законодатель вынужден был скорректировать действующее законодательство в силу того, что зафиксирован критический рост случаев самовольного подключения к нефтепроводам, нефтепродуктопроводам и газопроводам (далее – НП, НПП, ГП). Необходимо отметить, что результат указанных самовольных подключений таков: отсутствие надлежащей герметизации соединений напрямую влечет за собой угрозу жизни и здоровью граждан, что дает основание отнести такие деяния к общественно опасным. Кроме того, на потери при транспортировке списываются достаточно значительные объемы нефти и газопродуктов, хотя фактически они украдены входе несанкционированных подключений, в результате чего государство теряет значительные доходы. Нельзя не отметить и высокий риск экологических угроз в результате утечек, а порой и аварий из-за несанкционированных подключений, которые наносят непоправимый урон экологии, а их устранение ложится на государство.

В целях повышения эффективности раскрытия и расследования преступлений указанной категории предлагаем особое внимание уделить осмотру месту происшествия, ибо указанное следственное действие имеет наиважнейшее значение в силу того, что в ходе его проведения устанавливается следующее:

- особенности места нарушения трубопровода при самовольном подключении к НП, НПП и ГП или нарушения эксплуатации установок, сооружений и иных объектов;
- наличие установок, сооружений и иных объектов, в результате использования которых произошло самовольное подключение к НП, НПП и ГП.

В ходе осмотра места происшествия изъятию подлежат документы:

- разрешительные документы на осуществление подключения к НП, НПП и ГП;
- свидетельства о регистрации, лицензии, разрешения и т.п.;
- техническая документация на объекты и оборудование;
- приказы, накладные, договоры на установку и поставку газа, нефтепродуктов;
- постановление о назначении административного наказания и т.п.

Осмотр и изъятие технических устройств, оборудования и материалов следует производить с участием специалиста. В протоколе осмотра места происшествия надлежит зафиксировать технические и конструктивные особенности данных предметов, в том числе внешние индивидуальные признаки.

Изъятые предметы направляются в экспертно-криминалистические подразделения органов внутренних дел для производства необходимых исследований и экспертиз.

Обращаем внимание, что преступление, предусмотренное ч.1 ст.215.3 УК РФ, совершается, как правило, путем несанкционированных врезок в трубопроводы. Такая врезка представляет собой отверстие в стенках трубопровода (или его элемента), предназначенное для изъятия находящего в трубопроводе вещества. Как правило, к отверстию присоединяется специальное устройство способствующее изъятию содержимого трубопровода. Такое устройство может состоять из патрубка, снабженного запорным устройством, со шлейфом или без него, или возможностью подключения шлейфа. Шлейф – это отвод (труба или шланг), присоединяемый к верхней части патрубка и используемый для изъятия топлива из трубопровода.

В формате нашего исследования обращаем внимание, что при осмотре мест самовольного подключения к нефтепроводам, нефтепродуктопроводам и газопроводам и особенно в рамках расследования преступлений, предусмотренных частями 3,4 и 5 вышеуказанной статьи УК РФ необходимо особое внимание уделить «нетрадиционным» следоносителям: окурки, места приема пищи, то есть тем объектам, на которых может быть обнаружен генетический материал. Несмотря на то, что при осуществлении незаконной врезки в НП, НПП и ГП должно остаться достаточное количество «традиционных» следов (от транспортных средств, обуви, рук), как показывает практика, данные следы сложно подвергнуть идентификационному исследованию вследствие их устаревания и разрушения. Как правило, злоумышленники осуществляют технологические действия в перчатках, следы обуви и транспортных средств иногда фактически «исчезают» из-за влияния погодных условий. Поэтому так важно обнаружить и изъять объекты с генетическим материалом. И как указано в Федеральном законе «О полиции» в статье 11 полиция в своей деятельности обязана использовать достижения науки и техники [2], а в настоящее время наблюдается фактически научный прорыв в области производства генетических экспертиз, что безусловно способствует раскрытию и расследованию преступлений, объектом которых выступает топливно-энергетический комплекс.

Библиографический список

1. Федеральный закон от 29.07.2018 N 229-ФЗ "О внесении изменений в статью 215.3 Уголовного кодекса Российской Федерации и статьи 150 и 151 Уголовно-процессуального кодекса Российской Федерации" // Электронный ресурс

<http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=303435&fld> (дата обращения 10.02.2019 г.)

2. Федеральный закон "О полиции" от 07.02.2011 N 3-ФЗ // Электронный ресурс http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_110165/ (дата обращения: 10.02.2019 г.)

Bibliographic list

1. Federal law of 29.07.2018 N 229-FZ "On amendments to article 215.3 of the Criminal code of the Russian Federation and articles 150 and 151 of the code of Criminal procedure of the Russian Federation" / / Electronic resource <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=303435&fld> (date of application 10.02.2019)

2. Federal law "On police" from 07.02.2011 N 3-FZ // Electronic resource http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_110165/ (accessed: 10.02.2019)



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 681.51

ОБЗОР ОБЪЕКТОВ АВТОМАТИЗАЦИИ МАСЛОЭКСТРАКЦИОННОГО ЗАВОДА

Скрипко О.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
доктор технических наук, доцент, oskripko18@mail.ru
Соловьева И.С., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет», магистрант,
kafedraapp@yandex.ru

Аннотация: статья содержит аналитический обзор информационных источников по вопросу автоматизации объектов маслоэкстракционных заводов. Практически все цеха и производственные процессы на маслоэкстракционных заводах автоматизированы. Использование систем автоматизации оказывает положительное влияние на качество готовой продукции и снижение её себестоимости.

Ключевые слова: экстракция, объект, автоматизация, технологический процесс, растительное масло, соя

OVERVIEW OF AUTOMATION OBJECTS OF AN OIL EXTRACTION PLANT

Skripko O.V., Amur state University, Doctor of Technical Sciences, docent, oskripko18@mail.ru
Soloviova I.S., Amur state University, undergraduate, kafedraapp@yandex.ru

Abstract: the article contains an analytical review of information sources on the automation of oil extraction plants. Almost all workshops and production processes at oil extraction plants are automated. The use of automation systems has a positive impact on the quality of the finished product and reduce its cost.

Keywords: extraction, object, automation, technological process, vegetable oil, soybean

Получение растительных масел возможно несколькими методами: методом прессования, методом центрифугирования и методом экстракции растворителем. Метод экстракции позволяет извлечь максимальное количество масла из масличного сырья, а также позволяет использовать обезжиренный остаток – шрот, поэтому является наиболее распространенным во всем мире.

Процесс извлечения масла методом экстракции заключается в предварительной подготовке масличного сырья, его обработке органическими растворителями (получении мисцеллы), очистки мисцеллы, отгонки растворителя для очистки масла, фасования и упаковки готового растительного масла. Растительное масло методом экстракции получают на маслоэкстракционных заводах. Завод представляет собой предприятие полного цикла на которое масличное сырье поступает авто или железнодорожным транспортом [1, 2].

Транспорт разгружают в специальные бункеры, после разгрузки семена проходят очистку от сора и, при необходимости, поступают на сушку, затем их направляют на хранение.

Технологический процесс начинается в маслопрессовом цехе, где производится обрушивание семян с последующим отделением ядра от лузги. На участке гидратации прово-

дят влаготепловую обработку ядра, после которой ядро направляется на прессы для отжима масла. Прессовое масло после фильтрации направляется на фасование и реализацию, а полученный жмых попадает в маслоэкстракционный цех, где производится полное извлечение масла из жмыха методом экстракции.

На большинстве современных маслоэкстракционных заводов весь технологический процесс автоматизирован. При этом процесс разделен на отдельные участки, контроль на которых осуществляется диспетчерским комплексом. В этом комплексе происходит автоматизация сбора, обработки, накопления, хранения и отображения данных, полученных от АСУ ТП всех объектов производства на предприятии. Так же в диспетчерской принимаются решения по приему сырья, подаче его на обработку, об осуществлении отгрузки и приема готовой продукции, о смешивании продуктов для получения товарной продукции. Рассмотрим каждый участок производства как объект автоматизации производственного процесса [2, 3].

1. Участок приемки и хранения семян предназначен для разгрузки, сушки, транспортировки в рушально-веечное отделение и хранения масличного сырья. С точки зрения автоматизации на данном участке автоматизированы основные технологические режимы, улучшающие производительность и удобство эксплуатации: системы автоматической зачистки силосов, система выбора маршрутов перемещения семян с возможностью автоматического запуска и остановки.

2. Вторым этапом является рушально-веечное отделение, предназначенное для отделения семян от оболочки. К автоматизированным на участке технологическим процессам относятся: система полуавтоматического запуска отделения, запуск переработки масличного сырья.

3. Маслопрессовый цех, предназначенный для подготовки семян к отжиму, последующему отжиму масла в прессах и фильтрации масла. В плане автоматизации здесь реализованы запуск переработки масличного сырья, системы автоматического управления фильтрацией масла, производительностью прессов, кондиционерами.

4. В отделении грануляции из переработанной лузги и шрота получают гранулы. Здесь реализован полуавтоматический запуск грануляции.

5. Участок гидратации, на котором происходит удаление из растительных масел фосфолипидов, осушка и охлаждение масла. В плане автоматизации здесь предусмотрена удобная система визуализации технологического процесса.

6. На следующем этапе происходит получение лецитина из очищенного масла, его хранение и отгрузка. На участке реализован полностью автоматический процесс производства и хранения лецитина.

7. На объекте маслохранилища, предназначенном для хранения масла и его дальнейшей отгрузки на транспорт, реализована система дозирования масла.

8. На участке приемки и транспортировки шрота и лузги реализована система выбора маршрутов перемещения продукта с возможностью автоматического запуска и остановки.

9. Кроме основного производства на маслоэкстракционных заводах для водоснабжения установок водоподготовки может применяться автоматизированная система управления водозабором артезианских вод. На объекте отслеживается текущий объем потребления воды заводом, на основе этих данных проводится автоматический выбор скважин.

10. В системе автоматизации маслоэкстракционного завода также реализуется автоматизированная система управления режимами работы электрофилтра, предназначенная для обеспечения эффективного управления технологическим процессом в реальном времени, управления механизмами электрофилтра, обработки и хранения информации о протекании технологического процесса, выдачи оперативной информации оператору для реализации защит и блокировок. За счет оптимизации режимов работы и уменьшения времени работы оборудования повышена экономичность использования установок. Практически на всех объектах производства реализована система взаимных блокировок оборудования [2, 3].

11. Для согласованной работы между подразделениями завода предусмотрена система автоматизированного учета продукции, которая позволяет формировать отчетные документы.

Программно-аппаратная база систем автоматизации маслоэкстракционных заводов может включать: контроллеры (например, MitsubishiElectric серии FX2N, SystemQ и др.); панели оператора (например, MitsubishiElectric серии GOT); SCADA-пакет – Citect и коммуникации (RS-232, RS-422/485, Profibus-DP, IndustrialEthernet) [4, 5].

Анализ структуры АСУ ТП маслоэкстракционных заводов позволяет выделить три уровня:

Первый (нижний) уровень – измерительные приборы, датчики и преобразователи (датчики давления, уровня, загазованности, расхода, температуры), весы, массовые расходомеры, преобразователи частоты, пусковая аппаратура, запорная арматура с пневматическим управлением, которые применяются для сбора и первичной обработки информации о технологическом процессе и реализации управляющих воздействий на производственные процессы.

Второй (средний) уровень – это измерители температуры, приборы, преобразующие информацию от датчиков, давления, расхода, центральный управляющий контроллер, реализующий основные функции автоматического контроля и управления технологическим процессом, компактные контроллеры, реализующие подсистему учета продукции и подсистему ПАЗ [6].

Третий (верхний) уровень - панель оператора подсистемы МЭП, предназначенная для индикации и управления при отказе работы АРМ оператора, панели оператора подсистемы учета для операторского контроля и управления процессами передачи продукции, АРМ оператора на базе персонального компьютера с установленным SCADA-пакетом для операторского контроля и управления технологическим процессом, контроля и передачи сырья или продукции по складу [6].

Использование АСУ ТП на маслоэкстракционных заводах способствует улучшению качества готовой продукции, снижению производственных затрат, и, соответственно себестоимости продукции, повышению эффективности учета и подготовки отчетности. Таким образом, в целом, автоматизация производственных процессов приводит к общему повышению эффективности производства растительных масел [6].

В Амурской области, которая является одним из основных сосеящих регионов России, для производства соевого масла строятся, вводятся в эксплуатацию и успешно функционируют три маслоэкстракционных завода: МЭЗ «Амурский», МЭЗ в с. Знаменка Ромненского района и МЭЗ «АНК Холдинг». Данные предприятия по своему техническому оснащению соответствуют современному уровню автоматизации производственных процессов. Однако, в случае необходимости, существует возможность технического перевооружения и установки новых автоматических устройств, замены программного обеспечения, использования инновационной робототехники.

Библиографический список

1. Как устроен маслоэкстракционный завод [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://muph.livejournal.com/447534.html> . - Дата обращения: 18.02.2019.
2. АСУ ТП маслоэкстракционного завода [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ia.ua/ru/solutions-ru/resheniya-dlya-agro-promyshlennogo-kompleksa/asu-tp-masloekstraktionnogo-zavoda/> . - Дата обращения: 24.02.2019.
3. Маслоэкстракционные заводы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://lekkont.com.ua/avtomatizatsiya/masloekstraktionnye-zavody> . - Дата обращения: 20.02.2019.
4. Автоматизация маслоэкстракционного завода [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://agro-kompas.com.ua/news/news-companies/avtomatizaciya-masloekstraktionnogo-zavoda.html> . - Дата обращения: 22.02.2019.

5. Система управления маслоэкстракционным заводом [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://agro.evomatics.ru/sistema-upravleniya-masloekstrakcionnym-zavodom> . - Дата обращения: 23.02.2019.

6. АСУ ТП маслоэкстракционного производства на масложиркомбинате [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://asupro.com/automation/industrial/asutp-fat-extraction-butter-fat-plant.html?utm_source=yandex.ru . - Дата обращения: 24.02.2019.

Bibliographic list

1. How does the oil extraction plant [Electronic resource]. - Access mode: <https://muph.livejournal.com/447534.html> . - Date of treatment: 18.02.2019.

2. DCS of oil extraction plant [Electronic resource]. - Access mode: <https://ia.ua/ru/solutions-ru/resheniya-dlya-agro-promyshlennogo-kompleksa/asu-tp-masloekstraktsionnogo-zavoda/> . - Date of treatment: 24.02.2019.

3. Oil extraction plant [Electronic resource]. - Access mode: <https://lekkont.com.ua/avtomatizatsiya/masloekstraktsionnye-zavody> . - Date of treatment: 20.02.2019.

4. Automation of oil extraction plant [Electronic resource]. - Access mode: <http://agro-kompas.com.ua/news/news-companies/avtomatizaciya-masloekstrakcionnogo-zavoda.html> . - Date of treatment: 22.02.2019.

5. Oil extraction plant control system [Electronic resource]. - Access mode: <http://agro.evomatics.ru/sistema-upravleniya-masloekstrakcionnym-zavodom> . - Date of treatment: 23.02.2019.

6. DCS of oil extraction production at oil and fat plant [Electronic resource]. - Access mode: http://asupro.com/automation/industrial/asutp-fat-extraction-butter-fat-plant.html?utm_source=yandex.ru . - Date of treatment: 24.02.2019.



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 338.45.01

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Шилова Н. Н., доктор экономических наук, профессор, frmtmn@yandex.ru

Невзорова А.А., Тюменский индустриальный университет, магистрант,
alenka.nevzorova@mail.ru

Глухова М. Г., Тюменский индустриальный университет,
кандидат экономических наук, доцент, gluhovamg@tyuiu.ru

Аннотация: в статье рассматривается анализ финансово-хозяйственной деятельности промышленного предприятия. Дается оценка финансовому состоянию предприятия с целью выявления неиспользованных резервов повышения эффективности деятельности предприятия.

Ключевые слова: эффективность, прибыль, рентабельность, финансово-хозяйственная деятельность, анализ, резервы

IMPROVING THE EFFICIENCY OF THE ACTIVITY OF INDUSTRIAL ENTERPRISES

Shilova N.N., Doctor of Economics, Professor, frmtmn@yandex.ru

Nevzorova A.A., Tyumen Industrial University, alenka.nevzorova@mail.ru

Glukhova M.G., Tyumen Industrial University, Ph.D., associate professor, gluhovamg@tyuiu.ru

Abstract: the article deals with the analysis of financial and economic activities of an industrial enterprise. The assessment of financial condition of the enterprise for the purpose of identification of unused reserves of increase of efficiency of activity of the enterprise is given.

Keywords: efficiency, profit, profitability, financial and economic activity, analysis, reserves

В условиях современной рыночной экономики предприятия активно осуществляют поиск резервов повышения эффективности производства с целью получения максимальной прибыли.

В качестве показателей эффективности деятельности предприятия применяются показатели прибыли и рентабельности. Однако, данные показатели в денежном выражении не могут дать полную оценку текущего состояния предприятия и перспектив его развития. Для этого и проводится анализ показателей эффективности деятельности предприятия.

Актуальность темы состоит в том, что любое предприятие стремится к повышению эффективности производства, конкурентоспособности продукции и услуг. Для реализации этих задач нужно постоянное улучшение хозяйственной деятельности предприятия. Специалисты могут предложить стратегию или тактику развития только после проведения анализа хозяйственной деятельности и сделав грамотные выводы.

Общепринятой системы показателей эффективности как таковой не существует. Для оценки эффективности деятельности предприятий применяются различные методики, которые не связаны между собой. Они дают неполные результаты, что затрудняет оценку эффек-

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

тивности деятельности предприятия и анализ сторон его функционирования в совокупности. Блок-схема комплексного анализа представлена на рисунке 1.

1. Анализ организационно-технического уровня и других условий производства	а) технический уровень производства (качество средств труда, автоматизация, механизация, качество продукции); б) уровень организации производства; в) уровень управления производством и др. условия.
2. Анализ и оценка эффективности использования основных производственных средств (фондов)	а) средняя стоимость основных производственных фондов; б) фондоотдача и фондоемкость продукции; в) фондорентабельность; г) амортизация.
3. Анализ и оценка эффективности использования оборотных средств	а) материальные затраты; б) материалоотдача и материалоёмкость продукции; в) коэффициент оборачиваемости и коэффициент закрепления, период оборота.
4. Анализ использования труда и заработной платы	а) численность производственного персонала, фонда заработной платы; б) производительность труда или выработка; в) оплата труда производственного персонала с отчислениями.
5. Анализ продажи продукции	а) выручка от продажи товаров, продукции, работ, услуг; б) связь с блоками 2-4 (ёмкостные показатели или показатели отдачи по ресурсам).
6. Анализ себестоимости продукции	а) себестоимость продукции; б) показатели блоков 2, 3, 4, 5 входные; в) удельные текущие затраты.
7. Анализ величины и структуры авансированного капитала (активов)	активы, во взаимосвязи с показателями выручки от продажи (блок 5), характеризуют эффективность использования основных и оборотных средств.
8. Анализ прибыли и рентабельности продукции	а) прибыль валовая, прибыль от продаж, прибыль чистая; б) рентабельность проданной продукции; в) рентабельность полных затрат.
9. Анализ капиталоемкости (деловой активности)	а) оборачиваемость активов; б) капиталоемкость продукции.
10. Анализ рентабельности производственных активов	этот блок имеет связь с блоками 5, 8, 9
11. Анализ финансового состояния, платежеспособности и финансовой устойчивости	ликвидность активов, финансовая устойчивость, платежеспособность и другие показатели.

Рис. 1. Блок-схема комплексного экономического анализа эффективности [1]

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

В экономическом анализе методы и приемы применяются в комплексе ко всем сторонам деятельности предприятия. От выбора методики анализа зависит его результат. За основу для проведения анализа была взята методика А. Д. Шеремета. Достоинства и недостатки методики представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Достоинства и недостатки методики А. Д. Шеремета [2]

Достоинства	Недостатки
Предложенные этапы анализа позволяют дать всестороннюю информацию о финансовом состоянии предприятия, основанную на изучении бухгалтерского баланса.	Использование в качестве информационной основы для анализа лишь бухгалтерского баланса предприятия и приложений к нему, что существенно сужает круг ответов на важные вопросы.
Предполагает получение информации для потенциальных инвесторов о целесообразности инвестиций в данное предприятие.	Методика позволяет дать лишь поверхностную и субъективную оценку деятельности предприятия, не затрагивая «глубинных» причин возникновения тех или иных результатов деятельности предприятия.
Представляет возможность сравнивать финансовые показатели предприятия с эталонными или наилучшими у конкурентов.	Сложность приведения разноплановых показателей к сопоставимому виду.

Показатели рентабельности являются обобщенной характеристикой эффективности хозяйственной деятельности компании и дают возможность оценить качество управления компанией, производя соотношение прибыли с величиной оборотных активов, собственного капитала, объемом продаж и величиной активов в целом [3].

При апробации в качестве объекта исследования рассмотрено нефтедобывающее предприятие АО «***». Для оценки показателей рентабельности, характеризующих эффективность использования финансовых результатов, сведем показатели рентабельности в таблицу 2.

Таблица 2 – Показатели рентабельности АО «***»

Показатель	Базисный год, %	Отчетный год, %	Отклонение, %
Рентабельность производства	-6,94	3,02	9,96
Рентабельность продукции	102,81	-43,41	-146,22
Рентабельность продаж	-6753,25	26,79	6780,04
Рентабельность собственного капитала	124,13	20,72	-103,41
Рентабельность имущества	-10,39	-1,11	9,28
Рентабельность инвестиций	-24,91	-4,21	20,70
Рентабельность материальных запасов	-4647,37	330,72	4978,09

В отчетном году показатель рентабельности продаж значительно увеличился и вышел из убыточного состояния. Рентабельность продукции имеет отрицательную тенденцию, что говорит о необходимости пересмотра цен или усилении контроля за себестоимостью продукции. Рост рентабельности производства связан с повышением качества продукции и значительным увеличением прибыли от реализации продукции.

На показатель рентабельности продаж влияют различные факторы. Для проведения полного факторного анализа нужна информация, недоступная для публичного использования, что является серьезным недостатком для сторонних пользователей информации. Анализ степени влияния факторов на рентабельность продаж можно произвести на основании бухгалтерской отчетности.

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

Рассмотрим влияние таких факторов, как фондоотдача, фондовооруженность труда, трудоемкость продукции, материалоемкость и рентабельность материалов по формуле (1):

$$P_{\text{пр}} = \Phi_{\text{О}} \times \Phi_{\text{В}} \times T_{\text{Е}} \times M_{\text{Е}} \times P_{\text{МЗ}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{пр}}$ — рентабельность продаж;

$\Phi_{\text{О}}$ — фондоотдача;

$\Phi_{\text{В}}$ — фондовооруженность труда;

$T_{\text{Е}}$ — трудоемкость продукции;

$M_{\text{Е}}$ — материалоемкость;

$P_{\text{МЗ}}$ — рентабельность материальных запасов.

Исходные данные для анализа представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные факторы, влияющие на рентабельность продаж АО «***», %

Показатель	Базисный год	Отчетный год	Изменение
Фондоотдача	0,10	13,00	12,90
Фондовооруженность труда	8476865,00	9662157,00	1185292,00
Трудоемкость продукции	1,00	0,01	-0,99
Материалоемкость	1,40	12,00	10,6
Рентабельность материальных запасов	-465,00	331,00	796,00

Анализ влияния каждого из факторов на изменение рентабельности продаж проведен в таблице 4.

Таблица 4 – Анализ влияния факторов на рентабельность продаж АО «***», %

	Фондоотдача	Фондовооруженность труда	Трудоемкость продукции	Материалоемкость	Рентабельность материальных запасов	Значение рентабельности продаж	Изменение
Базисный год	0,10	8476865,00	1,00	1,40	-465,00	-5,52	-
Фондоотдача	13,00	8476865,00	1,00	1,40	-465,00	-717,40	-711,88
Фондовооруженность труда	13,00	9662157,00	1,00	1,40	-465,00	-817,71	-100,31
Трудоемкость продукции	13,00	9662157,00	0,01	1,40	-465,00	-8,18	809,53
Материалоемкость	13,00	9662157,00	0,01	12,00	-465,00	-70,09	-61,91
Рентабельность материальных запасов	13,00	9662157,00	0,01	12,00	331,00	49,89	119,98

Значительно влияние на повышение рентабельности оказывает изменение факторов трудоемкости и рентабельности материальных затрат. Снижение трудоемкости продукции на 0,99% привело к повышению рентабельности продаж на 809,53%, что говорит о росте производительности труда. Рентабельность материальных запасов выросла на 796% и привела к росту рентабельности продаж на 119,98%. Это свидетельствует о более эффективном использовании материалов.

Расчет точки безубыточности, произведенный в таблице 5, показывает объем производства и реализации товаров, нужный для покрытия издержек и расходов. Чем выше объе-

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

мы производства и реализации над этой критической точкой, тем выше платежеспособность и финансовая прочность предприятия.

Таблица 5 – Расчет точки безубыточности АО «***»

Показатели	Базисный год	Отчетный год	Коэффициент пересчета			
			1,1	1,4	1,7	1,93
Выручка	49359	12097066	13306773	16935892	20565012	23286852
Условно постоянные расходы	2519181	3750145	3750145	3750145	3750145	3750145
Условно-переменные расходы	2658458	10121890	11134079	14170646	17207213	19484638
Себестоимость	5177639	13872035	14884224	17920791	20957358	23234783
Прибыль до налогообложения	-7948513	-1774969	-1577451	-984898	-392345	52069

При неизменной политике управления ресурсами и затратами точка безубыточности составляет 23286852 тысяч рублей. Графическая интерпретация расчета представлена на рисунке 3.

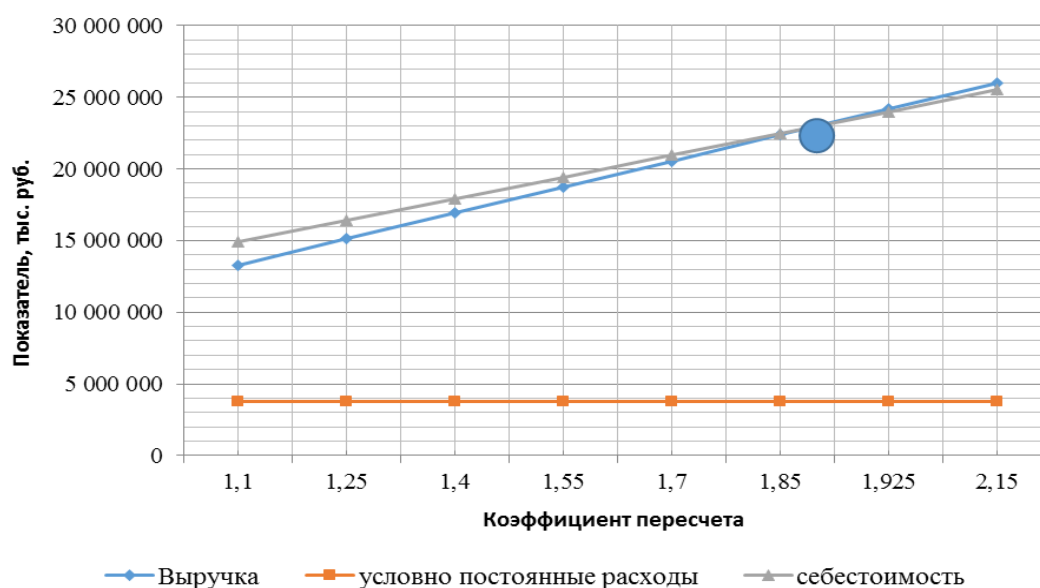


Рис. 3. Расчет точки безубыточности АО «***»

Результаты анализа эффективности деятельности указывают на кризисное состояние предприятия, но, не смотря на отрицательные показатели анализируемых периодов, предприятие успешно развивается, прибыль от реализации продукции стабильно растет, поэтому вероятность банкротства достаточно низкая. Текущее состояние связано с тем, что предприятие недавно начало свою коммерческую деятельность.

Оценив результаты анализа финансового состояния, было предложено несколько вариантов повышения эффективности деятельности предприятия:

- сокращение доли внеоборотных средств путем завершения незавершенного производства;
- сокращение дебиторской задолженности путем пересмотра системы оплаты продукции;
- сокращение себестоимости путем снижения затрат на производство;

Возможность эффективного развития предприятия нельзя оценить с достаточной степенью точности, так как предоставленной информации для этого недостаточно. Невозможно более детально разработать рекомендации по повышению эффективности деятельности предприятия, так как это коснется анализа среды, в которой развивается компания, и информации нефинансового характера, которая недоступна для внешних пользователей.

Библиографический список

1. Лиференко, Г.Н. Финансовый анализ предприятия. Учебное пособие / Г.Н. Лиференко. – М.: Экзамен, 2014. – 156 с.
2. Шеремет, А. Д. Комплексный анализ хозяйственной деятельности. Учебное пособие / А. Д. Шеремет. – М.: ИНФРА-М, 2015. – 255 с.
3. Ермолович, Л. Л. Анализ хозяйственной деятельности в промышленности. Учебник / Л. Л. Ермолович. - М.: Современная школа (Букмастер), Интерпрессервис, 2016. - 827 с.

Bibliographic list

1. Eliferenko, G. N. Financial analysis of the company. Tutorial / G. N. Eliferenko. - Moscow: Exam, 2014. - 156 p.
2. Sheremet, a Comprehensive analysis of economic activity. Tutorial / A. D. Sheremet. - Moscow: INFRA-M, 2015. - 255 p.
3. Ermolovich, L. L. Analysis of economic activity in industry. Textbook / L. L. Ermolovich. - M.: Modern school (Buckmaster), Interpresservis, 2016. - 827 C.



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.644.07

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ХОЗЯЙСТВЕННОГО МЕХАНИЗМА НА СИСТЕМУ УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Малютина Т.В., ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»,
кандидат экономических наук, доцент maljutinatv@tyuiu.ru

Никифорова С.Н., ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»,
магистрант, potapovasvetlananikolaevna@mail.ru

Аннотация: важным фактором, приводящим к существенному снижению эффективности производства, являются серьезные недостатки в функционировании подсистем управления предприятиями нефтегазодобычи, вследствие чего, одной из важнейших проблем управления любым предприятием является приведение их хозяйственного механизма к соответствию условиям рынка.

Ключевые слова: модель управления, нефтегазодобывающие предприятия, система управления, хозяйственный механизм.

ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF THE ECONOMIC MECHANISM ON THE MANAGEMENT OF OIL AND GAS COMPANIES

Malyutina T.V., Tyumen electrolytes industrial University, Ph. D., associate Professor
maljutinatv@tyuiu.ru

Nikiforova S.N., Of the "electrolytes Tyumen industrial University", postgraduate,
potapovasvetlananikolaevna@mail.ru

Abstract: an Important factor that leads to a significant decrease in production efficiency is the serious shortcomings in the functioning of the subsystems of management of oil and gas enterprises, as a result, one of the most important problems of management of any enterprise is to bring their economic mechanism to compliance with market conditions.

Key words: management model, oil and gas enterprises, management system, economic mechanism.

Под хозяйственным механизмом предприятия следует понимать совокупность структуры организации его основной деятельности, методов осуществления функционирования системы экономических отношений в процессе хозяйственной деятельности по производству и реализации выпускаемой материальной или информационной продукции, обеспечения услуг, получения за них выручки, по использованию имеющихся основных и оборотных фондов, капитальных вложений и достижению повышающегося уровня экономической эффективности деятельности предприятия [1].

В соответствии с отраслевой спецификой под хозяйственным механизмом нефтегазодобывающего предприятия следует понимать совокупность структуры организации добычи нефти и газа, методов осуществления функционирования системы экономических отношений по добыче, подготовке и реализации нефти и газа, получения за них выручки, по использованию имеющихся основных и оборотных фондов, капитальных вложений и достижению

повышающегося и стабилизирующегося уровня экономической эффективности деятельности предприятия.

Структура хозяйственного механизма нефтегазодобывающего предприятия представлена на рисунке 1.

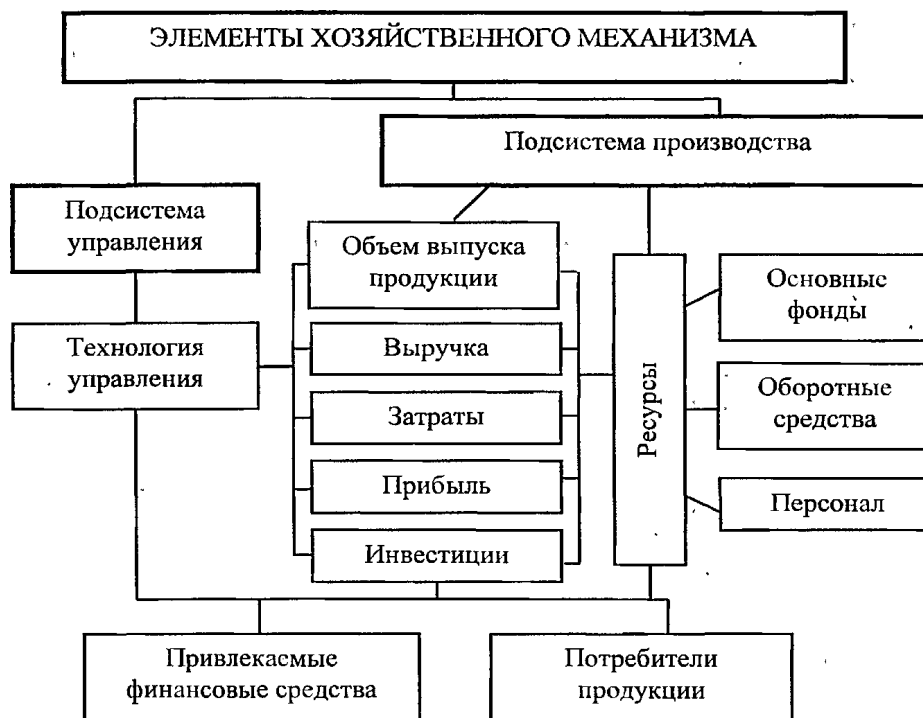


Рис. 1. Структура хозяйственного механизма нефтегазодобывающего предприятия

В хозяйственном механизме целесообразно выделить несколько подсистем, отличающихся своим функциональным назначением. При этом на предприятии нефтегазодобычи обязательно функционируют две подсистемы: подсистема основного и вспомогательного производства и подсистема управления предприятием.

В подсистему основного и вспомогательного производства нефтегазодобычи включают следующие элементы, отличающиеся функциональной ролью:

- продукция (нефть и газ), которая характеризуется качеством, объемом выпуска, спросом, стоимостью, основными потребителями, маршрутами движения при реализации;
- технология производства, отражающая особенности формирования входной информации в добывающую продукцию;
- оборудование характеризуется его номенклатурой и соответствием технологии добычи нефти и газа, степенью износа, производительностью, требованиями к квалификационному составу персонала;
- материалы: номенклатура сырья и материалов, их качество, расход на единицу добычи продукции, их поставщики, своевременность поставок, требуемые запасы;
- энергоресурсы: их виды, расход на единицу добываемой продукции и расчетное потребление, качество энергоресурсов, поставщики, обеспеченность;
- персонал основного производства: перечень специальностей, укомплектованность, уровень квалификации, условия труда и уровень оплаты.

Уровень и качество управления предприятием могут быть измерены способностью руководства предприятия своевременно принимать наиболее рациональные решения, что зависит от способа отбора и принятия решений, их обоснованности. Очевидно, что без применения аналитических моделей или их графических отображений трудно принять обоснованное количественное решение для управления предприятием.

Под моделью управления понимаются следующие процессы управления:

- способы принятия решений, отбора лучших решений из многих рассматриваемых вариантов;
- правильная постановка реально достижимых целей, оценка достижимости цели;
- планирование взаимосвязанных мероприятий по достижению цели;
- корректировка ранее принятых решений в связи с изменением условий;
- систематический контроль состояния хозяйственной деятельности;
- прогнозирование последствий решений и изменений условий деятельности, а также своевременная реакция на ожидаемые последствия путем изменения планов и перераспределения имеющихся ресурсов.

Для отбора лучших решений руководство предприятия и персонал его управления должны владеть методами подготовки и получения наиболее выгодных для предприятия решений по отбору количественных значений управляемых элементов хозяйственного механизма и их практической реализации. Требования к технологии управления, ее инструментарию, составу методов и моделей для принятия решений по управлению предприятиями в условиях их устойчивого функционирования показаны на рисунке 2.



Рис. 2. Технология и инструментарий управления предприятием при его устойчивом функционировании

Планирование и контроль затрат - процесс очень трудоемкий. Планово-экономические службы нефтегазодобывающих предприятий продолжают подготавливать огромное количество документов, при этом большинство из них не пригодно для глубокого экономического анализа затрат [4].

Процесс планирования затянут по времени, что делает его непригодным для принятия оперативных управленческих решений. Плановые данные нередко отличаются от фактических. Процесс планирования в нефтегазодобыче по традиции начинается от объема добычи, а не от сбыта продукции.

Калькуляция себестоимости нефти и газа в НГДУ производится на единицу товарной продукции, а не на единицу реализованной продукции; отсутствует разделение затрат на переменные и постоянные; не проводится систематический анализ безубыточности продаж в разрезе цехов основного и вспомогательного производства.

При планировании затрат не оценивается эффект операционного рычага и коэффициента вклада на покрытие.

При существующей системе планирования затрат невозможно достоверно проводить сценарный анализ и анализ адаптации нефтегазодобывающего предприятия к изменяющимся под условиям деятельности [2]. Чтобы избежать этих недостатков, необходимо постоянно анализировать отклонения, благоприятные и неблагоприятные тенденции изменения затрат, совершенствовать саму методологию планирования и контроля затрат.

Между тем, состояние учета и планирование затрат в НГДУ совершенно не отвечает задачам рационального управления затратами в современных условиях. С прежних времен как существует "котловой" метод учета затрат (суммарные затраты на суммарный выпуск). В таких условиях управление, как рациональное воздействие на условия производства для реализации поставленных целей, исключается.

Сегодня на нефтедобывающем предприятии наиболее оперативно и достоверно собирается лишь бухгалтерская отчетность. Однако она не достаточна для целей анализа причин происходящих изменений себестоимости продукции и не является исходной базой для планирования.

Анализ показывает, что применяемая в России система бухгалтерского учета не учитывает отдельный учет при переменных и постоянных затратах, ни а получаемая из бухгалтерии информация не соответствует задачам хозяйственного управления предприятиями в рыночных условиях и приспособлена к удовлетворению целей Министерства финансов и Министерства по налогам и сборам [3].

Вследствие недостатков методики сбора исходной информации и правильного ее распределения для целей экономического анализа и для контроля затрат допускаются значительные ошибки при анализе производственно -хозяйственной деятельности предприятий и принятии решений по корректировке планов. Проявляется это в том, что детальная информация присутствует только в подразделениях, а у руководства нефтегазодобывающего предприятия есть только сводная информация о затратах и в разрезах: по элементам затрат и по структурным подразделениям. Кроме того, недостаточно точно определяется себестоимость продукции в случаях оказания подразделениями «встречных» услуг вследствие возникающего заикливания расчетов.

Однако потребность производителей нефти и газа анализировать, рассчитывать и управлять затратами, которые не были бы искажены в результате неправильного учета косвенных расходов и относительно неизменных на единицу продукции при любом объеме производства, возрастает при переходе к рыночным методам управления. Удовлетворить данную потребность может система «директ-костинг», являющаяся основным элементом для реализации системы контроллинга [3].

В системе «директ - костинг» затраты группируются в зависимости от связи с объемами производства и реализации продукции, количеством затраченного времени и другими показателями, характеризующими степень использования производственных мощностей и возможностей нефтегазодобывающего предприятия для и делятся на три категории:

1. Прямые (или пропорциональные) затраты возрастают либо уменьшаются пропорционально объему производства. Это расходы на закупку сырья и материалов, потребленные электроэнергия, транспортные издержки, торгово-комиссионные расходы.

2. Условно-постоянные (непропорциональные, или фиксированные) затраты не следуют за динамикой объема производства. К таким затратам относятся амортизационные отчисления, проценты за кредит, арендная плата, оклады управленческих работников, административные расходы и от т.д. Постоянные затраты не зависят от выручки от реализации лишь до тех пор, пока интересы дальнейшего ее наращивания не потребуют увеличения производственных мощностей, численности работников, а также роста аппарата управления. В отличие от переменных, большую часть постоянных затрат при сужении деятельности предприятия и снижении выручки от реализации не так-то легко уменьшить.

3. Расходы на подготовку и организацию производства, связанные с производством и реализацией продукции и могут быть отнесены на определенные сферы деятельности или места формирования затрат.

Система «директ-костинг» применяется в международных стандартах по бухгалтерскому учету, в части отражения затрат и формирования финансовых результатов. Так, в соответствии с этими стандартами затраты, связанные с управлением предприятия, можно не включать в себестоимость, а покрывать за счет валовой прибыли предприятия, что является важным при принятии решений. В этом случае аккумулируются на отдельном счете и с оговоренной периодичностью списываются непосредственно в дебет счета финансовых результатов. Учет и планирование себестоимости продукции идет только в части переменных затрат.

Однако справедливости ради стоит отметить, что система учета «директ-костинг» имеет ряд проблем в части разделения затрат на постоянные и переменные. Это связано с тем, что чисто постоянных и переменных затрат не так уж много, а так же в различных условиях одни и те же расходы могут вести себя по-разному. В связи с тем, что система учета «директ-костинг» не учитывает постоянные расходы в структуре себестоимости, она не может дать ответ на такие вопросы как: сколько стоит произведенный продукт, какова его себестоимость. Поэтому, когда необходимо узнать полную себестоимость продукции или незавершенного производства, необходимо дополнительное распределение условно- постоянных затрат.

Обобщая вышесказанное, можно заключить, что во всякой системе учета затрат есть сильные и слабые стороны. Учитывая особенности системы учета затрат, можно с максимальным эффектом реализовать заложенные в системе преимущества для условий нефтегазодобычи. Так, метод учета затрат «директ-костинг» может использоваться для решения следующих управленческих задач:

- определения точки безубыточности предприятия;
- планирования объема выпускаемой продукции;
- определения целесообразности капитальных вложений;
- изучения взаимосвязи между объемами производства, затратами и прибылью.

Другой проблемой сложившейся системы эффективного управления себестоимостью является необходимость детализации затрат по подразделениям нефтегазодобывающего предприятия. Без систематического планирования и контроля затрат, как показал анализ, невозможно добиться, чтобы себестоимость продукции соответствовала требованиям конкурентности в сложных условиях рынка, а ее производство пользовалось спросом и было рентабельным. Снижение мировых цен на нефть лишь подчеркнуло необходимость совершенствования методологии. управления затратами в нефтегазодобыче.

