

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Южно-Российский государственный политехнический университет  
(НПИ) имени М.И. Платова

# КИБЕРНЕТИКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Сборник материалов XXXVII сессии семинара  
по тематике «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ»

*13-16 октября 2015 года,  
г. Новочеркасск*

Новочеркасск  
ЮРГПУ(НПИ)  
2016

УДК 621.311:681.5:658(063)  
ББК 31.27-5.05+65.290я43  
К 38

***Организаторы конференции:***

Министерство образования и науки Российской Федерации;  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования «Южно-Российский государственный  
политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова»;  
Южный научный центр РАН; Союз энергетиков южных регионов;  
НИИ Энергетики ЮРГПУ(НПИ); ООО НПП «ВНИКО»

***Оргкомитет конференции:***

***Сопредседатели оргкомитета:***

Кравченко О.А., проректор по НРиИД, д.т.н., доцент;  
Скубиенко С.В., декан энергетического факультета, к.т.н., доцент;  
Шошиашвили М.Э., декан электромеханического факультета, д.т.н., профессор;  
Надтока И.И., зав. кафедрой «Электроснабжение и электропривод», д.т.н.,  
профессор, научный руководитель семинара.

***Программный комитет:***

Нагай В.И., д.т.н., профессор, зав. кафедрой ЭСиЭЭС;  
Засыпкин А.С., д.т.н., профессор кафедры ЭСиЭЭС;  
Павленко А.В., д.т.н., профессор, зав. кафедрой ЭиЭА;  
Пятибратов Г.Я., д.т.н., профессор кафедры ЭиЭ;  
Ефимов Н.Н., д.т.н., профессор, зав. кафедрой ТЭСиТ;  
Кужеков С.Л., д.т.н., профессор кафедры ЭСиЭЭС;  
Колбачев Е.Б., д.э.н., профессор, зав. кафедрой ПИМ;  
Кононов Ю.Г., д.т.н., профессор, директор института электроэнергетики,  
электроники и нанотехнологий Северо-Кавказского федерального университета;  
Тропин В.В., д.т.н., профессор кафедры «Применение электроэнергии» Кубанского  
государственного аграрного университета  
Шуляк В.Г., к.т.н., профессор, директор НИИ Энергетики ЮРГПУ(НПИ);  
Шафорост Д.А., к.т.н., доцент кафедры ТЭСиТ, зам. декана ЭнФ.

***Ученый секретарь***

Демура А.В., к.т.н., доцент кафедры «Электроснабжение и электропривод».

***Редакционная коллегия:***

И.И. Надтока, профессор – ответственный редактор;  
А.В. Демура, доцент – зам. ответственного редактора.

К 38 Кибернетика энергетических систем: сборник материалов XXXVII сессии  
семинара по тематике «Электроснабжение», г. Новочеркасск, 13-16 октября  
2015 г. / Южно-Российский государственный политехнический университет  
(НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: ЮРГПУ(НПИ), 2016. – 203 с.

ISBN 978-5-9997-0556-3

Материалы сессии семинара посвящены вопросам электроснабжения, теплоэнергетики и теплоснабжения, энергосбережения, распределенной генерации, релейной защиты и автоматики, диагностики энергетического оборудования, экономики энергетики.

УДК 621.311:681.5:658(063)

ББК 31.27-5.05+65.290Я43

ISBN 978-5-9997-0556-3

© Южно-Российский государственный  
политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, 2016

## ПРЕДИСЛОВИЕ

13-16 октября 2015 года в ЮРГПУ (НПИ) прошли заседания XXXVII-й сессии постоянно действующего Всероссийского семинара РАН «Кибернетика электрических систем» по тематике «Электроснабжение» который был организован профессором Георгием Михайловичем Каяловым в 1979 году. В настоящее время семинар проводится по двум тематикам: «Электроснабжение» (научный руководитель д.т.н., профессор И.И. Надтока) и «Диагностика энергетического оборудования» (научные руководители д.т.н., профессор А.С. Засыпкин, д.т.н., профессор В.И. Нагай).

Целями семинара, сформулированными еще профессором Каяловым Г.М., являются:

- координация научных исследований в энергетике и электроснабжении;
- обмен опытом по внедрению результатов исследований и инновационных разработок;
- повышение уровня подготовки специалистов и кадров высшей квалификации.

Заседания XXXVII-й сессии проходили в 6-и секциях: I. Системы электроснабжения; II. Диагностика электрооборудования и режимы работы электроэнергетических систем; III. Релейная защита и противоаварийное управление электроэнергетическими системами; IV. Диагностика автономных энергосистем; V. Энергоэффективность тепло-технического оборудования; VI. Экономические проблемы развития и функционирования энергетических систем.