При этом резервы снижения себестоимости могут оказаться не только в производственных подразделениях, но и во вспомогательных службах нефтегазодобывающих предприятий.

В условиях рынка ввиду быстрых изменений многих факторов производственного, геологического и экономического характера происходит существенное изменение себестоимости добычи нефти и газа. Эти изменения необходимо своевременно отслеживать, оптимизировать и без запаздывания принимать решения по стабилизации экономического положе-

ния нефтегазодобывающего предприятия.

Для достижения задачи по достижению запланированной эффективности нефтегазодобывающего производства необходимо организовать учет затрат по местам их возникновения. Для этого нефтегазодобывающее предприятие разбивается на производственные элементы различной степени детализации, где и будет осуществляться учет и контроль прямых косвенных расходов. Такая организация учета позволяет на предприятии осуществлять контроль над процессом формирования затрат, а так же обосновано распределять косвенные расходы по носителям затрат.

Таким образом, затраты, учитываемые и планируемые в данном месте возникновения затрат, являются для него прямыми, т.е. при такой организации учета исчезает само понятие косвенных расходов, накладные расходы по местам их возникновения становятся прямыми по отношению к данному месту возникновения затрат.

Библиографический список

1. Голубев, Д.В. Управление затратами по критериям эффективности нефтегазодобывающего производства / Д.В. Голубев // Сборник материалов 7 международного форума ТЭК России. СПб изд-во Горного института, 2007.
2. Данилочкина, Н.Г. Контроллинг как инструмент управления предприятием / Н.Г. Данилочкина. - М.: Аудит, ЮНИТИ, 2005.
3. Злотникова, Л.Г. Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях / Л.Г. Злотникова, Л.В. Колядов, П.Ф. Тарасенко. — М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Губкина, 2005.
4. Крайнова, Э.А. Критерии обоснования управленческих решений для обеспечения безубыточности нефтегазового производства / Э.А. Крайнова, Д.В. Голубев // Научно-экономический журнал «Проблемы экономики и управления НТК» №1, 2011. - С.25-27 (ВАК РФ)

Bibliographic list

1. Golubev, D. V. cost Management by criteria of efficiency of oil and gas production / D. V. Golubev // Proceedings of the 7th international forum of the Russian fuel and energy complex. SPb publishing house of Mining Institute, 2007.
2. Danilochkina, N. D. Controlling as an enterprise management tool / N. D. Danilochkina. - Moscow: Audit, UNITY, 2005.
3. Zlotnikov, L. G. Financial management in the oil and gas industry / L. G. Zlatni Cova, L. V. Koledov, F. P. Tarasenko. — М.: Federal state unitary enterprise Publishing house "Oil and gas" Gubkin Russian state University of oil and gas. Gubkina, 2005.
4. Krainova, E. A. Criteria for substantiation of management decisions to ensure break-even oil and gas production / E. A. Krainova, D. V. Golubev // Scientific and economic journal "Problems of Economics and management of NTK" №1, 2011. - P. 25-27 (the higher attestation Commission of the Russian Federation)



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311.25:551.521.1

КОНЦЕПЦИЯ ПАССИВНОГО СОЛНЕЧНОГО ОТОПЛЕНИЯ В УСЛОВИЯХ Г. БЛАГОВЕЩЕНСКА

Аверьянов В.Н., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат физико-математических наук, glavpo4ta@mail.ru

Булгаков А.Б., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат технических наук, доцент, andrey_bulgakov_1960@mail.ru

Аннотация: в статье представлены результаты расчетов мощности инсоляции на территории г. Благовещенска и оценены температуры внутреннего воздуха помещений в рамках концепции пассивного солнечного отопления.

Ключевые слова: прямая солнечная радиация, пассивный дом, солнечное отопление, инсоляция/

THE CONCEPT OF PASSIVE SOLAR HEATING IN THE CONDITIONS OF THE CITY OF BLAGOVESHCHENSK

Averyanov V.N., Amur State University, PhD, glavpo4ta@mail.ru

Bulgakov A.B., Amur State University, PhD, Associate Professor,
andrey_bulgakov_1960@mail.ru

Abstract: The article presents the results of calculations of the insolation in Blagoveshchensk and estimated the indoor air temperature of the premises as part of the concept of passive solar heating.

Keywords: direct solar radiation, passive house, solar heating, insolation

Нормативные требования к теплоизоляции ограждающих конструкций зданий постоянно ужесточаются. При этом доля солнечной радиации в тепловом балансе растет, особенно с учетом повсеместного использования современных стеклопакетов и оконных систем. Представляется актуальным использование концепции пассивного солнечного отопления для снижения энергозатрат на отопление зданий в регионах с высокой обеспеченностью солнечной радиацией.

На территории г. Благовещенска солнечное сияние составляет >2000 ч/год, причем высокие значения приходящей солнечной радиации наблюдаются в период с февраля по май. Очевидно, что наибольшей инсоляцией будут обеспечены здания с преимущественно южной ориентацией оконных проемов.

Основной целью данной работы являлось создание расчетной модели для оценки инсоляции зданий с определенными параметрами [1]. В качестве задаваемых параметров здания были размеры здания, площадь, коэффициент пропускания и ориентация оконных проемов, теплосопротивление ограждающих конструкций, теплоемкость здания. Дополнительно входными данными модели были суточный ход наружной температуры, номер дня в году и географические координаты для определения относительного положения солнца.

Ниже представлены результаты расчетов инсоляции для здания (частный дом) размерами 8x8x4 метра с площадью оконных проемов 20 м², ориентированных на юг (рис.1.). Теплосопротивление стен задавалось равным 5 (°C×м²)/Вт, коэффициент пропускания солнечной

радиации - 0,7. В качестве примера был взят суточный ход температуры наружного воздуха 13.01.2019 г. (по данным метеонаблюдений метеостанции г. Благовещенска).

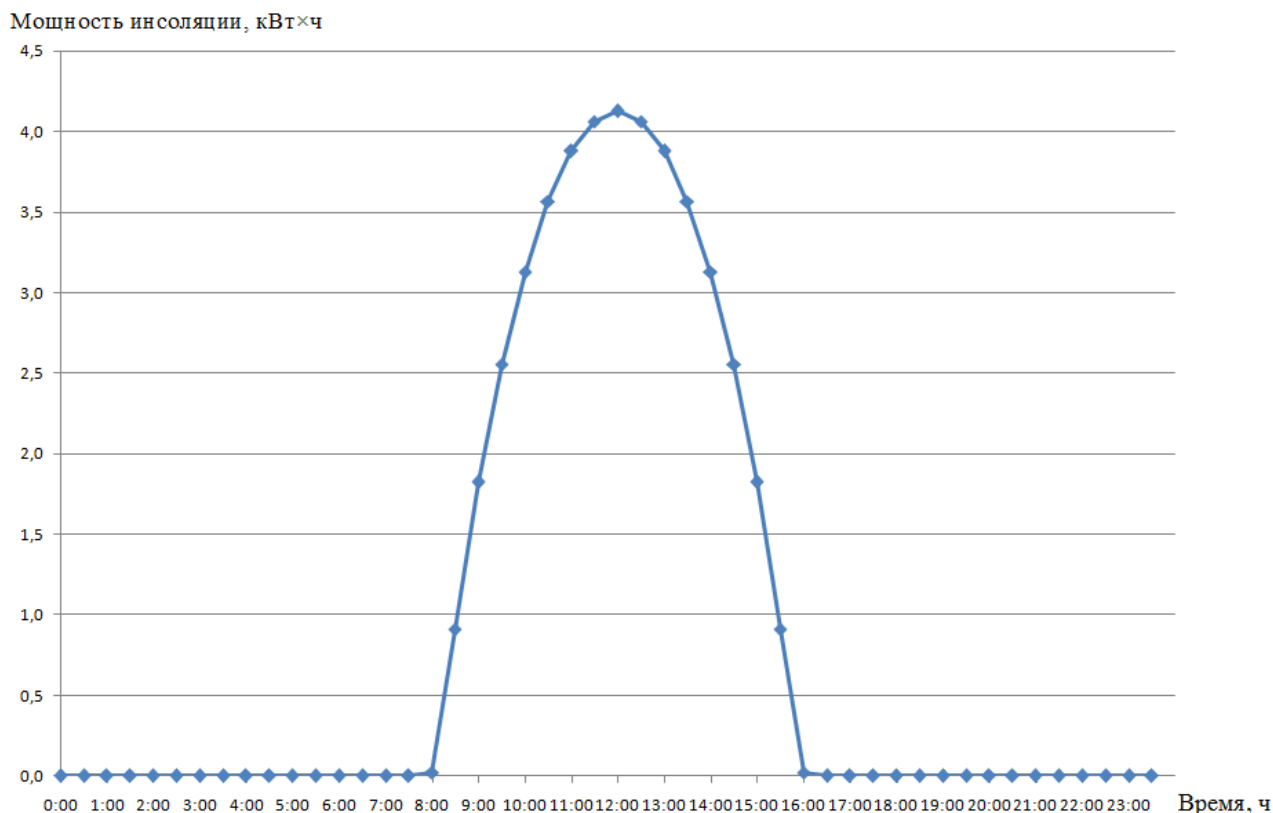


Рис. 1. Мощность солнечной радиации, проникающей в помещение через оконные проемы площадью 20 м^2 , коэффициент пропускания 0,7 и ориентированных на юг

Для упрощения модели предполагалось, что вся поступившая в здание инсоляция идет на нагрев помещения. На рис.2. показаны суточный ход температур наружного воздуха и внутреннего для обычного окна и для окна с применением теплоизоляционных ставень с теплосопротивлением $3 \text{ (}^{\circ}\text{C}\cdot\text{м}^2\text{)/Вт}$, начальная температура в здании $24 \text{ }^{\circ}\text{C}$, теплоемкость здания $5,53 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/^{\circ}\text{C}$. При наличии регулируемой теплоизоляции оконных проемов внутренняя температура воздуха не опустилась ниже $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$, хотя эти условия не будут комфортными для жилых зданий.

Согласно модели суточная инсоляция составила $44 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$, теплотери здания без учета инфильтрации с окнами без теплоизоляции составили $72 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$, а с применением теплоизоляционных ставень $60 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$. Таким образом, в первом случае доля инсоляции 61%, во втором 73%.

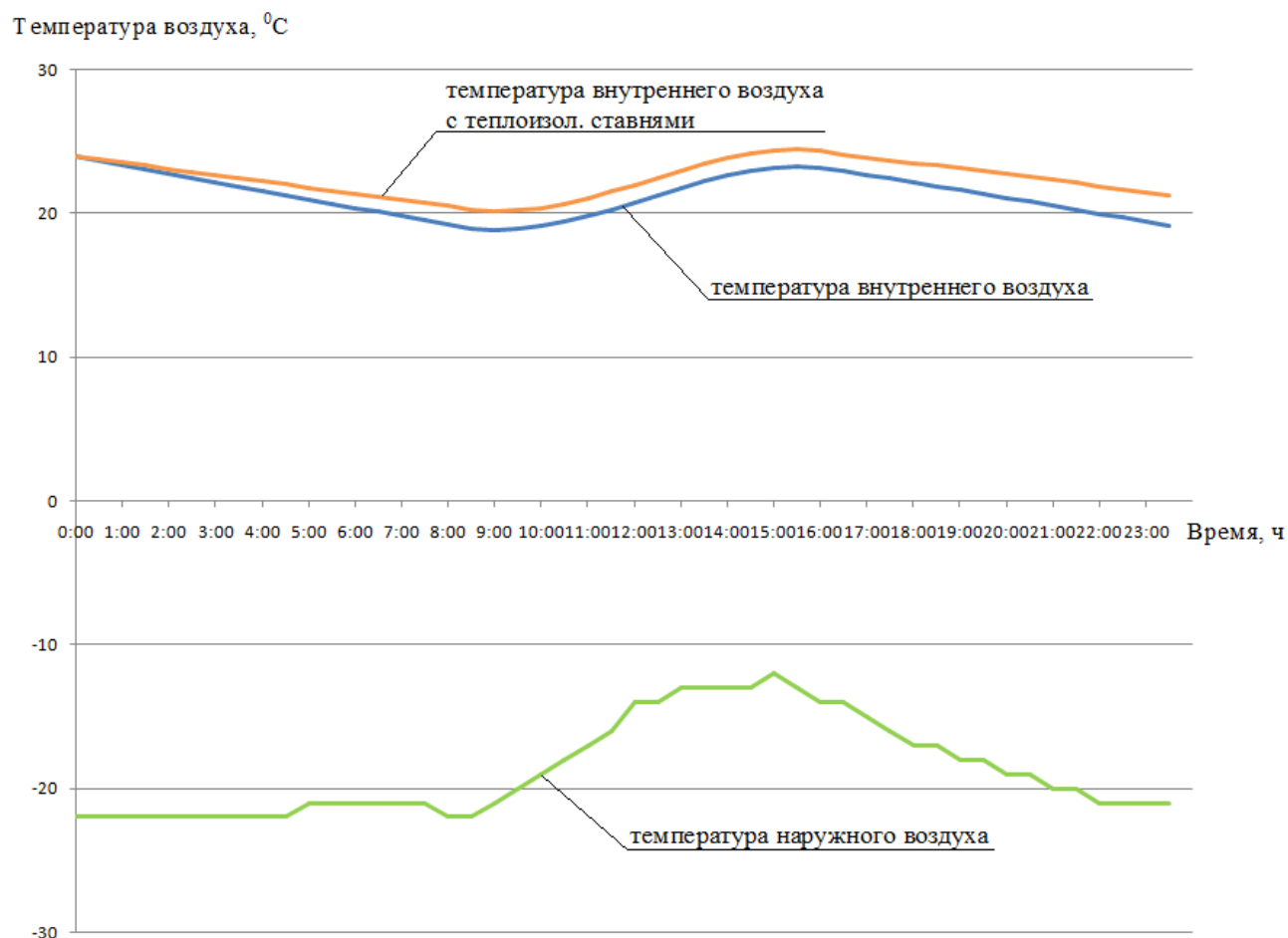


Рис. 2. Суточный ход температур наружного воздуха и внутри помещений

Очевидно, что при заданных параметрах здания, площади оконных проемов и температуре наружного воздуха получить систему с полным пассивным солнечным отоплением в течении всего отопительного периода затруднительно. Однако, применение концепции пассивного солнечного отопления позволит значительно сократить потребление энергии для отопления зданий при незначительном удорожании при новом строительстве (учет основных положений солнечного отопления на стадии проектирования).

Библиографический список

1. Фалеев, Д.С. Возобновляемые и ресурсосберегающие источники энергии: Физические основы, практические задачи; применение для электропитания устройств автоматики, телемеханики и связи на железнодорожном транспорте: Учеб. пособие / Д.С. Фалеев. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2003. – 175 с.

Bibliographic list

1. Faleev, D.S. Renewable and resource-saving energy sources: Physical bases, practical tasks; application for power supply of automation devices, telemechanics and communications in railway: Tutorial - Khabarovsk: FESTU, 2003. - 175 p.



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.382; 621.383.4; 536.331

ФОРМИРОВАНИЕ ТОНКИХ ПЛЕНОК ДИСИЛИЦИДА БАРИЯ НА КРЕМНИИ КАК ОСНОВЫ ДЛЯ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ

Фомин Д.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат физико-математических наук, доцент
Галкин К.Н., Институт автоматики и процессов управления ДВО РАН,
кандидат физико-математических наук, доцент
Галкин Н.Г., Институт автоматики и процессов управления ДВО РАН,
доктор физико-математических наук, профессор
Дубов В.Л., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
младший научный сотрудник, 7dubov7@mail.ru

Аннотация: в данной работе приводятся результаты формирования пленки дисилицида бария и устойчивости ее к лазерному излучению. Показано, что тонкая пленка устойчива к разрушению при мощности лазера до 4,3 мВт.

Ключевые слова: дисилицид бария, фотоэлектрический преобразователь, солнечная батарея

THE FORMATION OF THIN FILMS OF BARIUM DISILICIDE ON SILICON AS THE BASIS FOR SOLAR CELLS

Dubov V.L., fsbei HE "Amur state University", MNS, 7dubov7@mail.ru
Fomin D.V., fsbei HE "Amur state University", Ph. D.-M. N., associate Professor
Galkin K.N., Institute of automation and control processes Feb RAS, NS, Ph. D.-M. N.,
associate Professor
Galkin N. G., Institute of automation and control processes Feb RAS, DF. -M. N., Professor

Abstract: This paper presents the results of the formation of an oriented barium disilicide film and its stability to laser radiation. It is shown that a thin film is resistant to destruction at a laser power of up to 4.3 mW.

Keywords: barium disilicide, photovoltaic converter, solar battery

В настоящее время эффективность фотоэлектрических преобразователей созданных на основе тонких пленок дисилицида бария на кремнии составляет 9% [1]. Однако метод молекулярно-лучевой эпитаксии дорогой и сейчас развиваются альтернативные методы формирования тонких пленок BaSi₂ на Si: магнетронное распыление [2-3] и термического испарения дисилицида бария [4-5]. Целью данной работы является формирование тонкой пленки дисилицида бария на кремнии с ориентацией поверхности (111), устойчивой к лазерному излучению.

Нами был сформирован образец в несколько этапов:

- 1) Формирование ориентирующего 20 нм слоя, который был получен совместным осаждением Ba и Si при температуре 600 °С.
- 2) Затем было соосаждено 80 нм из Ba и Si при комнатной температуре.

3) Кристаллизация слоев выращенной смеси проводилась в два шага. На первой стадии смесь кристаллизовалась при 600°C в течение 60 минут. Затем пленка рекристаллизовывалась при $T = 800^{\circ}\text{C}$ в течение 60 минут. Для уменьшения растрескивания пленок температуру в образцах медленно снижали в течение 30 минут.

Все этапы контролировались электронной Оже спектроскопией (ЭОС) и спектроскопией характеристических потерь энергии электронами (СХПЭЭ) (Рис. 1). Как видно из графиков ЭОС на кремнии образовалась тонкая пленка дисилицида бария с соотношением интенсивности пика кремния к интенсивности пика бария 2:1. Изменения пиков на графиках СХПЭЭ показывают, что при формировании затравочного слоя образуется дисилицид бария (13,5 эВ), затем при сосаждении бария и кремния при комнатной температуре образуется пленка других аллотропных форм силицидов бария (9 эВ) из-за избытка бария, однако рекристаллизация при высокой температуре уменьшает количество атомов бария в пленке из-за испарения и в результате формируется BaSi_2 .

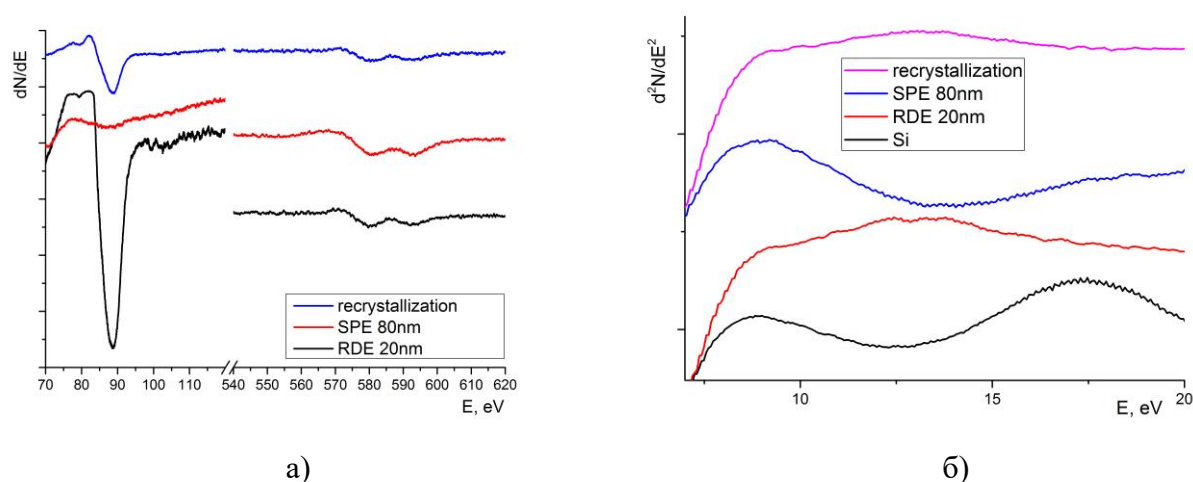


Рис. 1. а) оже-электронные спектры и б) спектры характеристических потерь энергии электронами на разных этапах формирования тонкой пленки BaSi_2

Устойчивость пленки дисилицида бария под воздействием лазерного излучения проводилось с помощью метода комбинационного рассеивания при различной мощности лазерного излучения (Рис. 2). Установлено, что все пики характерные для дисилицида бария, наблюдаются только при мощности лазера 2,4 мВт. При мощности лазерного луча, начиная с 4,3 мВт, пики дисилицида бария в образце начинают расширяться и уменьшаться по амплитуде. Это соответствует началу процесса размягчения BaSi_2 из-за воздействия лазерного излучения. При мощности лазера выше начинался процесс разложения BaSi_2 и испарения Ba с поверхности и сегрегации кремния на поверхности под лазерным лучом. Разложение BaSi_2 подтверждается появлением пиков в спектре комбинационного рассеяния около 470 см^{-1} и 507 см^{-1} , что соответствует аморфному и кристаллическому кремнию. Диаметр разрушаемого участка под действием лазерного луча составляет 1 мкм. Соответственно плотность потока энергии лазерного излучения, которая не приводит к разрушению пленки, равна 10^9 Вт/м^2 .

Таким образом, пленки BaSi_2 на кремнии могут быть успешно использованы для разработки конструкций солнечных элементов с солнечными концентраторами в 1000 солнц без каких либо изменений фотоэлектрических свойств.

Работа частично выполнена при поддержке внутреннего гранта Амурского государственного университета на 2018-2019 год. Благодарим администрацию ЦКП "Приморский центр локального элементного и изотопного анализа ДВГИ ДВО РАН" за предоставленную возможность провести исследования КРС на их оборудовании.

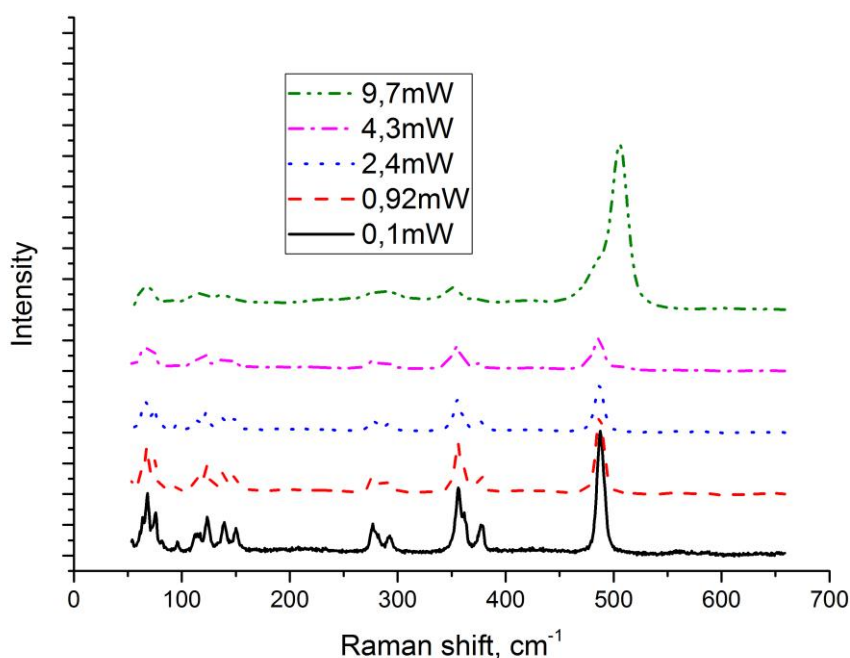


Рис. 2. Спектры комбинационного рассеивания при различных энергиях лазера

Библиографический список

1. D. Tsukahara, S. Yachi, H. Takeuchi, R. Takabe, W. Du, M. Baba, Y. Li, K. Toko, N. Usami, and T. Suemasu, P-BaSi₂/n-Si heterojunction solar cells with conversion efficiency reaching 9.0% // *Appl. Phys. Lett.* 108(2016) 152101.
2. Z. Yang, Z. Hao, Q. Xie, Effects of annealing temperature on the structure and surface feature of BaSi₂ films grown on Si(111) substrates // *Physics Procedia* 11 (2011) 118-121.
3. T. Yoneyama, A. Okada, M. Suzuno, T. Shibutami, K. Matsumaru, N. Saito, N. Yoshizawa, K. Toko, T. Suemasu. Formation of polycrystalline BaSi₂ films by radio-frequency magnetron sputtering for thin-film solar cell applications // *Thin Solid Films* 534 (2013) 116-119.
4. K.O. Hara, J. Yamanaka, K. Arimoto, K. Nakagawa, T. Suemasu, N. Usami. Structural and electrical characterizations of crack-free BaSi₂ thin films fabricated by thermal evaporation // *Thin Solid Films* 595 (2015) 68-72.
5. Y. Nakagawa, K.O. Hara, T. Suemasu, N. Usami, On the mechanism of BaSi₂ thin film formation on Si substrate by vacuum evaporation // *Procedia Engineering* 141 (2016) 23-26.

Bibliographic list

1. D. Tsukahara, S. Yachi, H. Takeuchi, R. Takabe, W. Du, M. Baba, Y. Li, K. Toko, N. Usami, and T. Suemasu, P-BaSi₂/n-Si heterojunction solar cells with conversion efficiency reaching 9.0%, *Appl. Phys. Lett.* 108 (2016)152101.
2. Z. Yang, Z. Hao, Q. Xie, Effects of annealing temperature on the structure and surface feature of BaSi₂ films grown on Si(111) substrates // *Physics Procedia* 11 (2011) 118-121.
3. T. Yoneyama, A. Okada, M. Suzuno, T. Shibutami, K. Matsumaru, N. Saito, N. Yoshizawa, K. Toko, T. Suemasu. Formation of polycrystalline BaSi₂ films by radio-frequency magnetron sputtering for thin-film solar cell applications // *Thin Solid Films* 534 (2013) 116-119.
4. K.O. Hara, J. Yamanaka, K. Arimoto, K. Nakagawa, T. Suemasu, N. Usami. Structural and electrical characterizations of crack-free BaSi₂ thin films fabricated by thermal evaporation // *Thin Solid Films* 595 (2015) 68-72.
5. Y. Nakagawa, K.O. Hara, T. Suemasu, N. Usami, On the mechanism of BaSi₂ thin film formation on Si substrate by vacuum evaporation // *Procedia Engineering* 141 (2016) 23-26.



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.31

РОЛЬ ТРЕНАЖЕРОВ В ФОРМИРОВАНИИ ПРАКТИЧЕСКИХ НАВЫКОВ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА И СТУДЕНТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ

Козлов А.Н., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет», доцент,
кандидат технических наук, kozlov1951@yandex.ru

Зульфугарова А.Г., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, alexandra.zulfugarova@yandex.ru

Аннотация: в соответствии с мировой практикой основным современным инструментом при подготовке любого управляющего персонала являются виртуальные тренажеры, воспроизводящие характеристики объекта управления и штатный оперативный интерфейс. Разработка новых эффективных подходов к решению задач обеспечения надежности профессиональной деятельности персонала возможно воспроизвести путем внедрения в процесс обучения виртуальных тренажеров.

Ключевые слова: тренажер по оперативным переключениям, моделирование, главная схема, цепи управления, оперативный персонал, диспетчерский персонал, электронный макет, однолинейная схема.

THE ROLE OF TRAINERS IN THE FORMATION OF PRACTICAL SKILLS OF OPERATION AND PERSONAL STAFF AND STUDENTS OF ENERGY SPECIALTIES

Kozlov A.N., Fsbci HE "Amur state University», associate professor, candidate of technical sciences, kozlov1951@yandex.ru

Zulfugarova A.G., Fsbci HE "Amur state University», undergraduate,
alexandra.zulfugarova@yandex.ru

Abstract: In accordance with international practice, the main modern tool in the training of any management staff is full-scale simulators, re-producing characteristics of the control object and a regular operational man-machine interface. The development of new effective approaches to solving problems of ensuring the reliability of the professional activities of staff is possible in our time by introducing virtual simulators into the training process.

Keywords: operational switching simulator, modeling, main circuit, control circuits, operational personnel, dispatch personnel, electronic layout, single-line diagram.

Тренажер по оперативным переключениям предназначен для обучения персонала энергетических объектов порядку проведения коммутаций на любых энергетических объектах. Он может быть использован для самоподготовки, аттестации персонала различного уровня, для проведения соревнований оперативного персонала, подготовки к проведению сложных переключений, на собеседовании при приеме на работу. [1]

По ряду критериев выделяют несколько классов компьютерных тренажеров. Отметим самые востребованные из них:

- Тренажеры, обучающие моторным навыкам, широко применяются для обучения

вождению различных транспортных средств, стрельбе, сварочным работам, спортивным играм и т.д.

- Тренажеры, обучающие распознаванию образов, наиболее активно используются для подготовки специалистов в области медицинской диагностики, для обучения навыкам синхронного перевода, а также для обучения операторов различных специальностей.

- Тренажеры, обучающие работе по алгоритму, наиболее распространены и предназначены для обучения методикам работы с оборудованием, эксплуатации сложной техники. Тренажер обычно имеет довольно жесткий сценарий обучения: обучаемый пользуется полной свободой действий только в промежутках между контрольными ситуациями, а верное решение (ситуация) всегда единственное, и от обучаемого в конечном итоге требуется его точное воспроизведение

- Тренажеры, обучающие поведению в нештатных (аварийных) ситуациях, используются для тренировки персонала и операторов электростанций, атомных станций, химических производств, а также при обучении управлению движущимися объектами (самолет, судно, автомобиль и т.п.). [4]

Тренажер позволяет моделировать энергообъекты различного уровня - от городских и распределительных сетей до электростанций и энергосистем. Пользователями тренажера могут быть:

- Диспетчер ЦДУ, РРС, ОДУ, РДУ, МЭС, МРСК, ПЭС
- Дежурный подстанции, ОВБ
- Сотрудники электроцеха электрической станции
- Диспетчер распределительной и городской сети
- Сотрудники энергетических служб промышленных предприятий, железной дороги

и т.п.

В качестве пользовательского интерфейса тренажера используется электронный макет, представляющий однолинейную схему энергообъекта или сети электроснабжения, изображения щитов управления, панелей релейных защит и автоматики, а также анимированных изображений реального основного оборудования ОРУ, ячеек КРУ(сцены), моделей АРМ и терминалов микропроцессорных защит. [1]

Имитируются следующие виды действий:

- Коммутации (работа на открытом распреустройстве).
- Управление оборудованием (выключателем и др.) с ключа управления на щите управления.

- Ввод в действие (работа с устройствами релейной защиты и автоматики).
- Проверочные действия (в т.ч. проверка исправности как оборудования, показаний приборов, работа с указателем напряжения).

- Вывешивание плакатов.
- Использование средства индивидуальной защиты.
- Выполнение действий через АРМ
- Телефонные переговоры.

Компьютерные тренажеры позволяют:

- ознакомиться со структурой объекта, составом оборудования и его элементами;
- изучить инструмент и технологическую оснастку, необходимые при работе с оборудованием;

ознакомиться

- с требованиями техники безопасности;
- получить представление об этапах технологического процесса;
- научиться выявлять дефекты в работе оборудования и его отдельных узлов;
- закрепить умение правильно оформлять документацию;
- наконец, и это самое важное, наиболее эффективно формировать устойчивые навыки выполнения как отдельных операций, так и полного их цикла.[3]

Протокол тренировки

- Инструктор может описать в сценарии несколько допустимых альтернативных вариантов проведения переключений. Если действия обучаемого соответствуют любому из них, то признаются правильными.

- Тренажер имеет систему баллов, начисляемых за правильное выполнение каждого действия, что позволяет автоматически проводить оценку правильности действий. Нарушения правил переключений при выполнении действий выявляются автоматически и фиксируются в протоколе. Анализ производится на основе заложенной в тренажере экспертной системы проверки правил переключений, использующей данные от топологии схемы и состояния коммутационных аппаратов (коммутационной модели). Топологическая модель сети строится автоматически на основе рисунка в момент подготовки схемы в графическом редакторе.

- При ошибочных действиях обучаемого, приводящих к **аварийной ситуации**, вступает в действие модель релейной защиты и автоматики. Она позволяет воспроизвести реакцию макета на аварийную ситуацию (работу защит, приводящую к отключениям), что позволяет продолжать тренировку после создания аварийной ситуации с целью выхода из нее. Второй функцией этой модели является воспроизведение последствий работы защит при моделировании аварийной ситуации (в противоаварийной тренировке). Для указания аварии достаточно указать место на схеме и тип неисправности или КЗ.[1]

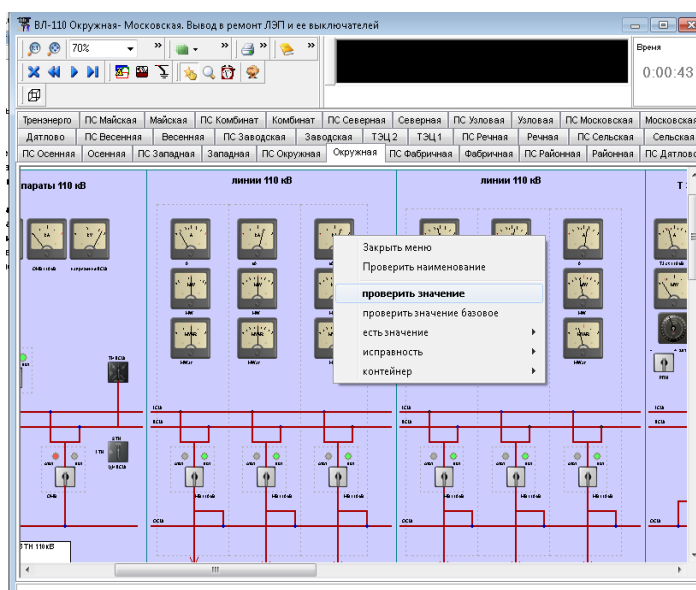


Рис. 1. Операции с коммутационным оборудованием

В области тренажерной подготовки имеется ряд недостатков, которые условно можно отнести к условным и организационно-техническим.

К организационным недостаткам относится:

- слабое внедрение нормативных требований по тренажерной подготовке;
- отсутствие в структуре энергетических предприятий и образовательных организаций специальных подразделений и штатных должностей инструкторов по тренажерной подготовке персонала;
- отсутствие организации профессиональной подготовки работников, которые проводят обучение персонала с использованием тренажерных средств;
- не везде решен вопрос об оплате персоналу за время занятий на тренажерах;

- не внедрена методология и педагогические технологии проведения тренажерной подготовки персонала.

К организационно - техническим недостаткам тренажерной подготовки и тренажерной техники относятся:

- отсутствие политики в области создания и применения тренажерных средств;
- отсутствие универсальности и сопрягаемости тренажерных средств, что не дает возможности организации и проведения комплексных тренировок и учений с использованием этих средств и вызывает сложности при организации соревнований по профмастерству;
- не достаточная точность и полнота моделирования, неадекватность моделей процессам, протекающих в энергетических установках,
- большая цена тренажерных средств.

Опыт создания моделей тренажеров подстанций и МЭС ФСК ЕЭС в комплексе Модус 5 версии

По заказу Центральной Диспетчерской службы ОАО ФСК ЕЭС компания Модус выполнила проект по разработке и внедрению Тренажеров для:

- оперативного персонала подстанций ФСК ЕЭС,
- диспетчерского персонала МЭС,
- диспетчерского персонала ЦДС ФСК ЕЭС (а также учебного центра ФСК ЕЭС).

Общий объем внедрения составил 153 подстанции. Ввиду постоянной реконструкции и обновления оборудования в 2012-2013 году была проведена актуализация макетов всех ПС.

В качестве основы для тренажера уровня подстанции используется тренажер по оперативным переключениям Модус. В качестве тренажера уровня МЭС используется сетевой вариант тренажера Модус, работающий согласованно с тренажером Феникс, который выполняет функции расчета режима и синхронизации модели сети на нескольких рабочих местах. Для тренажера уровня ЦДС используется тренажер Феникс с моделью ОЭС.

Основной объем составила работа по моделированию подстанций. В среднем размер модели каждой подстанции оценивается в 500 элементов в схеме (линии, трансформаторы, выключатели, разъединители, заземляющие ножи и т.п.) и 7 тыс. элементов в макете (измерительные приборы, ключи управления, накладки защит, блинкеры и т.п.). Что суммарно составляет более 1 млн. моделируемых значащих элементов в макетах.

Предполагая, что при наличии готового макета подстанции, инструктор способен самостоятельно без больших трудозатрат составлять тренировочные задания, для каждой подстанции составлялись три типовые тестовые задачи, например:

1. Вывести в ремонт II СШ 110 кВ ОРУ 110 кВ.
2. Вывести в ремонт ШСВ-11 ОРУ 110 кВ.
3. Вывести в ремонт Т-1.

По каждой подстанции моделировались:

1. Главная схема.
2. Щит управления.
3. Панели РЗиА.
4. Автоматы оперативного тока.
5. Ячейки КРУ.
6. Экранные формы ОИК (если управление происходит через ОИК). [5]

Библиографический список

1. [http://swman.ru/content/blogcategory/20/48/Тренажер по оперативным переключениям \(дата обращения 09.02.19\)](http://swman.ru/content/blogcategory/20/48/Тренажер по оперативным переключениям (дата обращения 09.02.19))
2. Тренажер «оперативные переключения в электроустановках» Р.В. Гайсаров, П.А. Акулов, Е.В. Кондратьев, А.С. Латышев г. Челябинск, ЮУрГУ (дата обращения 11.02.19)
3. Филатова Н.Н., Вавилова Н.И. Представление знаний в мультимедиа тренажерах / Сб. науч. тр. V Международной научно-методической конференции «Новые информацион-

ные технологии в электротехническом образовании». Астрахань, 2000. С. 258-263. (дата обращения 10.02.19)

4. Нормативно-технические требования и современная реализация тренажеров для обеспечения надежности оперативного персонала электроэнергетических объектов/ С.И. Магид [и др.] // Энергосбережение и водоподготовка. 2005. № 6. (дата обращения 11.02.09)

5. <http://swman.ru/content/blogcategory/95/141/> (дата обращения 11.02.09)

6. <http://cert.obninsk.ru/gost/1278/1278.html> ГОСТ 12.2.007.0-75 государственный стандарт союза сср система стандартов безопасности труда изделия электротехнические (дата обращения 12.02.19)

7. http://www.keu-ees.ru/files/tezisy_tren.pdf Тезисы основных докладов научно-технической конференции Использование современных тренажеров для повышения уровня образования и практических навыков работников энергосистемы и студентов энергетических специальностей (дата обращения 15.02.19)

Bibliographic list

1. [http://swman.ru/content/blogcategory/20/48/Short switching simulator](http://swman.ru/content/blogcategory/20/48/Short_switching_simulator) (appeal date 02/02/19)

2. The simulator "operational switching in electrical installations" R.V. Gaysarov, P.A. Akulov, E.V. Kondratyev, A.S. Latyshev, Chelyabinsk, SUSU (appeal date 02/02/19)

3. Filatova N.N., Vavilova N.I. Presentation of knowledge in multimedia simulators / Sat. scientific tr. V International Scientific and Methodological Conference "New Information Technologies in Electrotechnical Education." Astrakhan, 2000. p. 258-263. (date of treatment 10.02.19)

4. Regulatory and technical requirements and modern implementation of simulators to ensure the reliability of the operating personnel of power facilities / S.I. Magid [et al.] // Energy Saving and Water Treatment. 2005. № 6. (the date of circulation 11.02.09)

5. <http://swman.ru/content/blogcategory/95/141/> (appeal date 11.02.09)

6. <http://cert.obninsk.ru/gost/1278/1278.html> GOST 12.2.007.0-75 state standard of the union ssr labor safety standards system electrotechnical products (circulation date 12.02.19)

7. http://www.keu-ees.ru/files/tezisy_tren.pdf Abstracts of the main reports of the scientific and technical conference Using modern simulators to improve the level of education and practical skills of workers of the power system and students of energy specialties (appeal date 15.02.19)



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.31

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ УПРАВЛЕНИЯ ДВИГАТЕЛЕМ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ

Карпова Т.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
инженер, ktv6233@mail.ru

Иойнис М.Г., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
студент, grif607@gmail.com

Аннотация рассмотрены преимущества, обеспечиваемые автоматизацией для двигателей внутреннего сгорания, объекты автоматизации. Показаны основные элементы систем автоматизации ДВС.

Ключевые слова автоматизация, управление, двигатель внутреннего сгорания.

THE AUTOMATION OF CONTROL PROCESSES BY AN INTERNAL COMBUSTION ENGINE

Karpova T.V., of the "Amur state University", engineer, ktv6233@mail.ru
Dionis M.G., fsbei HE "Amur state University", student, grif607@gmail.com

Abstract considered the benefits provided by automation for internal combustion engines, automation objects. The main elements of the ICE automation systems are shown.

Keywords automation, control, internal combustion engine.

Введение. Современную технику, сегодня, сложно представить без самых широких средств автоматизации. Двигатели внутреннего сгорания, появившиеся сравнительно недавно, уже изначально подразумевали некоторые автоматические устройства. К примеру, газораспределительный механизм, является автоматическим устройством, работающим по принципу прямого управления с заданным алгоритмом. За время существования двигателей внутреннего сгорания, автоматизация шагнула далеко вперед. Сегодня, вместо отдельных автоматических элементов, используется комплексная автоматизация. Еще в конце 50-х годов серьезные научные журналы убеждали механиков в том, что не обязательно своими глазами следить за состоянием подшипников – можно довериться приборам, контролирующим температуру и давление смазки. Сегодня, а точнее еще лет 30 назад, стали обычным делом полностью автоматизированные установки, работающие без всякого обслуживания и контроля под управлением автоматики. Еще в конце 50-х годов серьезные научные журналы убеждали механиков в том, что не обязательно своими глазами следить за состоянием подшипников – можно довериться приборам, контролирующим температуру и давление смазки. Сегодня, а точнее еще лет 30 назад, стали обычным делом полностью автоматизированные установки, работающие без всякого обслуживания и контроля под управлением автоматики.

Преимущества, обеспечиваемые автоматизацией

1) Достижение наиболее эффективных параметров работы. В основном, большинство физико-механических и химических процессов, происходящих в двигателях внутреннего сгорания, имеют высокую скорость протекания. К примеру, при ручном регулировании температуры охлаждающей жидкости, рекомендуется выдерживать температуру 70-80°C. Эти

значения не являются оптимальными, но необходимы для безопасного ручного управления двигателем, и учитывают скорость реакции моториста на изменение температуры. Заниженная температура повышает механические потери и температурные напряжения в деталях. Автоматическое регулирование, позволяет добиться безопасной температуры 80-95°C, более того, позволяет быстро изменять температурные параметры, в зависимости от условий работы двигателя. Применение широкополосных датчиков кислорода (лямбда-зондов), сигнализирующих о наличии свободного кислорода в отработавших газах (ОГ), в системах автоматического управления составом смеси в бензиновых двигателях, обеспечивает эффективность работы нейтрализаторов, а тем самым – минимум токсичности отработавших газов.

2) Повышение надежности установки. Автоматические аварийно-предупредительные устройства и датчики, с заданным интервалом времени, проводят диагностику всех систем, с целью выявления неисправностей и автоматического их устранения.

3) Сокращение численности обслуживающего персонала. Вместо команды мотористов-механиков, управление двигателем осуществляется одним оператором, задача которого – следить за показаниями приборов.

4) Улучшение условий труда персонала. Автоматическое дистанционное управление, позволяет вывести персонал, из непосредственной зоны работы двигателя, в комфортабельный пункт управления.

Объекты автоматизации

1) Операции и процессы, обеспечивающие рабочие процессы двигателя: газораспределительный механизм, углы опережения зажигания, состав топливно-воздушной смеси и т.д. Как правило, эти автоматические устройства действуют по принципу прямого управления или по компенсационному принципу – по изменению возмущающего воздействия.

2) Частота вращения вала двигателя – система автоматического регулирования скорости (САРС). Система действует по принципу измерения отклонения управляемого параметра (обратной связи), иногда в комбинации с управлением по изменению возмущающего воздействия.

3) Температура смазывающих и охлаждающих жидкостей. Температура воздуха нагнетаемого турбокомпрессором

4) Давление смазывающих и охлаждающих жидкостей. Давление наддува.

Современная тенденция развития автоматизированных систем управления ДВС, заключается в создании комплексных систем, обеспечивающих контроль и автоматизацию всех вышеперечисленных процессов, для достижения наилучшего их сочетания и повышения эффективности работы двигателей в целом. Одними из главных проблем двигателя внутреннего сгорания, являются: потребление топлива, являющегося ограниченным и невозполнимым природным ресурсом, и выброс токсичных продуктов горения в атмосферу, и как следствие негативное влияние на экологию в целом, особенно если учитывать количество двигателей внутреннего сгорания, использующихся сегодня. В связи с этим, в автомобилях, проектируемых в настоящее время, все чаще используются, так называемые, гибридные силовые установки. Они подразумевают использование двигателя внутреннего сгорания, в паре с электродвигателем. Режимы работы такой установки, предусматривают совместную работу обоих двигателей, или попеременную работу каждого, в зависимости от условий использования. Такие установки позволяют добиться улучшения экономичности (расход топлива гибридного легкового автомобиля, редко превышает 7 литров на 100 километров хода). Уменьшается количество выбросов отработанных газов и продуктов горения, в следствие того, что ДВС используемый в гибридной силовой установке, имеет малый объем. Разумеется, синхронизацию и управление работой обоих двигателей, невозможно представить без современных средств автоматизации и управления.

Основные элементы систем автоматизации установок с ДВС

Из описания операций, выполняемых в автоматизированной установке, ясно, что в системе автоматизации предусматриваются следующие устройства:

1. устройства, обеспечивающие контроль за текущими значениями параметров двига-

теля и его систем, обработку этих данных по определенной программе, выработку управляющих сигналов и передачу их устройствам, управляющим двигателем;

2. устройства, информирующие обслуживающий персонал о работе системы в штатном режиме и о возникновении нештатных ситуаций.

Соответственно в систему автоматизации входят (рис. 1):

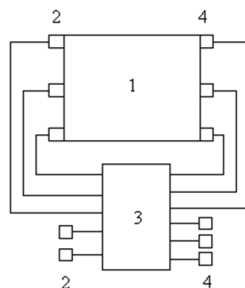


Рис. 1. Схема автоматизированной установки с ДВС

1- управляемый объект, т.е. двигатель с его системами и приводным агрегатом;

4- система датчиков, измеряющих контролируемые параметры, и задающих устройств 2, вводящих с пульта управления двигателем сигналы о требуемом изменении режима работы;

3- преобразующее устройство, анализирующее сигналы, поступающие от датчиков и задающих устройств, и вырабатывающее команды для исполнительных устройств и элементов сигнализации;

2- исполнительные устройства, осуществляющие изменения режима работы объекта и его элементов, и элементы сигнализации, предназначенные для информирования обслуживающего персонала.

Заключение. На сегодняшний день, автоматизация процессов управления ДВС, является главным направлением развития таких установок. В процессе развития двигателей внутреннего сгорания, практически исчерпаны все средства улучшения их работы, путем внесения изменения в конструкцию, и именно автоматизация открывает новые перспективы улучшения экономических и экологических показателей двигателей, их надежности и долговечности.

Библиографический список

1. Галышев, Ю.В. Автоматизация управления установок с ДВС: Учеб. пособие / Ю.В. Галышев, Л.Е. Магидович, В.В. Румянцев. - СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2002. - 122 с.

2. Брозе, Д.Д. Сгорание в поршневых двигателях / Д.Д. Брозе. - М.: «Машиностроение», 1969. - 248 с.

3. Свистула, А. Е. Двигатели внутреннего сгорания : учебное пособие / А. Е. Свистула; Алт. гос. техн. ун-т им. И. И. Ползунова. – Барнаул : Изд-во АлтГТУ, 2009. – 81 с.

Bibliographic list

1. Galyshev, Yu. V. automation of control systems with ice: Studies. textbook / Y. V. Galyshev, L. E. Magidovich, V. V. Rumyantsev. - SPb.: SPbSPU publishing house, 2002. 122 p.

2. Brose, D. D. Combustion in piston engines / D. D. Brose. - - М.: "Mechanical Engineering", 1969. - 248 p.

3. Svistula, A. E. internal combustion Engines: textbook / A. E. Svistula; Alt. state tech. UN-t im. I. I. Polzunova. – Barnaul : publishing house of Altai state technical University, 2009. - 81 p.



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 378.1

РАЗДЕЛ «БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА» В ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОДГОТОВКИ 13.03.02 «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА»

Булгаков А.Б., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат технических наук, доцент, bgd@amursu.ru

Аннотация: в докладе отражены вопросы, связанные с разработкой раздела «Безопасность и экологичность проекта» в выпускной квалификационной работе направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Ключевые слова: безопасность, экологичность, чрезвычайные ситуации

SECTION «LIFE SAFETY and ECOLOGY» of BACHELOR THESIS MAJORING in 13.03.02 «ELECTROENERGY and ELECTRICAL ENGINEERING»

Bulgakov A.B., "Amur state university", PhD, associate professor, bgd@amursu.ru

Abstract: the questions related to write of section «Life safety and ecology» of bachelor thesis majoring in 13.03.02 «Electroenergy and electrical engineering»

Keywords: safety, ecofriendliness, emergencies

Завершающим этапом обучения в университете является выпускная квалификационная работа (ВКР). В ВКР выпускник должен показать применение усвоенных им за годы обучения компетенций для решения конкретных задач будущей профессиональной деятельности. В соответствии с современными требованиями при размещении, проектировании, строительстве, реконструкции, вводе в эксплуатацию и эксплуатации промышленных объектов, в том числе объектов электроэнергетики, необходимо учитывать вопросы, связанные с безопасностью и экологичностью проекта. Предметом исследования с точки зрения безопасности и экологичности, в разделе «Безопасность и экологичность проекта» являются объекты, проектируемые выпускником в основной части ВКР.

Работа над разделом «Безопасность и экологичность проекта» начинается с преддипломной практики. К этому этапу за студентом закреплена приказом ректора университета тема ВКР. Перед отправкой на преддипломную практику студенты получают консультацию, и задание на разработку раздела «Безопасность и экологичность проекта» на кафедре «Безопасность жизнедеятельности». На преддипломной практике студент должен как можно полнее собрать информацию, связанную с безопасностью и экологичностью проектируемого в ВКР объекта электроэнергетики.

Структура раздела «Безопасность и экологичность проекта» для направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» включает три подраздела:

- 1) «Безопасность проекта»;
- 2) «Экологичность проекта»;
- 3) «Чрезвычайные ситуации».

На рисунке приведен алгоритм разработки раздела «Безопасность и экологичность проекта» в ВКР.

В подразделе «Безопасность проекта» на первом этапе студент идентифицирует опасные и (или) вредные факторы производственной среды, которые характерны для проектируемого объекта и (или) среды, в которой этот объект будет эксплуатироваться. Возможные опасные и (или) вредные производственные факторы:

- электрический ток;
- электрическая дуга;
- электромагнитные поля промышленной частоты (50 Гц);
- микроклимат;
- факторы, связанные со световой средой;
- шум и т.п.



Рис. 1. Алгоритм разработки раздела «Безопасность и экологичность проекта» в ВКР

На втором этапе проектант производит оценку уровней этих факторов, например, расчетным методом, по данным из опубликованных источников или отчета о проведении специальной оценки условий труда в организации, и выбирает значимые факторы, уровни которых превышают предельно допустимые концентрации и (или) предельно допустимые уровни, установленные для производственной среды.

На третьем этапе предлагает решения по нормализации выявленных опасных и (или) вредных производственных факторов, т.е. направленные на снижение профессионального риска для работников.

В подразделе «Экологичность проекта» на первом этапе студент идентифицирует факторы, которые характерны для проектируемого объекта в основной части ВКР и оказывающие воздействие на окружающую среду, здоровье и жизнедеятельность человека вне производственной среды:

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

- электрическое поле (для воздушных линий (ВЛ) напряжением 110 кВ и выше);
- магнитное поле;
- акустический шум (для ВЛ напряжением 110 кВ и выше учитывается только в населенной местности);
- радио- и телевизионные помехи;
- опасные и мешающие влияния на линии связи и проводного вещания;
- наличие условий, приводящих к гибели птиц в районах их расселения и на путях их миграции;
- ограничение землепользования;
- нарушение эстетики ландшафта (для природоохраняемых и рекреационных территорий, вблизи памятников истории и культуры);
- загрязнения окружающей среды трансформаторными маслами;
- изъятие земель в постоянное (бессрочное) пользование;
- изъятие земель во временное пользование;
- нарушение естественного состояния грунта и рельефа;
- сокращение площадей насаждений (разрубка просек);
- загрязнение поверхностных и грунтовых вод (только при строительстве).
- образование озона и оксидов азота (характерно для установок высокого и сверхвысокого напряжения);
- экологические проблемы, возникающие при эксплуатации заземлителей (защитного заземления, рабочего заземления, заземления молниезащиты).

На втором этапе производит оценку уровней этих факторов, например, расчетным методом, и выбирает значимые факторы, уровни которых превышают ПДК или ПДУ для природной среды и населенных мест.

На третьем этапе предлагает решения по нормализации выявленных негативных воздействий на окружающую среду.

В подразделе «Чрезвычайные ситуации» на первом этапе студент идентифицирует чрезвычайные ситуации, возникновение которых вероятно для проектируемого объекта. На втором этапе производит оценку риска проявления таких чрезвычайных ситуаций и на третьем этапе предлагает решения, которые позволят снизить риск проявления этих чрезвычайных ситуаций. В качестве чрезвычайных ситуаций в разделе могут рассматриваться события, связанные с нарушением электроснабжения объектов экономики и населенных мест, отказ оборудования на проектируемом объекте, пожар и т.п.

Теоретические аспекты рассматриваемых вопросов в разделе «Безопасность и экологичность проекта» и ряд методик расчета уровней значимых факторов и мероприятий приведены в [1-4].

Рекомендуемый перечень документов для разработки раздела «Безопасность и экологичность проекта»:

- ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»;
- Приказ Минтруда РФ от 24 января 2014 г. № 33н (в ред. от 14.11.2016) «Об утверждении методики проведения специальной оценки условий труда, классификатора вредных и (или) опасных производственных факторов, формы отчета о проведении специальной оценки условий труда и инструкции по ее заполнению»;
- Приказ Минтруда РФ от 24 июля 2013 года № 328н (с изменениями на 15 ноября 2018 года) «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»;
- Приказ Министерства энергетики РФ от 19 июня 2003 года № 229 (ред. от 09.01.2019) «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации»;
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ);
- СТО 56947007-29.240.55.192-2014 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ;

- СТО 56947007-29.240.037-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании;
- СТО 56947007-29.240.038-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при сооружении;
- СТО 56947007-29.240.039-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при техническом обслуживании и ремонте;
- СТО 56947007-29.240.040-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при реконструкции и ликвидации;
- СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ;
- Постановление Правительства РФ от 11 августа 2003 г. № 486 «Об утверждении Правил определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети»;
- Ведомственные строительные нормы № 14278 тм-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 - 750 кВ» (утв. Департаментом электроэнергетики Минтопэнерго РФ 20 мая 1994 г.);
- ГОСТ 12.2.024-87 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля»;
- СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы»;
- Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты" (утв. Главным государственным санитарным врачом СССР 23.02.1984 № 2971-84);
- РД 153-34.3-02.205-00 «Методические указания по нормированию сбросов загрязняющих веществ со сточными водами предприятий электрических сетей»;
- РД 153-34.3-02.206-00 «Рекомендации по разработке проекта нормативов образования и лимитов размещения отходов для предприятий электрических сетей»
- Приказ Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 (ред. от 20.12.2017) «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления»;
- Приказ Министерства энергетики РФ от 23 ноября 2017 г. № 1110 "Об обеспечении надежной работы объектов электроэнергетики в выходные и нерабочие праздничные дни в 2018 году";
- РД 153-34.0-03.301-00 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий».

Объем раздела «Безопасность и экологичность проекта» составляет (10-15) % от бакалаврской работы, не включая приложения. В одном из подразделов раздела «Безопасность и экологичность проекта» обязательно должен быть выполнен расчет. Раздел сдается на проверку преподавателю кафедры безопасности жизнедеятельности в печатном, отредактированном виде с приложением библиографического списка, использованной для написания раздела литературой. На титульном листе указывается ФИО, № группы и тема ВКР.

После рецензирования раздела преподаватель-консультант подписывает титульный лист к бакалаврской работе, если раздел соответствует заданию и в нем приняты решения, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта, или возвращается на доработку.

Библиографический список

1. Безопасность жизнедеятельности. Модуль «Теоретические основы безопасности жизнедеятельности» [Электронный ресурс] : учеб. пособие для студ. спец. : 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника» / сост. А. Б. Булгаков. - Благовещенск : Изд-во Амурского государственного университета, 2014. - 81 с.: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6986.pdf.
2. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : метод. указ. к практ. занятиям для студ. по спец. : 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника» / сост. А. Б. Булгаков.

гаков. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 100 с.: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6979.pdf.

3. Безопасность труда [Электронный ресурс] : сб. учеб.-метод. материалов для направления подготовки 20.03.01 «Техносферная безопасность» / АмГУ, ИФФ ; сост. А. Б. Булгаков. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 285 с.: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9045.pdf.

4. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : сб. учеб.-метод. материалов для направления подготовки 01.03.02, 03.03.02, 09.03.01, 09.03.02, 09.03.03, 13.03.01, 13.03.02, 15.03.04, 18.03.01, 20.03.01, 24.03.01, 29.03.02, 29.03.05, 37.03.01, 38.03.01, 38.03.02, 38.03.04, 38.03.05, 38.03.06, 38.03.07, 39.03.01, 39.03.02, 40.03.01, 41.03.01, 42.03.01, 42.03.02, 43.03.01, 43.03.02, 43.03.03, 44.03.02, 44.03.05, 45.03.01, 45.03.02, 45.03.03, 47.03.03, 54.03.01, 21.05.02, 21.05.04, 24.05.01, 37.05.01, 38.05.01, 38.05.02, 45.05.01, 54.05.01 / АмГУ, ИФФ ; сост.: А. Б. Булгаков, В. Н. Аверьянов, М. В. Гриценко. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 176 с.: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9036.pdf.

Bibliographic list

1. Safety of vital functions. The module is «Theoretical bases of safety of vital functions» [Electronic resource] : train aid for students special. : 140400.62 «Electroenergy and electrical engineering» / of compiler A. B. Bulgakov. - Blagoveshchensk : Publishing house AmSU, 2014. - 81 p.: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6986.pdf.

2. Safety of vital functions [Electronic resource] : method. decree. to практ. to employments for students on special. : 140400.62 «Electroenergy and electrical engineering» / of compiler A. B. Bulgakov. - Blagoveshchensk : Publishing house AmSU, 2014. - 100 p.: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6979.pdf.

3. Safety of labour [Electronic resource] : сб. учеб.-метод. materials for direction of preparation 20.03.01 «Safety is in a technosphere» / of AmSU; compiler A. B. Bulgakov. - Blagoveshchensk : Publishing house AmSU, 2017. - 285 p.: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9045.pdf.

4. Safety of vital functions [Electronic resource] : сб. учеб.-метод. materials for direction of preparation 01.03.02, 03.03.02, 09.03.01, 09.03.02, 09.03.03, 13.03.01, 13.03.02, 15.03.04, 18.03.01, 20.03.01, 24.03.01, 29.03.02, 29.03.05, 37.03.01, 38.03.01, 38.03.02, 38.03.04, 38.03.05, 38.03.06, 38.03.07, 39.03.01, 39.03.02, 40.03.01, 41.03.01, 42.03.01, 42.03.02, 43.03.01, 43.03.02, 43.03.03, 44.03.02, 44.03.05, 45.03.01, 45.03.02, 45.03.03, 47.03.03, 54.03.01, 21.05.02, 21.05.04, 24.05.01, 37.05.01, 38.05.01, 38.05.02, 45.05.01, 54.05.01 / AmSU; A. B. Bulgakov, V. N. Averyanov, M. V. Gritsenko. - Blagoveshchensk : Publishing house AmSU, 2017. - 176 p.: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9036.pdf.



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 658.26

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСЕРВИСНЫХ КОНТРАКТОВ В РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ОСВЕЩЕНИЯ

Проценко П.П., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
доцент, procenko-palina@yandex.ru

Ночевная В.О., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
студент, Valerinoch1997@mail.ru

Аннотация: в статье рассмотрена структура энергосервисных контрактов, подразумевающих повышение энергетической эффективности. В данной статье были проанализированы все плюсы и минусы по проведению энергосберегающих мероприятий на примере модернизации системы внутреннего освещения, а именно замена существующих осветительных приборов на современные энергоэффективные светодиодные светильники в Государственном бюджетном учреждении Амурской, а также представлены основные факторы, показывающие актуальность поставленного вопроса во многих регионах Российской Федерации, в том числе и на Дальнем Востоке.

Ключевые слова: энергоэффективные контракты, энергосбережение, качество жизни, модернизация, реконструкция, система освещения

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF ENERGY-SERVICE CONTRACTS IN RECONSTRUCTION OF THE LIGHTING SYSTEM

Protsenko P.P., FSBEI HE "Amur state University", associate professor,
procenko-palina@yandex.ru

Nochevnaya V.O., FSBEI HE "Amur state University", Valerinoch1997@mail.ru

Abstract: the article discusses the structure of energy service contracts, implying an increase in energy efficiency. This article analyzed all the pros and cons of energy-saving measures on the example of the modernization of the internal lighting system, namely the replacement of existing lighting devices with modern energy-efficient LED lamps in the State budget institution of the Amur region. buildings”, and also presents the main factors showing the relevance of the issue raised in many regions of the Russian Federation, including Far East.

Keywords: energy efficient contracts, energy saving, quality of life, modernization, reconstruction, lighting system

В последнее время энергоэффективность стала распространенной темой. Мы часто сталкиваемся с информацией об энергоэффективных домах, энергосбережении, переходе на использование возобновляемых источников энергии [2].

23 ноября 2009 года вышел Федеральный закон РФ № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности», а от 18 августа 2010г. Постановление Правительства Российской Федерации № 636 (требования к условиям энергосервисного договора) определены требования к энергосервисному контракту:

- мероприятия, которые обязан выполнить исполнитель контракта;

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

- размер экономии в рублевом выражении, который будет достигнут;
- объем потребления энергетического ресурса – сколько энергоресурсов будет потреблять заказчик ежегодно;
- срок достижения заявленной экономии;
- размер платежа по контракту, который устанавливается как процент от достигнутого размера экономии по оплате энергоресурсов;
- обязательно в контракте должно быть прописано условие о порядке перехода к заказчику права собственности на оборудование, установленное в рамках контракта.

Исходя из этого, энергосервисный (энергоэффективный) контракт – это договор, который заключают между собой предприятия с целью внедрения энергосберегающих технологий для модернизации энергоносителей (рис. 1) [2].

Энергосервисная компания берет на себя все расходы по модернизации оборудования после заключения контракта, возмещая затраты за счет экономии, полученной внедрением энергосберегающих технологий.

Несмотря на очевидные преимущества данной формы договорных отношений, существуют факторы, которые сдерживают распространение модернизации объектов по энергосервисным контрактам. Прежде всего, это отсутствие исчерпывающей нормативно-правовой базы, регулирующей этот вид договорных отношений. Следует отметить и неразвитость рынка страховых услуг в данной сфере, что затрудняет страхование рисков неисполнения энергосервисного контракта.



Рис. 1. Структура энергосервисных контрактов

В настоящее время в Российской Федерации энергосберегающие технологии набирают популярность. Модернизация оборудования проводится в бюджетной сфере (больницы, школах, поликлиниках, административных зданиях).

Для анализа в качестве примера принимается проект, разработанный Исполнителем для заключения энергосервисного контракта модернизации системы внутреннего освещения замена существующих осветительных приборов на современные энергоэффективные светодиодные светильники в Государственном бюджетном учреждении Амурской области. Все расчеты технико-экономического обоснования производятся согласно законодательству РФ (представленному ранее).

В соответствии с проектом исполнение контракта рассчитано на срок 4 месяца. Исполнитель берет на себя обязательства по обслуживанию установок в течение 5 (пяти) лет.

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

Замена вышедшего из строя осветительного оборудования (замена источников света) за 5 лет выполняется Исполнителем. Затраты заложены в статье «инвестиции в оборотный капитал» и составляют 2,356 млн.руб. за 5 лет, что составляет 471,2 тыс.руб. в год.

В целом проект можно рассматривать как банковский кредит сроком на 5 лет под 8,36% годовых.

Чистой прибыли за 5 лет Исполнитель получит 3,666 млн. руб. или 733,2 тыс. руб. в год, что составляет 29,5% от суммы контракта (12 424 136 руб. за пять лет).

Расчеты проведены для действующих на текущий момент тарифов на электрическую энергию. В случае повышения тарифов экономический эффект будет возрастать.

Все затраты Заказчика предполагается осуществлять из средств, составляющих экономию от внедрения энергосберегающих установок.

В случае выполнения контракта собственными силами (при наличии соответствующего количества сотрудников электротехнической службы) затраты Заказчика составят 6 402,5 тыс. руб., включая оплату работы. При этом

1) срок исполнения (4 месяца) может быть превышен значительно;
2) потребуются единовременные (в течение года) капитальные вложения в сумме 6 402,5 тыс.руб.;

3) деятельность электротехнической службы будет направлена на исполнение контракта в ущерб основных обязанностей.

На основании этого технико-экономического обоснования были выявлены положительные стороны реализации данного проекта, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Положительные стороны реализации проекта

	До модернизации	После модернизации
Потребление электрической энергии в год	770 442,4 кВт*ч	266 471,75 кВт*ч
Экономия электрической энергии в год	501 970,65 кВт*ч	
Размер экономии без учета роста тарифов	За 1 год	За 5 лет
	2 615 607 рублей	13 078 038 рублей

Экономия данного проекта составила 95%, предполагаемая цена контракта 95% от экономии составит 12 424 136 рублей.

Вместо старых (4971 штук) ламп накаливания, которые были затратны для бюджета, будут заменены на светодиодные. И как раз полученная в итоге экономия позволит вести расчет с подрядчиками (рис. 2).

Проект по реализации программы энергосбережения в Государственном бюджетном учреждении Амурской области в модернизации системы внутреннего освещения замена существующих осветительных приборов на современные энергоэффективные светодиодные светильники по расчетам технико-экономического обоснования является эффективным и экономически целесообразным, так как:

- компания, осуществляющая проект, имеет опыт в проведении подобных мероприятий, с учетом возникновений возможных нюансов в процессе реализации энергосервисного контракта;
- затраты на модернизацию системы освещения составят сумму 8,76 млн. рублей с учетом замены 4971 штук осветительных приборов;
- экономия составит 2 615 607 рублей в год за счет замены существующих ламп накаливания, которые затратны для бюджета, на светодиодные.



Рис. 2. Примерные сроки реализации типового проекта

Таким образом, после реализации энергосервисного контракта Заказчик будет иметь новую систему внутреннего освещения с энергоэффективными энергосберегающими светодиодными осветительными приборами, ресурс светодиодных ламп составляет более 20 лет службы.

В целом проект можно рассматривать как банковский кредит сроком на 5 лет под 8,36% годовых.

Чистой прибыли за 5 лет Исполнитель получит 3,666 млн. руб. или 733,2 тыс. руб. в год, что составляет 29,5% от суммы контракта (12 424 136 руб. за пять лет).

Расчеты проведены для действующих на текущий момент тарифов на электрическую энергию. В случае повышения тарифов экономический эффект будет возрастать.

Все затраты Заказчика предполагается осуществлять из средств, составляющих экономию от внедрения энергосберегающих установок.

Как альтернатива заключению энергосервисного контракта, рассматривался вариант реконструкции системы освещения силами собственной электротехнической службы.

В случае выполнения контракта собственными силами (при наличии соответствующего количества сотрудников электротехнической службы) затраты Заказчика составят 6 402,5 тыс. руб., включая оплату работы. При этом

- срок исполнения (4 месяца) может быть превышен значительно;
- потребуются единовременные (в течение года) капитальные вложения в сумме 6 402,5 тыс.руб.;
- деятельность электротехнической службы будет направлена на исполнение контракта в ущерб основных обязанностей.

Представленный ниже ряд факторов позволяет говорить об актуальности энергосервиса в бюджетной сфере для модернизации систем освещения в Российской Федерации:

1) В 2010 г. была утверждена государственная программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года», согласно которой запланировано проведение мероприятий с целью снижения энергоемкости ВВП на 13,5%.

В том числе за счет реализации проектов по повышению эффективности систем освещения в промышленности, в системах коммунальной инфраструктуры и системах наружного освещения, в бюджетных зданиях и зданиях сферы услуг [3]:

- замена к 2020 году 50% неэффективных систем освещения на эффективные;

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

- введение систем контроля за освещением, установка датчиков присутствия не менее чем на 20% светильников;
 - доведение уровня энергоэффективных уличных светильников к 2020 году до 99%;
 - доведение количества используемых ламп накаливания до 0%.
- 2) Современный уровень развития технологий и оборудования позволяет провести ряд энергоэффективных мероприятий и существенно снизить потребление энергетических ресурсов.
- 3) Общая тенденция повышения отпускных цен на электрическую энергию в обозримом будущем будет сохраняться, в т.ч. и для промышленных предприятий.

Библиографический список

1. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Электрооборудование и автоматизация / А.А. Федоров, Г.В. Сербиновский. - М.: Энергоиздат, 2017. — 624 с, ил.
2. <http://www.unitalm.ru/blog/energoeffektivnost-i-energoserwisnyiy-kontrakt-kak-eto-rabotaet/>
3. http://dvkapital.ru/specialfeatures/dfo_27.03.2014_6049_povyshenie-energoeffektivnosti-na-dalнем-vostoke-poka-ne-stalo-zhiznennym-printsipom-dlja-vlasti-i-kompanij-regiona.html.

Bibliographic list

1. Fedorov A.A., Serbinovsky G.V. Handbook of power supply of industrial enterprises: Electrical equipment and automation. 2017. M.: Energoizdat — 624 s, il.
2. <http://www.unitalm.ru/blog/energoeffektivnost-i-energoserwisnyiy-kontrakt-kak-eto-rabotaet/>
3. http://dvkapital.ru/specialfeatures/dfo_27.03.2014_6049_povyshenie-energoeffektivnosti-na-dalнем-vostoke-poka-ne-stalo-zhiznennym-printsipom-dlja-vlasti-i-kompanij-regiona.html.



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.314.61

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ РАБОТЫ ОДНОФАЗНОГО ТИРИСТОРНОГО РЕГУЛЯТОРА ПРИ РАБОТЕ С ДВИГАТЕЛЕМ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Тиханов В.И., Амурская государственная медицинская академия,
кандидат медицинских наук

Скрипник Д.А., Амурская государственная медицинская академия,
кандидат физико-математических наук

Решодько Д.П., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
Амурская государственная медицинская академия, инженер

Фомин Д.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат физико-математических наук, доцент

Аннотация разработка тиристорного регулятора мощности, работающего в цепи однофазного переменного тока напряжением 220 вольт и частотой 50 Гц с двигателем переменного тока.

Ключевые слова тиристорный регулятор мощности, двигатель переменного тока, повышение устойчивости работы регулятора.

WAYS TO IMPROVE THE STABILITY OF OPERATION OF A SINGLE-PHASE THYRISTOR REGULATOR WHEN WORKING WITH AC MOTOR

Tikhanov V.I., Amur state medical Academy, kand. medical science

Skripnik D.A., Amur state medical Academy, candidate of physical-Mat. sciences'

Reshotko D.P., of the "Amur state University", Amur state medical Academy, engineer

Fomin D.V., Amur state University, kand. p. Mat. Sciences, associate Professor

Abstract development of a thyristor power regulator operating in a single-phase alternating current circuit with a voltage of 220 volts and a frequency of 50 Hz with a reactive power source.

Keywords thyristor power regulator, ac motor, increasing the stability of the regulator.

В большинстве случаев в качестве нагрузки электрических сетей выступают различные по устройству асинхронные двигатели, распределительные или преобразовательные трансформаторы, а также полупроводниковые устройства. Все эти виды нагрузки объединяет то, что они, как правило, являются потребителем реактивной мощности, которая создает дополнительную нагрузку оборудования для производства, передачи и распределения электроэнергии. Поэтому создание эффективных тиристорных регуляторов мощности с повышенной устойчивостью их работы является актуальной задачей энергетики.

В данной работе представлена разработка тиристорного регулятора работающего в цепи однофазного переменного тока напряжением 220 вольт и частотой 50 Гц для управления двигателем переменного тока. В процессе работы над проектом по его созданию была предложена принципиальная схема, представленная на рисунке 1.

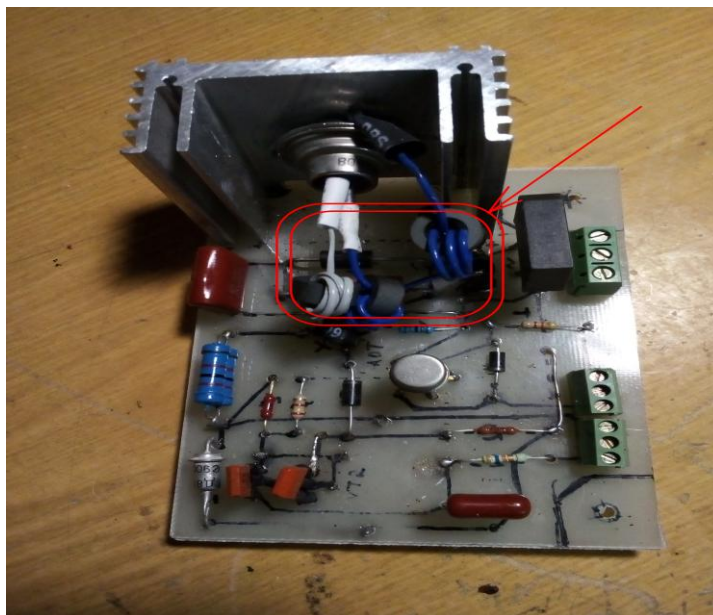


Рис. 2. Фотография тиристорного регулятора мощности

Научной новизной данной разработки является нестандартный подход в решении проблемы повышения устойчивости работы схемы тиристорного регулятора, а именно - включение высокочастотных электрических полосно-заграждающих фильтров в силовые цепи и цепи управления тиристором (см. рисунок 2).

Последующий анализ схемы показал, что данная система всех своих возможностей не исчерпала и в дальнейшем может быть незначительно доработана для улучшения показателей стабильности работы данного тиристорного регулятора.

Библиографический список

1. Козин, В.М. Управляющие устройства для тиристорных преобразователей для электроприводов постоянного тока / В.М. Козин, Я.Е. Марченко. - М.: «Энергия», 1971. – 104 с.
2. Михайлов, Е. В. Помехозащищенность информационно измерительных систем / Е.В. Михайлов. - М.: «Энергия», 1975. - 104 с.
3. Перельмутер, В. М. Системы управления тиристорными электроприводами постоянного тока / В.М. Перельмутер, В.А. Сидоренко. - М.: Энергоатомиздат, 1988. – 304 с.

Bibliographic list

1. Kozin, V. M. Control devices for thyristor converters for direct current electric drives / V. M. Kozin, Ya. E. Marchenko. - M.: "Energy", 1971. - 104 p.
2. Mikhailov, E. V. noise Immunity of information measuring systems / E. V. Mikhailov. - M.: "Energy", 1975. - 104 p.
3. Perelmuter, V. M. control systems of thyristor electric drives of constant current / V. M. Perelmuter, V. A. Sidorenko. - Moscow: Energoatomizdat, 1988. - 304 p.



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.31

ПРИМЕНЕНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАКЕТНО-КОСМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

Мясоедов Ю.В., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
профессор, кандидат технических, yuriy.myasoedov@gmail.com

Маховский С.Д., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, serega_1996_01@mail.ru

Ерофеев В.К., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
магистрант, valera_66-97@mail.ru

Аннотация: в статье приведены основные требования для развития ракетно-космической отрасли на базе современных микропроцессоров и интегральных схем, стойких к воздействию радиационных факторов космического пространства. Во всех из них применены специальные схемотехнические, технологические и топологические решения для того, чтобы обеспечить требуемый уровень надежности.

Ключевые слова: микропроцессоры, надежность, ракетно-космическая отрасль, устройство, эксплуатация, интегральная схема

APPLICATION OF MICROPROCESSOR ELECTRONICS FOR INCREASING THE RELIABILITY OF THE ROCKET-SPACE INDUSTRY

Myasoedov, Y.V., of the "Amur state University", Professor, Ph. D., yuriy.myasoedov@gmail.com

Makhovskiy S.D., of the "Amur state University", postgraduate, serega_1996_01@mail.ru

Erofeev V.K., of the "Amur state University", postgraduate, valera_66-97@mail.ru

Abstract: The article presents the main requirements for the development of the rocket and space industry based on modern microprocessors and integrated circuits that are resistant to the effects of radiation factors in outer space. In all of them, special circuit design, technological and topological solutions have been applied in order to provide the required level of reliability.

Keywords: microprocessors, reliability, rocket and space industry, device, operation, integrated circuit

По мере развития ракетно-космической отрасли особое внимание уделяется процессам, происходящим перед запуском ракетного комплекса [2]. В связи с этим, ужесточаются критерии, предъявляемые к ракетным аппаратам, техническим средствам подготовки ракеты к эксплуатации и другим ответственно-важным наземно-космическим сооружениям, выполняющих технологические функции при использовании объектов ракетно-космической отрасли, направленных на повышение качества и надежности, бесперебойной работы, а также автоматизированного управления. Выполнение показателей, указанных выше, возможно только при наличии специального оборудования при эксплуатации стартовых комплексов.

Следовательно, системному оператору, производящему контроль за технологическим процессом в режиме реального времени, чрезвычайно важно владеть обширным объемом информации об этом процессе. Для этого необходимо подготовить высококвалифицирован-

ный персонал на оборудовании, позволяющем выполнять необходимые функции для достижения поставленной цели, а также предъявлять к нему высокие требования при эксплуатации технологических систем.

Решение поставленных задач подразумевает использование технических устройств, простых в понимании и применении. Такие устройства обладают относительно небольшими габаритными размерами и способными при малом потреблении энергии принимать и анализировать значительный объем входящей информации. Данными свойствами обладают микропроцессорные устройства на платформе «Эльбрус» (рис. 1). В основе их работы лежит интегральная схема [1].



Рис. 1. Микропроцессор на платформе «Эльбрус», применяемый в ракетно-космической отрасли

Для общего понимания данного вопроса рассмотрим стартовый комплекс многообразной транспортной космической системы (МТКС) «Энергия-Буран». Во время его проектирования и последующем вводе в эксплуатацию был проведен анализ технических требований к структуре управления и механизмам работы технологического оборудования. Результат показал, что для решения сложнейших задач, связанных с технологическими процессами, таких как процедуры заправки ракетно-космической системы (РКС) криогенным топливом и последующим его термостатированием, крайне необходимо использование цифровых вычислительных устройств (ЦВУ). Исходя из этого, был выбран в качестве основного элемента технической базы микропроцессорные устройства для решения важнейших задач по управлению не только отдельными структурными механизмами, но и стартовым комплексом в целом. Стоит отметить, что данное техническое решение в дальнейшем полностью себя оправдало при многочисленных испытаниях МТКС «Энергия-Буран» [2].

В случае если рассматривать системы подвижных комплексов, в таком случае использование бортовых числовых вычислительных приборов предполагает решение колоссального количества вопросов и проблем по реализации промышленных вопросов и всевозможных операций, управлению системой амортизации аппаратов, принципами предоставления температурного режима перевозимого груза и т.д.

Для обеспечения необходимой степени стойкости к одноразовым сбоям, накопленной дозе и эффекту тиристорной защелки абсолютно во всех современных интегральных схемах и микропроцессорных элементах применены специальные технические и технологические решения. Помимо вышеперечисленных особенностей, стоит отметить, что имеются также и другие, такие как: эффекты множественных сбоев, эффект пробоя подзатворного диэлектрика, микродозовый эффект и др., исследование которых производится очень интенсивно, однако их воздействие начинает заметно ощущаться только при снижении проектных норм от 180 нм. Данный фактор служит одной из причин применения более модернизированной технологии 0,25 мкм, применяемой при проектировании микропроцессоров для ракетно-космической отрасли [2]. Ведущие компании по всему миру только знакомятся с уровнем 0,15 мкм для космических применений, тогда как в коммерческих схемах используются тех-

нологические уровни до 32 нм и активно ведутся поиски новых технологических идей. Разработка подобного рода решений является крайне трудозатратным и дорогостоящим процессом, что приводит к росту цен на микропроцессоры для космических применений, составляющие тысячи долларов за единицу, что в несколько десятков раз выше коммерческих аналогов.

При использовании интегральных схем и микропроцессорных устройств в принципах управления стартовых комплексов к конструкторам и создателям используемого ракетно-космического оснащения предъявляются специальные условия не только в аспекте их технической грамотности, но и их высококлассной подготовки [1]. Освоение и постановка основ деятельности микропроцессоров и концепций на их базе дает возможность инвестировать в новейшие планы, наиболее совершенные конструктивные и технические решения.

Библиографический список

1. Микропроцессоры и их применение в системах управления : учебное пособие / Б.М. Новожилов. – М. : Издательство МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2017.
2. Василегин В., Емельянов В., Осипенко П. и др. Исследование влияния конструктивно-технологических параметров КНИ СОЗУ на чувствительность к одиночным сбоям при воздействии тяжелых заряженных частиц // ВАНТ, серия «Физика радиационного воздействия на радиоэлектронную аппаратуру», научно-технический сборник, вып. 1, М.: НИИП. — 2016. — С. 133—138.

Bibliographic list.

1. Microprocessors and their application in control systems: a tutorial / B.M. Novozhilov. - Moscow: Publishing House MSTU. N. E. Bauman, 2017.
2. V. Vasilegin, V. Emelyanov, P. Osipenko, and others. Investigation of the influence of structural and technological parameters of the CI of the POP on sensitivity to single failures under the influence of heavy charged particles // VANT, series "Radiation Effects of Radio Electronics", Scientific and technical collection, vol. 1, M.: NI-IP. - 2016. - p. 133-138.



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311

ПОДХОДЫ К РЕГУЛИРОВАНИЮ СКООРДИНИРОВАННОГО РАЗВИТИЯ ОТРАСЛЕЙ ЭКОНОМИКИ

Постолатий В.М., Институт энергетики АН Молдовы,
доктор химико-технологических наук, академик АНМ, vpostolati@rambler.ru

Аннотация: предложены и описаны методы анализа показателей отраслей экономики, основанные на табличном, графическом и аналитическом их выражении. Это позволяет определять количественные значения показателей развития отраслей, а также динамику изменения - скорость и ускорение за рассматриваемый период. Сопоставление отраслей по указанным индикаторам дает возможность определять эффективные меры по координации их развития в соответствии с поставленными целями, в том числе для повышения экономической безопасности.

Ключевые слова: показатели развития экономики, скорость, ускорение, экономическая безопасность.

APPROACHES TO REGULATION OF COORDINATED DEVELOPMENT OF ECONOMIC SECTORS

Postolaty V.M., Institute of power engineering of Academy of Sciences of Moldova,
doctor in chemical Sciences, academician of ASM, head of the laboratory
of controlled transmission vpostolati@rambler.ru

Abstract: Methods of analyzing the indices of economic sectors based on tabular, graphical and analytical expressions are proposed and described. This allows to determine the quantitative values of indicators of development of economic sectors, as well as the dynamics of change - speed and acceleration over the period under review. Comparison of industries on these indicators makes it possible to determine effective measures to coordinate their development in accordance with the goals set, including for improving economic security.

Keywords Indicators of economic development, speed, acceleration, economic security

Введение

Существующие методы анализа показателей отраслей экономики предусматривают использование данных государственной статистики за предшествующий период времени. На основании этих данных строятся таблицы и графики, которые показывают, как изменяются макроэкономические показатели в количественном выражении (натуральном и денежном). Эти изменения характеризуются соответствующими индексами, представляющими собой отношение приращения показателей за рассматриваемый год по отношению к предыдущему году. На основании этого делаются соответствующие сопоставления и выводы. Однако этого недостаточно, так как не определяется динамика изменений показателей, то есть скорость и ускорение. Кроме того, данные статистики, как правило, появляются с опозданием на 1,5-2 года по сравнению с текущим моментом времени. А именно в текущий момент времени при-

ходится принимать те или иные решения по управлению функционированием и развитием отраслей. Национальным бюро статистики в начале каждого года, например, в 2017, официально опубликованы данные только за 2015 год [1], то есть с двухлетним запаздыванием, аналогично и для других лет. Данные за 2016 год стали известны только в 2018 году. Такое отставание не дает возможности анализировать состояние экономических показателей на текущий момент времени. Решения же надо принимать в текущий момент времени (о тарифах, о финансовых операциях и других управляющих действиях экономического и материального характера).