В работе XXXVII сессии семинара в очной и заочной формах приняли участие представители вузов и научных учреждений: Институт проблем управления РАН РФ; Северный институт предпринимательства, г. Архангельск; ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского (ОАО ЭНИН)»; Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»; Казанский государственный энергетический университет; Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь; Вятский государственный университет, г. Киров; Кубанский государственный аграрный университет, г. Краснодар; Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет), г. Владикавказ; Магнитогорский государственный технический университет имени Г.И. Носова; Камышинский технологический институт (филиал) Волгоградского государственного технического университета; С.-Петербургский государственный университет, а также промышленных и энергетических предприятий: ООО «Системный оператор Единой энергетической системы»; НПП «ЭКРА», г. Чебоксары; ООО «Систем менеджмент», г. Киев; «Концерн «ЦНИИ «Электроприбор»; ООО «Донэнерго»; ПАО «МРСК Юга»; ФКП «Комбинат Каменский»; ОАО «Химволокно», г. Каменск; ООО НПП «ВНИКО»; ООО НПФ «Квазар»; «НИИ Энерготехнологий», г. Новочеркасск.

В работе секций семинара в качестве докладчиков и содокладчиков кроме научных работников и специалистов предприятий принимали участие студенты, магистры, аспиранты ЮРГПУ(НПИ), других российских вузов, а также Ирака и Таджикистана.

На секциях семинара были заслушаны доклады по завершенным кандидатским диссертациям А.В. Павлова, ЮРГПУ(НПИ); Д.С. Нетребко, КубГАУ; О.А. Котовой, Северо-Кавказский горно-металлургический институт (ГТУ), г. Владикавказ.

В рамках настоящего семинара «Электроснабжение» ЮРГПУ(НПИ) совместно с подкомитетом С6 Российского национального комитета СИГРЭ прошел Научно-практический семинар «**ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ**», участниками которого являлись специалисты филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала и Ростовское РДУ; ОАО «НТЦ ЕЭС» - «Технологии автоматического управления»; АО «ГТ Энерго»; ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС», а также ЮРГПУ(НПИ), которые обсудили широкий круг проблем, связанных с реальным внедрением установок и систем распределенной генерации в нашей стране.

*Оргкомитет*

---

## СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

---

УДК 621.311

### МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НОРМ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА РАСПИЛОВКУ ДРЕВЕСИНЫ

*С.П. Агеев*

Северный институт предпринимательства, г. Архангельск

Предложен подход к установлению операционной нормы удельного расхода электроэнергии на выполнение операции распиловки древесины на лесопильных рамах с учетом вероятностных характеристик пиловочного сырья.

**Ключевые слова:** лесопильная рама, мощность, удельный расход электроэнергии, плотность распределения вероятностей.

### MATHEMATICAL MODEL FOR DEVELOPING RULES TO CUT THE ENERGY CONSUMPTION OF WOOD

*S.P. Ageyev*

North Institute of entrepreneurship, Arkhangelsk

Suggest approach to definition specific power consumption on operation saw wood on gang-sawing machines with accounting of probability characteristics of raw material.

**Keywords:** gang-sawing machine, power consumption, relative energy demand, probability density function.

Вопросы рационального использования энергетических ресурсов приобретают в настоящее время все большее значение в различных отраслях промышленности. Лесопиление является основополагающим процессом в механической обработке древесины и представляет собой сложный энергоемкий процесс. Энергозатраты на производство пилопродукции иногда необоснованно завышены, что во многом определяется несогласованностью энергетических свойств оборудования с технологическими операциями.

Основным методом разработки норм расхода электроэнергии на деревообрабатывающих предприятиях является расчетно-аналитический [1]. Этот метод предполагает выполнение технических расчетов, составляющих энергобаланса операций, исходя из паспортных технических характеристик оборудования, нормализованных технологических и энергетических параметров операций, различных физических и эмпирических

коэффициентов, а также укрупненных нормативов удельного полезного потребления, удельных потерь энергии и нормативов времени операционного цикла.

Согласно энергетической характеристике механизма резания лесопильной рамы [2], минимальному  $A_{MIN}$  и максимальному  $A_{MAX}$  значениям текущей производительности в операционном цикле соответствуют минимальное и максимальное значения потребляемой мощности, т.е.

$$P_{MIN} = c_D \sqrt{A_{MIN}} + P_{ПОСТ} = 0,5c_D d_B \sqrt{\pi u} + P_{ПОСТ}, \quad (1)$$

$$P_{MAX} = c_D \sqrt{A_{MAX}} + P_{ПОСТ} = 0,5c_D d_K \sqrt{\pi u} + P_{ПОСТ}, \quad (2)$$

где  $c_D$  – коэффициент энергоемкости;  $P_{ПОСТ}$  – постоянная составляющая потребляемой двигателем мощности, кВт;  $d_B, d_K$  – диаметр бревна в вершине и комле соответственно, м;  $u$  – скорость подачи бревна.

Так как длина бревен в сортировочной партии является случайной величиной [2], то случайными также будут:

- максимальное значение потребляемой мощности;
- количество электроэнергии, потребляемое за эффективное и операционное время цикла;
- удельный расход электроэнергии (УРЭ) за эффективное и операционное время цикла.