Сложившаяся реальная практика статистики не позволяет это делать. Изменить что-либо в системе работы по подготовке и обработке статистических данных вряд ли возможно. Тем не менее, руководить экономическими процессами надо в текущий момент времени (как в оперативном плане, так и на перспективу). Для выхода из данного затруднения предлагаются новые подходы, описание которых является целью настоящей статьи.

1. Существующая практика

1.1. На основании данных Центрального бюро статистики Республики Молдова осуществляется подготовка аналитических обзоров и анализ данных о состоянии и развитии экономики Республики Молдова за предшествующий период: текстовый материал; таблицы; графики. Ранее (до 1990 г.) составлялись межотраслевые балансы, а с 2001 – ведутся национальные счета (по структуре межотраслевых балансов).

1.2. Достоинства:

Освещается ситуация в отдельных отраслях и экономические показатели экономики в целом, все структурные движения финансовых ресурсов в масштабах страны, а также индексы показателей экономики.

1.3. Область использования:

Перспективное планирование, составление прогнозов и стратегий.

1.4. Недостатки:

Запаздывание подготовленных статистических данных на 1,5-2 года по отношению к текущему периоду (году). В связи с этим данные статистики не удается использовать для оперативного управления отраслями экономики (в темпе производства, т.е. в текущий момент времени для принятия решений по управлению). Кроме того, располагая индексами изменения показателей экономики только для предшествующего периода с отставанием на 1,5-2 года, не представляется возможным оценивать динамику изменения экономических показателей отраслей и экономики в целом в текущий момент времени.

2. Первый предлагаемый подход

2.1. В первом предлагаемом подходе предусматриваются выполнение пунктов 1.1; 1.2 и 1.3, как и в существующей практике. Это необходимо для следующих этапов по анализу и подготовке мероприятий по скоординированному регулированию работы отраслей экономики и управлению экономикой в целом. Новым этапом в предлагаемом 1-ом подходе является прогнозирование изменения показателей экономики на краткосрочный период: от момента (года) наличия данных статистики до настоящего (текущего) момента времени (года, квартала, месяца), то есть за последний период 1,5-2 года. При относительно небольшой погрешности такого прогнозирования становится возможным проведение анализа показателей для принятия решений по регулированию (и управлению) отраслями экономики и экономикой в целом, основываясь на наличии данных о показателях экономики в текущий момент времени и индексах изменения показателей отраслей и экономики в целом. Следующим новым этапом предлагается оценивать динамику изменения показателей отраслей и экономики в целом путем определения величины изменения индексов (индексов текущего года по отношению к индексам предыдущего года), т.е. оценка динамики изменения индексов. Таким образом, становится возможным располагать динамикой изменением самих индексов.

2.2. Достоинства первого подхода: Первый подход позволяет определять показатели экономики в текущий момент времени, а также изменение индексов и их динамику.

2.3. Область использования первого подхода: Подготовка данных для анализа и использования в оперативном управлении отраслями экономики, а также при разработке перспективных планов развития и стратегий.

2.4. Преимущества первого подхода по сравнению с существующей практикой: Применение метода для оперативного управления отраслями экономики на основе анализа данных в текущий момент времени, а также данных об индексах показателей и динамики их изменения для отраслей и экономики в целом, дает возможность видеть ускорение или замедление изменения показателей. Сопоставление показателей различных отраслей (выраженных в относительных единицах) в текущий момент времени с данными предыдущего года (или базового года) является основой для принятия решений по регулированию и стабилизации показателей отраслей. Это позволяет выявить, в первую очередь, те отрасли, показатели которых ухудшаются, а темпы их развития замедляются.

3. Второй предлагаемый подход

3.1. Главной новизной предлагаемого второго метода является то, что первичные данные, построенные в виде графиков для каждой отрасли (i), описываются математическими функциями на основе аппроксимации. Далее работа осуществляется с этими функциями. Выполняется соответствующий прогноз на период с момента последнего года наличия статистических данных по настоящий момент времени (год, квартал, месяц). Индексы изменения показателей экономики определяются как производные (Y_i') от основных функций (Y_i) изменения показателей экономики. Они представляют собой скорость изменения показателей экономики. Путем определения второй производной (Y_i'') от основной функции становится возможным оценить динамику изменения показателей экономики – ускорение или замедление. Сопоставление функций (Y_i), (Y_i') и (Y_i'') для различных отраслей экономики в относительных единицах является главным ключом по скоординированному регулированию функционированием и развитием отраслей и экономики в целом.

3.2. Достоинства второго подхода: Второй подход позволяет для каждой отрасли определять указанные показатели, сравнивать по ним отрасли, выявлять отстающие, принимать соответствующие управляющие действия с целью устранения причин отставания или оказания помощи.

3.3. Область использования второго подхода: Моделирование и математическое описание процессов в экономике и ее отраслях, оценка текущего состояния и возможности оперативного управления отраслями экономики, прогнозирование, разработка перспективных планов и стратегий развития.

3.4. Преимущества второго подхода по сравнению с существующей практикой:

Математическое моделирование процессов в экономике, выполнение расчетов, сопоставление отраслей по основным показателям и возможность принятия решений по оперативному управлению моделирования результатов управляющих воздействий, и оценка их эффективности в текущий момент времени и на перспективу, проведение оптимизационных расчетов.

Заключение

1. Оба предложенные подхода к осуществлению скоординированного регулирования показателей экономики и сбалансированного управления развитием отраслей экономики рекомендуются для рассмотрения соответствующими руководящими органами и определения возможностей их практического использования. Первый и второй подходы дополняют друг друга.

2. Для реализации предложенных подходов необходимо располагать соответствующими данными статистики и полными таблицами национальных счетов на текущий момент времени. Для получения недостающей информации необходимо на период от последнего года (когда были опубликованы официальные статистические данные) до текущего года осуществление краткосрочного (на 1-2 года) прогнозирования данных экономического развития. Полные таблицы национальных счетов должны быть составлены по структуре межотраслевых балансов. До 2014 г. такие таблицы составлялись. За 2015 г. НБС опубликованы непол-

ные таблицы. В них не содержатся данные межотраслевого баланса, как это было в период до 2014 г., что затрудняет реализацию предложенных подходов по анализу показателей отраслей с целью скоординированного регулирования их функционированием и сбалансированного развития для стабилизации экономики в целом и достижения планируемых результатов. Аналогичная ситуация наблюдается и для последующих лет.

3. При реализации предложенных подходов предусматривается решение целого комплекса оптимизационных задач согласно соответствующим целевым функциям.

4. Необходимо также комплекс организационных мероприятий по реализации данных предложений.

Библиографический список

1. Статистический ежегодник Республики Молдова 2016. Бюро национальной статистики Республики Молдова. Кишинэу, 2016, 381 с., www.statistica.md

Bibliographic list

1. Statistical Yearbook of the Republic of Moldova 2016. Bureau of National Statistics of the Republic of Moldova. Chisinau, 2016, 381 p., Www.statistica.md



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТРЕХ РАСЧЕТНЫХ МЕТОДОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭМИССИЙ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ПО КАТЕГОРИИ «МЕЖДУНАРОДНЫЕ АВИАБУНКЕРА» В МОДУЛЕ «ЭНЕРГЕТИКА»

Быкова Е.В., Институт Энергетики АН Молдовы, кандидат технических наук,
elena-bicova@rambler

Аннотация: в работе описан опыт использования трех различных методов расчетов эмиссий парниковых газов по категории «международные авиабункера», которые входят в модуль «Энергетика».

Ключевые слова: эмиссии, метод, парниковые газы, авиабункера, инвентаризация.

EXPERIENCE OF APPLICATION OF THREE METHODS ASSESSMENT GREENHOUSE GAS EMISSIONS BY CATEGORY “INTERNATIONAL BUNKERS” IN ENERGY SECTOR

Bicova E.V., Institute of Power Engineering of the ASM, PhD, elena-bicova@rambler.ru

Abstract: the experience of using three different methods for calculating greenhouse gases emissions in the aviation bunkers category which are included in the Energy module is describes in the paper.

Keywords: emissions, method, greenhouse gases, aircraft, inventory

Введение

Категория «Memo items: Международные авиабункера» рассчитывается в составе модуля «Энергетика» при подготовке Национальных Инвентарей по выбросам парниковых газов. Категория входит отдельной позицией согласно классификатору Руководства МГЭИК-2006. По категории выполняются расчеты семи парниковых газов CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, CO, NMVOC, SO_x.

Также рассчитываются суммарные эмиссии в CO₂-эквиваленте для трех газов прямого действия CO₂, CH₄, N₂O. Для этого их количества пересчитываются в CO₂-эквивалент путем умножения на коэффициенты глобального потепления, равные 1, 25, 298 соответственно.

На текущий момент подготовлено несколько Национальных Инвентарей для РМ в циклах работ для периодов: 1990-1998, 1990-2005, 1990-2010, 1990-2013, 1990-2015, 1990-2016, рис. 1.

Категория «Memo items: Международные авиабункера» рассчитывалась в каждом цикле. Первоначальные расчеты проводились по самому простому методу уровня 1, затем были освоены и применены методы более высокого уровня (2 и 3).

Источники выбросов по данной категории исходят от топлива, сожженного при выполнении полетов гражданской авиацией, Учитывается топливо, которым авиасуда заправлены на территории страны. Данные по топливу используются согласно топливно-энергетическим балансам (ТЭБ), официально публикуемым Национальным бюро статистики Республики Молдова.

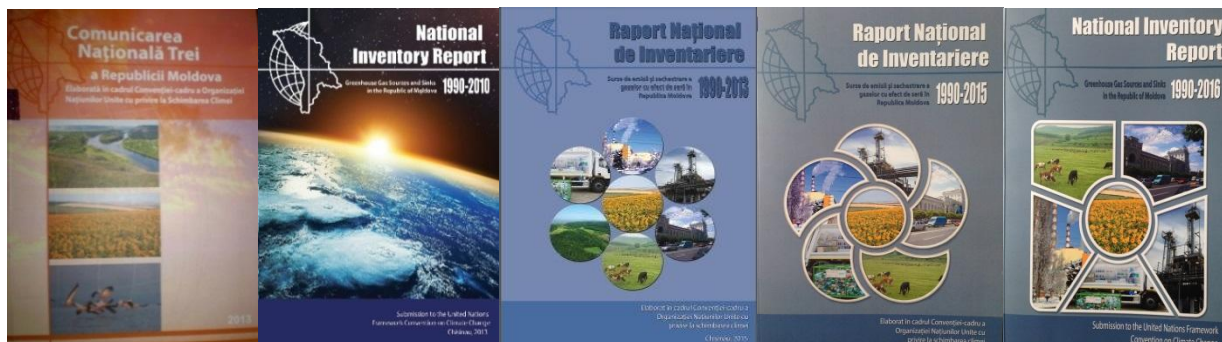


Рис.1. Фотоизображения некоторых изданий Национальных Сообщений и Национальных Инвентарей по эмиссиям парниковых газов в Молдове

Целью данной статьи является краткое обобщение накопленного опыта применения трех методов расчета. Также описаны пути решения некоторых трудностей, которые возникали по мере использования методов в реальной практике.

Краткое описание методов расчета эмиссий парниковых газов по категории «Международные авиабункера»

Методы расчета различаются по степени детализации первичных данных.

Метод 1 имеет наиболее простую формулу, которая включает два множителя - количество потребленного топлива и коэффициент выбросов (отдельный для каждого парникового газа). Источниками данных по топливу являются топливно-энергетические балансы. Коэффициенты выбросов для 7 парниковых газов применяются по умолчанию согласно руководствам МГЭИК-2006 и 1996, ЕМЕР-2013 и 2016.

Метод 2 имеет более сложный подход с разделением полета на две части-цикл «взлет/посадка» и круизный полет. Для расчетов требуются два комплекта данных. Первый комплект содержит данные по общему потреблению топлива и по числу вылетов каждого самолета. Второй комплект включает коэффициенты выбросов по умолчанию двух типов. Они необходимы для двух разных режимов работы - для цикла «взлета/посадки» и круизного полета.

Метод 3 использует величины эмиссий, измеренных непосредственно для каждого самолета. Величины выбросов парниковых газов и некоторых загрязняющих веществ полета приведены в специальной таблице - Приложении к Руководству ЕМЕР-2013.

Измерения эмиссий сделаны для 9 фаз движения самолета во время вылетов на разные дистанции с определенным шагом - 125, 250, 500, 750, 1000, 2000 км и т.д. Значения эмиссий можно использовать напрямую для конкретного самолета, подсчитав сумму количеств для всех 9 фаз полета.

Версия Руководства ЕМЕР-2016 update July 2017 содержит специальный калькулятор, который использует еще более детальную первичную информацию о характеристиках полета. Использование такого калькулятора является наилучшим подходом в расчетах эмиссий для сектора авиации.

Опыт выполнения расчетов по категории с использованием разных методов

Методы были использованы в циклах расчетов парниковых газов по модулю «Энергетика» при подготовке Национальных Инвентарей для Молдовы. Временной ряд, представленный в последнем цикле работ, охватывает период 1990-2016 г.

1. *Расчеты по методу 1* каждого парникового газа (ПГ) осуществляются по формуле (1):

$$\text{Выбросы (ПГ)} = \text{Потребленное топливо} * \text{Коэффициент выбросов (ПГ)} \quad (1)$$

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

Динамика изменения количества потребленного топлива по категории за период 1990-2016 для РМ приведена в таблице 1. Потребление для большинства лет временного ряда было в небольших объемах (11-20 тысяч тонн), за исключением двух лет (1990 и 2016).

Таблица 1 - Данные по потребленному топливу для международной авиации по ТЭБ РМ

Топливо*	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
тысяч тонн	69			19,7	11	11	18	21	17
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
тысяч тонн	20	20	16	19	11	11	12	12	14
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
тысяч тонн	14	14	13	13	15	13	17	18	32

*) по ТЭБ за 1990, 1993-2010, 2011-2014, 2015-2016 г

Коэффициенты выбросов приняты по умолчанию согласно Руководству МГЭИК-2006 и 1996, таблица 2.

Таблица 2 - Коэффициенты выбросов для международной авиации по методу 1, кг/ТДж

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOС
Реактивное топливо	71 500	0,5	2	250	100	50

Источник :МГЭИК-1996, том 3, стр.1.33-1.40; МГЭИК-2006, Том 2, часть 3, стр.3.64., табл.3.6.5.

Динамика изменения выбросов газов прямого действия (СО₂-эквивалент), рассчитанных по методу 1, приведена на рис. 2.

Эмиссии длительный период были на уровне 40-60 Гг СО₂-е, но в 2016 году имело место увеличение в связи с ростом потребления топлива (почти в 2 раза).



Рис. 2. Эмиссии по категории «международная авиация» по методу 1 и данным о топливах по ТЭБ, Гг СО₂-эквивалент

2. Расчеты по методу 2 потребовали разработки специального расчетного файла, в котором использованы 4 формулы:

Общие эмиссии = Эмиссии во время цикла «взлет/посадка» + эмиссии во время круизного полета (для каждого типа самолета)

*Эмиссии во время цикла «взлет/посадка» = Количество циклов «взлет/посадка» * Эмиссионный коэффициент для цикла «взлет/посадка» (для каждого типа самолета)*

(2)

*Потребление топлива на «взлеты/посадки»= Количество циклов «взлет/посадка» *Потребление топлива на 1 цикл «взлет/посадка»*

Эмиссии во время круизного полета=((Общее потребление топлива- потребление во время циклов «взлетов/посадок») Эмиссионный коэффициент для круизного полета*

Потребленное топливо для расчетов необходимо использовать также согласно ТЭБ, как и в методе 1. Коэффициенты эмиссий используются по умолчанию по рекомендациям Руководства МГЭИК для этого метода. Они имеются для каждого типа самолета в отдельности, таблица 3.

Таблица 3 - Коэффициенты выбросов по умолчанию для некоторых самолетов по Руководству МГЭИК-2006 (фрагмент таблицы*)

	Репрезентативный самолет	Потребление топлива в цикле взлет/посадка (в/п), тонн	Коэффициенты выбросов							
			CO ₂		CH ₄		N ₂ O		NO _x	
			кг/ (в/п)	кг / круизный полет	кг/ (в/п)	кг / круизный полет	кг/ (в/п)	кг / круизный полет	кг/ (в/п)	кг / круизный полет
TU-154	TU-154B	2.23	7030	3150	11.9	0	0.2	0.1	14.33	9.1
TU-134	TU-134	0.93	2930	3150	1.8	0	0.1	0.1	8.68	8.5
YAK-40	YAK-42M	0.91	2880	3150	0.25	0	0.1	0.1	10.66	15.6
YAK-42	YAK-42M	0.91	2880	3150	0.25	0	0.1	0.1	10.66	15.6
AN-12-AN-74	YAK-42M	0.91	2880	3150	0.25	0	0.1	0.1	10.66	15.6
A319	A319	0.73	2310	3150	0.06	0	0.1	0.1	8.73	11.6
A320	A320	0.77	2440	3150	0.06	0	0.1	0.1	9.01	12.9

* Национальный Инвентарь по эмиссиям парниковых газов за 1990-2016;

**Согласно Руководству МГЭИК-2006 , Том 2,Часть « Мобильное сжигание», таблицы. 3.6.3 и 3.6.9;

Для самолетов авиапарка страны, отсутствующих в списке по умолчанию МГЭИК-2006, применяются коэффициенты эмиссий для репрезентативных типов авиасудов, которые признаны как типовые, таблица 4.

Таблица 4 - Соответствие самолетов авиапарка и репрезентативных самолетов (фрагмент *)

The generic name of the aircraft	Aircraft Class	Aircrafts operating international flights in the RM	Short technical description of aircraft
Airbus A319 Airbus A320 Airbus A321	Large commercial jet aircrafts	A319, A320, A321	A320: length – 37.6 m; weight –73.5 t; maximum speed – 890 km/h; number of passengers – 320; flight interval – 5500 km.
Boeing 707	Large commercial jet aircrafts	B707	B707: length – 37.6 m; weight –151.3 t; maximum speed – 890 km/h; number of passengers – 189 (economy); flight interval – 6000 km; engines: P&WJT.
Boeing 737	Large commercial jet aircrafts	B737 (EFs similar for B737-300/400/500)	B737: length – 31 m, weight – 60 t, maximum speed – 910 km/h, number of passengers – 132, flight interval – 3400 km.
Fokker 70 and Fokker 100	Regional jet aircraft	Fokker 70 and Fokker 100	Fokker 100: length 35 m, weight – 45 t, number of passengers – 109, flight interval – 2390 km.

McDonnell Douglas MD-80	Aircrafts with medium haul	MD-81, MD-82, MD-83 (EFs similar for MD-80)	MD-82: length 45 m, weight -67 t, maximum speed – 925 km/h, number of passengers – 135/155/172, flight interval – 3100 km, engines: 2 x 9455 kgc.
-------------------------	----------------------------	---	---

* Национальный Инвентарь по эмиссиям парниковых газов за 1990-2016; МГЭИК-2006, Том 2, Часть «Мобильное сжигание».

Количества эмиссий, рассчитанных по методу 2, приведены на рис. 3. При расчетах использована информация о количествах топлив, полученных от авиапредприятий. Эти величины превышают указанные в ТЭБ более чем наполовину.

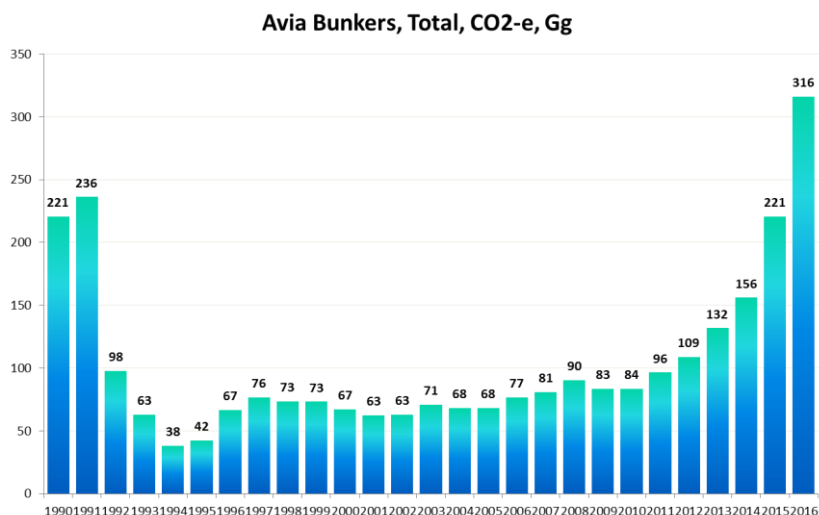


Рис. 3. Эмиссии по методу 2 и данным по топливу от авиапредприятий

Применение методов восстановления по категориям

Для данной категории использованы методы восстановления значений в двух случаях:

1. Восстановление значений для 1991-1992 выполнено с помощью интерполирования;
2. Восстановление значений в начале ряда 1990-1994 по методу частичного совмещения.

Метод частичного совмещения используется тогда, когда внедряется метод более высокого уровня для части значений временного ряда, но нет данных для его применения к более ранним годам. Такой случай является **несогласованным** частичным совмещением.

По категории «международная авиация» как раз такой случай имеет место.

Метод 2 используется для 1995-2015 гг, а для 1990-1994 нет подробных данных для его применения, и сохраняется метод 1 для этих лет. В таком случае надо перестроить ряд для 1990-1994 из предположения, что существует последовательное соотношение между результатами ранее использованного метода уровня 1 и нового метода 2.

Оценочные значения для 1990-1994 определяются путем пропорциональной корректировки по формуле:

$$y_0 = x_0 \cdot \left(\frac{1}{n-m+1} \cdot \sum_{i=m}^n (y_i/x_i) \right) \tag{3}$$

где y_0 – пересчитанное оценочное значение выбросов (или топлив);

x_0 – предыдущее значение по предыдущему методу 1;

y_i, x_i – значения для той части временного ряда, когда известны значения и по методу уровня 1 и уровня 2б (от года n и до года m);

m-n – ряд лет, для которых имеются значения по обоим методам.

Реализация метода осуществлена в специальных расчетных таблицах (для каждого газа отдельно), рис. 4.

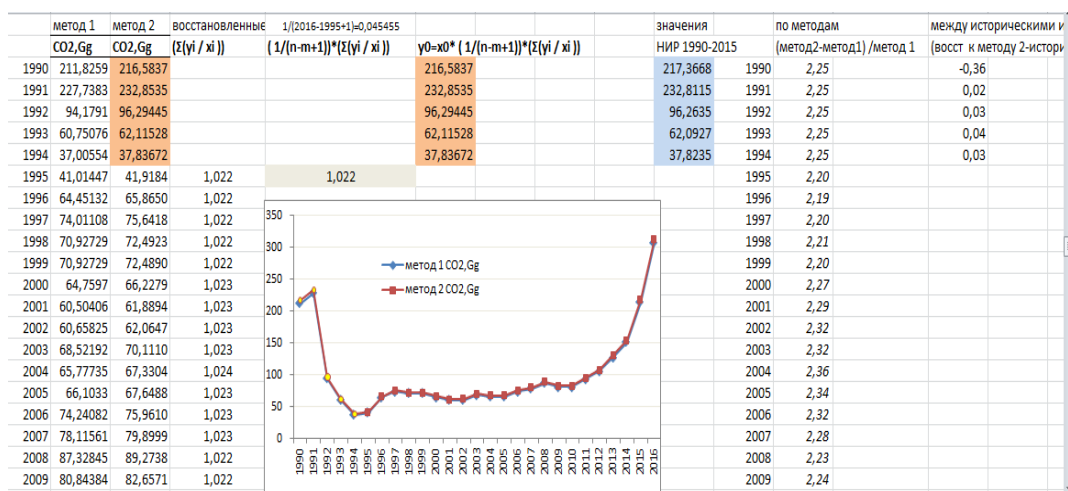


Рис.4. Фотоизображение фрагмента расчетной таблицы для восстановления данных по методу частичного совмещения

Вычисленные восстановленные значения (1990-1994) меньше первоначальных значений по методу 1 в диапазоне ((-0,21) ÷ (-0,72))%, таблица 5.

Таблица 5 - Сравнение первоначальных количеств выбросов (Гг CO₂-е) для периода 1990-1994 и восстановленных значений по методу частичного совмещения для категории «международная авиация»

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Значения до восстановления	220,52	236,23	97,66	62,94	38,33	42,47	66,61	76,49	73,29
Значения после восстановления	218,93	235,38	97,34	62,79	38,25	42,47	66,61	76,49	73,29
Разность,%	-0,72	-0,36	-0,33	-0,23	-0,21	0,00	0,00	0,00	0,00

Расчеты по методу 3 выполнены в качестве экспериментов для нескольких самолетов с использованием специальной таблицы-Приложения к Руководству ЕМЕР-2013 по сектору «Международные авиабункера».

На практике расчет может быть реализован по следующему подходу: построить тренды движения по всем 9 фазам полета (рис.5) на основе измеренных эмиссий для разных дистанций полета и на них искать «свою» точку для конкретного самолета и дальности его полета. Алгоритм расчетов следующий:

- для выбранного типа самолета и средней дальности его полета выбираются его характеристики для всех дистанций полета (125, 250, 500, 750, 1000, 1500, 2000 км) с помощью фильтров Excel по описанной таблице, пример на рис. 6;
- выборку можно скопировать в отдельный файл по каждому авиасудну. Пример выборки значений для одного газа приведен в таблице 7 для самолета АН-26;
- для всех полученных величин выбросов строится график и выполняется интерполяция для той дальности полета, которая была в конкретном году, рис. 7;
- выполнить такую подборку надо будет столько раз, сколько имеется самолетов, а затем сложить все полученные величины выбросов для итогового значения за год.

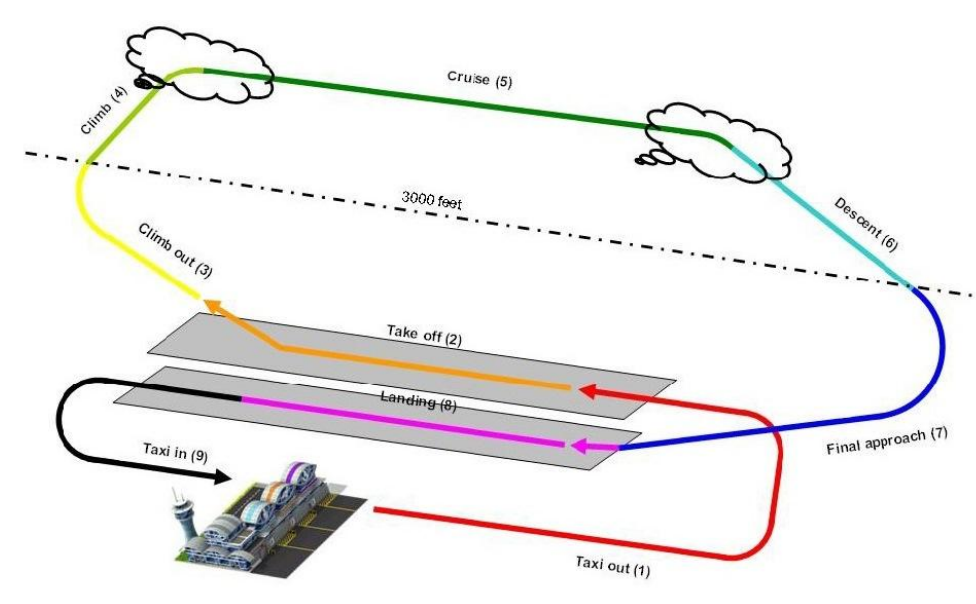


Рис. 5. Девять фаз полета самолета

Они связаны: с движением на территории аэропорта (выезд из ангара с места стоянки), перемещение по территории аэропорта к взлетной полосе, пробег по взлетной полосе, *взлет*- набор скорости и набор высоты до 3000 футов (914 м), *круизный полет*, торможение и снижение скорости и высоты до 3000 футов (914 м) - *посадка*, пробег по взлетной полосе до остановки, движение по территории аэропорта к месту стоянки или ангару.

SegId	Stage_Length	Aircraft_Icaoid	Att	Phase_OF_Flight1	Phase_Of_Flight_2	Callsign	Length_NM	BurnRate_kg/min	Burnt_Fuel_kg	NOx_kg	CO2_kg	SOx_kg
AN26_54_Taxi out	125	AT72	4	LTO	a. Taxi out	AN26	0	4,124	78,36	0,38	246,84	0,066
AN26_54_Take off	125	AT72	5	LTO	b. Take off	AN26	0	19,968	13,977	0,266	44,029	0,012
AN26_54_Climb out	125	AT72	6	LTO	c. Climb out	AN26	0	16,56	36,432	0,615	114,76	0,031
AN26_54_Climb	125	AT72	0	Climb/cruise/descent	d. Climb/cruise/descent	AN26	24,2	14,260	110,51	1,9977	348,13	0,093
AN26_54_Cruise	125	AT72	2	Climb/cruise/descent	d. Climb/cruise/descent	AN26	81,4	12,285	232,40	3,8417	732,08	0,195
AN26_54_Descent	125	AT72	1	Climb/cruise/descent	d. Climb/cruise/descent	AN26	19,7	6,4750	30,75	0,268	96,88	0,025
AN26_54_Approach	125	AT72	7	LTO	e. Approach landing	AN26	0	9,816	32,72	0,34	103,06	0,027
AN26_54_Land	125	AT72	8	LTO	e. Approach landing	AN26	0	9,816	6,544	0,06808	20,6136	0,00549
AN26_54_Taxi in	125	AT72	9	LTO	f. Taxi in	AN26	0	4,1244	28,8708	0,14196	90,943	0,02425
AN26_13_Taxi out	250	AT72	4	LTO	a. Taxi out	AN26	0	4,1244	78,3636	0,38532	246,845	0,06582
AN26_13_Take off	250	AT72	5	LTO	b. Take off	AN26	0	19,968	13,9776	0,26695	44,0294	0,01174
AN26_13_Climb out	250	AT72	6	LTO	c. Climb out	AN26	0	16,56	36,432	0,61564	114,761	0,03060
AN26_13_Climb	250	AT72	0	Climb/cruise/descent	d. Climb/cruise/descent	AN26	46	13,1756	183,36	3,17004	577,584	0,15402
AN26_13_Cruise	250	AT72	2	Climb/cruise/descent	d. Climb/cruise/descent	AN26	172,1	12,227	471,775	7,87228	1486,09	0,396
AN26_13_Descent	250	AT72	1	Climb/cruise/descent	d. Climb/cruise/descent	AN26	31,1	6,196	44,409	0,378	139,88	0,037
AN26_13_Approach	250	AT72	7	LTO	e. Approach landing	AN26	0	9,816	32,72	0,3404	103,06	0,027
AN26_13_Land	250	AT72	8	LTO	e. Approach landing	AN26	0	9,816	6,544	0,06808	20,613	0,005
AN26_13_Taxi in	250	AT72	9	LTO	f. Taxi in	AN26	0	4,124	28,8708	0,14196	90,943	0,024

Рис. 6. Выборка измеренных характеристик для самолета АН-26 при дальности полета 125 км и 250 км

Таблица 6 - Выбросы NO_x, измеренные для самолета АН-26 при дальности полета 125 км для каждой фазы полета и суммарные эмиссии

фаза	NO _x кг					
	дальность полета, км					
	125	250	500	750	1000	1500
a. Taxi out	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
b. Take off	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
c. Climb out	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
d. Climb/cruise/descent	2,00	3,17	3,54	3,68	4,08	4,30
d. Climb/cruise/descent	3,84	7,87	18,02	28,91	39,53	61,50
d. Climb/cruise/descent	0,27	0,38	0,40	0,40	0,40	0,39
e. Approach landing	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
e. Approach landing	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
f. Taxi in	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Всего	7,93	13,24	23,78	34,81	45,83	68,01

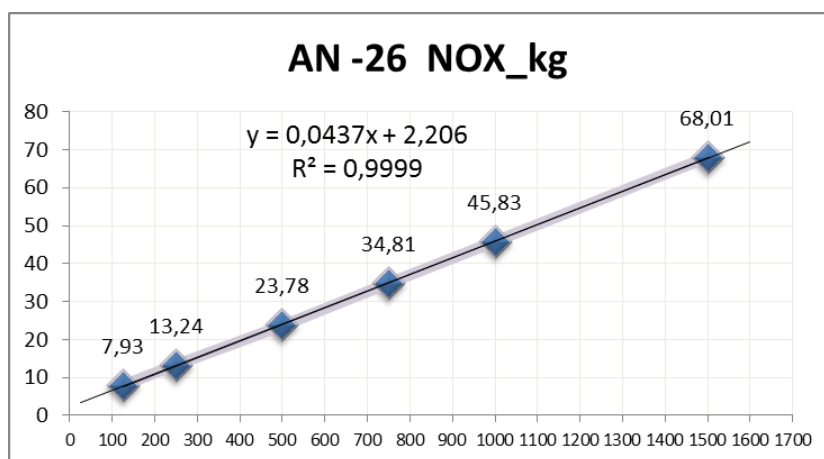


Рис. 7. Динамика выбросов NO_x в зависимости от дистанции полета для самолета АН-26 и формула тренда

Расчеты эмиссий в промежуточных точках можно выполнить вычислением по формуле, найденной по тренду, рис.7. Пример расчета для самолета АН-26 со средней дистанцией полета 300 и 325 км приведен в таблице 8.

Таблица 8 - Определение количеств эмиссий NO_x с использованием формулы тренда

Коэффициенты уравнения	Значения коэффициентов уравнения	NO _x кг					
		300	325	500	750	1000	1500
a	0,0437	15,32	16,41	24,06	34,98	45,91	67,76
b	2,206						

Для других газов, дистанций, самолетов расчеты выполняются аналогично. Сравнение по количествам эмиссий, полученным по примененным методам, планируется на следующий цикл инвентаризации. На текущий момент это сделать трудно, так как методы 1 и 2 применены с использованием данных по топливам от разных источников информации, а для метода 3 выполнены расчеты только для нескольких авиасудов в качестве экспериментальных.

Заключение

Применение методов более высокого уровня детализации при расчетах эмиссий парниковых газов позволяет улучшить качество инвентаризации. Описанный опыт использова-

ния трех методов расчетов с алгоритмами применения показывает степень сложности работ для каждого из них, трудности и тонкости при подготовке первичных данных, и может быть полезен для исследователей в других странах, выполняющих подобные работы.

Библиографический список

1. Национальный Отчет об Инвентаризации парниковых газов Республики Молдова за период 1990-2016. www.clima.md
2. Топливо-энергетические балансы Республики Молдова. 1990-2016. www.statistica.md
3. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006. <https://www.ipcc.ch>
4. Руководство ЕМЕР, версии 2013 и 2016, <http://www.ceip.at>

Bibliographic list

1. National Inventory Report of the Republic of Moldova 1990-2016. www.clima.md
2. Energy Balances of the Republic of Moldova; 1990-2016. www.statistica.md
3. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. <https://www.ipcc.ch>
4. Руководство ЕМЕР, версии 2013 и 2016, <http://www.ceip.at>



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311

МЕТОДЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОПУСКОВ ЗНАЧЕНИЙ В РЯДАХ ДАННЫХ ПРИ ОЦЕНКЕ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

Быкова Е.В., Институт энергетики АН Молдовы, кандидат технических наук,
elena-bicova@rambler.ru

Царану М.Х., Офис по изменению климата, marius.taranu@clima.md

Аннотация: в работе описан опыт использования методов восстановления отсутствующих значений в рядах данных при расчетах эмиссий от объектов энергетического сектора – интерполяции, экстраполяции, метод восстановления по косвенным данным, метод частичного совмещения.

Ключевые слова: восстановление данных, методы, эмиссии, энергетический сектор.

TECHNIQUES FOR SPLICING OF MISSING DATA IN THE TIME SERIES USED FOR ASSESSMENT GREENHOUSE GAS EMISSIONS

Bykova E.V., Institute of Power Engineering, PhD., elena-bicova@rambler.ru

Taranu M.H., Climate Change Office, marius.taranu@clima.md

Abstract: The article describes the experience of using-splicing techniques of missing data in the time series for calculating emissions from energy sector installation/objects, trend surrogate, data-interpolation, extrapolation, overlap.

Keywords: restoring activity data, methods, emissions, energy sector

Расчеты эмиссий парниковых газов по модулю «Энергетика» осуществляются при подготовке Национальных Сообщений и Национальных инвентарей по выбросам парниковых газов. За прошедшие годы выполнено несколько циклов работ с охватом временных периодов 1990-1998, 1990-2005, 1990-2013, 1990-2016. Издания публикуются на сайте www.clima.md.

Расчеты эмиссий 7 парниковых газов (CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, CO, NMVOC, SO₂) для модуля «Энергетика» осуществляются для целой совокупности категорий источников выбросов согласно классификатору МГЭИК-2006. Рассматриваются все сектора энергетики, в том числе: 1A1 «Производство электро- и теплоэнергии», 1A2 «Промышленность», 1A3 «Транспорт», 1A4 «Коммерческий/ Бытовой/ Сельскохозяйственный сектор», 1A5 «Прочее сжигание», 1B2 «Летучие выбросы», Мемо Items: «Международная авиация»; «Биомасса».

Для большинства категорий, входящих в указанные сектора, расчеты осуществляются по методу Уровня 1.

Эмиссии рассчитываются на основе простой формулы, которая включает два сомножителя: потребленное топливо и коэффициент выбросов. Первичная информация для периода 1990-2016 составляет ряды данных потребленных топлив каждого вида на основе Топливо-энергетических балансов (ТЭБ) для каждой категории. Коэффициенты выбросов прини-

маются по умолчанию согласно Руководству МГЭИК-2006 для газов прямого действия (CO₂, CH₄, N₂O) и ЕМЕР-2016 для всех остальных газов.

Топливо-энергетические балансы Национального бюро статистики за указанный период имеются для 1990, 1993-2016. Для двух лет 1991 и 1992 ТЭБ не составлялись. ТЭБ претерпели неоднократные изменения форматов представления данных - от формата MS DOS до формата МЭА.

Для отдельных категорий в них имеются недостатки: пропуски в данных, неполные ряды, слабо заполненные ряды, полное отсутствие данных. Для составления качественного Инвентаря необходим максимальный учет категорий, учет всех лет временного ряда, полный охват территории. В связи с этим нужны усилия по устранению пропусков в первичных данных. Это можно осуществить, применив методы восстановления данных, которые рекомендуются МГЭИК-2006. На текущий момент действующее Руководство МГЭИК-2006, раздел "Time series" рекомендует к использованию 4 метода восстановления пропусков значений в рядах данных.

В предыдущие годы работа по улучшению качества временных рядов не выполнялась, поэтому были выявлены сектора и ряды значений, для которых необходимо восстановление пропущенных значений.

Наиболее простой метод (первый) включает *интерполирование* значений, отсутствующих в интервале между известными соседними точками.

Вторым методом является *экстраполирование*. Оно разделяется на 2 вида: восстановление ряда значений «вправо» («вперед») и «влево» («назад»). Экстраполяция «вправо» проще и может быть построена по аппроксимирующей кривой, найденной для имеющихся фактических точек. Экстраполяцию «влево» надо подтверждать и другим методом.

Метод восстановления по *косвенным данным* (третий метод) предполагает нахождение значений путем пропорционального изменения существующих значений в тех же соотношениях, в которых соотносятся косвенные данные (например, численность населения, объемы производства, количество автомобилей или иных характеристик отрасли или сектора).

Наиболее сложным является *метод частичного совмещения* (четвертый метод). Он применяется, если выясняется несогласованность временного ряда. Например, часть значений ряда подсчитана по более простому методу, а для второй части ряда значений удалось применить метод более высокого уровня. Необходимо восстановить значения для более высокого метода на участке, где расчет сделан по более простому методу. В этом случае применяется специальная формула (далее).

Для каждого случая пропусков или отсутствия значений выполняется обоснование применения конкретного метода или нескольких методов (для сравнения).

Целью данной статьи является краткое описание практического опыта применения методов восстановления, осуществленных при расчетах эмиссий в цикле инвентаризации за период 1990-2016, выполненных для энергосектора Молдовы. Накопленный опыт может быть полезен составителям кадастров по парниковым газам в других странах, а также исследователям, работающим в области экологии и энергетики. Далее кратко описаны результаты практического применения каждого из методов восстановления пропущенных значений в рядах

1. *Интерполяция*

Для большинства секторов применен метод *интерполяции* для восстановления значений для 1991-1992. Это вынужденное решение ввиду отсутствия ТЭБ для указанных лет. Метод применен к тем топливам, для которых имеются фактические значения в точках для 1990 и 1993 гг.

Расчетные формулы для определения пропущенных значений:

$$\Delta V(k) = \frac{V_n - V_m}{n - m}, \quad V(k) = V(k - 1) + \Delta V(k). \quad (1)$$

Пример расчета выполнен на основе фактических данных (1990, 1993) для категории «Международная авиация», таблица 1 .

Таблица 1 - Интерполяция пропущенных значений для 1991-1992

Номер точки	1	2	3	4
Обозначение	X_m			X_n
Год	1990	1991	1992	1993
Топливо, тыс. т	69	?	?	19,7
CO ₂ , Гг	212,7819	?	?	60,7508

После подстановки значений из таблицы 1 в формулу (1) получены следующие величины для топлива:

$$\Delta V (\text{топливо}) = \frac{V(1993) - V(1990)}{1993 - 1990} = \frac{19,7 - 69}{3} = \frac{-49,3}{3} = -16,4333,$$

где $V(1991) = V(1990) + \Delta V = 69 + (-16,4333) = 52,5667$ тыс. тонн;

$V(1992) = V(1991) + \Delta V = 52,5667 + (-16,4333) = 36,1333$ тыс. тонн.

Расчеты можно выполнить аналогично и для эмиссий:

$$\Delta V (\text{эмиссии CO}_2) = \frac{60,7508 - 212,7819}{1993 - 1990} = -50,677 \text{ Гг},$$

$V(1991) = 212,7819 + (-50,677) = 162,1048$ Гг,

$V(1992) = 162,1048 + (-50,677) = 111,4278$ Гг.

Найденные значения восполняют пропуски для 1991-1992 г.г., таблица 2.

Таблица 2 - Ряды с восстановленными значениями для 1991-1992г.