Для целей нормирования электропотребления интерес представляет закон распределения и вероятностные характеристики максимальной мощности. Для их получения преобразуем выражение (2) следующим образом:

$$\begin{aligned} P_{MAX} &= 0,5c_D (d_B + cL) \sqrt{\pi u} + P_{ПОСТ} = \\ &= (0,5c_D d_B \sqrt{\pi u} + P_{ПОСТ}) + 0,5c_D cL \sqrt{\pi u} \end{aligned}$$

или

$$P_{MAX} = P_{MIN} + bL, \quad (3)$$

где  $b = 0,5c_D c \sqrt{\pi u}$  – постоянный (при определенных условиях) коэффициент, характеризующий прирост максимальной мощности при увеличении длины бревна на 1 м, кВт/м;  $c$  – средний сбег бревен.

Из (3) следует, что максимальное значение потребляемой мощности является линейной функцией длины бревен.

Экспериментальные исследования, проведенные на лесопильных заводах г. Архангельска, подтвердили гипотезу о распределении длины бревен в сортировочной партии согласно нормальному закону (закону Гаусса).

В работе [3] показано, что в результате линейного преобразования нормально распределенной случайной величины получается случайная величина, также распределенная по нормальному закону. Таким образом, максимальная мощность имеет нормальное распределение с характеристиками:

– математическое ожидание

$$MP_{MAX} = P_{MIN} + bML,$$

– дисперсия

$$DP_{MAX} = b^2DL,$$

$ML$ ,  $DL$  – математическое ожидание и дисперсия длины бревен в сортировочной партии.

Найдем выражение плотности распределения потребления электроэнергии за эффективное время цикла. Тогда с учетом (3) будем иметь

$$w_{\text{Э}} = P_{\text{СЭ}}\tau_{\text{Э}} = \frac{P_{\text{MIN}}+P_{\text{MAX}}}{2} \frac{L}{u} = \frac{2P_{\text{MIN}}+bL}{2u} L = \frac{P_{\text{MIN}}}{u} L + \frac{b}{2u} L^2 = a_1 L^2 + b_1 L. \quad (4)$$

В результате применения методики, изложенной в [3], получим

$$g(w_{\text{Э}}) = \frac{1}{\sigma_L \sqrt{2\pi(b_1^2 + 4a_1 w_{\text{Э}})}} e^{-\frac{(\sqrt{(b_1^2 + 4a_1 w_{\text{Э}})} - b_1 - 2a_1 ML)^2}{2(2a_1 \sigma_L)^2}}. \quad (5)$$

Кривая плотности  $g(w_{\text{Э}})$  распределения показана на рис. 1.



**Рис. 1. Плотность распределения электроэнергии, потребляемой за эффективное время цикла**

Из выражения (5) следует, что электропотребление за эффективное время цикла, как случайная величина, распределено не по закону Гаусса. Тем не менее, вид графика плотности распределения позволяет аппроксимировать этот закон законом нормального распределения, сохранив при этом основные характеристики случайной величины  $w_{\text{Э}}$ : математическое ожидание  $Mw_{\text{Э}}$  и дисперсию  $Dw_{\text{Э}}$ .

Используя выражение (4), были найдены числовые характеристики распределения электропотребления за эффективное время цикла распиловки:

– математическое ожидание

$$Mw_{\text{Э}} = a_1 DL + a_1 (ML)^2 + b_1 ML.$$

– дисперсия

$$Dw_{\text{Э}} = DL(b_1^2 + 4a_1 Mw_{\text{Э}}) = DL \frac{P_{\text{MIN}}^2 + 2bu + Mw_{\text{Э}}}{u^2}.$$

Аппроксимация реального закона распределения случайной величины  $w_{\text{Э}}$  нормальным вносит ошибку в определение дисперсии около 0,003 %, что вполне допустимо для решения поставленной задачи.

Найдем плотность распределения и числовые характеристики удельного расхода электроэнергии (УРЭ) по распилу сырья. Рассматривая бревно как круговой цилиндр с диаметром  $D_{\text{CP}} = d_B + 0,5cL$ , его объем находим по формуле

$$V = \frac{\pi D_{\text{CP}}^2}{4} L.$$

Тогда УРЭ за эффективное время цикла с учетом (4)

$$d_{\text{Э}} = \frac{w_{\text{Э}}}{V} = \frac{4(a_1 L^2 + b_1 L)}{\pi D_{\text{CP}}^2 L} = \frac{4(a_1 L + b_1)}{\pi (d_B + 0,5cL)^2} = \frac{4P_1 + 2bL}{\pi u (d_B + 0,5cL)^2}.$$

Для нахождения его плотности распределения применим изложенную выше методику, аппроксимировав реальный закон распределения нормальным.

В результате получены следующие характеристики:

– математическое ожидание

$$Md_{\text{Э}} = \frac{4P_1 + 2bML}{\pi u (d_B + 0,5cML)^2},$$

– дисперсия

$$Dd_{\text{Э}} = DL \left( \frac{4P_1 c + bcML - 2bd_B}{u \pi (d_B + 0,5cML)^3} \right)^2.$$

При этом ошибка аппроксимации составила не более 0,01 %.

Согласно закону нормального распределения любое значение УРЭ  $d_{\text{Э}}$  и вероятность его превышения могут быть определены по выражению

$$d_{\text{Э}} = Md_{\text{Э}} + \beta \sigma_{d_{\text{Э}}},$$

где  $\beta$  – статистический коэффициент, учитывающий вероятность превышения удельным расходом уровня  $d_{\text{Э}}$ .