Номер точки	1	2	3	4
Обозначение	X_m			X_n
Год	1990	1991	1992	1993
Топливо, тыс.т	69	52,5667	36,1333	19,7
CO ₂ , Гг	212,7819	162,1048	111,4278	60,7508

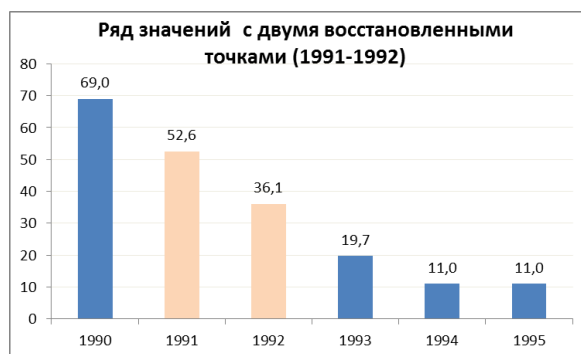


Рис. 1. Пример применения метода интерполяции для восстановления двух отсутствующих значений в ряду (по фактическим данным)

2. Экстраполяция

Метод *экстраполяции* применен для восстановления значений временного ряда по ежегодным низшим теплотворным способностям (НТС) для природного газа. Фактические значения НТС имеются для 1997-2016, а для 1990-1996 сделана попытка применить экстраполяцию тренда «назад». Однако результат оказался неудовлетворительным для всех видов трендов. Был выбран другой метод восстановления: по первому известному фактическому значению в ряду были приняты все недостающие величины ряда. На рисунке построены 2

тренд-линии ежегодной НТС по газу (1997-2016); для сравнения приведена линия постоянной НТС=33,86 ТДж/млн м3, применявшаяся ранее. Точки на участке 1990-1996 восстановлены по уровню 1997 года.

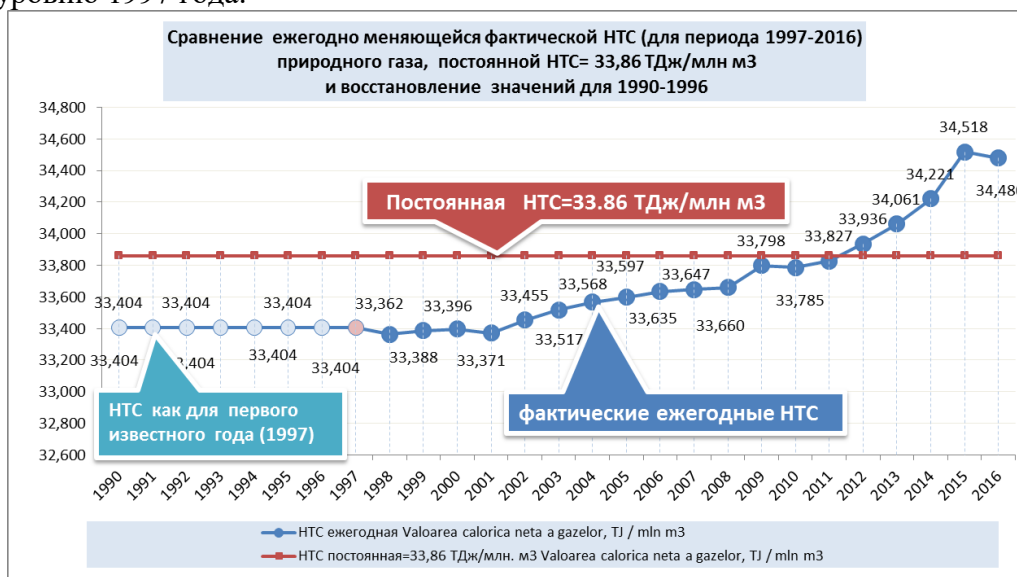


Рис. 2. Пример применения метода экстраполяции для восстановления двух отсутствующих значений в начале ряда

3. Метод восстановления по косвенным данным

В этом методе используются характеристики, описывающие сектор, например, количество автомашин, численность населения, объемы выпуска промышленной продукции. Недостающие данные по топливу рассчитываются, исходя из соотношения для известных характеристик. При этом допущение состоит в том, что тенденции в потреблении топлив (и в выбросах) аналогичны тенденциям для принятого параметра (количество автомашин, численность населения, выпуск продукции и т.д.). Возможно использование не одного замещающего параметра, а нескольких. Расчеты выполняются по составленной пропорции или сразу по формуле:

$$y_0 = y_t \cdot \frac{s_0}{s_t}, \quad (2)$$

где y – оценка количества топлива (или выбросов) в годы 0 и t ;
 s – замещающий параметр в годы 0 и t .

При оценках эмиссий в РМ при подготовке Инвентаря за 1990-2016 этот метод использован несколько раз - в секторе транспорта и в промышленном секторе. Для железнодорожного транспортного сектора выполнено восстановление для левобережного региона страны. Основой послужило предположение, что удельный расход дизельного топлива на железнодорожном транспорте одинаков в обоих регионах в расчете на 1 жителя. Результаты расчетов для нескольких лет приведены в таблице 3, а полный ряд значений – на рис. 3.

Таблица 3 - Восстановление значений по левобережному региону на основе удельного потребления топлива на 1 жителя (в железнодорожном транспорте)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Правобережье, численность населения, млн.чел.	3,4156	3,4130	3,4126	3,4143	3,4132	3,3841	3,3691
Левобережье, численность населения, млн.чел.	0,5180	0,5134	0,5094	0,5052	0,5007	0,4745	0,4706
Удельное потребление кг дизельного топлива на ж/д транспорте на 1 человека в Правобережье	122,4	130,1	117,8	129,5	135,9	147,2	139,7
Дизельное топливо (Правобережье), тыс. тонн	418	444	402	442	464	498	471
Дизельное топливо (Левобережье), тыс. тонн	63	67	60	65	68	70	66

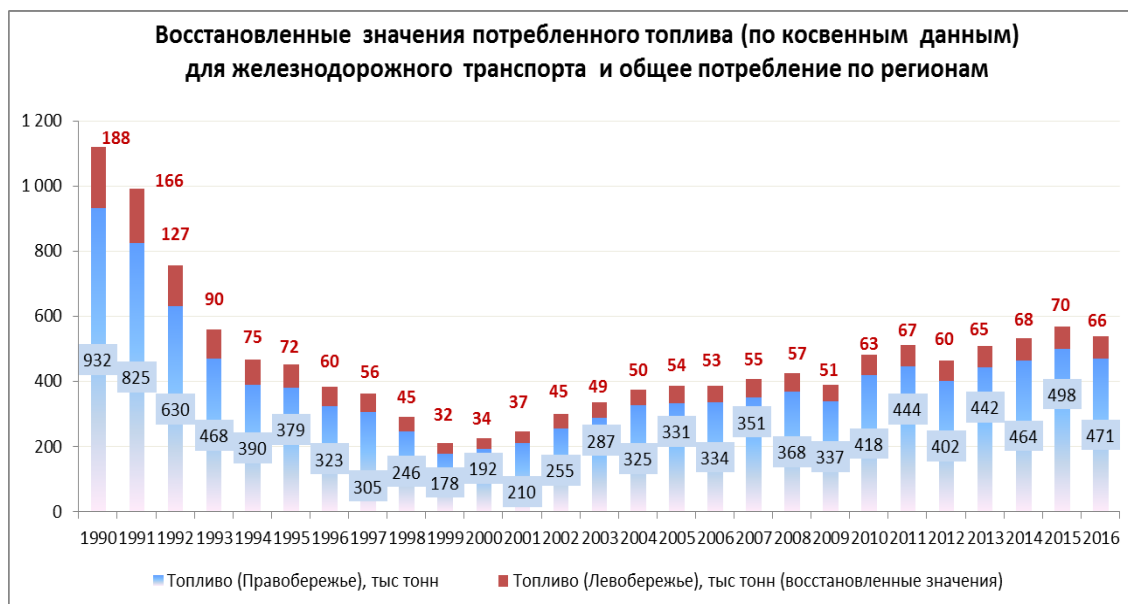


Рис. 3. Восстановленные значения потребленного топлива для железнодорожного транспорта Левобережного региона

Применение метода позволило оценить количество топлива для железнодорожного транспорта Левобережного региона, данные о котором отсутствуют в статистических изданиях.

4. Метод частичного совмещения

Этот метод используется тогда, когда внедряется метод более высокого уровня, но нет данных для его применения к более ранним годам во временном ряду. Для РМ такой случай имеется для категории «Международная авиация». Метод 2 используется для периода 1995-2015 (интервал b-c на поясняющей схеме на рис.1). Для периода 1990-1994 (интервал a-b) нет подробных данных для его применения, и сохраняется метод 1 для этих лет.

Такой случай является несогласованным частичным совмещением. Оно неверно и должно быть исправлено. Совмещение двух кривых на момент до начала пересчета отображено на рис.4.

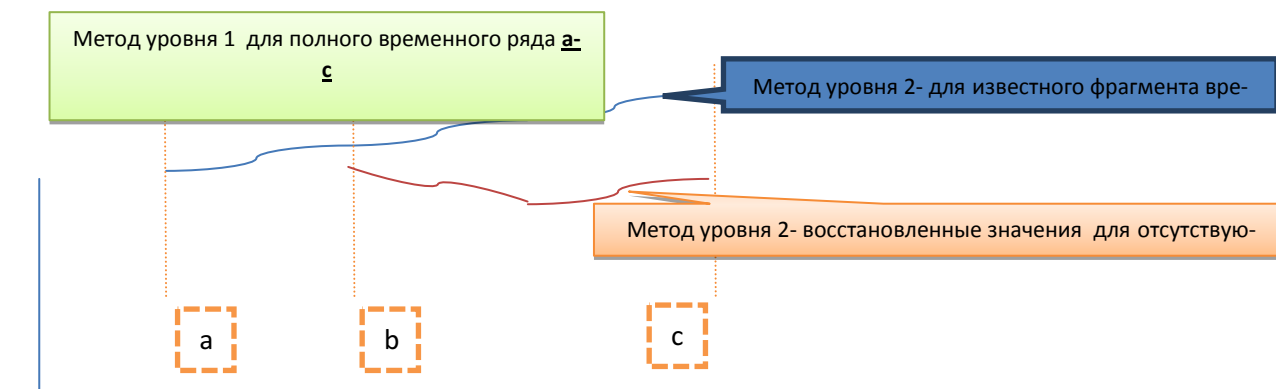


Рис. 4. Поясняющая схема несогласованности трендов по методу 1 и методу 2 для двух участков временного ряда

Ряд для 1990-1994 (значения в интервале a-b) надо перестроить из предположения, что существует последовательное соотношение между результатами ранее использованного ме-

тогда уровня 1 и нового метода 2. Оценочные значения для 1990-1994 устанавливаются путем пропорциональной корректировки ранее определенных значений по методу 1 на основе того соотношения, которое имеет место для периода, когда данные имеются для обоих методов. Поясняющая схема приведена на рис. 5.

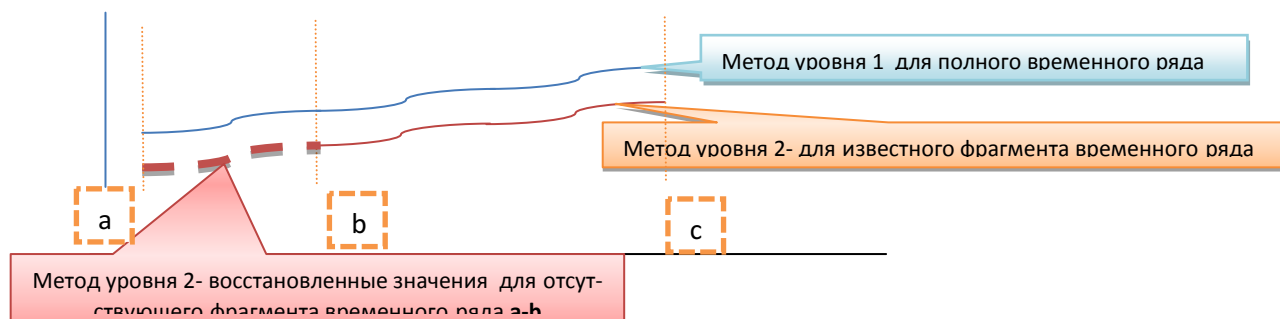


Рис. 5. Поясняющая схема сопоставления трендов по методу 2 и методу 1 для двух участков временного ряда и восстановления значений для одного из участков

Формула пересчетов оценочных значений для 1990-1994 имеет вид:

$$y_0 = x_0 \cdot \left(\frac{1}{n-m+1} \cdot \sum_{i=m}^n (y_i/x_i) \right), \quad (3)$$

где y_0 – пересчитанное оценочное значение выбросов;

x_0 – предыдущее значение по предыдущему методу 1;

y_i, x_i – значения для той части временного ряда, когда известны значения и по методу уровня 1 и уровня 2б (от года n и до года m);

$m-n$ – ряд лет, для которых имеются значения по обоим методам.

Для данной категории были выполнены расчеты по указанной формуле и значения в интервале a-b были пересчитаны (таблица 4 и рис.6). Восстановленные значения эмиссий CO₂-е для метода 2 на участке 1990-1994 оказались меньше, чем рассчитанные по методу 1. Качественный характер трендов, приведенных на рис.5, подтвердился. Применение метода восстановления улучшило ряд значений.

Таблица 4 - Восстановление значений по методу частичного совмещения для 1990-1994

	Эмиссии CO ₂ -е, Гг, категория «Авиабункера»								
	восстановленные значения по методу частичного совмещения					по методу 2			
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
До восстановления	220,53	236,23	97,66	62,94	38,33	42,47	66,61	76,50	73,29
После восстановления	218,93	235,38	97,34	62,79	38,25	42,47	66,61	76,50	73,29

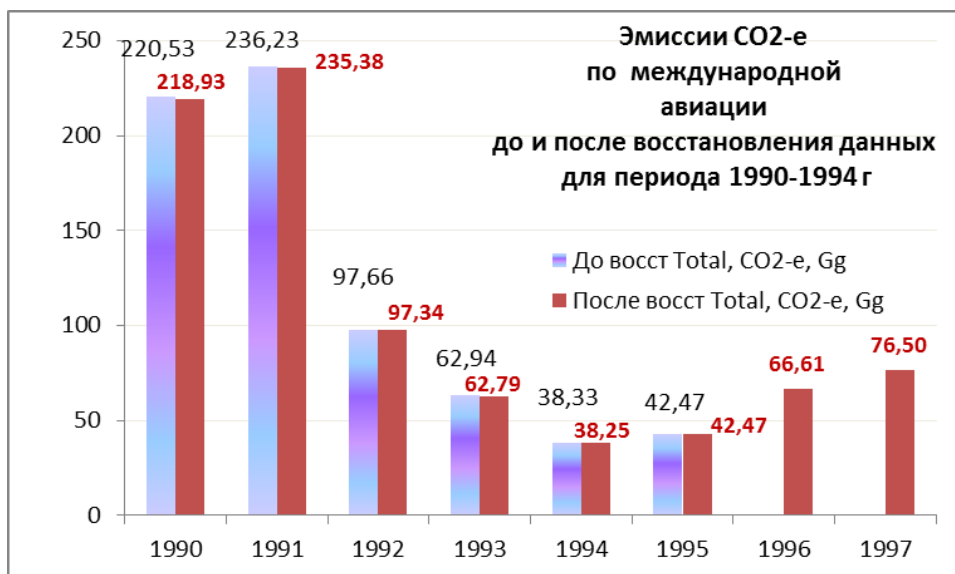


Рис. 6. Сравнение количеств эмиссий по методу 1 и восстановленных для метода 2 на участке 1990-1994 по методу частичного совмещения

5. Проверка согласованности полученного ряда по методам восстановления данных

Общая эффективная практика при оценке эмиссий заключается в применении методов восстановления рядов. Описанные примеры восстановления данных можно проверить дополнительно по удельным показателям, например, на 1 кВт*ч, на душу населения; на 1 тонну продукции и т.д. Если косвенные данные сами имеют неоднозначные тренды, то дополнительную проверку можно сделать, рассчитав коэффициент выбросов для восстановленного ряда.

Но все восстановленные значения, полученные тем или иным способом, должны быть заменены на подлинные, если будут выявлены новые доступные официальные источники данных.

Заключение

Описанные методы применены в расчетах в цикле инвентаризации парниковых газов за период 1990-2016 для ряда категорий. Наиболее часто был применен метод интерполирования (для восстановления значений 1991-1992). Сделана попытка экстраполяции тенденции «влево» для восстановления НТС по природному газу. Также был использован метод замещения по косвенным данным (в секторе железнодорожного и автотранспорта, для всех отраслей промышленности левобережного региона). Метод частичного совмещения применен для восстановления данных в категории «международная авиация» и устранения несогласованности значений, полученных по двум методам расчетов.

В целом проведенная работа улучшила качество инвентаризации по охвату лет, категорий, территории, что соответствует рекомендациям процедур контроля качества МГЭИК-2006. Описанные результаты применения методов восстановления значений в рядах являются практическим опытом, который может быть применен и в других задачах энергетики.

Библиографический список

1. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК-2006, том 2, глава 2 Стационарное сжигание топлива, 47 с.
2. Топливо-энергетические балансы Республики Молдова, 1990-2017 г.г.
3. National Inventory Report: 1990-2016. Greenhouse Gas Sources and Sinks in the Republic of Moldova. Submission to the United Nations Framework Convention on Climate Change / aut.: Marius Taranu, Elena Bicova [et al.]; coord.:Valentina Tapis [et al.]; project team: Vasile Sorpan, Aliona Solomon; Min. of Agriculture, Regional Development and Environment (MARDE), United Nations Environment Programme (UNEP). – Chişinău. Tipogr. «Bons Offices». - 676 с. ISBN 978-9975-87-447-2. www.clima.md

Bibliographic list

1. Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories IPCC-2006, Volume 2: Energy, Chapter 2: Stationary Combustion, - p.47.
2. Energy Balances of the Republic of Moldova, 1990-2017.
3. 3..National Inventory Report: 1990-2016. Greenhouse Gas Sources and Sinks in the Republic of Moldova. Submission to the United Nations Framework Convention on Climate Change / aut.: Marius Taranu, Elena Bicova [et al.]; coord.:Valentina Tapis [et al.]; project team: Vasile Sorpan, Aliona Solomon; Min. of Agriculture, Regional Development and Environment (MARDE), United Nations Environment Programme (UNEP). – Chişinău. Tipogr. «Bons Offices». - 676 с. ISBN 978-9975-87-447-2. www.clima.md



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311

АНАЛИЗ УДЕЛЬНЫХ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ОТ ТЭЦ В РЕСПУБЛИКЕ МОЛДОВА ЗА ПЕРИОД 1990-2016 ГГ.

Васильева И.В., Институт Энергетики АН Молдовы, инженер, vasiliev_irina@yahoo.com

Быкова Е.В., Институт Энергетики АН Молдовы, кандидат технических наук,
elena-bicova@rambler.ru

Аннотация: в статье проанализированы эмиссии парниковых газов от ТЭЦ в Республике Молдова, а также удельные выбросы на душу населения/на единицу ВВП/на 1 гектар территории.

Ключевые слова: ТЭЦ, парниковые газы, удельные эмиссии, динамика/

ANALYSIS OF SPECIFIC EMISSIONS OF GREENHOUSE GASES FROM CHPP IN THE REPUBLIC OF MOLDOVA FOR THE PERIOD 1990-2016

Vasiliev I.V., Institute of Power Engineering of the ASM, engineer, vasiliev_irina@yahoo.com

Bicova E.V., Institute of Power Engineering of the ASM, PhD, elena-bicova@rambler.ru

Abstract: the article analyzes emissions of greenhouse gases from CHP plants in the Republic of Moldova, as well as specific greenhouse gas emissions per capita/per unit of GDP/per 1 hectare of territory.

Keywords: CHP plants, specific emissions, greenhouse gases, dynamics/

Целью данной статьи является анализ динамики выбросов парниковых газов от ТЭЦ и удельных эмиссий в расчете на душу населения/на единицу ВВП/на 1 гектар территории.

Введение

Республика Молдова подписала Рамочную Конвенцию Организации Объединенных Наций об изменении климата 12 июня 1992 года и ратифицировала ее 16 марта 1995 года. Начиная с 1998 года, в РМ проводятся работы по подготовке Национальных Сообщений по изменению климата и Национальных Отчетов по Инвентаризации газов с парниковым эффектом. Выбросы парниковых газов от сжигания топлив при производстве энергии на ТЭЦ учитываются в рамках категории 1A1 „Энергетические отрасли” (сектор 1 модуля –Энергетика”).

Согласно руководству МГЭИК 2006 (Межправительственная группа экспертов по изменению климата МГЭИК, англ. Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) категория 1A1 „Энергетические отрасли” охватывает выбросы от топлива, сжигаемого при добыче топлива или в энергопроизводящих отраслях, и имеет следующую структуру:

- **1A1a** Производство электроэнергии и теплоэнергии
 - 1A1ai Производство электроэнергии*
 - 1A1aii Комбинированное производство электроэнергии и теплоэнергии*
 - 1A1aiii Котельные установки*
- **1A1b** Очистка нефти и нефтепродуктов
- **1A1c** Производство твердого топлива и другие отрасли энергетики

В Национальных Отчетах об Инвентаризации (НОИ) газов с парниковым эффектом учитываются 7 газов, в том числе: газы прямого действия - CO₂, CH₄, N₂O и газы косвенного действия - NO_x, CO, NMVOC и SO_x (SO₂). Для преобразования газов прямого действия в CO₂-эквивалент (CO₂-e) используются следующие коэффициенты глобального потепления: для CO₂-1, для CH₄-25, а для N₂O-298.

В НОИ 1990-2016 рассчитываются выбросы парниковых газов от ТЭЦ в целом по категории источника 1A1aii «Комбинированное производство электроэнергии и теплоэнергии». Расчет производится на основе суммарных данных, указанных в Топливо-энергетических балансах Республики Молдова. Наличие первичных данных о потреблении топлива по каждой ТЭЦ позволяет рассчитать эмиссии парниковых газов от каждой электростанции отдельно. Ранее подобные расчеты не проводились, и поэтому они представляют интерес.

Краткое описание энергоисточников

В Правобережье реки Днестр расположены три электростанции комбинированного цикла: ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и ТЭЦ-Норд, построенные в период 1951-1970 гг. Общая установленная мощность составляет 330 МВт. Основным видом топлива, используемого для производства энергии, является природный газ. Объемы его потребления в 2016 г составили: для ТЭЦ 1- 24,5 млн. м³, для ТЭЦ 2 -275,6 млн. м³ и для ТЭЦ Норд-37,1 млн. м³. Потребление мазута имело место в период 1990-2009, но в последние годы отсутствует (Таб.1).

Таблица 1- Первичные данные по потреблению топлива на ТЭЦ*

		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ТЭЦ-1	Мазут, тысяч тонн	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Природный газ, млн. м ³	70,0	51,2	40,3	33,8	33,1	35,9	25,6	24,5
	Электроэнергия, млн. кВт·ч	135,6	94,9	70,2	56,7	59,5	67,4	47,2	43,9
	Теплоэнергия, тыс. Гкал	271,9	245,4	203,5	184,6	170,9	167,8	195,3	186,0
ТЭЦ-2	Мазут, тыс. т	9,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Природный газ, млн. м ³	284,6	304,2	295,3	288,9	267,2	268,7	274,7	275,6
	Электроэнергия, млн. кВт·ч	754,6	782,4	765,2	742,9	649,8	702,3	731,6	708,3
	Теплоэнергия, тыс. Гкал	1126,8	1193,4	1166,0	1135,7	1047,5	1049,7	1095,8	2101,3
ТЭЦ-Норд	Мазут, тыс. т	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Природный газ, млн. м ³	38,0	41,5	39,1	38,9	33,5	34,4	36,0	37,1
	Электроэнергия, млн. кВт·ч	66,5	70,0	69,9	66,3	60,2	61,5	66,6	67,5
	Теплоэнергия, тыс. Гкал	205,8	227,5	225,9	227,7	253,9	259,9	275,5	285,2

*Источник: НОИ 1990-2016 (фрагмент)

Методология расчета

Расчет выбросов парниковых газов (ПГ) был выполнен согласно руководству МГЭИК-2006 с использованием методологии 1-го уровня, основанной на объеме сжигаемого топлива. Уравнение, используемое при расчете выбросов парниковых газов, следующее:

$$\text{Выбросы ПГ} = \sum (\text{Потребление топлива}_j \cdot \text{Коэффициент выбросов}) \quad (1)$$

где j – вид топлива

Расчеты каждого газа производятся отдельно.

Значения коэффициентов выбросов, используемые для оценки выбросов ПГ прямого действия (CO₂, CH₄ и N₂O), были выбраны согласно руководству МГЭИК 2006 года, а для ПГ косвенного действия (NO_x, CO, NMVOC и SO_x (SO₂)) в соответствии с руководством ЕМЕР/ЕЕА-2016. (Таб. 2).

Таблица 2 - Коэффициенты выбросов парниковых газов, кг/ТДж

Вид топлива	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO _x
Антрацит	98300	1	1,5	209	8,7	1	820
Бурый уголь	101000	1	1,5	247	8,7	1,4	1680
Прочие угли битуминозные	94600	1	1,5	209	8,7	1	820
Дизельное топливо	74100	3	0,6	65	16,2	0,8	46,5
Мазут	77400	3	0,6	142	15,1	2,3	495
Прочие нефтепродукты	73300	3	0,6	65	16,2	0,8	46,5
Природный газ	56100	1	0,1	89	39	2,6	0,281
Сжиженный газ	63100	1	0,1	89	39	2,6	0,281
Древесина/ Древесные остатки	112000	30	4	81	90	7,31	10,8
Сельскохозяйственные остатки	100000	30	4	81	90	7,31	10,8
Древесный уголь	112000	200	4	81	90	7,31	10,8
Биогаз	54600	1	0,1	89	39	2,6	0,281
Руководство	МГЭИК 2006			ЕМЕР/ЕЕА-2016			

Все коэффициенты выбросов использовались по умолчанию в кг/ТДж. Так как первичные данные о потреблении топлива представлены в натуральных единицах, то необходим пересчет в единицы энергии. Для этого применены национальные низшие теплотворные способности (НТС). Они аналогичны принятым в НОИ 1990-2016. Для мазута эта величина составляет 40,2 ТДж/тыс. тонн. Для природного газа использовалась ежегодная средняя теплотворная способность в ТДж/млн. м³, приведенная в таблице 3.

Таблица 3 - Среднегодовая теплотворная способность для природного газа*, ТДж/млн.м³

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
НТС газа, ТДж/млн. м ³	33,80	33,79	33,83	33,94	34,06	34,22	34,52	34,48

*Источник: НОИ 1990-2016 (фрагмент)

Динамика выбросов

Расчеты эмиссий выполнены для периода 1990-2016. Общая динамика выбросов парниковых газов от ТЭЦ в РМ имеет тенденцию снижения, уменьшившись примерно на 64.8%, с 1855,20 (1990) до 652,75 (2016) тыс. тонн CO₂-е (Таб. 4, рис. 1).

Динамика выбросов парниковых газов от каждой ТЭЦ отдельно, для периода 2009-2016 г, приведена ниже в таблице 4.

Таблица 4 - Выбросы парниковых газов от каждой ТЭЦ в РМ, CO₂- эквивалент, Гг

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ТЭЦ-1	136,6	97,16	76,57	64,39	63,33	68,92	49,72	47,36
ТЭЦ- 2	570,1	576,94	560,94	550,36	510,89	516,42	532,46	533,63
ТЭЦ-Норд	74,5	78,67	74,46	74,51	64,27	66,49	69,81	71,76
Всего ТЭЦ	781,2	752,76	711,97	689,26	638,49	651,83	651,99	652,75

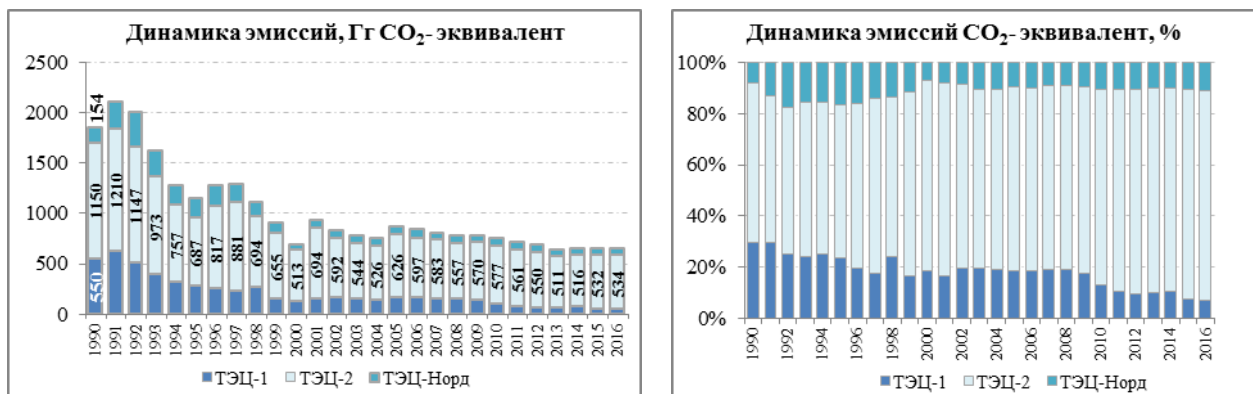


Рис. 1. Динамика выбросов ПГ от каждой ТЭЦ в период 1990-2016 гг.

В период 1990-2016 выбросы ПГ от ТЭЦ-1 сократились примерно на 92% (с 550 Гг CO₂-е в 1990 до 47,3 Гг CO₂-е в 2016); от ТЭЦ-2- на 53,5% и от ТЭЦ-Норд на 53,4% соответственно (рис.1).

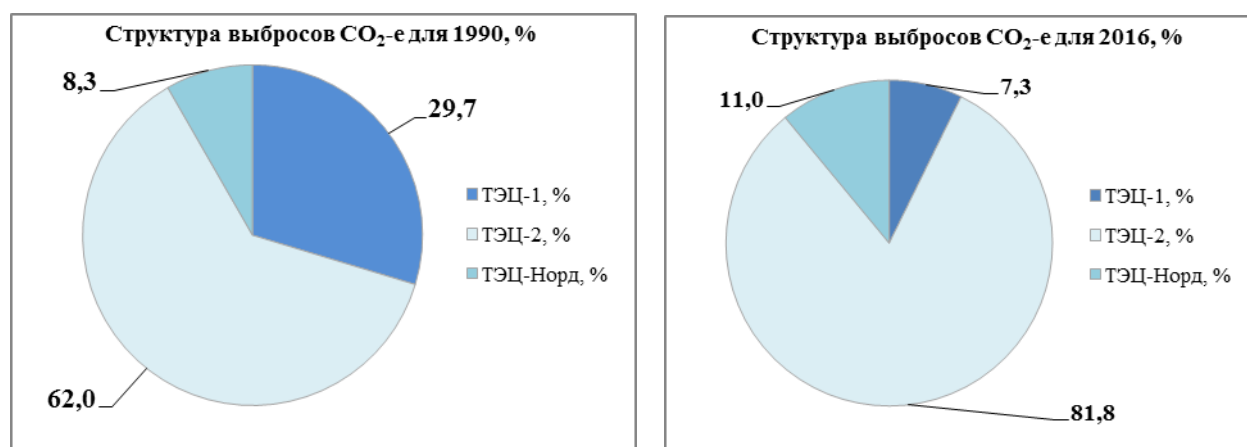


Рис. 2. Структура эмиссий по ТЭЦ для 1990 г и 2016 г.

По рис. 2 можно отметить, что наибольшую долю в структуре общих эмиссий в 2016 году составляли выбросы парниковых газов от ТЭЦ-2 (81,8%).

По сравнению с 1990 г, доля выбросов от ТЭЦ-1 снизилась к 2016 году (с 29,7% до 7,3%). Доля выбросов от ТЭЦ-Норд выросла с 8,3% в1990 до 11,0% в 2016, и от ТЭЦ-2 - с 62,0% до 81,8 % соответственно.

Удельные выбросы

Расчеты удельных выбросов парниковых газов прямого действия от ТЭЦ выполнены с использованием данных из статистических ежегодников РМ, таких как: численность населения, валовый внутренний продукт для Правобережного региона (ПБ) и площадь территории для Молдовы (Таб. 5).

Таблица 5 - Некоторые статистические данные по Республике Молдова*

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Численность населения ПБ, тыс чел.	3567,50	3563,70	3560,40	3559,50	3559,50	3557,60	3555,20	3553,10
ВВП, млн. лей	60430	71885	82349	88228	100510	112050	122563	135397
Территория ¹ , тыс. га	3384,6	3384,6	3384,6	3384,6	3384,6	3384,6	3384,6	3384,6

¹-Данные приведены в целом по стране

*Источник: Статистические ежегодники РМ

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

Динамика удельных выбросов от каждой ТЭЦ отдельно и в целом по РМ за период 2009-2016 приведена в таблице 6 и рис.3-6.

Таблица 6 - Динамика удельных выбросов от ТЭЦ в Республике Молдова, CO₂-е

	Удельные выбросы CO ₂ -е:	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ТЭЦ-1	Кг на душу населения ПБ	38,29	27,26	21,51	18,09	17,79	19,37	13,98	13,33
	г на 1 лей ВВП	2,26	1,35	0,93	0,73	0,63	0,62	0,41	0,35
	Кг на МВт·ч ²	302,33	255,48	249,53	237,26	245,23	262,50	181,23	181,98
	Кг на гектар ¹	40,36	28,71	22,62	19,02	18,71	20,36	14,69	13,99
ТЭЦ-2	Кг на душу населения ПБ	159,81	161,89	157,55	154,62	143,53	145,16	149,77	150,19
	г на 1 лей ВВП	9,43	8,03	6,81	6,24	5,08	4,61	4,34	3,95
	Кг на МВт·ч ²	276,08	265,83	264,44	266,68	273,49	268,54	265,43	169,29
	Кг на гектар ¹	168,45	170,46	165,73	162,61	150,94	152,58	157,32	157,66
ТЭЦ-Норд	Кг на душу населения ПБ	20,88	22,07	20,91	20,93	18,06	18,69	19,64	20,20
	г на 1 лей ВВП	1,23	1,09	0,90	0,84	0,64	0,59	0,57	0,53
	Кг на МВт·ч ²	243,59	235,12	223,87	225,03	180,79	182,78	180,39	179,76
	Кг на гектар ¹	22,01	23,24	22,00	22,01	18,99	19,64	20,63	21,20
Всего ТЭЦ Молдова	Кг на душу населения ПБ	218,98	211,23	199,97	193,64	179,38	183,22	183,39	183,71
	г на 1 лей ВВП	12,93	10,47	8,65	7,81	6,35	5,82	5,32	4,84
	Кг на МВт·ч ²	276,76	260,90	257,89	258,51	257,27	255,68	244,43	171,25
	Кг на гектар ¹	230,82	222,41	210,36	203,65	188,64	192,59	192,63	192,86

1-Данные приведены в целом по стране

2-теплоэнергия и электроэнергия, приведенная в единую единицу измерения МВт*ч (1Гкал=1,163 МВт·ч)

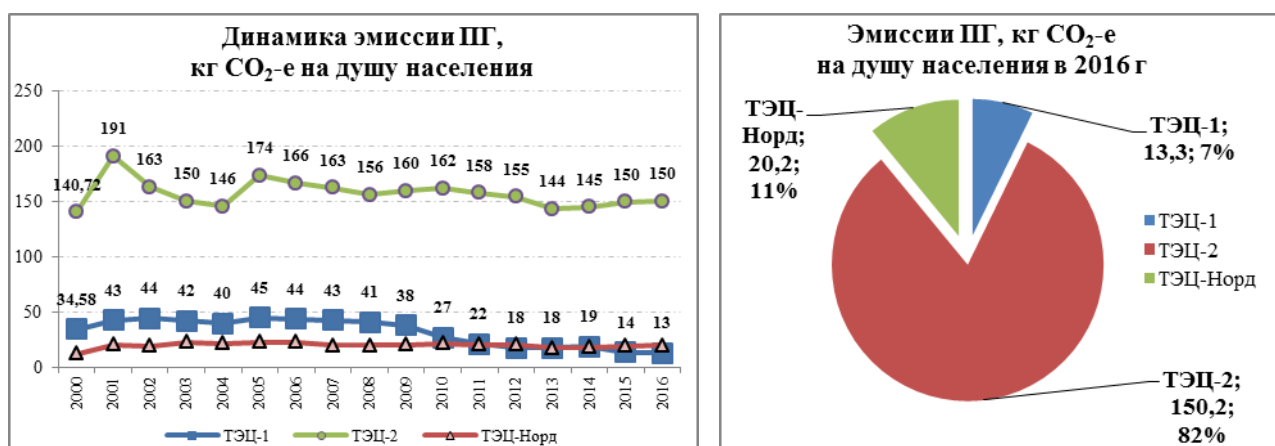


Рис. 3. Удельные выбросы парниковых газов от ТЭЦ, кг CO₂-е на душу населения

Удельные выбросы ПГ от всех ТЭЦ (рис.3) в 2016 составили 183,7 кг CO₂-е/человека, в том числе:

- ТЭЦ-1: 13,33 кг;
- ТЭЦ-2: 150,19 кг;
- ТЭЦ-Норд: 20,20 кг.

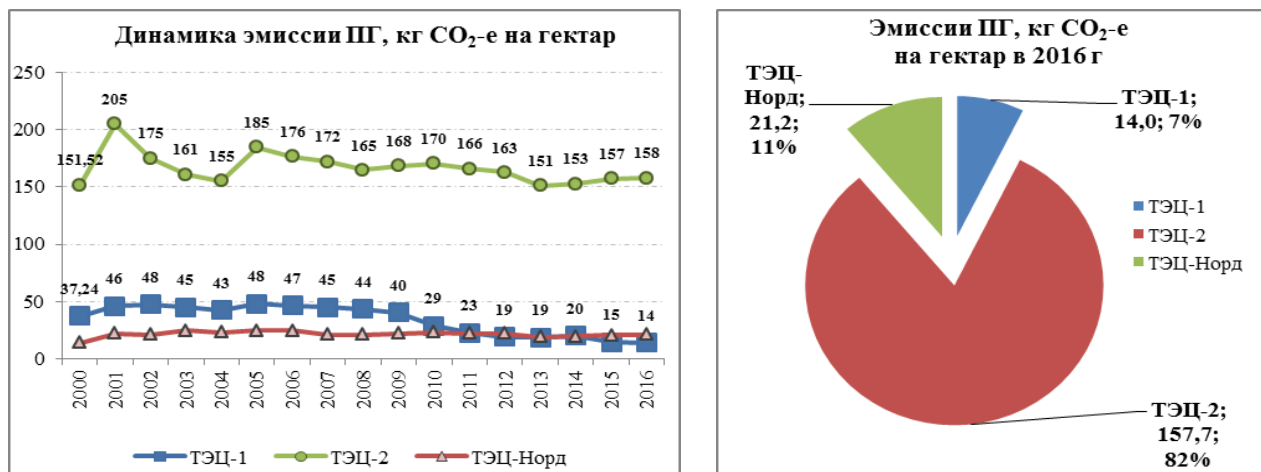


Рис. 4. Удельные выбросы парниковых газов от ТЭЦ, кг CO₂-е на гектар территории

Удельные выбросы ПГ от ТЭЦ в 2016 (рис. 4) составили 192,8 кг CO₂-е/гектар территории, включая:

- ТЭЦ-1: 13,99 кг;
- ТЭЦ-2: 157,66 кг;
- ТЭЦ-Норд: 21,20 кг.

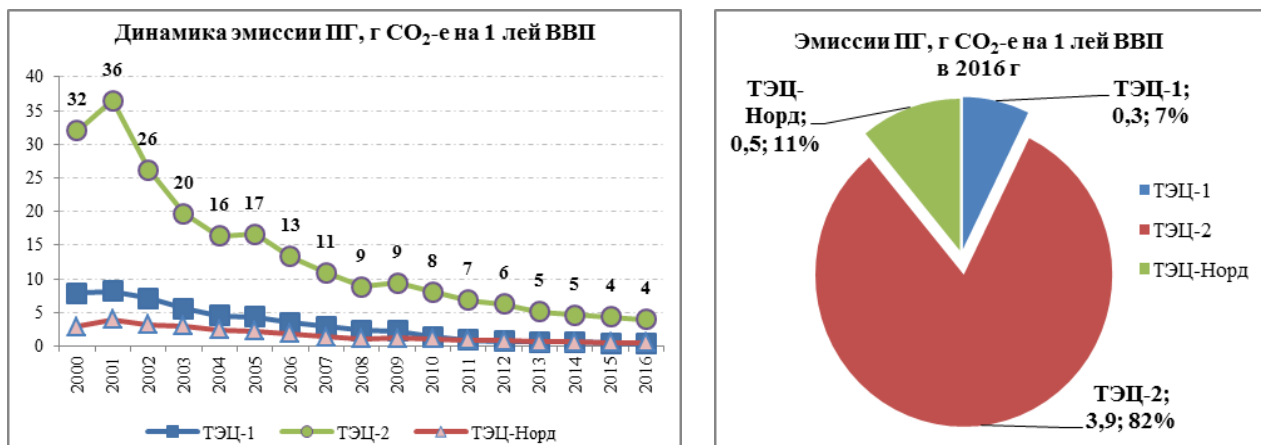


Рис. 5. Удельные выбросы парниковых газов от ТЭЦ, г CO₂-е на 1 лей ВВП

Динамика удельных выбросы ПГ от ТЭЦ-2 (г CO₂-е на 1 лей ВВП) имеет выраженный характер снижения, уменьшившись за исследуемый период 2000-2016 на 87,5% (рис. 5).

Удельные выбросы ПГ от всех ТЭЦ в 2016 составили 4,84 г CO₂-е/1 лей ВВП, из них:

- ТЭЦ-1: 0,35 г;
- ТЭЦ-2: 3,95 г;
- ТЭЦ-Норд: 0,53 г.

На рис. 6 отображена доля выбросов ПГ от ТЭЦ в структуре общего количества выбросов в секторе «Энергетика» согласно данным из НОИ 1990-2016 (Таб.7).