Используя функцию Лапласа [3], получим расчетное значение УРЭ  $d_{\text{ЭР}}$ , вероятность превышения которого составляет 0,05. В этом случае значение коэффициента  $\beta = 1,65$ . Таким образом, можно утверждать, что 95 % всех

значений УРЭ за эффективное время цикла при распиловке сортировочной партии бревен одного диаметра не выйдет за уровень расчетного значения

$$d_{\text{ЭР}} = Md_{\text{Э}} + 1,65\sigma_{d_{\text{Э}}}.$$

Это значение может быть принято в качестве операционной нормы УРЭ за эффективное время цикла при распиловке бревен данного диаметра.

#### **Список цитируемой литературы**

1. Экономия энергоресурсов в лесной и деревообрабатывающей промышленности / М.В. Алексин, В.С. Синев и др. – М.: Лесн. пром-сть, 1982. – 216 с.
2. Агеев С.П. Энергетическая характеристика электропривода механизма резания лесопильной рамы // ИВУЗ, Лесной журнал. – 2009. – № 2. – С. 96-101.
3. Вентцель Е.С. Теория вероятностей и ее инженерные приложения [Текст] / Е.С. Вентцель, Л.А. Овчаров. – М.: Высш. шк., 2000. – 480 с.

© С.П. Агеев, 2016

## **РЕЗУЛЬТАТЫ ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЕДИНОЙ ПРОМЫШЛЕННО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ В ГОРНЫХ ТЕРРИТОРИЯХ**

***Р.В. Клюев, О.А. Котова, О.А. Гаврина***

Северо-Кавказский горно-металлургический институт  
(Государственный технологический университет), г. Владикавказ

В статье приведены результаты эффективного функционирования и управления единой промышленно-энергетической системой (ЕПЭС) в горных территориях на примере РСО-Алания, полученные на основе проведения комплексных исследований промышленных предприятий цветной металлургии, горнорудных предприятий и гидроэлектростанций.

**Ключевые слова:** устойчивость, экспертные оценки, электропотребление.

## **RESULTS OF EFFECTIVE MANAGEMENT UNIFORM INDUSTRIAL POWER SYSTEM IN MOUNTAIN TERRITORIES**

***R.V. Klyuev, O.A. Kotova, O.A. Gavrina***

North-Caucasian mining and metallurgical Institute  
(State technological University), Vladikavkaz

The results of effective functioning and management of the uniform industrial power system (UIPS) in mountain territories on an example RSO-Alania received on the basis of carrying out complex researches of the industrial enterprises of nonferrous metallurgy, the mining enterprises and hydroelectric power stations are given in article.

**Keywords:** stability, expert estimates, power consumption.

Источники и потребители электроэнергии образуют единую промышленно-энергетическую систему (ЕПЭС), включающую процессы производства, распределения и потребления электроэнергии. Основные запасы полиметаллических руд залегают в горной местности, в частности, на месторождениях Северного Кавказа: Садонское, Джимидонское (РСО-Алания), Тырнаузское (Кабардино-Балкария), Урупское (Карачаево-Черкесия), Кизил-Дёре (Дагестан), Квайсинское (Республика Южная Осетия) и др. Экономически обосновано строительство горно-обогатительных комбинатов (ГОК) и предприятий по производству цветных металлов непосредственно вблизи от сырьевой базы добычи руды. Для горных территорий важнейшими задачами управления и функционирования ЕПЭС являются: оптимизация водно-энергетических параметров (ВЭП), обеспечение устойчивости работы высоконапорных ГЭС, минимизация энергетической составляющей затрат в себестоимости производства цветных металлов. Поэтому важной

и актуальной проблемой является разработка методов повышения эффективности управления ЕПЭС. ЕПЭС в горных территориях на примере РСО-Алания включает следующие процессы:

– добыча, переработка и обогащение руды на ГОК выполняется на Садонском свинцово-цинковом комбинате (ССЦК);

– производство электроэнергии определяется на основе комплексного расчета ВЭП от высоконапорных ГЭС (ЗГЭС, Эзмин ГЭС и др.);

– распределение электроэнергии от ГЭС с дискретным отбором мощности обеспечивается статической и динамической устойчивостью работы блока «ГЭС-система»;

– потребление электроэнергии на двух крупных предприятиях цветной металлургии – ОАО «Электроцинк» (свинцово-цинковое производство) и ОАО «Победит» (твердосплавное производство) осуществляется на основе решения основной целевой задачи – минимизации энергетической составляющей затрат при производстве цветных металлов.

Основные результаты, полученные в ходе разработки методов повышения эффективности управления ЕПЭС в горных территориях, на примере РСО-Алания следующие:

1. Проведены комплексные исследования водно-энергетических параметров высоконапорной ГЭС [1].

2. Разработана методика расчета статической устойчивости системы с переменной структурой и дискретным отбором мощности. Получена адекватная математическая модель зависимости  $k_3(P)$  от величины дискретного отбора мощности до максимальной мощности  $S_{\text{нmax}}=203$  МВА в виде линейного уравнения регрессии:  $k_3(P) = -0,3178S_{\text{н}} + 451,64$  при  $R^2=0,998$  [2]. Разработан алгоритм и математическая модель расчета предельного времени  $t_{\text{пр}}$  отключения КЗ по условию динамической устойчивости системы. С помощью метода наименьших квадратов (МНК) получены математические модели зависимости угла расхождения ЭДС генератора и напряжения системы  $\delta' = f(t)$ .

3. Разработаны методики экспертных оценок и кластерного анализа основных показателей техноценоза, позволяющие оценить степень влияния технологических показателей производства твердых сплавов на потребление электроэнергии и построить гистограммы и математические модели распределения сумм рангов экспертных оценок по всем кастам рангового распределения. Сформированы кластеры и построены дендрограммы слабокоррелированных между собой показателей, влияние которых по отдельным

кастам на потребление электроэнергии количественно оценивается по значениям средневзвешенных размытых чисел:  $\bar{A}_{\beta i^*} > 1,3$  – ноевая каста;  $1 < \bar{A}_{\beta i^*} < 1,3$  – пойнтер каста;  $\bar{A}_{\beta i^*} < 1$  – саранчевая каста. Установлена закономерность изменения потребления электроэнергии технологическим оборудованием, которая описывается адекватной математической моделью в виде затухающей гармонической функции:  $W(t, u) = \cos(u_0 t + u_1) e^{u_2 t} + u_3$ . Ретроспективная проверка относительной ошибки прогнозирования потребления электроэнергии показала, что, для полученной модели  $W(t, u)$  она не превышает 2 %, что значительно ниже, чем относительные ошибки прогноза ряда моделей других типов. Полученная модель рекомендуется к использованию в АСКУЭ для целей краткосрочного прогнозирования потребления электроэнергии. Разработана комплексная методика исследования теплоэнергетических характеристик потребителей ноевой и пойнтер каст  $H$ -распределения предприятий цветной металлургии по производству твердых сплавов, позволяющая получить статистические оценки электропотребления в статическом и динамическом режимах работы предприятия [3, 4].

4. Разработана методика определения фактических вкладов потребителя и системы в несинусоидальность напряжения на основе активного эксперимента – кратковременного включения силовых трансформаторов ГПП на параллельную работу. Относительная погрешность расчета составила 6,5 %. Проведен ранговый анализ спектра ноевой касты ВГ по напряжению ( $n=11, 13, 5$ ) и установлено, что значения коэффициентов корреляции между  $k_{U(n)}$ ,  $k_U$  и долей ноевой и пойнтер каст потребителей электроэнергии ( $W, \%$ ) для твердосплавного производства равны: 0,56 и 0,37 соответственно; для цинкового производства коэффициент корреляции между  $k_{U(n)}$ ,  $k_U$  и долей ноевой касты потребителей электроэнергии составляет 0,77, что позволяет ограничить круг первоочередных задач по расчету требуемых фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ) [5].

*Работа выполнена при поддержке проекта № 3851 «Методика оценки и рациональное использование сырьевых, водных и биологических ресурсов в техногенной зоне РСО-Алания, выполняемого в рамках базовой части государственного задания.*

#### **Список цитируемой литературы**

1. Васильев И.Е., Ключев Р.В., Кочиев П.Г. Моделирование водно-энергетических режимов устойчивой работы Зарамагской ГЭС-1 // Труды СКГМИ: юбилейный выпуск, 2006. – С. 333-338.

2. Васильев И.Е., Ключев Р.В., Долганов А.А. Исследование и расчет устойчивости работы высокогорных малых гидроэлектростанций (МГЭС) // Устойчивое развитие горных территорий. – 2011. – № 3 (9). – С. 50-58.
3. Ключев Р.В. Разработка и исследование критериев эффективного производства электроэнергии на ГЭС и системный анализ ее потребления на предприятиях цветной металлургии // Устойчивое развитие горных территорий. – 2011. – № 4 (10). – С. 12-19.
4. Ключев Р.В. Анализ электропотребления на предприятиях цветной металлургии // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2012. – № 2. – С. 65-67.
5. Васильев И.Е., Ключев Р.В., Васильев Е.И. Определение фактического вклада потребителя и системы в несинусоидальность напряжений предприятий цветной металлургии на основе активного эксперимента – включения трансформаторов на параллельную работу // Аудит и финансовый анализ. – 2011. – № 4. – С. 464-467.

© Р.В. Ключев, О.А. Котова, О.А. Гаврина, 2016

## **МЕТОДИКА РАСЧЕТА РЕЗОНАНСНЫХ РЕЖИМОВ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 6 кВ С НЕЛИНЕЙНОЙ НАГРУЗКОЙ**

*Р.В. Ключев, О.А. Котова, О.Ю. Галкина*

Северо-Кавказский горно-металлургический институт  
(Государственный технологический университет), г. Владикавказ

Разработана методика расчета резонансных режимов в системах электроснабжения промышленных предприятий с нелинейной нагрузкой. Применение методики позволяет выбрать оптимальную мощность батарей статических конденсаторов для исключения появления резонансных режимов в электрических сетях.