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

Таблица 7 - Динамика эмиссий ПГ от сектора «Энергетика»*, тыс. тонн CO₂- эквивалент

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Эмиссии ПГ	36610,5	32969,6	26140,5	18173,0	15147,3	12157,4	12129,1	10936,4	9450,5
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Эмиссии ПГ	7988,3	7288,9	7892,7	7597,6	8296,8	9024,8	9248,8	8358,6	8652,4
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Эмиссии ПГ	9132,1	9911,7	10194,9	10498,5	10036,2	9025,7	9656,9	10063,8	9927,2

*Источник НОИ 1990-2016

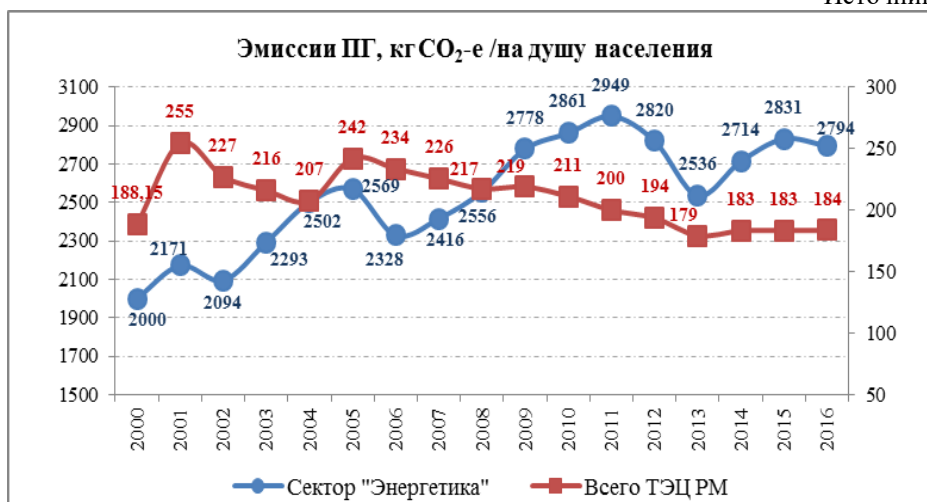


Рис. 6. Динамика эмиссии парниковых газов от сектора «Энергетика» и от всех ТЭЦ в период 2000-2016 гг.

В последние годы динамика удельных выбросов ПГ от всех ТЭЦ на душу населения имеет тенденцию снижения по сравнению с удельными эмиссиями по модулю «Энергетика» в целом, для которого наблюдается рост (Рис.6).



Рис. 7. Доля выбросов ПГ на ТЭЦ от общих выбросов по модулю «Энергетика»

Выбросы парниковых газов прямого действия от сжигаемого топлива на всех ТЭЦ в 2016 г. составляют всего лишь 7% от общего количества эмиссий ПГ, рассчитанных по модулю «Энергетика» (рис.7).

Выводы

Результаты расчетов показали, что выбросы парниковых газов от всех ТЭЦ в Республике Молдова составляют 7% от общего объема выбросов рассчитанных в НОИ 1990-2016 по модулю «Энергетика».

Удельные выбросы парниковых газов на душу населения/на единицу ВВП/на 1 гектар территории в целом имеют тенденцию снижения.

Библиографический список

1. Национальный Отчет об Инвентаризации парниковых газов Республики Молдова за период 1990-2016. www.clima.md
2. Статистические ежегодники Республики Молдова. 1990-2016 www.statistica.md
3. Топливо-энергетические балансы Республики Молдова. 1990-2016 www.statistica.md
4. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006. <https://www.ipcc.ch>

Bibliographic list

1. National Inventory Report of the Republic of Moldova 1990-2016. www.clima.md
2. Statistical yearbooks of the Republic of Moldova, 1990-2016. www.statistica.md
3. Energy Balances of the Republic of Moldova; 1990-2016. www.statistica.md
4. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. <https://www.ipcc.ch>



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЗНАЧЕНИЙ ПРИ РАСЧЕТЕ ЭМИССИЙ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО СЕКТОРА

Быкова Е.В., Институт энергетики АН Молдовы, кандидат технических наук,
elena-bicova@rambler.ru

Морару Л.П., Институт энергетики АН Молдовы, научный сотрудник, moraru-larisa@mail.ru

Аннотация: в статье описаны методы восстановления значений, примененные в секторе Промышленности при оценке эмиссий по модулю «Энергетика», в рамках работ по подготовке Национальных Инвентарей выбросов парниковых газов Молдовы.

Ключевые слова: эмиссии, парниковые газы, промышленный сектор, методы восстановления значений.

APPLICATION METHODS OF RESOLVING DATA GAPS IN CALCULATING GREENHOUSE GAS EMISSIONS FOR THE INDUSTRIAL SECTOR

Bykova E.V., Institute of Power Engineering, PhD., elena-bicova@rambler.ru
Moraru L.P., Institute of Power Engineering, researcher, moraru-larisa@mail.ru

Abstract: the article describes the methods of recovering the values applied in the Industry sector in estimating emissions by the “Energy” module during the preparation of the National Inventories of Moldova's greenhouse gas emissions.

Keywords: emissions, greenhouse gases, industry sector, data gaps.

Для расчетов эмиссий по модулю «Энергетика», касающихся сжигания топлива (раздел 1А) необходимы сведения о потребленных топливах каждого вида в соответствии с классификатором МГЭИК-2006. Классификатор включает сжигание топлива для 5 секторов, в том числе: при производстве вторичных видов энергии (1А1), в промышленности (1А2), на транспорте (1А3), в бытовом, коммерческом, сельскохозяйственном секторах (1А4), при прочем сжигании (1А5).

Сжигание топлива в Производственных отраслях и строительстве (1А2) рассчитывается по данным ТЭБ национального бюро статистики. ТЭБ составляются ежегодно (исключение составили 1991-1992, когда баланс не составлялся), но имеют особенности. Для 1990 и 1993 баланс сверстан для всей территории страны, а с 1994 - отдельно для Правобережного (ПБ) региона. Для Левобережного (ЛБ) региона имеются фрагментарные сведения о потребленных топливах, что создает трудности по выполнению процедур качества по полноте охвата источников выбросов. Промышленность ЛБ учтена только общими данными по выпуску продукции, большей частью просто в долевым соотношении. Такие данные недостаточны для составления полной картины по сектору.

Для расчета эмиссий за период 1990-2016 год необходимы ряды данных по потреблению топлив по каждому региону. ТЭБ ПБ региона позволяет выполнить построение рядов данных для всех отраслей промышленности. Отдельными позициями учитывается 12 отраслей, которые соответствуют классификатору ИРСС, МЭА и других общепринятых международных систем учета, а именно:

1A2a Металлургическая промышленность (производство чугуна и стали - группа ISIC 271, класс 2731);

1A2b Производство цветных металлов (группа ISIC 272, класс 2732);

1A2c - Химическая и фармацевтическая промышленность (группа ISIC 24);

1A2d Полиграфическая промышленность, производство бумаги и картона (группы ISIC 21 и 22);

1A2e Пищевая промышленность, напитки и табак (группы ISIC 15 и 16);

1A2f Неметаллическое минеральное производство (неметаллические минералы: стекло, керамика, цемент - группа ISIC 26);

1A2g Транспортное оборудование (производство прицепов, полуприцепов и других транспортных средств - группы ISIC 34 и 35);

1A2h Машины и механизмы (металлическая продукция, механизмы и прочее, кроме транспортного оборудования - группы ISIC 28, 29, 30, 31 и 32);

1A2i Горнодобывающая промышленность (кроме ископаемых топлив) - группа ISIC 13 и 14);

1A2j Деревообрабатывающая промышленность, производство изделий из древесины (лес и лесоматериалы - группа ISIC 20);

1A2k Строительство (группа ISIC 45);

1A2l Текстильная промышленность (текстиль и кожа - группы ISIC 17, 18 и 19);

1A2m – Прочие отрасли (не указанные отрасли - группы ISIC 25, 33, 36 и 37).

Для ЛБ региона ряд данных составить можно только для природного газа (1994-2016). Имеются данные для некоторых других топлив для нескольких последних лет (мазут, уголь - для 2008-2016, сжиженный газ - для 2011-2016).

Решение проблемы пропусков значений в рядах данных возможно при использовании методов восстановления значений. В Руководстве МГЭИК-2006 рекомендуется использовать 4 метода: интерполяции, экстраполяции, частичного совмещения и восстановления по косвенным данным.

Для восстановления значений для 1991-1992 для топливных рядов ПБ региона можно применить *интерполяцию*. Метод использует известный математический аппарат вычисления промежуточной точки по двум заданными крайним значениям интервала.

Для ЛБ региона имеются неполные ряды данных, но для нескольких последовательных лет. Для такого случая необходимо применение другого метода - *восстановления недостающих значений по косвенным данным*.

Применить этот метод можно несколькими способами, в зависимости от того, какие первичные косвенные данные доступны.

Первый подход - расчет по удельному потреблению топлив на душу населения.

Достоинство: 1) подход наиболее простой; 2) требует минимальных первичных данных: по численности населения в обоих регионах и объемах потребленного топлива в каждой отрасли (или суммарного) в промышленности.

Недостаток: обобщенные величины.

Результат: получение восстановленного ряда для ЛБ региона.

Реализация *первого подхода* осуществлена для промышленности в целом..

Восстановление значений для левобережного региона осуществлено по удельным выбросам CO₂-е на душу населения. Удельные выбросы рассчитаны, исходя из суммарных эмиссий CO₂-е по сектору 1A2 и численности населения Правобережья. Далее принято допущение, что такие же удельные эмиссии от 1A2 имеют место и в Левобережном регионе.

На рис.1 приведены восстановленные эмиссии для Левобережного региона и общие эмиссии от 1A2 (график 1), а также и долевое соотношение эмиссий по регионам (график 2).

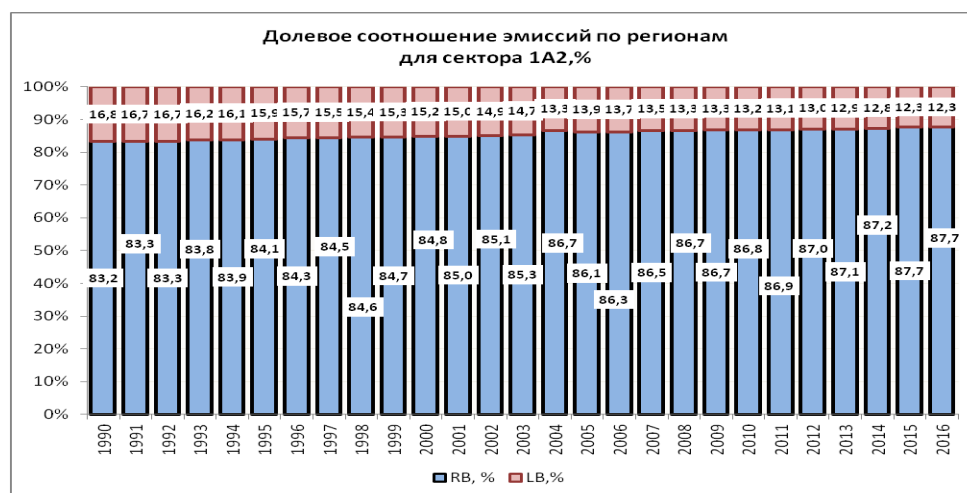
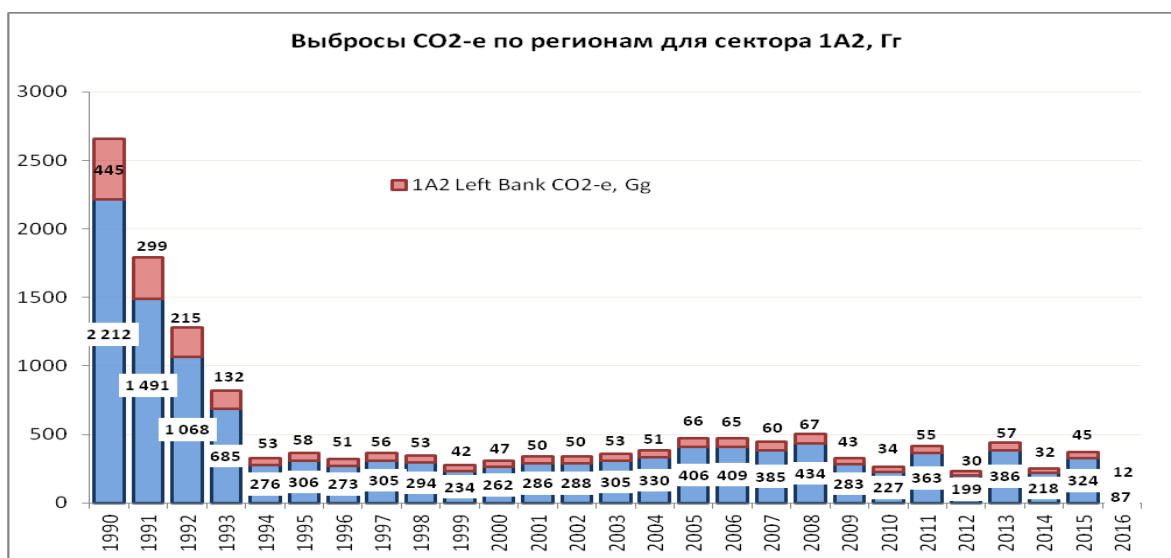


Рис. 1. Выбросы CO₂-е и долевое соотношение по регионам для сектора 1A2 Производственные отрасли и строительство

Значения выбросов по 1A2 для Левобережного региона, найденные с помощью первого подхода, составляют 12-13% в суммарных эмиссиях по сектору.

Второй подход – это распределение фактических данных по топливам для отраслей в тех же соотношениях, что и проценты распределения выпуска продукции по отраслям.

Достоинства: 1) основан на фактических объемах топлив, учтенных статистическими изданиями Левобережного региона; 2). Распределение топлив по отраслям выполняется по фактическому проценту распределению выпуска продукции по отраслям.

Недостаток: 1) неполный учет топлив в статистике ЛБ региона; 2) потребление топлива в реальности неодинаково в отраслях на единицу выпущенной продукции.

Результат: получение восстановленных рядов значений по отраслям промышленности, хотя и неполных из-за общего системного недоучета.

Расчеты по *второму подходу* проводятся по определенному алгоритму: 1) подготовка рядов данных по выпуску продукции в обоих регионах; 2) подготовка рядов данных по долевному вкладу каждой отрасли в суммарное промышленное производство; 3) распределение фактических значений топлив в тех же долях.

Реализация подхода осуществлена в цикле НИР 1990-2016 (в 2018 году). На основе распределенных топлив по описанному подходу вычислены эмиссии парниковых газов для

обоих регионов, рис.2 (на графике 1 показаны общие эмиссии по обоим регионам, на графике 2- долевое соотношение выбросов по регионам)

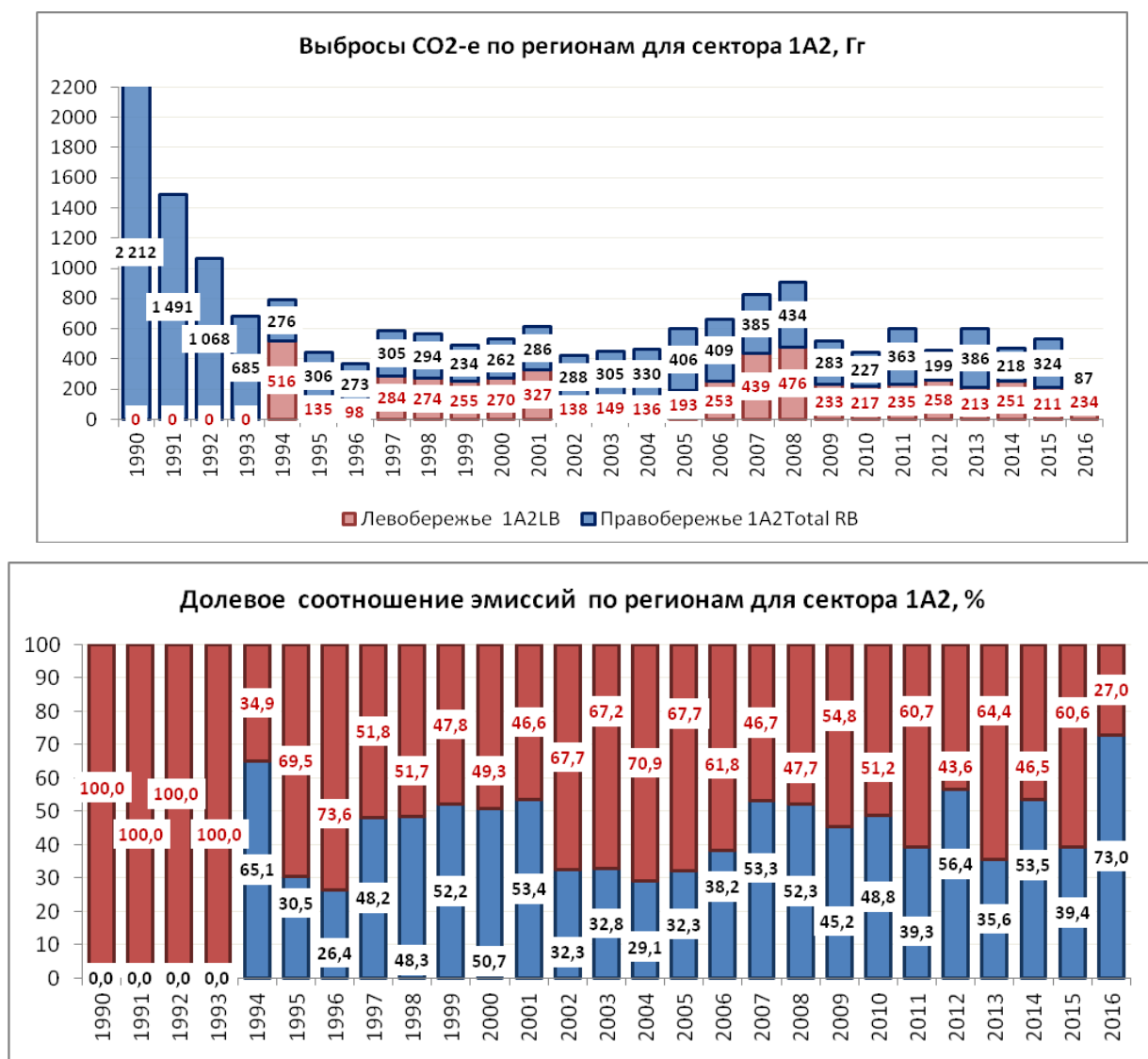


Рис. 2. Выбросы CO₂-е и долевое соотношение по регионам для сектора 1A2 Производственные отрасли и строительство

Доля эмиссий Левобережного региона является существенной. По сравнению с первым подходом, применение второго метода по фактическим (хотя и неполным данным), показывает значительно большие эмиссии. Первый подход расчета по удельным выбросам на душу населения занижает количества эмиссий.

Восстановленные значения приняты по второму подходу. Это улучшает общий учет эмиссий по промышленному сектору. Вместе с тем, этот метод решает проблему только частично, и обладает недостатками, которые описаны выше.

Некоторые особенности выполнения расчетов по 2 подходу, реализованному в НИР 1990-2016.

Данные по топливам ЛБ региона очень неоднородны. Данные по углю и мазуту имеются для периода 2008-2017. По сжиженному газу значения имеются для 2011-2017. Количества потребленных мазута, угля и сжиженного газа составляют крайне малые величины. Наибольшее потребление имеет природный газ, временной ряд которого заполнен за все годы. В структуре потребления для 2016 сжиженный газ составил 0,05%, а природный газ – 99,57%.

Потребление газа для промышленности в обоих регионах имеет сопоставимые значения, поэтому примененный подход, несмотря на недостатки, улучшает качество инвентаризации для данного сектора.

Заключение

В работе рассмотрены методы восстановления значений по топливам, которые использованы для сжигания в промышленном секторе, входящим в модуль «Энергетика», при оценке эмиссий парниковых газов. Метод интерполяции применен для восстановления значений потребленных топлив для 1991-1992, для которых отсутствует базовый источник информации - топливно-энергетический баланс.

Метод восстановления по косвенным данным применен для воссоздания рядов значений потребленных топлив для Левобережного региона страны. Выполнено сравнение полученных результатов по двум вариантам подходов для этого метода, определены расхождения и сделаны выводы о целесообразности применения второго варианта.

Первый вариант использует удельные выбросы CO₂-е на душу населения, а второй основан на распределении фактических количеств топлив по долевному вкладу отраслей в общий выпуск промышленной продукции региона.

Применение методов восстановления рекомендуется при расчетах эмиссий для охвата всех источников выбросов и является эффективной практикой.

Описанный практический опыт применения методов восстановления может быть полезен для исследователей других стран в аналогичных задачах, но также может быть использован и в других задачах энергетики и экологии.

Библиографический список

1. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК-2006, том 2, глава 2 «Стационарное сжигание топлива», 47 стр.
2. Топливо-энергетические балансы Республики Молдова, 1990-2017 г.г.
3. Статистические ежегодники Республики Молдова, 1990-2017 г.г.
4. Статистический ежегодник Приднестровский Молдавской Республики, 1995-2017 г.г.
5. ..National Inventory Report: 1990-2016. Greenhouse Gas Sources and Sinks in the Republic of Moldova. Submission to the United Nations Framework Convention on Climate Change / aut.: Marius Taranu, Elena Bicova [et al.]; coord.:Valentina Tapis [et al.]; project team: Vasile Sorpan, Aliona Solomon; Min. of Agriculture, Regional Development and Environment (MARDE), United Nations Environment Programme (UNEP). – Chişinău. Tipogr. «Bons Offices». - 676 с. ISBN 978-9975-87-447-2. www.clima.md

Bibliographic list

1. Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories IPCC-2006, Volume 2: Energy, Chapter 2: Stationary Combustion, - p.47.
2. Energy Balances of the Republic of Moldova, 1990-2017.
3. Statistical Yearbooks of the Republic of Moldova, 1990-2017.
4. Statistical Yearbooks of the PMR, 1995-2017.
5. ..National Inventory Report: 1990-2016. Greenhouse Gas Sources and Sinks in the Republic of Moldova. Submission to the United Nations Framework Convention on Climate Change / aut.: Marius Taranu, Elena Bicova [et al.]; coord.:Valentina Tapis [et al.]; project team: Vasile Sorpan, Aliona Solomon; Min. of Agriculture, Regional Development and Environment (MARDE), United Nations Environment Programme (UNEP). – Chişinău. Tipogr. «Bons Offices». - 676 с. ISBN 978-9975-87-447-2. www.clima.md



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 338.516:621.316

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЫНОК МОЛДОВЫ: СТРУКТУРА, ТАРИФЫ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ

Гутюм Т.Г., Национальный Институт Экономических Исследований, Молдова,
научный сотрудник, gutium.tatiana1@gmail.com

Аннотация: в докладе представлен анализ молдавского энергетического рынка и предложения по снижению тарифа на электроэнергию, внедрение которых приведёт к повышению конкурентоспособности.

Ключевые слова: энергетический рынок, тариф на электроэнергию, естественная монополия, ценообразование, экономия от масштаба, конкурентоспособность товаров.

MOLDOVA'S ENERGY MARKET: STRUCTURE, TARIFFS AND THEIR IMPACT ON COMPETITIVENESS

Gutium T.G., scientific researcher, National Institute for Economic Research, gutium.tatiana1@gmail.com

Abstract: the report presents an analysis of the Moldovan energy market and proposals for reducing the tariff for electricity, the introduction of which will lead to an increase in competitiveness.

Keywords: energy market, electricity tariff, natural monopoly, pricing, economies of scale, competitiveness of goods.

Молдавская экономика является открытой, степень открытости растёт из года в год, поэтому производителям важно, чтобы экспортируемые товары были более конкурентоспособны и по цене, и по качеству. Тариф на электроэнергию, являясь составной частью себестоимости, влияет на конкурентоспособность товаров. Естественно, является не единственным основополагающим фактором, а одним из множества факторов влияния на конкурентоспособность.

Основными торговыми партнёрами Республики Молдова являются Румыния, Российская Федерация, Украина, Италия и Германия. До подписания Соглашения об Ассоциации с Европейским Союзом (ЕС), более четверти экспорта было направлено на российский рынок (26 % всего экспорта в 2013 г.), а в 2014-2018 гг. лидирует как в структуре экспорта, так и в структуре импорта – Румыния. Сальдо торгового баланса с этой страной – отрицательное.

Сравнительный анализ тарифов на электроэнергию показал, что в Молдове тариф выше, чем в соседних странах, хотя по уровню экономического развития отстаёт от всех своих основных партнёров. По версии Всемирного экономического форума, стадии экономического развития можно разделить на три основных и два переходных. Молдова находится на первой стадии развития, являясь экономикой движимой факторами производства, но потребляя сравнительно более дорогие энергетические ресурсы (в сравнении с главными партнёрами), вынуждена поставлять на внешний рынок примитивные товары и неэнергоёмкие товары.

Украинская экономика находится на переходной стадии экономического развития (с 1 стадии на 2 стадию), т.е. выше, чем молдавская. В тоже время, тариф на электроэнергию для предприятий – ниже, составив в первом полугодии 2018 года, по данным Евростата, 0,0595 евро кВт/ч. Тариф, установленный Национальным Агентством по Регулированию в Энерге-

тике (НАРЭ) для молдавских экономических агентов, в 1,5 раз выше украинского, даже после пятиэтапного повышения тарифа в Украине.

Экономика Российской Федерации находится на второй стадии развития, так как основной движущей силой экономического роста является эффективность использованных ресурсов, а тариф хоть и отличается от региона к региону, всё же намного ниже, чем в Молдове.

Румыния является страной Евросоюза и находится на переходном этапе своего экономического развития, стремится достичь третью стадию и присоединиться к группе стран движимых инновациями. Цена на электроэнергию для румынских предприятий ниже, чем в Молдове (рис. 1). Сравнительный анализ тарифов среди стран Европейского Союза показал, что в данной стране не самый низкий тариф. В первом полугодии 2018 года, более низкие тарифы были зарегистрированы в Финляндии и Нидерландах (0,0611 евро кВт·ч), в Польше (0,0671 евро кВт·ч), в Швеции (0,0679 евро кВт·ч), в Словении (0,0689 евро кВт·ч), в Литве (0,0701 евро кВт·ч), в Австрии (0,0704 евро кВт·ч) [1].

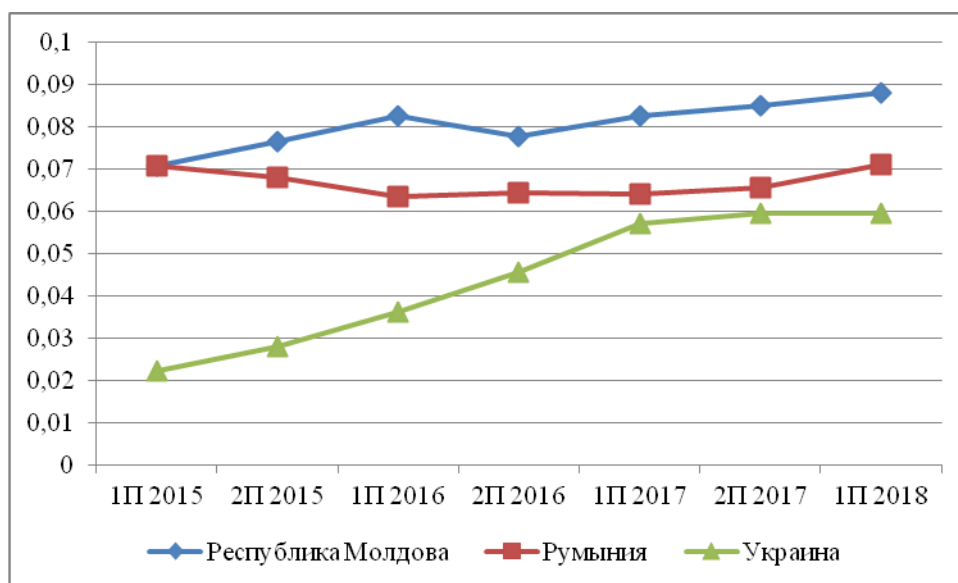


Рис. 1. Динамика тарифов на электроэнергию для предприятий по полугодиям, евро кВт·ч

Данные представленные на рисунке 1, лишний раз доказывают, что цены на электроэнергию для молдавских предприятий выше, чем в соседних странах. Сложившаяся ситуация никак не способствует повышению конкурентоспособности товаров. Завышенные цены на электроэнергию не выгодны ни отечественным производителям, ни тем более домашним хозяйствам, так как это приводит к увеличению затрат на потребляемое электричество, и к увеличению цен на приобретаемые товары.

Другими двумя партнёрами среди стран Евросоюза являются Италия и Германия. В эти страны не экспортируются товары, страна производитель которых Молдова, на самом деле экспортируется продукция, произведенная из давальческого сырья этих стран, т.е. только услуги. Согласно данным Национального Бюро Статистики Республики Молдова, реэкспорт иностранных товаров составил 31,6% от общего объема экспорта в 2018 году, в том числе 23,3% составил удельный вес иностранных товаров, реэкспортированных после их переработки, а 8,3% – классический реэкспорт [2].

Цена на энергоносители должна быть установлена на уровне, который был бы одновременно выгоден производителям (поставщикам) и потребителям. В случае производителей, установленный тариф должен обеспечить рациональную норму прибыли, развитие энергетического сектора, а в случае потребителей (промышленных предприятий), не должен су-

щественно снижать конкурентоспособность отечественных товаров по цене, не тормозить развитие реального сектора.

С целью выявления причины установления сравнительно высокого тарифа на территории Молдовы, проанализируем структуру энергетического рынка, и составляющие цены на электрическую энергию (рис. 2).

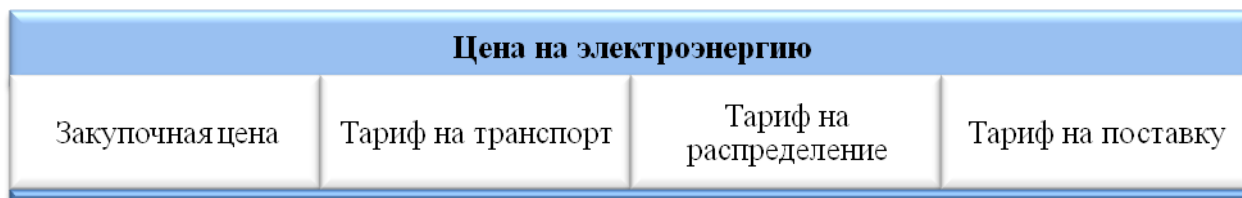


Рис.2. Составляющие цены на электроэнергию в Республики Молдова

Согласно рисунку 2, цена помимо затрат на закупку, содержит три вида тарифов за оказанные услуги. В свою очередь, каждый тариф состоит из средних общих издержках и регулируемой прибыли, приходящейся в среднем на 1 кВт·ч. Таким образом, конечный потребитель оплачивает дополнительно трёхкратную прибыль, так как вынужден платить трём компаниям, хотя мог бы платить напрямую производителю, или в крайнем случае, между производителем и потребителем могла бы находиться только одна компания, а не три (рис. 3).



Рис. 3. Структура рынка электрической энергии Республики Молдова

Регулируемая прибыль рассчитывается, исходя из уровня рентабельности. При расчёте рентабельности собственного капитала используется ставка рентабельности, состоящая из «индексированной ставки свободных от риска государственных казначейских ценных бумаг США, со сроком погашения более 10 лет, согласно статистическим данным, опубликованным BLOOMBERG, и ставки риска, характерной для Республики Молдова» [3], т.е. в расчёт берётся сумма двух ставок, а не одна ставка рентабельности.

Структура рынка, представленная на рисунке 3, наглядно доказывает какую стратегическую ошибку, совершила Молдавское государство, продав сети испанской компании, и раздробив сети по операторам, что привело к существенному повышению цены на электроэнергию, а вот крупные инвестиции в данную отрасль не были привлечены.

Самые крупные отечественные производители, расположенные на правом берегу, следующие:

- Акционерное Общество (АО) «Термоэлектрика»,
- АО «СЕТ-Nord»,
- Государственное предприятие «Костештская Гидроэлектростанция».

АО «Термоэлектрика» параллельно с подогревом воды производит электроэнергию. В данном случае себестоимость очень низкая, а Коэффициент Полезного Действия (КПД) очень высокий. Государственное предприятие «Костештская ГЭС» является гидроаккумулирующей подстанцией.

Молдавская ГРЭС находится на балансе Приднестровья, себестоимость поставляемой электроэнергии сравнительно дешёвая, проблемы возникают только при установлении контрактной цены. В структуре общего объема закупленной электроэнергии для нужд Республики Молдова, самая большая доля приходится именно Молдавской ГРЭС (рис. 4).

По данным НАРЭ, в 2017 году, импортировано и поставлено от Молдавской ГРЭС 82% от общего количества электроэнергии [4], т.е. на правом берегу произведено всего лишь 18%, зато намного больше компаний оказывают промежуточные услуги, что экономически нецелесообразно.

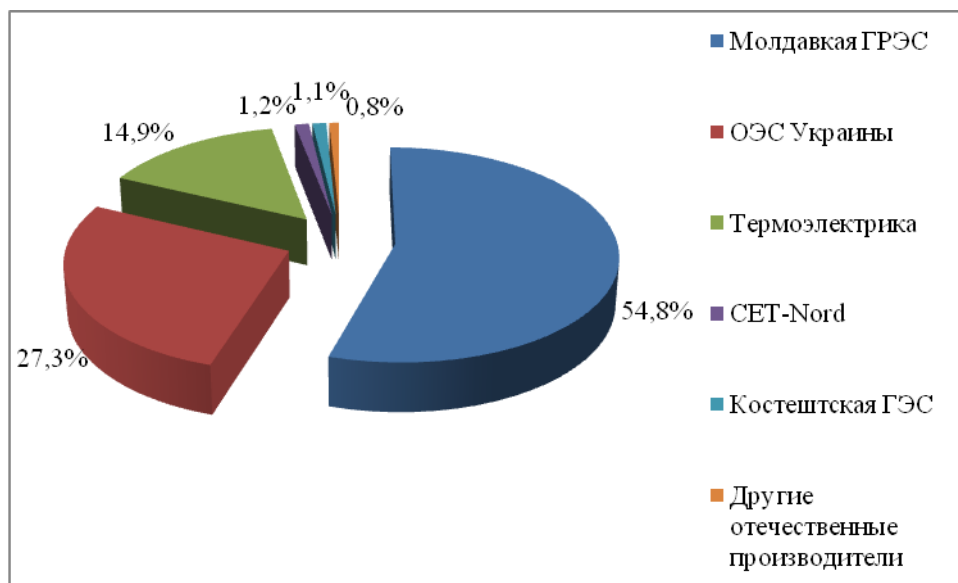


Рис. 4. Доля производителей электроэнергии и импорта в общем объеме электроэнергии, в 2017 году, %

Сегментация рынка и привлечение различных операторов создало среду для мошеннических схем, для картельного сговора, и контролирующим органам сложно проследить за ценообразованием. Согласно микроэкономической теории, такого рода сегментация создаёт условия фирмам присвоить излишек потребителя.

Рынок электроэнергии относится к естественной монополии. Чтобы достичь наименьших затрат на 1 кВт·ч, необходимо добиться экономии от масштаба, поэтому предлагаем следующую структуры рынка (рис. 5).



Рис. 5. Рациональная структура рынка электрической энергии для Республики Молдова

Данная структура рынка позволит повысить эффективность не только энергетического сектора, но и промышленности, так как приведёт к существенному снижению затрат, и цены, что в свою очередь повлияет на конкурентоспособность отечественной продукции.

Государство должно обеспечить повышение инвестиционного процесса в энергетический сектор, для этого оно должно предоставить инвесторам налоговые льготы.

Библиографический список

1. Цены на электроэнергию для предприятий (начиная с 2007 года). URL: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_205&lang=en
2. Внешнеторговая деятельность Республики Молдова в 2018 году. URL: <http://www.statistica.md/newsview.php?l=ro&idc=168&id=6256>
3. Постановление НАРЭ № 497 от 20.12.2012 об утверждении методологий расчета, утверждения и пересмотра тарифов для услуг по распределению электроэнергии и для регулируемых тарифов на поставку электроэнергии. URL: <http://lex.justice.md/index.php?action=view&view=doc&lang=2&id=346915>
4. Отчет о деятельности Национального агентства по регулированию энергетики за 2017 год. URL: <http://www.anre.md/files/raport/Raport%20annual%20de%20activitate%20a%20ANRE%20in%20anul%202017.pdf>

Bibliographic list

1. Electricity prices for non-household consumers (from 2007 onwards). URL: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_205&lang=en
2. External trade activity of the Republic of Moldova in 2018. URL: <http://www.statistica.md/newsview.php?l=ro&idc=168&id=6256>
3. ANRE Resolution No. 497 of December 20, 2012 on the Approval of Methodologies for Calculating, Approving and Revising Tariffs for Electricity Distribution Services and Regulated Tariffs for Electricity Supply. URL: <http://lex.justice.md/index.php?action=view&view=doc&lang=2&id=346915>
4. Report on the activity of the National Agency for Energy Regulation in 2017. URL: <http://www.anre.md/files/raport/Raport%20annual%20de%20activitate%20a%20ANRE%20in%20anul%202017.pdf>



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 658.5.012.2

АНАЛИЗ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ АКТИВАМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Казакул А.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
кандидат технических наук, 0311343@mail.ru

Ивлев Е.А., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»,
студент, evgeniyivlev97@mail.ru

Аннотация: в данной статье приведен обзор систем управления производственными активами энергетических предприятий и критерии их сравнения. Представлены основные экономические эффекты внедрения систем.

Ключевые слова: системы, производственные активы, оборудование, техническое обслуживание, ремонт, предприятие, затраты, экономический эффект.

ANALYSIS OF MANAGEMENT SYSTEMS OF PRODUCTION ASSETS OF ENERGY ENTERPRISES

Kazakul A.A., FGBOU VO «Amur State University», assistant professor, candidate of technical sciences, 0311343@mail.ru

Ivlev E.A., FGBOU VO «Amur State University», student, evgeniyivlev97@mail.ru

Abstract: this article provides an overview of the production asset management systems of power engineering enterprises and the criteria for their comparison. The main economic effects of system implementation are presented.

Keywords: systems, production assets, equipment, maintenance, repair, enterprise, costs, economic effect.

Производственное оборудование является наиболее дорогостоящей частью основных фондов всех энергетических предприятий. В процессе эксплуатации оборудование подвергается физическому и моральному износу и требует постоянного технического обслуживания и ремонта. Работоспособность технологического оборудования является основной функцией ремонтного хозяйства в производственной инфраструктуре предприятия. В настоящее время отечественные энергетические предприятия имеют значительную долю устаревшего оборудования. Согласно решения Комитета Государственной Думы по энергетике от 16 января 2018 года №3.25-5/52 «Текущее состояние и перспективы развития электросетевого комплекса России. Основные проблемы и пути их преодоления» [1] в результате проведения реформы электроэнергетики электросетевой комплекс Российской Федерации в настоящее время находится в достаточно сложном состоянии. Износ объектов сетевой инфраструктуры, по данным ПАО «Россети», достигает 60-65% и, по экспертным оценкам, к 2025 году составит около 70%, что может привести к деградации единой электросетевой инфраструктуры Российской Федерации. Средства, затрачиваемые на техническое обслуживание и выполнение планово-предупредительных ремонтов оборудования за время его эксплуатации, превышают стоимость нового оборудования в несколько раз.

Все капиталоемкие предприятия, значительная часть расходов которых связана с поддержанием большого объема сложного, постоянно нуждающегося в эксплуатационном обслуживании комплекса оборудования, техники, зданий, сооружений, сталкиваются с задачей оптимизации затрат на оборудование, при обеспечении необходимого уровня надежности. Одним из вариантов решения является переход от планово-предупредительных ремонтов к ремонтам по техническому состоянию. Для решения этой задачи используются системы управления производственными активами (СУПА).

Управление производственными активами — систематическая и скоординированная деятельность, по управлению режимами, рисками и расходами на активы, направленная на достижение целей организации по надежности, безопасности и экономической эффективности [2].

Цель настоящей работы - анализ систем управления производственными активами, применяемых в электроэнергетических компаниях Российской Федерации.

Для достижения поставленной цели в работе поставлены и решены следующие задачи:

- анализ повышения эффективности предприятия после внедрения СУПА;
- характеристика задач СУПА;
- сравнения популярных СУПА, используемых в Российской Федерации.

Основные задачи управления производственными активами:

- обеспечение баланса между затратами на оборудование и рисками его отказа;
- снижение стоимости владения активами;
- повышение отдачи от инвестиций в оборудование;
- сокращение потерь и затрат на аварийное восстановление;
- сокращение управленческих затрат на принятие решений.

Результат внедрения систем управления активами — формирование сбалансированных планов ремонтов, замен, модернизации и технического обслуживания оборудования.

Наиболее ответственным блоком в системе управления активами является система управления техническим обслуживанием и ремонтом технологического оборудования (ТО-иР).

Оценить экономическую эффективность от внедрения СУПА возможно, но для этого необходимо знать структуру предприятия, располагать информацией о количестве оборудования, его состоянии, а также других факторах, но по данным консалтинговой группы А.Т. Kearney [3], наиболее вероятные эффекты от внедрения СУПА показаны в таблице 1.

Таблица 1 - Экономический эффект от введения системы управления производственными активами предприятия

Название	Эффект, %
Повышение производительности работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования	29
Повышение коэффициента готовности	17
Сокращение складских запасов	21
Уменьшение случаев нехватки запасов	29
Увеличение доли плановых ремонтов	78
Сокращение аварийных работ	31
Сокращение сверхурочных работ	22
Повышение безопасности	20-50
Уменьшение капитальных затрат (замен)	50-90
Сокращение затрат на эксплуатацию	10-40
Сокращение неплановых простоев оборудования	30-40

ЭНЕРГЕТИКА: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов

В качестве примера выполнена оценка эффективности применения СУПА на основании данных, приведённых в таблице 1, и открытых данных по АО «ДРСК». Согласно годовому отчету АО «ДРСК» [4] затраты на программу ТОиР в 2017 году составили 2244 млн. рублей. При использовании СУПА затраты на эксплуатацию оборудования сокращаются на 10%, что позволит сэкономить 224,4 млн. рублей в год.

В рамках данной статьи рассмотрено 6 программных комплексов для управления производственными активами предприятия.

В таблице 2 представлена краткая информация по каждому из перечисленных программных комплексов.