**Ключевые слова:** система электроснабжения, резонанс, напряжение, годограф.

## **METHOD OF RESONANT MODES CALCULATION IN SYSTEM OF POWER SUPPLY OF 6 kV WITH NONLINEAR LOADING**

*R. V. Klyuev, O. A. Kotova, O. Yu. Galkina*

North-Caucasian mining and metallurgical Institute  
(State technological University), Vladikavkaz

The method of calculation of the resonant modes in systems of power supply of the industrial enterprises with nonlinear loading is developed. Application of a technique allows to choose the optimum power of batteries of static condensers for an exception of emergence of the resonant modes in electric networks.

**Keywords:** system of power supply, resonance, tension, hodograph.

В системе электроснабжения (СЭС) промышленных предприятий с нелинейной нагрузкой (НН) большой мощности, генерирующих в СЭС высшие гармонические (ВГ), одной из основных причин повреждения электрооборудования является возрастание токов и напряжений вследствие возникновения резонанса в точке общего присоединения (ТОП) с батареями статических конденсаторов (БСК). Возникновение последовательного и параллельного резонанса приводит к перегрузке БСК ВГ, вплоть до полного их разрушения, что является одной из наиболее тяжёлых аварий в СЭС. В частности, аварийное отключение БСК в сети 6 кВ ОАО «Электроцинк», работающей в блоке «БСК-АСД газодувки» привело к тяжёлым последствиям экономического и экологического характера. Поэтому важной и актуальной задачей является разработка методики, позволяющей рассчитывать резонансные режимы в ТОП БСК и НН. Параллельный резонанс возникает вследствие высокого сопротивления ВГ тока на резонансной частоте. При допущении, что сопротивление источника чисто индуктивное, резонансная частота определяется по формуле [1]:

$$f_p = f \sqrt{\frac{S_{кз}}{Q_k}}, \quad (1)$$

где  $S_{кз}$  – мощность КЗ в ТОП, кВА;  $Q_k$  – мощность конденсаторов, кВАр;  $f$  – частота  $\nu$ -й гармоники.

Возникновение параллельного резонанса возможно при большом сопротивлении нагрузок в ТОП. Ток от источников ВГ в этом случае может привести к резонансу между индуктивностью системы и ёмкостью конденсаторов  $C_k$ . При последовательном резонансе сопротивление нагрузок на высоких частотах ВГ может не учитываться (при  $\nu \rightarrow \infty, L_H \rightarrow \infty$ ).

Резонансная частота в этом случае определяется по формуле [2]:

$$f_p = f \sqrt{\frac{S_T}{Q_k \cdot U_{кз}} \cdot 100 - \frac{P_H^2}{Q_k^2}}, \quad (2)$$

где  $P_H$  – мощность нагрузки, кВт;  $S_T$  – мощность трансформатора кВА;  $U_{кз}$  – напряжение КЗ трансформатора, %.

При последовательном резонансе через БСК может протекать большой ток, даже при небольшом напряжении ВГ.

Приведённые выше формулы (1), (2) носят достаточно общий характер, и их практическое использование для расчёта резонансных режимов, в конкретных СЭС, затруднительно. Напряжение на резонансных участках цепи может быть больше номинального, если выполняются условия:

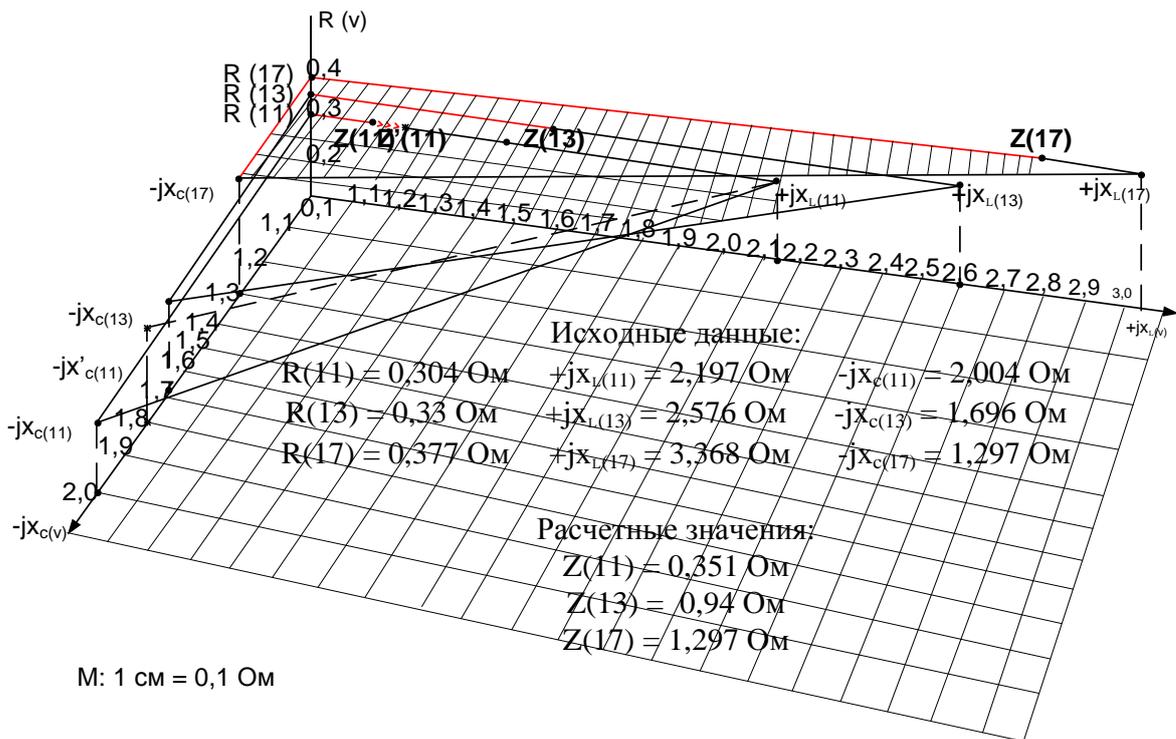
$$R < \omega L_{(\nu)} = \frac{1}{\omega C_{(\nu)}} = \rho,$$

где  $\rho = \sqrt{\frac{L}{C}}$  – полное сопротивление цепи.

Изменяя в ТОП значение индуктивности для ВГ  $\nu > 1$  строится пространственная трёхмерная карта резонанса, представленная на рис. 1.

Трёхмерная карта резонанса построена на основании экспериментальных данных, полученных в ТОП БСК и синхронного двигателя (СД) газодувки. Принятые обозначения:  $R_{(\nu)}$  – сопротивление на частоте  $\nu$ ;  $-jX_{C(\nu)}$  – емкостное сопротивление на частоте  $\nu$ ;  $jX_{L(\nu)}$  – индуктивное сопротивление на частоте  $\nu$ . С учетом активного сопротивления  $R_{(\nu)}$ ,  $\nu=13$ , получено общее выражение для зависимости между  $R_{(13)}$ ,  $L_{(13)}$ ,  $C_{(13)}$ :

$$R_{L(13)} = 0,33 + 2,576 L - 1,696 C.$$



**Рис. 1. Пространственная трёхмерная карта резонанса**

В аналитическом расчёте по разработанной методике, принято известное, более простое и удобное для расчётов значение:

$$R_{L(v)} = \sqrt{v} \cdot R_{L(1)} \quad \text{или} \quad R_{L(13)} = \sqrt{13} \cdot R_{L(1)}.$$

При  $v=11$  возникает резонанс и возможность аварии в БСК ( $Z_{11}$ ). С целью вывести БСК из зоны резонанса была изменена мощность БСК  $\Delta Q_{\text{БСК}}$ . По результатам исследования ВГ в СЭС строятся годографы в виде графического места точек полных сопротивлений сети переменного тока, показывающие индуктивное сопротивление системы, емкостное сопротивление БСК и активное сопротивление в ТОП. При полном резонансе напряжений в ТОП, полное сопротивление цепи – чисто активное и токи ВГ через БСК – максимальные.

Резонанс напряжений, в точке которого сопротивление очень мало и имеет чисто активный характер ( $jx=0$ ), а фазовый угол становится индуктивным (на  $f_j \rightarrow -jx$ ) с этого момента с увеличением частоты увеличивается сопротивление по часовой стрелке. В интервале между  $n=11$  и  $n=12$  наступает резонанс токов, сопротивление становится большим и чисто активным  $r \uparrow$  ( $jx=0$ ). Методика предусматривает аналитический расчёт оптимальной мощности БСК, использованием полученных результатов экспериментального исследования ВГ в ТОП СЭС, в частности, определения  $v>1$ , напряжения ВГ  $U_{\text{ВГ}(v)}$ , результирующего сопротивления  $Z_{\text{рез}(v)\text{изм}}$ .

В контексте построения годографа полного сопротивления ВГ в ТОП предполагается, что постоянными составляющими являются значения сопротивлений ВГ в ТОП:  $R_{(v)}$ ,  $jX_{L(v)}$  при постоянной структуре СЭС. Переменной составляющей является сопротивление (мощность) БСК -  $jX_{C(v)}$ , которые рассчитываются по условиям оптимального выбора БСК:

$$X_{Cvi} \neq X_{Lvi}, X_{Cvi} \leq 0, X_{Lvi} \geq 0, Q_{\text{БСК}(v)} \leq 1,3Q_{\text{БСКн}}.$$

В качестве альтернативы может быть рассмотрена обратная задача, когда постоянной составляющей принимается сопротивление БСК -  $jX_{C(v)} = \text{const}$ ,  $Q_{\text{БСК}v} = \text{const}$ , а меняется сопротивление СЭС +  $jX_{L(v)}$  за счет изменения структуры СЭС или отдельных технических параметров элементов СЭС. Аналитически рассчитываются активное  $R_{(v)i}$  и индуктивное  $jX_{(v)i}$  сопротивления на частотах ВГ  $v \geq 1$ , в каждой  $i$ -ой ТОП в СЭС. Годограф полного резонанса на частотах ВГ  $v > 1$  строится для каждой  $i$ -ой ТОП СЭС из условия  $jX_{L(v)i} = -jX_{C(v)i}$ , и по нему определяется резонансная частота БСК и рассчитывается её теоретическая мощность. Максимальное значение дополнительной составляющей мощности БСК за счет ВГ  $\Delta Q_{v \max}$  не должно превышать 30 % номинальной мощности БСК  $Q_{\text{БСКн}}$ :  $Q_{v \max} \leq 0,3Q_{\text{БСКн}}$ . Отсюда, расчётная теоретическая мощность БСК должна быть снижена не менее, чем на 30 %, при дискретной стандартной шкале мощности БСК типа УКБ/10  $Q_{\text{БСКн}} = 450, 675, 900, 1125, 1350, 1800$  кВАр. К установке принимается ближайшее меньшее значение, в этом случае выполняется неравенство  $Q_{v \max} \leq 0,3Q_{\text{БСКн}}$ . Оценка погрешности аналитического расчета определяется из сравнения значений измеренного полного  $Z_{\text{рез}(v)\text{изм}}$  и расчётного значений  $Z_{\text{расч}}$ . [3, 4].