Таблица 2 - Информация по представленным программным комплексам

Название/Разработчик	Особенности
Галактика ЕАМ/ Корпорация «Галактика»[5]	Система управляет производственными активами, планирует ТОиР по наработке и состоянию, следит за затратами на их содержание, рисками потерь от отказов оборудования. Внедрение системы ТОиР снижает стоимость владения активами, своевременно обновляет информацию о техническом состоянии оборудования и сокращает затраты на аварийное восстановление активов. ЕАМ помогает определить, как оптимально провести ремонт, чтобы обеспечить надежность оборудования. Является продуктом отечественного разработчика.
Программный комплекс TRIM/ НПП «СпецТек»[6]	Имеется специфический функционал для решения и информационного обеспечения задач сервисного обслуживания техники, управления сроками службы и списанием, управления отказами, оптимизации структуры и численности парка, поддержки территориально распределенной инфраструктуры ТОиР и т.д. Решение тактических задач — обеспечение поддержания технической готовности определенного вида оборудования, с реализацией учетных функций (работы, затраты, запчасти).
Бест: Система управления производственными активами/ Группа компаний «Бест»[7]	Ведение нормативно-справочной информации, паспортизация оборудования и структуры энергетической сети предприятия, ведение параметров оборудования, учет дефектов, расчет показателя состояния оборудования, многолетнее и годовое планирование мероприятий ТОиР, выполнение технического обслуживания и ремонтов оборудования, регистрация гарантийных обязательств подрядчика, техническое освидетельствование и диагностика оборудования, формирование многолетних и годовых планов проведения технического освидетельствования и диагностики оборудования. Данный программный комплекс также является продуктом отечественного разработчика.
Программное обеспечение Meridium APM/ Maintex Omega Alliance group[8]	Определение критически важного оборудования путем оценки рисков в отношении безопасности, производства и охраны окружающей среды. Измерение эффективности оборудования с помощью усовершенствованных технологий анализа и моделирования, которые используют данные о производительности, полученные из системы управления техническим обслуживанием и ремонтом оборудования (ЕАМ), систем контроля состояния оборудования и

Название/Разработчик	Особенности
	АСУТП. Разработка и внедрение оптимальных планов технического обслуживания и стратегий эксплуатации оборудования, снижающих риск отказов.
IBM® Maximo Asset Management/ IBM®[9]	Управление тем, какие пользователи могут входить в систему, и какие сайты, программы и опции меню доступны каждому пользователю. Перенос конфигурации и настройки продукта из среды разработки в тестовую среду, а затем в производственную среду. Менеджер перенастройки облегчает управление обеспечением соответствия регулирующим требованиям. Интеграция Maximo Asset Management с внешними финансовыми программами, чтобы использовать их для доступа и отслеживания данных и транзакций Maximo Asset Management. Разработка и реализация техпроцессов для автоматизации бизнес-процессов и процессов управления.
ИС: Предприятие/ИС: Предприятие 8[10]	Решения на платформе ИС позволяют управлять получением, хранением и обработкой информации об активах предприятия, например, с точки зрения обслуживания активов и определения потребностей в их ремонтах. Для управления ремонтами в ИС используется конфигурация «ТОиР Управление ремонтами и обслуживанием оборудования». Подсистема позволяет вести справочник объектов ремонта, классифицировать их по признакам общности состава паспортных характеристик, показателей наработки, видов ремонта, режимов эксплуатации. В процессе эксплуатации объектов ремонта в систему вводятся данные о наработках и обнаруженных дефектах. Регистрация дефектов в журнале позволяет производить анализ и организовывать проведение плановых и внеплановых ремонтных мероприятий. Функционал подсистемы позволяет формировать график ремонтно-профилактической деятельности, который учитывает как зарегистрированные дефекты, наработки, правила, так и непрогнозируемые внешние обстоятельства (внесистемные распоряжения).

Сравним указанные программные комплексы исходя из следующих критериев, предложенных в [11]:

1) Количество внедрений — число предприятий, на которых был внедрен данный программный комплекс.

2) Технологическое совершенство – набор возможностей, которыми обладает программный комплекс, а также методы управления требованиями при ее внедрении. Управление требованиями - методика установления «взаимопонимания» между пользователями и проектными спецификациями, основанными на их требованиях. Предполагает: фиксацию, документирование, включение в реализацию, отображение.

3) Необходимость сопровождения - критерий, характеризующий взаимодействие поставщика и пользователя на этапах эксплуатации и развития системы.

4) Независимость от поставщика – характеризует возможность использования ИС без проведения обучающих семинаров и обучающих программ.

5) Срок внедрения - продолжительность жизненного цикла проекта внедрения. В нашем случае рассматривается для крупных предприятий.

6) Расчет индекса технического состояния – способность программного комплекса рассчитывать ИТС в соответствии с нормативными документами, определяющими методологию расчета данного показателя.

7) Дистанционное измерение параметров – способность системы использовать различные устройства и датчики для получения различной информации о состоянии оборудования.

Сравнение по заданным критериям представлено в таблице 3.

Таблица 3 - Сравнение функциональных возможностей программных комплексов различных производителей

Название СУПА	Выполняемые задачи						
	Количество внедрений	Технологическое совершенство	Необходимость сопровождения	Независимость от поставщика	Срок внедрения продукта, мес.	Расчет индекса технического состояния	Дистанционное измерение параметров
«Галактика ЕАМ»	6500+	+	-	-	36	+	-
Программный комплекс «TRIM»	400+	+	-	-	12-18	+	-
Программное обеспечение «Meridium АРМ»	500+	+	-	-	18-24	+	+
IBM® «Maximo Asset Management»	500+	+	-	-	24-30	+	+
«Бест. Система управления производственными активами»	10000+	+	-	+	18-24	+	-
Программный комплекс «1С: Предприятие»	23119	+	-	+	3-12	+	-

На основании сравнения по критериям, наиболее доступными для отечественного комплекса электроэнергетики можно считать программные комплексы «1С: Предприятие» и «Бест: Система управления производственными активами» как наиболее приемлемые по цене и обладающие достаточным функциональным потенциалом. Так же эти программные комплексы являются продуктом отечественного производителя, что и объясняет их приемлемую цену и удобство использования.

Библиографический список

1. Решение Комитета Государственной Думы по энергетике от 16 января 2018 года №3.25-5/52 «Текущее состояние и перспективы развития электросетевого комплекса России. Основные проблемы и пути их преодоления».

2. Внедрение системы управления производственными активами в электросетевой компании [Электронный ресурс]. URL: <https://www.astrosoft.ru/articles/1c/vnedrenie-sistemy-upravleniya> (дата обращения: 17.02.2019).

3. Управление производственными активами — Группа «Борлас» [Электронный ресурс]. URL: <https://borlas.ru/eam.html> (дата обращения: 17.02.2019).

4. Годовой отчет за 2017 год. Акционерное общество «Дальневосточная распределительная сетевая компания» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.drsk.ru/source/content/2018/07/3742.pdf> (дата обращения: 23.02.2019).
5. Системы управления производственными активами «Галактика» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.galaktika.ru/eam/> (дата обращения: 19.02.2019).
6. Общие сведения о системе TRIM [Электронный ресурс]. URL: <http://trim.ru/razrabotka-po/obshchie-svedeniya-o-sisteme> (дата обращения: 17.02.2019).
7. Бест: Система управления производственными активами [Электронный ресурс]. URL: <http://astra-best.ru/catalog/212/> (дата обращения: 17.02.2019).
8. Обзор решения Meridium APM [Электронный ресурс]. URL: <http://maintex.ru/upload/iblock> (дата обращения: 17.02.2019).
9. Maximo. Качественно новый уровень информированности о состоянии важных для бизнеса активах. IBM Maximo. Управление активами [Электронный ресурс]. URL: <https://docplayer.ru/30267691-Maximo-kachestvenno-novyy-uroven-informirovannosti> (дата обращения: 19.02.2019).
10. 1С. Предприятие 8 [Электронный ресурс]. URL: <http://v8.1c.ru/> (дата обращения: 17.02.2019).
11. Ахтулов, А.Л. Слободин, В.В. Система управления ресурсами предприятия с использованием информационных технологий. // Журнал «Омский научный вестник», №2 (31) 2006 г.

Bibliographic list

1. Decision of the State Duma Committee on Energy dated January 16, 2018 No. 3.25-5 / 52 –The current state and prospects for the development of the electric grid complex of Russia. The main problems and ways to overcome them.
2. The implementation of a production asset management system in an electric grid company [Electronic resource]. URL: <https://www.astrosoft.ru/articles/1c/vnedrenie-sistemy-upravleniya> (appeal date: 17.02.2019).
3. Production Asset Management - Borlas Group [Electronic Resource]. URL: <https://borlas.ru/eam.html> (accessed: February 17, 2019).
4. Annual report for 2017. Joint-Stock Company "DRSK" [Electronic resource]. URL: <http://www.drsk.ru/source/content/2018/07/3742.pdf> (access date: 23.02.2019).
5. Industrial asset management systems "Galaktika" [Electronic resource]. URL: <https://www.galaktika.ru/eam/> (appeal date: 02/19/2019).
6. General information about the system TRIM [Electronic resource]. URL: <http://trim.ru/razrabotka-po/obshchie-svedeniya-o-sisteme> (access date: 17.02.2019).
7. Best: Production asset management system [Electronic resource]. URL: <http://astra-best.ru/catalog/212/> (access date: 17.02.2019).
8. Review solution Meridium AWP [Electronic resource]. URL: <http://maintex.ru/upload/iblock> (access date: February 17, 2019).
9. Maximo Qualitatively new level of awareness of the status of important business assets. IBM Maximo. Asset Management [Electronic resource]. URL: <https://docplayer.ru/30267691-Maximo-kachestvenno-novyy-uroven-informirovannosti> (appeal date: 02/19/2019).
10. 1С. Enterprise 8 [Electronic resource]. URL: <http://v8.1c.ru/> (appeal date: 02/17/2019).
11. Akhtulov, A.L. Slobodin, V.V. The system of enterprise resource management using information technology. // Journal "Omsk Scientific Herald", №2 (31) 2006.



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.3.013

МЕТОДИКА ИНЖЕНЕРНОГО РАСЧЁТА ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОПРОВОДНОГО СПИРАЛЬНОГО ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВАТЕЛЯ

Сафиуллин Р.А., Нефтекамский филиал Башкирского государственного университета,
кандидат физико-математических наук, доцент, safiullin.66@bk.ru

Янгиров И.Ф., Уфимский государственный авиационный технический университет,
доктор технических наук, доцент, yangirov@yandex.ru

Харисова Р. Р., Гарайшина А. У., Нефтекамский филиал Башкирского
государственного университета, студенты, savpon@mail.ru

Аннотация: в работе рассматривается новая конструкция спирального индукционного нагревателя газопроводов и заготовок в машиностроении, которая имеет относительно простую и надёжную конструкцию, технологична, имеет уменьшенные массо-габаритные показатели и благодаря своим улучшенным технико-экономическим показателям, найдет широкое применение в машиностроении и газовой промышленности. Построена его математическая модель с аналитическим решением, которое позволит производить инженерные расчёты с дальнейшей оптимизацией.

Ключевые слова: газопровод, газогидраты, индукционный нагреватель, электромеханические параметры.

METHODOLOGY OF ENGINEERING CALCULATION OF THE ELECTROMECHANICAL PARAMETERS OF THE GAS PIPELINE COILED INDUCTION HEATER

Safiullin R.A., Neftekamsk Branch of Bashkir State University,
PhD in Physico-mathematical sciences, Assistant Professor, safiullin.66@bk.ru

Yangirov I.F., Ufa state aviation technical University, Doctor of Technical Sciences,
Assistant Professor, yangirov@yandex.ru.

Kharisova R.R., Garayshina A. U. Neftekamsk branch of Bashkir state University, students,
savpon@mail.ru.

Abstract: the paper considers a new design of the spiral induction heater of gas pipelines and billets in mechanical engineering, which has a relatively simple and reliable design, is technologically advanced, has reduced weight and dimensions, and thanks to its improved technical and economic indicators, will be widely used in mechanical engineering and gas industry. Its mathematical model with the analytical decision which will allow to make engineering calculations with further optimization is constructed.

Keywords: gas pipeline; gas hydrates; induction heater; electromechanical parameters.

Газопроводная система Российской Федерации является одним из важнейших социально-экономических объектов для регионов. От того, насколько эффективно будет функционировать данная система, зависит благополучие населения многих территорий. Российская Федерация обладает самой протяжённой в мире единой системой газоснабжения – это промышленные объекты по добыче газа и газоконденсата, системы газопроводов, хранилищ и

газоперекачивающих станций. Эксплуатация данных систем осуществляется службами газового обслуживания и проводится согласно нормативным документам [1]. Одним из насущных проблем при обслуживании газопроводной системы остаётся безопасная эксплуатация и бесперебойная перекачка продуктового сырья по газопроводам, обеспечивающим требуемые реологические свойства вязких воздушных газовых сред. Наиболее совершенными и перспективными методами, применяемыми для этого являются электрофизические методы теплового воздействия на газопроводную систему. Библиографический обзор различных технологий увеличения газоотдачи пласта и её транспортировки на основе электротермических систем показывает, что использование индукционных энергосберегающих технологий является одним из самых перспективных [2].

Предупреждение образования газогидратов методом подогрева газа заключается в том, что при сохранении давления в газопроводе температура газа поддерживается выше равновесной температуры их образования. Подогрев газа осуществляется на станциях подогрева открытым огнём, паром или другим теплоносителем в теплообменниках различной конструкции. Общий или частичный подогрев природного газа на газораспределительных станциях (ГРС) осуществляется с помощью промышленных подогревателей. Данный способ является наиболее удобным, так как позволяет постоянно поддерживать необходимую температуру газа для полноценного функционирования технологических схем ГРС. Конструктивно подогреватели могут быть: с прямым (открытым огнем) и непрямым (с промежуточным теплоносителем) нагревом, и оснащены различными комплектами автоматики и вспомогательными устройствами. Большая часть ГРС была построена в период 60-х – начала 80-х годов, и на сегодняшний день оборудование этих ГРС, подогреватели газа в том числе, имеет большую степень износа, физически и морально устарело. 84% подогревателей имеют срок эксплуатации более 10 лет, 40% подогревателей эксплуатируются более 20 лет, 20% эксплуатируются более 30 лет. Ещё одной проблемой является то, что тепловая мощность выпускающихся Российскими предприятиями подогревателей превышает реальные потребности ГРС. В результате – 75% подогревателей работают с нагрузкой менее 50%, 51% с нагрузкой менее 30%, 15% с нагрузкой менее 10%.

Таким образом, систематизируя литературные данные, можно утверждать, что в настоящее время при добыче, перекачке и транспортировке газа для сохранения её реологических физических параметров имеются существенные проблемы [1-3]. Поэтому разработка других типов индуктивных нагревателей является на сегодняшний день актуальной задачей газовой промышленности в целом.

Целью работы является инженерный расчёт электромеханических параметров работы газопроводного индукционного спирального нагревателя (ГСИН) и влияния параметров его элементов на основные эксплуатационные характеристики при установленной технологии производства.

Упрощенное конструктивное расположение элементов ГСИН приведено на рис. 1, на рис. 2- расчётная геометрическая модель.

В данной работе мы предлагаем новую конструкцию линейного асинхронного индукционного нагревателя газопроводов на базе разработанной новой модели.

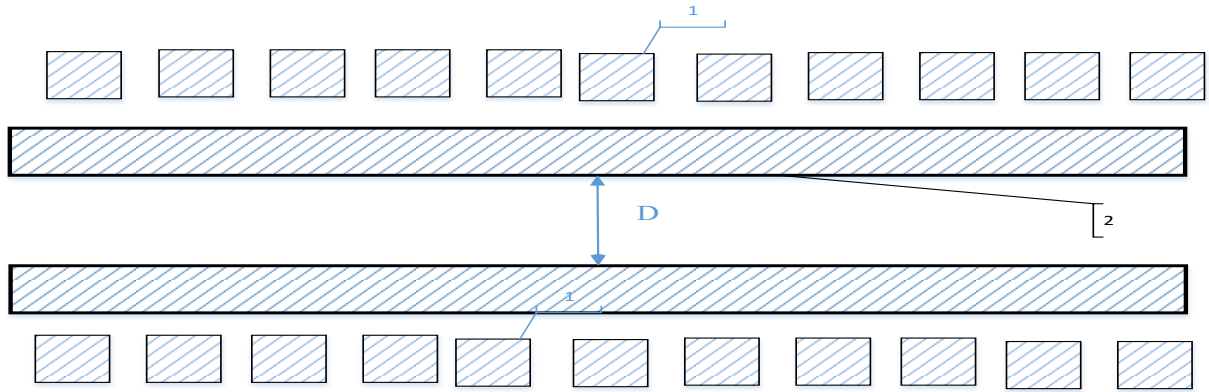


Рис. 1. Конструкционное расположение элементов ГСИН: 1-спиральный подвижный индуктор переменного тока; 2- газопровод; D – диаметр газопровода

Для описания электромеханических и тепловых характеристик данной установки используем уравнения Максвелла для электромагнитного поля и уравнение Фурье для теплового поля. Электромеханические характеристики ГСИН определяем из уравнений [3,4]:

$$\left\{ \begin{aligned} & \frac{\partial^2 u_w}{\partial r_w^2} + \frac{1}{r_w} \times \frac{\partial u_w}{\partial r_w} - \frac{1}{r_w^2} s_w = \rho \frac{1-\mu^2}{E} \times \frac{\partial^2 u_w}{\partial t^2}; \frac{\partial^2 u_w}{\partial t^2} + 2n\xi \times \frac{\partial u_w}{\partial t} + \omega_0^2 u_w = -2\pi A_{\text{ex}} \sin \omega t \times u_w(1) + \\ & + \left\{ \frac{i^2}{2} \left(\left[\frac{dL_{ow}}{dr_{ow}} + 2 \sum \sum \frac{dM_{ow,n}}{dr_{ow}} \right] + \left[\sum K_{Lw} + 2 \sum \sum K_{Mw,n} \right] + B_o il \right) \times u_w(1) \right. \\ & e_w = B_0 l_w \frac{\partial u_w}{\partial t} + \\ & + iR + \frac{di}{dr} \left(\sum L_{ow} + 2 \sum \sum M_{ow,n} \right) + \frac{di}{dt} \left(\sum K_{Lw} u_w + \sum \sum K_{Mw,n} u_w \right) + \\ & + i \left(\sum K_{Lw} \frac{du_w}{dt} + 2 \sum \sum K_{Mw,n} \frac{du_w}{dt} \right) \\ & u_w \Big|_{r_w=r_0} = 0; u_w \Big|_{r_w=R_0} = 1; \end{aligned} \right. \quad (1)$$

где, u_w - радиальное перемещение, w-го витка спирали; E -модуль упругости первого рода; μ - коэффициент Пуассона; $\eta\xi$ - коэффициенты трения и демпфирования; ω_0 - частоте собственных колебаний; ω - частоте вынужденных колебаний; r_w - радиус w-го витка; l_w длина участка витка; B_o - индукция магнитного поля; $u_w(1)$ - форма колебаний спирали; $e(t)$ - ЭДС источника напряжения; R - активное сопротивление пружины; i – ток контура- спирали; L_w -собственная индуктивность спиральной пружины и M_{wn} - взаимная индуктивность между витками спирали, K_{Lw} , K_{wn} - некоторые конструктивные постоянные.

В результате составления уравнения движения участка модели спирали с учетом действующих на него электродинамических сил, получена обобщенная математическая модель ГСИН в виде системы дифференциальных уравнений второго порядка в частных производных [3,4]

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial^2 u_w}{\partial r_w^2} + \frac{1}{r_w} \frac{\partial u_w}{\partial r_w} - \frac{1}{r_w^2} u_w = \rho \frac{1-\mu^2}{E} \cdot \frac{\partial^2 u_w}{\partial t^2}; \\ u_w \Big|_{r_w=r_0} = 0; \\ u_w \Big|_{r_w=r_0} = 1; \\ e(t) = iR + \frac{di}{dr} \left(\sum L_{ow} + 2 \sum \sum M_{ow,n} \right) + \frac{di}{dt} \left(\sum K_{Lw} u_w + \sum \sum K_{Mw,n} u_w \right) + \\ + i \left(\sum K_{Lw} \frac{du_w}{dt} + 2 \sum \sum K_{Mw,n} \frac{du_w}{dt} \right); \\ \ddot{X} + 2n\zeta \dot{x} + \omega_0^2 X = \left\{ \frac{i^2}{2} \left[\left[\frac{dL_{ow}}{dr_{ow}} + 2 \sum \sum \frac{dM_{ow,n}}{dr_{ow}} \right] + \left[\sum K_{Lw} + 2 \sum \sum K_{Mw,n} \right] \right] + B_o i l \right\} u_w. \end{array} \right. \quad (2)$$

Решением системы уравнений (2) получено общее выражение для расчета характеристики спирального ГСИН

$$F_{\Sigma} = \frac{\omega^2}{\omega_0^2} \sum u_w(1) \left\{ \frac{4I_m^2 \left[\left(\sum \frac{dL_{ow}}{dr_{ow}} + 2 \sum \sum \frac{dM_{ow,n}}{dr_{ow}} \right) + \left(\sum K_{Lw} + 2 \sum \sum K_{Mw,n} \right) \right]}{\sqrt{(1-4q^2)^2 + 16D^2q^2}} \cos(2\omega t + \varphi_3) - \frac{I_m B_o \ell}{\sqrt{(1-q^2)^2 + 4D^2q^2}} \sin(\omega t + \varphi_3), \right. \quad (3)$$

где q – относительная частота; D - степень успокоения.

Установлено, что электродинамические усилия, возникающие между магнитосвязанными витками на несколько порядков меньше усилий от взаимодействия синусоидального тока с магнитным полем постоянных магнитов. Поэтому, механическая характеристика ГСИН определяется выражением, определяющим тепловые характеристики спирального нагревателя

$$F_{\Sigma} = \frac{\sqrt{2}}{2} I_m \ell B_o \frac{\omega^2}{\omega_0^2} \frac{u_w(1)}{\sqrt{(1-q^2)^2 + 4D^2q^2}}, \quad (4)$$

где $u_w(1)$ - коэффициент формы приведения [5].

Функция приведения формы спирали имеет вид [3-6]

$$u_w(\gamma) = \frac{\sum_{w=1}^N \gamma_w [J_1(\ell_0 \gamma_w) + AN_1(\ell_0 \gamma_w)]}{J_1(\ell_0 \frac{R_0}{R_1}) + AN_1(\ell_0 \frac{R_0}{R_1})} = \sum_{w=1}^N \gamma_w u_{\omega}(1), \quad (5)$$

где, $\gamma_w = r_w / R_1$ – относительный радиус; R_1 и R_0 радиус 1-го и последнего витков соответственно; $\ell_0 = \omega_o \sqrt{\rho / E_{np}} R_1$ - некоторый витковый коэффициент; $J_1(\ell_0 \gamma_w), N_1(\ell_0 \gamma_w)$ - функции

Бесселя первого и второго родов; $A = -J_1(\omega_o \sqrt{\rho/E_{np}} r_o / R_1) / N_1(\omega_o \sqrt{\rho/E_{np}} R_o / R_1)$ – некоторая постоянная.

В случае, когда аргумент функции Бесселя бесконечно малая величина, характеристика нагревателя рассчитывается исходя из соотношения

$$F = \frac{\sqrt{2}}{2} I_m L B_0 \frac{R_1 R_0}{R_0^2 - \gamma_0^2 R_1^2} \sum_{w=1}^N \frac{\gamma_w^2 - \gamma_0^2}{\gamma_w} \frac{q^2}{\sqrt{(1-q^2)^2 + 4D^2 q^2}} \quad (6)$$

В случае двухвитковой спиральной машины, когда аргумент функции Бесселя бесконечно большая величина, выражение имеет вид [3,4], как сила Ампера в классической форме

$$F = \frac{\sqrt{2}}{2} I_m \ell B_0 \frac{q^2}{\sqrt{(1-q^2)^2 + 4D^2 q^2}} \quad (7)$$

Далее решается система уравнений (2). Рассматривается случай, когда электропроводящая спиральная пружина подключена к синусоидальному источнику тока $i = I_m \sin \omega t$, что упрощает поставленную задачу и делает более наглядными выкладки. Тогда уравнение колебания точки приведения системы будет иметь вид

$$\ddot{x} + 2n\zeta\dot{x} + \omega_0^2 x = \sum s_w(1) \left\{ \frac{I_m^2}{2} \left[\left(\sum \frac{dL_{ow}}{dr_{ow}} + 2 \sum \sum \frac{dM_{ow}}{dr_{ow}} \right) + \left(\sum K_{Lw} + 2 \sum \sum K_{Mw,n} \right) \right] \sin^2 \omega t + B_0 I_m l \sin \omega t \right\}, \quad (8)$$

или пользуясь формулой двойного аргумента для тригонометрических функции и подставляя (4), (5) в (3) в соответствии (9) определим общую формулу для расчета тепловой характеристики спирального нагревателя

$$F_\Sigma = \frac{\omega^2}{\omega_0^2} \sum s_w(1) \left\{ \frac{4I_m^2}{\sqrt{(1-4q^2) + 16D^2 q^2}} \left[\left(\sum \frac{dl_{ow}}{dr_{ow}} + 2 \sum \sum \frac{dM_{ow}}{dr_{ow}} \right) + \left(\sum K_{Lw} + 2 \sum \sum K_{Mw,n} \right) \right] \cos(2\omega t + \varphi_3) - \frac{I_m B_0 l}{\sqrt{(1-q^2)^2 + 4D^2 q^2}} \sin(\omega t + \varphi_3) \right\} \quad (9)$$

Во всех исследованных случаях принято допущение о том, что спираль подключена к источнику стабилизированного тока. Однако, по всей видимости, полученные соотношения справедливы и при подключении к источнику напряжения $u = u_m \sin \omega t$, т.е. когда

$$I_m = \frac{u_m}{\sqrt{R^2 + \omega^2 \left(\sum L_{ow} + \sum \sum M_{w,n} + \sum \Delta L_w + \sum \sum M_{ow,n} \right)^2}} \quad (10)$$

Так, радиальное перемещение w -го витка спиральной пружины определяется исходя из соотношения (9) как

$$s_w = \frac{s_w(1)}{2\pi \cdot M_{IP} \cdot \omega_0^2} I \cdot B_0 \cdot l \cdot K_{d1} \cdot \sin(\omega t + \omega_3), \quad (11)$$

где K_{d1} - коэффициент динамичности системы [6]. Рассмотрим расчётный участок газопровода на рисунке 2.

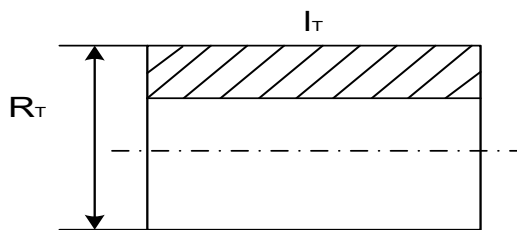


Рис. 2. Расчетный участок газопровода

Работа по перемещению витков спирали вдоль нагреваемой поверхности

$$A = Fs, \quad (12)$$

где F -электродинамическая сила; s - перемещение витков спиральной пружины.

По закону сохранения энергии

$$UI = Q + Fs, \quad (13)$$

Тепловая энергия, выделяемая нагревательным элементом

$$Q = cmt = UI - Fs. \quad (14)$$

Температура нагрева объекта

$$t = \frac{UI - Fs}{cm}.$$

Сопротивление участка:

$$R = \rho \frac{l_T}{s} = \rho \frac{2\pi R_T}{2\pi \Delta_T l_T} = \rho \frac{R_T}{\Delta_T l_T}, \quad (15)$$

где ρ -удельное сопротивление участка материала нефтепровода; $\frac{R_T}{\Delta_T l_T}$ - радиус, толщина и длина участка обрабатываемого участка соответственно (Рис.2).

Поверхностный ток (вихревой короткозамкнутый) [3-6]:

$$I_T = e/R = e \frac{\Delta_T l_T}{\rho R_T} = -2\pi \Delta_T l_T \frac{dB}{dt} \cdot \frac{\Delta_T l_T}{\rho R_T} = \frac{-2\pi \Delta_T^2 l_T^2}{\rho R_T} \cdot \frac{dB}{dt}, \quad (16)$$

где B - индукция магнитного поля; t – время изменения магнитного поля.

В результате, можно вычислить КПД установки ГСИН

$$\mu = Q/ UI * 100\%.$$

Таким образом, как показывают проведенные исследования, предложенная конструкция ГСИН позволяет технологическому расширению возможностей и проектировать аналогичные конструкции по требованию технологий производства и оптимизационному проектированию их с учётом подвижного состояния нагревательного элемента относительно поверхности обрабатываемого объекта.

Библиографический список

1. Коршак, А.А. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа: уч. пособ. для системы ДПО / А.А. Коршак, А.М. Нечваль.– Уфа: ДПСервис, 2005.– 516 с.
2. Коршак, А.А. Специальные методы перекачки: учеб. изд. / А.А. Коршак.– Уфа: Изд. УГНТУ, 2004. – 208 с.
3. Белый, И.В. Влияние геометрических параметров плоского спирального индуктора на распределение давления и температуры в обрабатываемой заготовке / И.В.Белый, П.М. Пшиков, М.М.Новаковская // Новочеркасск. Изв.Вуз.-Электромеханика. - 1986. - №1. - С. 97-102.
4. Сафиуллин, Р.А. Методика инженерного расчёта электропружинного привода / Р.А. Сафиуллин, И.Ф. Янгиров, Д.Ф. Максудов // Электротехнические комплексы и системы: ма-

териалы всероссийской научно- практической конференции, посвящённой 110-летию А.М. Бамдаса. - Уфа: РИК УГАТУ. - 2015. – С. 278- 284.

5. Немцов, М.В. Справочник по расчету параметров индуктивности / М.В. Немцов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 192 с.

6. Вольдек, А.И. Электрические машины / А.И. Вольдек. - Л.: Энергия. - 1974. - 417 с.

Bibliographic list

1. Korshak, A. A. Pipeline transport of oil and gas: Uch. manual. system DPO / A. A. Korshak, A. M. Nechval.- Ufa: Dpservice, 2005.- 516 p. [in Russian].

2. Korshak, Special methods of pumping: studies. ed. / A. A. Korshak.– Ufa: Izd. USP-TU, 2004.- 208 p. [in Russian].

3. Bely I. V. The Influence of geometrical parameters of a flat spiral inductor on the distribution of pressure and temperature in the workpiece /I. V. White, P. M. Zilch, M. Novakovskaya // Novocherkassk. WPI.Higher educational.-Electromechanics.-1986.- №1. -pp. 97-102. [in Russian].

4. Safiullin R. A., Yangirov I. F. Maksudov, D. F. The Technique of engineering calculation elektroprijenos drive. Electrotechnical complexes and systems: materials of the all-Russian scientific-practical conference dedicated to the 110th anniversary of bamdas. Ufa: USATU RIK, 2015. – pp. 278 - 284. [in Russian].

5. Nemtsov M. V., Handbook on the calculation of the parameters of inductance – М.: Energoatomizdat. - 1989. - 192 p. [in Russian].

6. Woldek A. I. Of the Electric machine.- L.: Energy.- 1974.- 417p. [in Russian].



ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.3.013

ИНЖЕНЕРНЫЙ РАСЧЁТ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ С КОМПОЗИТНЫМ ВТОРИЧНЫМ ЭЛЕМЕНТОМ

Сафиуллин Р.А., Нефтекамский филиал Башкирского государственного университета, кандидат физико-математических наук, доцент, safiullin.66@bk.ru

Галеев Р.Ф., Мухаметзянов И.А., Нефтекамский филиал Башкирского государственного университета, студенты

Аннотация: в последние годы широкое распространение получили измерительно-информационные системы виброконтроля, мониторинга, диагностики и автоматического управления сложными техническими системами и технологическими процессами, дающими не только большой технико-экономический эффект, но и способствующие предотвращению аварий и возможных экологических катастроф. В статье рассматривается новая конструкция композитного лепесткового электромеханического датчика скорости и ускорения, которая имеет относительно простую и надёжную конструкцию, технологична и имеет уменьшенные массо-габаритные показатели благодаря своим улучшенным технико-экономическим показателям найдет широкое применение в приборостроении, вибрационной технике и машиностроении. Чувствительный элемент датчика скорости и ускорения представлен в виде армированной металлокордом эластичной пластины, находящейся в поле постоянного магнита. На основе теорий Кирхгофа-Лявы и уравнений Максвелла представлено решение дифференциальных уравнений математической модели датчика движения и ускорения. Показано, что в частотном диапазоне ниже резонанса преобразователь работает в режиме акселерометра, т.е. измеряет виброускорение; в частотном диапазоне, лежащем в обе стороны вблизи от резонанса - в режиме велосиметра, т.е. измеряет виброскорость; в частотном диапазоне выше резонанса – в режиме виброметра, т.е. измеряет виброперемещение.

Ключевые слова: композитный элемент, электромеханический датчик, скорость, ускорение, индуктивность, вибродатчик, погрешность.

ENGINEERING CALCULATION OF THE CHARACTERISTICS OF THE ELECTROMECHANICAL TRANSDUCER WITH A COMPOSITE SECONDARY ELEMENT

Safiullin R.A., Neftekamsk Branch of Bashkir State University, PhD in Physico-mathematical sciences, Assistant Professor, safiullin.66@bk.ru.

Galeev R.F., Mukhametzyanov I. A. Neftekamsk branch of Bashkir state University, students gr. EE1a.

Abstract: in recent years, measurement and information systems of vibration control, monitoring, diagnostics and automatic control of complex technical systems and technological processes, which give not only a great technical and economic effect, but also contribute to the prevention of accidents and possible environmental disasters, have become widespread. The article deals with a new design of composite lobe Electromechanical sensor of speed and acceleration, which has a relatively simple and reliable design, technological and has reduced weight and dimensions due to its improved technical and economic indicators will be widely used in instrument making, vibration engi-

neering and mechanical engineering. The sensing element of the velocity and acceleration sensor is presented in the form of an elastic plate reinforced with a metal cord, located in the field of a permanent magnet. On the basis of Kirchhoff-love theory and Maxwell's equations the solution of differential equations of mathematical model of motion and acceleration sensor is presented. It is shown that in the frequency range below the resonance, the Converter operates in the accelerometer mode, i.e., it measures the vibration acceleration; in the frequency range lying on both sides near the resonance-in the velosimeter mode, i.e., it measures the vibration velocity; in the frequency range above the resonance-in the mode of the vibrometer, i.e. measures the vibration displacement.

Keywords: composite element, electromechanical sensor, speed, acceleration, inductance, vibration sensor, error.

В настоящее время вибрационные электромеханические преобразователи активно используются во многих отраслях промышленности и электронной технике как приборы - датчики. Датчик – это преобразователь измеряемой (контролируемой) физической величины в величину, удобную для дальнейшего преобразования или измерения. Электромеханические преобразователи – это класс устройств, созданных для преобразования механической энергии в электрическую и наоборот. Дальнейшее развитие и совершенствование датчиков в значительной степени определяется достижениями смежных областей наук, как физика, химия, физическая химия, механика, радиотехника и других. Рост научно- технического прогресса приводит к развитию данной отрасли и в этом активное место занимают достижения и возможности современных технологий. Энергетическое представление принципа работы измерительных преобразователей базируется на двух основных фундаментальных закона – законе сохранения энергии и принципе обратимости физических процессов [1].

Развитие материаловедения и технологий материалов привели к созданию новых композитных материалов. В настоящее время композитные материалы широко используются в создании и эксплуатации инновационной техники в различных отраслях промышленности, которые позволяют создавать новые, лёгкие и экономичные конструкции и приборы, обладающие новыми уникальными свойствами. Например, различного рода датчики и сенсоры являются средствами измерений, предназначенными для выработки сигналов измерительной информации в форме, удобной для передачи, дальнейшего преобразования, обработки или хранения, но не поддающиеся иногда непосредственному восприятию наблюдателями.

Всестороннему исследованию колебательных процессов уделяется большое внимание при разработке, испытании и эксплуатации разнообразных технических и технологических устройств, в том числе в энергетике, машиностроении, металлургии, авиационной и ракетно-космической технике, судостроении, геологии, нефтегазодобывающей и перерабатывающей промышленности, медицине. С помощью виброметрии успешно решаются вопросы, связанные как с общим развитием техники, так и с повышением её надёжности и безопасности. В последние годы широкое распространение получили измерительно- информационные системы виброконтроля, мониторинга, диагностики и автоматического управления сложными техническими системами и технологическими процессами, дающими не только большой технико-экономический эффект, но и способствующие предотвращению аварий и возможных экологических катастроф [2].

Поэтому повышение эффективности средств вибрационной диагностики и генерации низкочастотных колебаний (частота 10-100 Гц) на основе создания нового класса электромеханических вибрационных преобразователей со сложной геометрией вторичного элемента является важной научной проблемой электроэнергетики и электротехники.

Из всех известных типов датчиков, наиболее широкое применение в рассматриваемой области находят пьезоэлектрические, пружинные виброизмерительные преобразователи или акселерометры, которые относятся к датчикам генераторного типа и непосредственно преобразуют вибрационное или ударное ускорение в пропорциональный электрический сигнал. К датчикам и сенсорам предъявляются особые требования и, прежде всего к их надёжности и

стабильности метрологических характеристик, поэтому они имеют ограниченную область эксплуатации.

В научной литературе отсутствуют работы по исследованию динамики колебаний эластичных композитных материалов с металлокордом (металлокомпозитов), как чувствительных элементов в электромеханических датчиках вибраций.

В настоящей работе проводится численный расчёт характеристик электромеханического лепесткового вибрационного преобразователя (ЭМЛВП) с композитным вторичным элементом.

Прямыми преобразовательными элементами в структуре электромеханических устройств являются электромагнитные преобразовательные элементы [1], описываемые следующими известными соотношениями

$$F = n \cdot I, \quad (1)$$

$$E = 4,44 \omega f \Phi_m, \quad (2)$$

где F – магнитодвижущая сила (МДС), n – число витков, Φ_m – магнитный поток, E – электродвижущая сила (ЭДС).

Система знаков в этих уравнениях определяется правилами правого винта и Ленца [2]. ЭМЛВП с лепестковыми вторичными элементами, рассматриваемый в данной работе как преобразовательный элемент (рисунок 1) с распределенной обмоткой возбуждения или постоянными магнитами, состоит из механической части в виде распределённого контура с током (различной конфигурации), движущейся перпендикулярно к магнитным силовым линиям в магнитном поле и описывается формулами [2]

$$f_{эм} = Bl; \quad (3)$$

$$E = Blv, \quad (4)$$

где $f_{эм}$ – электромагнитная сила; B – магнитная индукция внешнего поля; l – длина распределенного проводника; v – скорость перемещения проводника.

Линейность такого преобразовательного элемента основывается на выполнении условия $B = const$. В реальных системах это условие может соблюдаться приближенно, поскольку магнитная индукция зависит от тока возбуждения.

Существует группа параметрических преобразовательных элементов [3], в которых между компонентами отдельных частей имеется нелинейная связь определяемая зависимостью параметра одной части от координаты другой. Примерами таких машин являются магнитомеханические преобразовательные элементы и они обладают консервативностью, т.е. свойствами накапливать различные виды энергий [3].

На рисунке 1 представлена конструктивная схема ЭМЛВП. За счёт случайного воздействия внешней силы, происходят вибрации эластичного лепесткового композитного элемента относительно магнитного поля и в ней наводится соответствующая ЭДС движения. Композитный материал чувствительного элемента электромеханического прибора представляет собой лепестковую, упруго-эластичную пластину, армированную токопроводящим проводом (рисунки 1,2) [2].

Применение полимерных композиционных материалов (ПКМ) в системах электромагнитных преобразователей, электрических приводов и машин (ЭМ) открывает новую область их использования и даёт серьёзные преимущества в материалоёмкости. ПКМ и полимерные резиноподобные материалы и оболочки обладают внутренним (гистерезисным) демпфированием, что для ЭМ, работающих в своих номинальных параметрах, позволяет заменить традиционные их металлические элементы в пользу ещё большего снижения их массы [4].

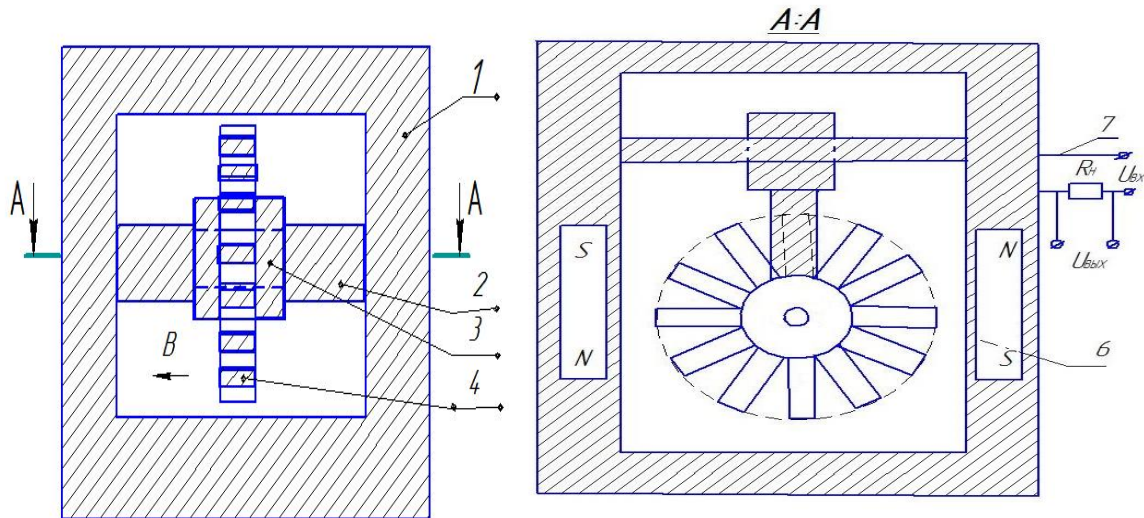


Рис. 1. Композитный чувствительный элемент ЭМЛВП: 1- корпус; 2- неподвижная ось; 3- инерционная масса; 4 –электропроводящие эластичные лепестковые композитные чувствительные элементы с проводом; 6 – постоянные магниты, расположенные друг относительно друга противоположными полюсами и закреплённые на внешней стенке корпуса; 7 – электрические выводные концы, одним концом закреплённые на вертикальной штанге, другим – в верхней точке

Основу вибрирующей пластины составляют материалы, обладающие вязкоупругими свойствами, которые могут быть описаны на основе закона Гука в виде дифференциальных уравнений

$$T(k)[\sigma(t)] = EN(k)[\varepsilon(t)], \quad (5)$$

где $T(k)$ и $N(k)$ – полиномы по времени, зависящие от вязкоупругих констант материала; $\sigma(t)$ - коэффициент концентрации напряжений; $\varepsilon(t)$ - коэффициент деформации; t - время.

Из формулы (5) упругий оператор Юнга первого рода при учёте вязкоупругости примет вид

$$E(k) = EN(k) / T(k). \quad (6)$$

Для учёта вязкоупругих свойств материалов необходимо составить уравнение их поведения под воздействием внешней возмущающей силы, исходя из постановки задачи в рамках линейной теории упругости. Затем выполнить замену модуля Юнга на операторное соотношение, и вернувшись к оригиналам по Лапласу силовых и кинематических факторов, получить дифференциальные уравнения, описывающие вязкоупругое поведение материала.

Рассмотрим описание вязкоупругих свойств ПКМ на примере одиночного лепестка, армированного проволочным контуром. Расчётная схема представлена на рисунке 2.

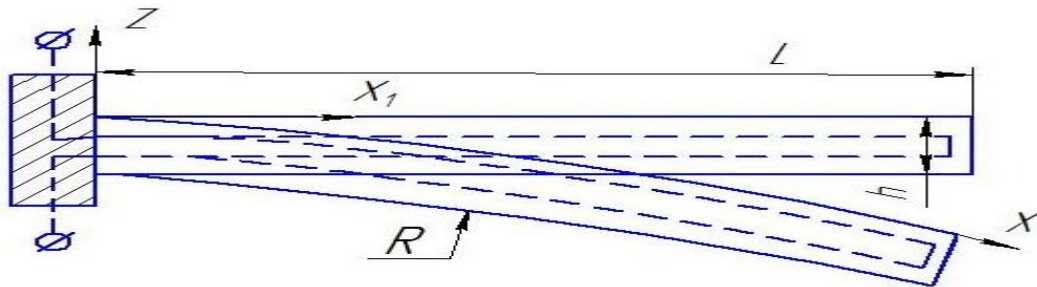


Рис. 2. Одиночный представительный элемент ЭМЛВП

В постановке линейной теории упругости колебания композитного лепестка под действием внешней силы можно определить, вычислив определитель Мора. Учитывая радиус начальной кривизны лепестка R и геометрические параметры лепестка, получаем линейную зависимость колебаний от консольной нагрузки:

$$u_z = \frac{FR^3}{EJ_Y} \beta_q(X), \quad (7)$$

где

$$u_q(X) = \frac{X}{2R} - \left[\sin \frac{X}{R} + 2 \sin \frac{X}{R} \right] \sin^2 \frac{X}{2R} + \sin \frac{X}{R} \left[\frac{X}{R} \sin \frac{L}{R} - \frac{1}{2} \right];$$

$$u_q(L) = \frac{L}{2R} + \sin \frac{L}{R} \left[\frac{L}{R} \sin \frac{L}{R} - 3 \sin^2 \frac{L}{2R} - \frac{1}{2} \right].$$

Здесь J_Y – момент инерции сечения лепестка: b – ширина; h – толщина лепестка; E – эффективный модуль упругости первого рода ПКМ при растяжении или сжатии.

Заменив упругие константы в уравнении (7) на полиномиальное представление модуля Юнга (6), для колебаний конца лепестка получим

$$u_z(t) = \frac{LA}{Ehb} \left[t + \frac{\lambda^\gamma}{\Gamma(2-\gamma)} t^{1-\gamma} \right], \quad (8)$$

где $A = \text{const}$; λ, γ – вязкоупругие константы материала; $\Gamma(2-\gamma)$ – Гамма функция.

Основываясь на гипотезе Кирхгофа – Лявы, используя (1- 5) и II закон Ньютона получим уравнение свободных колебаний композитных лепестков с учётом действующих сил [2,3]:

$$\Delta u - \frac{(1 - \nu_{ij}^2) \rho}{E_i h} \frac{\partial^2 u_q}{\partial t^2} = 0, \quad (9)$$

где u_q – значение одномерного перемещения; $q = I - N$, N – количество витков металлокорда; ρ – плотность композита; Δ – дифференциальный оператор Лапласа; h – толщина лепестков (рис. 2).

Уравнение, описывающее вынужденное движение точки приведения эластичного композита имеет вид [5]:

$$u'' + 2\pi\eta u' + \omega_0^2 u = 2\pi A_{BX} u(1; 0; 0) \exp(\pm i\omega t), \quad (10)$$

где η – коэффициент трения или демпфирования (успокоения); ω_0 – собственная частота; $u(0; 0; 0)$ – центр колебания точки приведения; $u(1; 1; 1)$ – форма колебания композита, которая определяется решением уравнения (10) методом Фурье [5] и имеет вид:

$$u(x) = A_i \sin \left(\frac{(2i-1)x}{2L} \right), \quad (11)$$

$$u(t) = \frac{A_{BX} \exp(\omega t - \varphi)}{\sqrt{(1 - \delta^2)^2 + 4\Omega^2 \delta^2 \omega_0^2}}, \quad (12)$$

где $\delta = (\omega / \omega_0)$ – относительная частота; $\Omega = (\eta / \omega_0)$ – относительная степень демпфирования. Скорость радиального перемещения q – го витка металлокорда в магнитном поле

$$w_q(t) = \frac{\delta}{2\pi\omega_0} \frac{A_{BX} \exp(\omega t - \varphi) u_q(1)}{\sqrt{(1 - \delta^2)^2 + 4\Omega^2 \delta^2}}. \quad (13)$$

Наводимая в металлокорде композита ЭДС определяется как ЭДС движения проводника в постоянном магнитном поле по законам Лоренца и Ленца [4]:

$$E_q = B_0 \cdot 2\pi r_q w_q(t). \quad (14)$$

Общее выражение для выходной характеристики ЭМЛВП с металлокордом находится как суммарная ЭДС для каждого витка и имеет вид:

$$E = \frac{B_0 A_{BX} \delta}{\omega_0} \frac{A_{BX} \exp(\omega t - \varphi)}{\sqrt{(1 - \delta^2)^2 + 4\Omega^2 \delta^2}} 2 \cdot \sum_{q=1}^N r_q u_q(1). \quad (15)$$

Генераторные датчики осуществляют непосредственное преобразование механической энергии в электрическую [1]. Из теории колебаний известно [2,3], что такая система будет иметь резонансную частоту, определяемой выражением:

$$\omega_q = \sqrt{\omega_0^2 - 2\eta^2},$$

где $\omega_0 = \sqrt{E/m}$, циклическая собственная частота свободных незатухающих колебаний (при $\beta=0$); η - коэффициент затухания, обусловленный внутренними потерями системы; E - коэффициент упругости материала; m - масса инерционного шара.

Сдвиг фаз φ_0 между смещением и возмущающей силой зависит от соотношения между циклическими частотами вынужденных колебаний ω и свободных незатухающих колебаний ω_0 :

$$\operatorname{tg} \varphi_0 = -2\beta\omega / \omega_0^2 - \omega^2.$$

На рисунке 3 представлены амплитудно-частотные (АЧХ) и фазо-частотные (ФЧХ) характеристики рассматриваемой системы

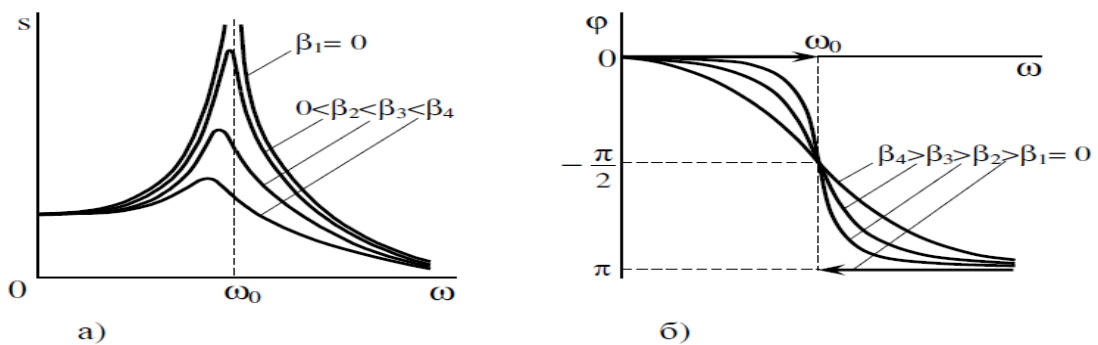


Рис. 3. Частотные характеристики колебательной системы:
а) АЧХ, б) ФЧХ.

Как видно из рисунка 3, при возрастании η высота пика на резонансных кривых снижается (при малых значениях амплитуда $s_a = 1/\eta$), а $\omega_q \approx \omega_0$). Форма ФЧХ также зависит от η .

Выбор параметров колебательной системы определяет режим работы ЭМВП инерционного действия [6, 7]:

- в частотном диапазоне ниже резонанса преобразователь работает в режиме акселерометра, т.е. измеряет виброускорение;
- в частотном диапазоне, лежащем в обе стороны вблизи от резонанса - в режиме ве-

лосиметра, т.е. измеряет виброскорость;

- в частотном диапазоне выше резонанса – в режиме виброметра, т.е. измеряет виброперемещение.

Следует отметить, что данный композитный электромеханический датчик является переносным портативным прибором неразрушающего контроля, легко транспортируется и устанавливается на различные поверхности.

Библиографический список

1. Алейников, А.Ф. Датчики / А.Ф. Алейников, В.А. Гридчин, М.П. Цапенко. - Новосибирск.: Изд-во НГТУ, 2001. – 176с.
2. Лехницкий, С. Г. Теория упругости анизотропного тела / С.Г. Лехницкий. – М.: Наука, 1977. – 416 с.
3. Тимошенко, С.П., Янг Д.К., Уивер У. Колебания в инженерном деле / Под ред. Э.И. Григолюка — М.: Машиностроение, 1985. - 314 с.
4. Вольдек, А.И. Индукционные магнетогидродинамические машины с жидкометаллическим рабочим телом / А.И. Вольдек. – Л.: Энергия, 1970. - 272 с.
5. Мэтьюз, Дж. Математические методы физики / Дж. Мэтьюз, Р. Уокер. - М.: Атомиздат, 1972. -392 с.
6. Сафиуллин, Р.А. Численный расчёт характеристик композитного электромеханического датчика вибраций / Р.А. Сафиуллин // XXIII Международная научно-практическая конференция «Техника и технология: новые перспективы развития. – М.: Изд-во «Спутник+», 2016. – С. 23-31.
7. Гареева, Г.Р., Набиева Л.Ф. Методика расчёта характеристик композитного электромеханического датчика вибраций // Интеллектуальные энергосистемы: труды IV Международного молодёжного форума. В 3т. Томск 10 - 14 октября 2016г. Т.3.-Материалы IV Международного форума «Интеллектуальные энергосистемы». – С. 115-118.

Bibliographic list

1. Aleynikov A. F., Gridchin, V. A., Tsapenko M. P. Sensors. Novosibirsk.: NSTU publishing house, 2001. – 176 p. [in Russian].
2. Lechnitsky S. G. Theory of elasticity of an anisotropic body. - Moscow: Science, 1977. -416 p. [in Russian].
3. Timoshenko S. P., Yang D. K., Weaver, W., Vibrations in engineering / Under the editorship of E. I. Grigolyuk — M.: Mashinostroenie, 1985. – 314 p.
4. Voldek A. I. Induction magnetohydrodynamic machines with a liquid metal working body. - L.; Energy, 1970.- 272 p. [in Russian].
5. Matthews J. Walker, R. Mathematical methods of physics. M.: Atomizdat, 1972. – 392 p.
6. Safiullin R. A. Numerical calculation of characteristics of composite Electromechanical vibration sensor // XXIII international scientific-practical conference " Engineering and technology: new prospects of development. Moscow: Sputnik+ publishing House, 2016. - pp. 23-31. [in Russian].
7. Gareeva G. R., Nabieva L. F. method of calculation of characteristics of composite vibration sensor. Intelligent power systems: proceedings of the IV international youth forum. 3T., Tomsk, 10 - 14 Oct 2016. Vol.3.- Materials of the IV international forum "Intelligent power systems". –pp. 115-118. [in Russian].

СОДЕРЖАНИЕ

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Исследование температурных характеристик саморегулирующихся нагревательных кабелей <i>Паутов Д.Н., Андреева Ю.Н.</i>	5
Анализ надежности внешнего электроснабжения тяговых подстанций <i>Тремясов В.А., Белов В.Г.</i>	9
Экономическая оптимизация нагрузки и плотностей тока в проводах действующих воздушных линий 110-220 кВ <i>Геркусов А.А.</i>	15
Моделирование электромагнитных полей, создаваемых линиями электропередачи при обрывах фаз <i>Крюков А.В., Серёдкин Д.А.</i>	22
Использование энергии малых рек как альтернативный источник энергоснабжения села Тоолайлыг <i>Кенден К.В., Кужугет С.А.</i>	28
Обеспечение устойчивости синхронных двигателей при коротких замыканиях в системе внешнего электроснабжения <i>Мударисов Р.М.</i>	32
Современные технологии обучения оперативного персонала <i>Мясоедова Л.А.</i>	39
Потери электроэнергии республики Тыва и пути их снижения <i>Кенден К.В., Ооржак А.А.</i>	46
Вероятностный метод анализа надежности автономного энергокомплекса на основе возобновляемых источников энергии <i>Тремясов В.А., Кривенко Т. В.</i>	50
Определение электромагнитных влияний тяговых сетей на трубопроводы при непараллельном сближении <i>Черепанов А.В., Крюков А.Е.</i>	56
Определение вероятности времени безотказной работы схем цеховых сетей с помощью коэффициентов отношения <i>Грачева Е. И., Алимова А. Н.</i>	61
О некоторых причинах ускоренного износа щёточно-контактного устройства турбогенератора <i>Бобров А.В., Возовик В. П.</i>	67
Цифровизация процесса проектирования объектов электроэнергетики <i>Дмитриев А.А., Герасимов В.Е.</i>	70
Повышение эксплуатационной надежности силовых трансформаторов путём компенсации реактивной мощности <i>Савина Н.В., Ходунов И. А.</i>	76
Автоматическое управление потреблением электроэнергии отопительным аппаратом АОТВК – 2 – 25 – 6 <i>Светличный С.В.</i>	82
Оптимизация коэффициентов загрузки распределительных силовых трансформаторов в условиях эксплуатации <i>Савина Н.В., Яненко А. Г.</i>	86

Применение систем дополненной реальности в системах технического обслуживания и ремонта энергопредприятий <i>Коваленко И. В., Могилевец Ф. А.</i>	92
FACTS технологии и применение их в энергосистеме Амурской области <i>Мясоедов Ю.В., Музыкаченко Г.Е., Федотов А.В.</i>	97
Автоматическое регулирование напряжения силовых трансформаторов и автотрансформаторов, как средство повышения эффективного функционирования электрических сетей <i>Савина Н.В., Лабeko В.О.</i>	102
Выявление аварий на полимерных изоляторах. Методы обнаружения <i>Мясоедов Ю.В., Синякин В.И., Баженов К.О.</i>	106
Информационное обеспечение для эффективного планирования мероприятий по уменьшению потерь электроэнергии в электрических сетях <i>Лежнюк П. Д., Кравчук С.В., Кульматицкая А.С.</i>	110
Анализ систем диагностики измерительных трансформаторов и оценка возможности их применения <i>Казакул А.А., Коржова О.Н.</i>	116
Некоторые вопросы, касающиеся политики Республики Таджикистан в области развития энергетической отрасли <i>Назарматов А.А., Собирова Ш.Р., Султоназаров Ж.А.</i>	121
Анализ метрологических потерь электроэнергии в низковольтных электрических сетях распределительных сетевых комплексов <i>Савина Н.В., Токарская Ю. Н.</i>	125
Распределенная генерация. Перспективы и особенности <i>Мясоедов Ю.В., Федотов А. В., Музыкаченко Г.Е.</i>	131
Интеллектуализация магистральных электрических сетей как средство обеспечения их надежности и энергоэффективности <i>Савина Н.В., Косицына М. И.</i>	137
Статистическая оценка несимметричных режимов работы распределительных сетей напряжением 0,38 кВ <i>Наумов И.В., Федчишин В.В., Карпова Е.В.</i>	143
Выявление и анализ причин, препятствующих внедрению мощных накопителей электроэнергии в энергосистеме России <i>Савина Н. В., Лисогурская Л.Н., Лисогурский И. А.</i>	152
Проблемы электроснабжения потребителей, удаленных от сетевой инфраструктуры <i>Нехорошев Д.Д., Любанский И.А., Караев Н. В., Чивилев Н. А.</i>	157
Методы диагностики полимерных изоляторов на воздушных линиях <i>Козлов А.Н., Фролов А.А.</i>	160
Нетрадиционные источники энергии <i>Никитенко Г.В., Коноплев Е.В., Салпагаров В. К.</i>	163
Исследование работы синхронного генератора с двухконтурной магнитной системой <i>Никитенко Г.В., Коноплев Е.В., Салпагаров В. К.</i>	168
Подбор параметров элементов системы автономного электроснабжения на основе ветроэнергетической установки <i>Никитенко Г.В., Коноплев Е. В., Салпагаров В.К.</i>	173
Система автономного электроснабжения на основе энергии ветра и солнца <i>Никитенко Г.В., Коноплев Е.В., Салпагаров В. К.</i>	177

Анализ эффективности повышения надежности Приморских электрических сетей 35 кВ <i>Проценко П.П., Попов И.Д.</i>	182
Методы выявления коротких замыканий и обеспечение АПВ на кабельно-воздушных линиях <i>Козлов А.Н., Шмелёв Е. Д.</i>	187
Моделирование и оптимизация автономных гибридных систем возобновляемой энергии для потребителей в отдаленных районах Узбекистана <i>Бабаходжаев Р.П., Муртозаев А., Рахманов Н.М.</i>	191
Повышение эффективности функционирования синхронных машин при провалах напряжения путем использования электрохимических накопителей энергии <i>Федотов А. И., Мисбахов Р.Ш., Бахтеев К. Р.</i>	198
Практическая реализация мониторинга гололедообразований на воздушных линиях <i>Ваганов Г.В.</i>	205
Особенности моделирования процессов выделения на изолированную работу систем электроснабжения с распределенной генерацией в аварийных условиях <i>Чулюкова М.В.</i>	211
Система электроснабжения собственных нужд электрической станции <i>Козлов А.Н., Козлов В.А., Проценко П.П.</i>	217
Повышение эффективности регулирования напряжения в электроэнергетической системе <i>Савина Н.В., Намаконова Н.А.</i>	221
Анализ электроснабжения удаленных потребителей с малой потребляемой мощностью. Актуальность применения для них возобновляемых источников энергии <i>Мясоедов Ю.В., Музыченко Г.Е., Намаконова Н. А.</i>	227
Оценка целесообразности перехода на распределенную генерацию <i>Савина Н.В., Жукова В.М.</i>	233
Резервы мощности электроэнергетической системы при интеграции возобновляемых источников энергии <i>Чемборисова Н.Ш., Сигитов О.Ю.</i>	239
Снижение потерь в сетях 6-0,4 кВ <i>Проценко П.П., Курленко В.С.</i>	245
Использование вольтодобавочных трансформаторов в протяженных линиях электропередач для повышения и стабилизации напряжения <i>Мясоедов Ю.В., Николаева М.Н.</i>	251
Асинхронный режим невозбужденного генератора <i>Джунуев Т.Т., Куданалиев Э.Т., Мамакеева А.К.</i>	257
Моделирование многообмоточного трехстержневого трансформатора в установившемся режиме <i>Суслов В.М., Бошняга В.А.</i>	262
Анализ параметров при асинхронном режиме с потерей возбуждения <i>Джунуев Т.А., Абдымомунова А.К., Абдылдаева М.Т.</i>	266
Лазерное освещение <i>Мясоедова Л.А., Ерохина С. В.</i>	271
Оценка эффективности эксплуатации высоковольтных вакуумных выключателей <i>Мясоедов Ю.В., Гулевич Н.М.</i>	274

Основные тенденции при интеллектуализации городских распределительных сетей <i>Мясоедов Ю.В., Николаева М.Н.</i>	277
Оценка возможности и условий использования приборов учёта после окончания заявленного срока службы <i>Колесников А.Н.</i>	280
Анализ целесообразности применения многоканальных приборов учёта для организации коммерческого учёта в РУНН блочных комплектных трансформаторных подстанций <i>Кузнецов А.И.</i>	285
Характеристика компенсирующих устройств и определение области их применения <i>Мясоедов Ю.В., Музыченко Г.Е., Намаконова Н. А.</i>	289
Увеличение пропускной способности воздушных линий электропередач <i>Мясоедов Ю.В., Музыченко Г.Е., Намаконова Н.А.</i>	294
Анализ эффективности работы компенсирующих устройств в электрических сетях Амурской области <i>Мясоедов Ю.В., Музыченко Г.Е., Намаконова Н. А.</i>	299
Разработка имитационной модели системы регулирования гидроагрегата <i>Рыбалев А. Н., Синицын В. Р., Поддубнова А.Н.</i>	304
Индукционная установка для дистанционного обнаружения подземных кабельных линий <i>Брякин И.В., Бочкарев И. В.</i>	310
Технологии хранения и аккумуляции электрической энергии с экономической точки зрения <i>Проценко П.П., Мартюшева А.А.</i>	316
Анализ существующей структуры энергопотребления малых населенных пунктов <i>Серебренников Д.А., Никифоров Д.И.</i>	321
Интеллектуальная энергетика: перспективы развития <i>Секлетова Н. Н., Нуржанов Р.К.</i>	324
Оптимизационные задачи выбора наиболее целесообразных проектных решений при развитии систем сельского электроснабжения <i>Наумов И.В., Федчишин В.В., Карпова Е.В.</i>	327
Ветроэнергетика Тюменской области <i>Захаренко С.О., Ткаченко Г.Н.</i>	333
Современные возможности применения генетических и эволюционных алгоритмов оптимизации <i>Пулатов Б.М.</i>	339
К вопросу об электрических цепях несинусоидального тока <i>Карпова Т.В., Сазонова Н.Е.</i>	342
Развитие видов опор ВЛЭП и их адаптация к современным условиям <i>Савина Н.В., Варыгина А.О.</i>	347
Анализ методов диагностики кабельных линий электропередач 6-10 кВ <i>Казакул А.А., Терехов О.А.</i>	353
Оценка окупаемости ветряного электрогенератора <i>Мясоедов Ю.В., Загоруйко А.С., Колтыга Р.П.</i>	358
Организация обучения персонала на имитационной модели цифровой подстанции <i>Савина Н.В., Ротачева А.Г.</i>	361

Управляемые линии электропередачи переменного тока <i>Козлов А.Н., Баженов К.О.</i>	365
--	-----

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

Оптимизация затрат электроэнергии на пылеприготовление в шаробарабанных мельницах Ш-25А ТЭЦ-2 АО «АрселорМитталТемиртау» <i>Абильдинова С. К., Камарова С. Н.</i>	370
Схемы использования теплонасосных установок на коммунальных котельных <i>Короли М.А., Анарбаев А. И.</i>	377
Когенерационные установки и целесообразность их применения для организации автономного энергоснабжения малых населенных пунктов в районах крайнего Севера <i>Захаренко С.О., Маловастый А. Е.</i>	382
Разработка установки СВЧ – нагревателя забоя нефтяной скважины и её тепловой расчёт <i>Сафиуллин Р. А.</i>	386
Исследование параметров потока продуктов сгорания в газовом тракте котельной <i>Пуринг С. М., Баландина О. А.</i>	395
Оценка возможности покрытия части тепловой нагрузки за счет солнечных коллекторов для индивидуального теплоснабжения здания в условиях г. Тюмени <i>Захаренко С. О., Чистяков Е. В.</i>	400
Применение твердооксидных топливных элементов <i>Захаренко С. О., Махотин Д.Л.</i>	405
Моделирование оросителей градирен тепловых электрических станций методом конечных элементов <i>Рахманов Н.М., Захидов Р. А.</i>	408
Автоматизация технологического процесса в котельных Амурской области <i>Хондошко Ю. В., Коршик Д. А.</i>	414
Повышение энергоэффективности газотурбинных установок с использованием абсорбционных холодильных машин <i>Матжанов Э. К.</i>	417
Интенсификация процесса сжигания газа в теплогенераторах с инжекторными газовыми горелками <i>Присяжная С.П., Присяжная И.М, Хондошко Ю.В.</i>	421

ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ

Некоторые особенности организационно-договорных отношений нефтяных компаний с поставщиками материально-технических ресурсов <i>Зубарев А.А., Антошкин В. А.</i>	425
Разработка алгоритма управления производственным процессом технического обслуживания и ремонта электрооборудования <i>Жданов В. Г., Логачева Е.А.</i>	430
Потенциальные возможности развития биоэнергетики в региональном аспекте <i>Скрипко О.В., Бодруг Н.С., Валуй Р. А.</i>	439

Моделирование цифрового реле времени <i>Русинов В.Л., Усенко В.И., Карпова Т.В.</i>	443
Эффективность использования современных информационных технологий при изучении электротехнических дисциплин <i>Светличный С.В.</i>	450
Особенности осмотра мест самовольного подключения к нефтепроводам, нефтепродуктопроводам и газопроводам <i>Иванова Е. С., Байкова И.Н., Приходько А.Н.</i>	453
Обзор объектов автоматизации маслоэкстракционного завода <i>Скрипко О.В., Соловьева И. С.</i>	459
Повышение эффективности деятельности промышленного предприятия <i>Шилова Н.Н., Невзорова А. А., Глухова М.Г.</i>	461
Анализ влияния хозяйственного механизма на систему управления нефтегазодобывающего предприятия <i>Малютин Т. В., Никифорова С.Н.</i>	467
Концепция пассивного солнечного отопления в условиях г. Благовещенска <i>Аверьянов В.Н., Булгаков А. Б.</i>	473
Формирование тонких пленок дисилицида бария на кремнии как основы для солнечных батарей <i>Фомин Д.В., Галкин К.Н., Галкин Н.Г., Дубов В.Л.</i>	476
Роль тренажеров в формировании практических навыков оперативного персонала и студентов энергетических специальностей <i>Козлов А. Н., Зульфугарова А. Г.</i>	479
Автоматизация процессов управления двигателем внутреннего сгорания <i>Карпова Т. В., Иойнис М. Г.</i>	484
Раздел «Безопасность и экологичность проекта» в выпускной квалификационной работе направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» <i>Булгаков А. Б.</i>	487
Анализ эффективности энергосервисных контрактов в реконструкции системы освещения <i>Проценко П. П., Ночевная В.О.</i>	492
Пути повышения устойчивости работы однофазного тиристорного регулятора при работе с двигателем переменного тока <i>Тиханов В.И., Скрипник Д.А., Решодько Д.П., Фомин Д.В.</i>	497
Применение микропроцессорной электроники для повышения надежности ракетно-космической отрасли <i>Мясоедов Ю.В., Маховский С. Д., Ерофеев В. К.</i>	500
Подходы к регулированию скоординированного развития отраслей экономики <i>Постолатий В. М.</i>	503
Опыт применения трех расчетных методов для оценки эмиссий парниковых газов по категории «Международные авиабункера» в модуле «Энергетика» <i>Быкова Е. В.</i>	507
Методы восстановления пропусков значений в рядах данных при оценке выбросов парниковых газов <i>Быкова Е. В., Царану М. Х.</i>	516
Анализ удельных выбросов парниковых газов от ТЭЦ в республике Молдова за период 1990-2016 гг. <i>Быкова Е.В., Васильева И.В.</i>	524

Применение методов восстановления значений при расчете эмиссий парниковых газов для промышленного сектора <i>Быкова Е. В., Морару Л. П.</i>	532
Энергетический рынок Молдовы: структура, тарифы и их влияние на конкурентоспособность <i>Гутюм Т. Г.</i>	537
Анализ систем управления производственными активами энергетических предприятий <i>Казакул А. А., Ивлев Е. А.</i>	542
Методика инженерного расчёта электромеханических параметров газопроводного спирального индукционного нагревателя <i>Сафиуллин Р. А., Янгиров И. Ф., Харисова Р.Р., Гарайшина А.У.</i>	548
Инженерный расчёт характеристик электромеханического преобразователя с композитным вторичным элементом <i>Сафиуллин Р. А., Галеев Р.Ф., Мухаметзянов И.А.</i>	555

CONTENT ELECTROENERGETICS

Study of temperature characteristics of self-regulating heating cables <i>Pautov D.N., Andreeva J.N.</i>	5
Reliability analysis assessment of external electricity supply of traction substations by using matlab software <i>Tremyasov V. A., Belov V.G.</i>	9
Economic optimization of load and current density in actual wires air lines 110-220 kV <i>Gerkusov A.A.</i>	15
Modeling of electromagnetic fields created by power Lines at phases' breaks <i>Kryukov A.V., Seredkin D.A.</i>	22
The use of energy of small rivers as an alternative source of energy supply of the village of toolaylig <i>Kenden K.V., Kuzhuget S.A.</i>	28
Ensuring stability of synchronous motors under short circuits in the external power supply <i>Mudarisov R.M.</i>	32
Modern technologies for training operational personnel <i>Myasoedova L.A.</i>	39
Loss of electric energy of the republic of Tyva and ways of their reduction <i>Kenden K.V., Oorzhak A.A.</i>	46
Probabilistic method of the reliability analysis of the autonomous power supply complex based on renewables <i>Tremyasov V.A., Krivenko T.V.</i>	50
Determining electromagnetic effects of traction networks on pipelines with nonparallel convergence <i>Cherepanov A.V., Cherepanov A.V.</i>	56
Determination of the probability of time of unreliable work of schemes shopping networks with the relationship coefficients <i>Gracheva E.I., Alimova A.N.</i>	61
About some reasons of the accelerated wear of the turbogenerator's brush wiper <i>Bobrov A.V., Vozovik V.P.</i>	67
Digitalization of the process of designing the objects of electric energy <i>Dmitriev A.A., Gerasimov V.E.</i>	70
Improving the operational reliability of power transform tors by means of reactive power compensation <i>Savina N.V., Khodunov I.A.</i>	76
Automatic control of power consumption of the heating apparatus AOTC– 2 – 25 – 6 <i>Svetlichny S. V.</i>	82
Optimisation of distribution power transformers in operation utilization rate <i>Savina N.V., Yanenko A.G.</i>	86
Application of systems of additional reality in systems of service and repair of power enterprises <i>Kovalenko I.V., Mogilevets F.A.</i>	92

FACTS technologies and their application in the energy system of the Amur region <i>Myasoedov, Y. V., Muzychenko G.E., Fedotov A.V.</i>	97
Automatic voltage regulation of power transformers and autotransformers, as a means of improving the effective functioning of electrical networks <i>Savina N.V., Labeko V.O.</i>	102
Identify accidents on polymer insulators. Detection method <i>Myasoedov Y. V., Sinyakin V.I., Bazhenov K. O.</i>	106
Information support for efficient measures planning to reduce electricity losses in electrical networks <i>Lezhniuk P.D., Kravchuk S.V., Kulmatskaya A.S.</i>	110
Analysis of systems of diagnostics of measuring transformers and evaluation possibility of their application <i>Kazakul A.A., Korzhova O.N.</i>	116
Some issues relating to the policy of the republic of Tajikistan in the field of the development of the energy Industry <i>Nazarmatov A.A., Sobirova Sh.R., Sultonazarov J.A.</i>	121
Analysis of metrological losses of electrical energy in low-voltage electric networks of distributive network complexes <i>Savina N.V., Tokarskaya Y. N.</i>	125
Distributed generation. Perspectives and features <i>Myasoedov Yu. V., Fedotov A.V., Muzychenko G.E.</i>	131
Intellectualization of main electric networks as a means of ensuring their reliability and energy efficiency <i>Savina N.V., Kositsyna M.I.</i>	137
Statistical evaluation of asymmetric modes of distributive Networks with voltage 0,38 kV <i>Naumov I. V., Fedchishin V. V., Karpova E. V.</i>	143
Detection and analysis of the causes creating obstacles introduction the high-powered electrical energy storage devices in energy system of Russia <i>Savina N.V., Lisogurskaya L.N., Lisogurskiy I.A.</i>	152
Problems of electrical supply of consumers remote from electrical network infrastructure <i>Nehoroshev D.D., Lyubansky I.A., Karaev N.V., Chivilev N.A.</i>	157
Diagnostic methods of polymeric insulators on overground lines <i>Kozlov A.N., Frolov A.A.</i>	160
Alternative energy sources <i>Nikitenko G. V., Konoplev V. E., Salpagarov V. K.</i>	163
The study of the synchronous generator with dual magnetic system <i>Nikitenko G. V., Konoplev V. E., Salpagarov V. K.</i>	168
Selection of parameters of elements of system of autonomous power supply based on wind power plant <i>Nikitenko G. V., Konoplev V. E., Salpagarov V. K.</i>	173
Autonomous system of power supply based on wind power and the sun <i>Nikitenko G. V., Konoplev V. E., Salpagarov V. K.</i>	177

Analysis of the effectiveness of improving the reliability of 35 kV Primorsky electrical networks <i>Protsenko P.P., Popov I.D.</i>	182
Methods for detecting short circuits and providing auto-reclosing on cable-air lines <i>Kozlov A.N., Shmelev E.D.</i>	187
Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable Energy systems for consumers in remote areas of Uzbekistan <i>Babakhodjaev R.P., Murtozaev A.N., Rakhmanov N.M.</i>	191
The improving efficiency of functioning of synchronous Machines during voltage dips by using Electrochemical energy storages <i>Fedotov A.I., Misbakhov R.Sh., Bakhteev K.R.</i>	198
Practical implementation of ice detection on overhead power line <i>Vagapov G.V.</i>	205
Features of modelling of processes of selection isolated work of power supply systems with distributed generation in emergency conditions <i>Chulyukova M.V.</i>	211
Power supply system electrical station <i>Kozlov A.N., Kozlov V.A., Protsenko P.P.</i>	217
Ensuring optimal level of viltage by avtomatic voltage regulation in electrical network <i>Savina N.V., Namakonova N.A.</i>	221
Analysis of electric power supply to remote consumers with low consumption power. The urgency of application for their renewable energy sources <i>Myasoedov Yu.V., Muzychenko G.E., Namakonova N.A.</i>	227
Evaluation of the feasibility of the transition to distributed generation <i>Savina N.V., Zhukova V.M.</i>	233
The electric power system backup power integrated renewable energy sources <i>Chemborisova N. Sh., Sigitov O. Iu.</i>	239
Loss reduction in 6-0.4 kV networks <i>Protsenko P.P., Kurlenko V.S.</i>	245
Use of illuminating transformers in extended power line to increase and stabilize the voltage <i>Myasoedov Yu.V., Nikolaeva M.N.</i>	251
Asynchronous mode of an uncovered generator <i>Dzhunuev T.T., Kudanaliev E.T., Mamakeeva A.K.</i>	257
Modelling of three leg multiwinding transformer in steady state conditions <i>Suslov V.M., Bosneaga V.A.</i>	262
Analysis of parameters at asynchronous mode with excitation losses <i>Dzhunuev T.A., Abdymomunova A.K., Abdylidaeva M.T.</i>	266
Laser lighting <i>Myasoyedova L.A., Erokhina S.V.</i>	271
Assessment of the efficiency of operation of high-voltage vacuum switches <i>Miasoedov U.V., Gulevich N.M.</i>	274
Basictrends in theintellectualization of urban distribution networks <i>Myasoedov Yu.V., Nikolaeva M.N.</i>	277

Evaluation of the possibility and conditions of use of metering devices after the end of the stated service life <i>Kolesnikov A. N.</i>	280
Analysis of feasibility of use multi-circuit branch feeder monitors for commercial metering in power distributors for low voltage in sectional complete substations <i>Kuznetsov A.I.</i>	285
Characteristics of compensating devices and determination of their application area <i>Myasoedov Yu.V., Muzychenko G.E., Namakonova N.A.</i>	289
Increasing the capacity of air electrical transmission lines <i>Myasoedov Yu.V., Muzychenko G.E., Namakonova N.A.</i>	294
Analysis of efficiency of work of compensating devices in the electric network of Amur region <i>Myasoedov Yu.V., Muzychenko G.E., Namakonova N.A.</i>	299
Development of a simulation model of a hydroelectric generator control system <i>Rybalev A.N., Sinitsyn V.R., Poddubnova A.N.</i>	304
Induction installation for remote detection of underground cable lines <i>Bryakin I. V., Bochkarev I.V.</i>	310
Technology of storage and accumulation of electrical energy from an economic point of view <i>Protsenko P. P., Martyusheva A. A.</i>	316
Analysis of the existing structure of energy consumption of ma-human populations <i>Serebrennikov D.A., Nikiforov D.I.</i>	321
Intelligent energy: development perspectives <i>Sekletova N.N., Nurzhanov R.K.</i>	324
Optimising problems of the choice the most expedient design decisions at development of systems of rural power supply <i>Naumov I.B., Fedchishin B.B., Karpova E.B.</i>	327
Wind power in Tyumen region <i>Zakharenko S.O., Tkachenko G.N.</i>	333
Modern possibilities of application of genetic and evolutionary algorithms of optimization <i>Pulatov B.M.</i>	339
To the question of non-sinusoidal current circuits <i>Karpova T.V., Sazonova N.E.</i>	342
The development of ohl pylons and their adaptation to modern conditions <i>Savina N.V., Varygina A.O.</i>	347
Analysis of methods of diagnostics of cable lines electricity transmissions of 6-10 kV <i>Kazakul A.A., Terekhov O.A.</i>	353
Assessment of payback of the wind electric generator <i>Myasoyedov Y.V., Zagoruyko A.S., Koltyga R.P.</i>	358
Improving the safety of using mobile buildings and constructions <i>Savina N.V., Rotacheva A.G.</i>	361
Controlled transmission line AC <i>Kozlov A.N., Bazhenov K.O.</i>	365

HEAT POWER ENGINEERING

Optimization of electricity costs power of schemes of preparation of coal dust of B-25A ball drum mill of CHPP-2 JS of «Arselormittaltemirtau» <i>Abildinova S.K., Kamarova S.N.</i>	370
Schemes of using heat pumps in communal boiler houses <i>Koroly M.A., Anarbaev A.I.</i>	377
The cogeneration plant and the feasibility of their use for the organization of autonomous energy supply of small settlements in the far North <i>Zakharenko S. O., Malovasto A. E.</i>	382
Development of the installation of the microwave heater to the bottom of the oil well and its thermal calculation <i>Safiullin R.A.</i>	386
Research of parameters of combustion gases in the boiler gas flue <i>Puring S.M., Balandina O.A.</i>	395
Evaluation of the opportunity of coating of a part of thermal loading at the expense of solar collectors for individual heat supply of building in the conditions of Tyumen <i>Zaharenko S.O., Chistyakov E.V.</i>	400
Using of solid oxide fuel cells <i>Zaharenko S.O., Makhotin D.L.</i>	405
Simulation of cooling towers fills of thermal power plants with the finite element method <i>Rakhmanov N.M., Zakhidov R.A.</i>	408
Automation of technological process in boiler of Amur region <i>Khandoshko, Yu. V., Korshik D. A.</i>	414
Improvement of energy efficiency of gas turbines using absorption refrigeration machines <i>Matjanov E.K.</i>	417
Intensification of the gas burning process in heat generators with injector gas burners <i>Prisyazhnaya S.P., Prisyazhnaya I.M., Khondoshko, Yu.V.</i>	421

APPLIED ASPECTS OF ENERGY

Some features of organizational and contractual relations of oil companies with suppliers of material and technical resources <i>Zubarev A.A., Antoshkin V.A.</i>	426
Design of algorithm of workflow management of maintenance and repair of electrical equipment <i>Zhdanov V.G., Logacheva E.A.</i>	430
Potential possibilities of development of bioenergy in the regional aspect <i>Skripko O.V., Bodrug N.S., Valui R.A.</i>	449
Simulation of digital time relay <i>Rusinov V.L., Usenko V.I., Karpova T.V.</i>	444
The effectiveness of the use of modern information technologies in teaching of electrical engineering disciplines <i>Svetlichny S.V.</i>	450

Features of inspection of places of unauthorized connection to pipelines, oil pipelines and gas pipelines <i>Ivanova E.S., Baikova, I.N., Prikhodko A.N.</i>	454
Overview of automation objects of an oil extraction plant <i>Skripko O.V., Soloviova I.S.</i>	457
Improving the efficiency of the activity of industrial enterprises <i>Shilova N.N., Nevzorova A.A., Glukhova M.G.</i>	461
Analysis of the influence of the economic mechanism on the management of oil and gas companies <i>Malyutina T.V., Nikiforov S.N.</i>	467
The concept of passive solar heating in the conditions of the city of Blagoveshchensk <i>Averyanov V.N., Bulgakov A.B.</i>	473
The formation of thin films of barium disilicide on silicon as the basis for solar cells <i>Dubov V.L., Fomin D.V., Galkin K.N., Galkin N. G.</i>	476
The role of trainers in the formation of practical skills of operation and personal staff and students of energy specialties <i>Kozlov A.N., Zulfugarova A.G.</i>	479
The automation of control processes by an internal combustion engine <i>Karpova T.V., Dionis M.G.</i>	484
Section «Life safety and ecology» of bachelor thesis majoring in 13.03.02 «Electroenergy and electrical engineering» <i>Bulgakov A.B.</i>	487
Analysis of the efficiency of energy-service contracts in reconstruction of the lighting system <i>Protsenko P.P., Nochevnaya V.O.</i>	492
Ways to improve the stability of operation of a single-phase thirristor regulator when working with ac motor <i>Tikhanov V.I., Skripnik D.A., Reshotko D.P., Fomin D.V.</i>	497
Application of microprocessor electronics for increasing the reliability of the rocket-space industry <i>Myasoedov Y.V., Makhovskiy S.D., Erofeev V.K.</i>	500
Approaches to regulation of coordinated development of economic sectors <i>Postolaty V.M.</i>	503
Experience of application of three methods assessment greenhouse gas emissions by category “International bunkers” in energy sector <i>Bicova E.V.</i>	507
Techniques for splicing of missing data in the time series used for assessment greenhouse gas emissions <i>Bykova E.V., Taranu M.H.</i>	516
Analysis of specific emissions of greenhouse gases from chpp in the republic of Moldova for the period 1990-2016 <i>Vasiliev I.V., Bicova E.V.</i>	524
Application methods of resolving data gaps in calculating greenhouse gas emissions for the industrial sector <i>Bykova E.V., Moraru L.P.</i>	532

Moldova's energy market: structure, tariffs and their impact on competitiveness <i>Gutium T.G.</i>	537
Analysis of management systems of production assets of energy enterprises <i>Kazakul A.A., Ivlev E.A.</i>	542
Methodology of engineering calculation of the electromechanical parameters of the gas pipeline coiled induction heater <i>Safiullin R.A., Yangirov I.F., Kharisova R.R.</i>	548
Engineering calculation of the characteristics of the electromechanical transducer with a composite secondary element <i>Safiullin R.A., Galeev R.F.</i>	555

Адрес издательства:

ФБГОУ ВО «Амурский государственный университет»
675027, г. Благовещенск, Игнатьевское шоссе, 21.

Адрес типографии:

675000, г. Благовещенск, ул. Мухина, 150а

Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов.

Сборник трудов IX Международной научно-технической конференции 11 – 12 марта 2019 г.

Издательство АмГУ. Подписано к печати 28.03.2019. Дата выхода сборника в свет: 15.04.2019.

Редактор – *Н.В. Савина*. Компьютерная верстка – *П.П. Проценко, Ю.В. Хондошко, М.Н. Николаева, А.Г. Зульфугарова*

Формат 60 x 84/8. Усл. печ. л. 64,1. Тираж 500. Заказ 107