*Работа выполнена при поддержке проекта № 3851 «Методика оценки и рациональное использование сырьевых, водных и биологических ресурсов в техногенной зоне РСО-Алания, выполняемого в рамках базовой части государственного задания.*

#### Список цитируемой литературы

1. Железко Ю.С., Артемьев А.В. и др. Расчет потребности в конденсаторных установках для действующих промышленных предприятий // Промышленная энергетика. – 1983. – № 11. – С. 48-51.
2. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л. и др. Избранные вопросы несинусоидальных режимов в электрических сетях предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 296 с.
3. Васильев И.Е., Ключев Р.В., Котова О.А., Васильев Е.И. Системный анализ устойчивости работы блока «АД-БСК» в системе электроснабжения предприятий цветной металлургии // Устойчивое развитие горных территорий. – 2012. – № 3 (13). – С. 14-20.
4. Васильев И.Е., Ключев Р.В., Васильев Е.И., Котова О.А. Определение фактического вклада потребителя и системы в несинусоидальность напряжения при управлении работой БСК на предприятиях цветной металлургии // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2010. – № 3. – С. 58-63.

© Р.В. Ключев, О.А. Котова, О.Ю. Галкина, 2016

## АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ В СИСТЕМЕ АВТОНОМНОГО СОЛНЕЧНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

*П.Г. Колпахчян, Б.Н. Лобов, А.М. Аль Джурни Рагхад*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Рассматриваются результаты моделирования системы автономного солнечного электроснабжения госпиталя в Багдаде. Результаты расчётов в виде суточных графиков мощности, отдаваемой фотоэлектрическими преобразователями (ФЭП) с разной ориентацией, суммарной мощности ФЭП, аккумуляторных батарей (АКБ), дизель-генератора, суммарной мощности нагрузки и потерь в линии постоянного тока, запаса энергии в АКБ и расхода топлива дизель-генератора приведены для периода летнего солнцестояния.

**Ключевые слова:** автономное электроснабжение, моделирование, мощность, линия постоянного тока, летнее солнцестояние.

## ANALYSIS OF PROCESSES IN THE SYSTEM STAND-ALONE SOLAR ELECTRICITY

*P.G. Kolpahchyan, B.N. Lobov, A.M. Al-Jurni Raghad*

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

Discusses the results of the simulation of a system of Autonomous solar electricity hospital in Baghdad. The results of calculations in the form of daily schedules of power output photovoltaic cells (solar cells) with different orientations, the total capacity of solar cells, batteries (battery), diesel generator, the total power of the load and the losses in the DC transmission lines, the stored energy in the battery and fuel consumption of a diesel generator provided for the period of the summer solstice.

**Keywords:** Autonomous power, modeling, power line DC, the summer solstice.

Выполнен анализ процессов в автономной системе солнечного электроснабжения госпиталя в Багдаде (Ирак) в течение суточного цикла работы [1]. Поскольку генерация ФЭП зависит от положения Солнца в разные периоды года, работа системы была рассмотрена в периоды равноденствия, летнего и зимнего солнцестояния.

Поскольку выработка электроэнергии осуществляется ФЭП, расположенными на крыше и на стенах здания, на этажах целесообразно использовать несколько распределительных устройств, соединенных между собой и распределительными устройствами, расположенными на этаж ниже и выше, элементами вспомогательной линии. При такой структуре системы электроснабжения имеется возможность передачи электроэнергии от фотоэлектрических панелей, расположенных на крыше, к аккумуляторным батареям по межэтажным кабелям, не нагружая кабели этажа.

Эффективная работа системы электроснабжения требует согласованной работы входящих в нее устройств [2]. В соответствии с принятым

подходом к организации рассматриваемой системы электроснабжения, ее элементы соединены вспомогательной линией постоянного тока. В этом случае возможно создание децентрализованной системы управления устройствами электроснабжения.

В качестве основного информационного параметра предлагаемой системы управления целесообразно использовать напряжение во вспомогательной линии постоянного тока [3]. Управление работой устройств системы электроснабжения может быть организовано путем настройки внешней характеристики.

Составлена схема замещения, состоящая из активных сопротивлений и нелинейных элементов с заданными вольт-амперными характеристиками. Расчет режима схемы проводился итерационным методом [4]. На каждой итерации выполнялась линеаризация схемы замещения и расчет режима ее работы методом узловых потенциалов.

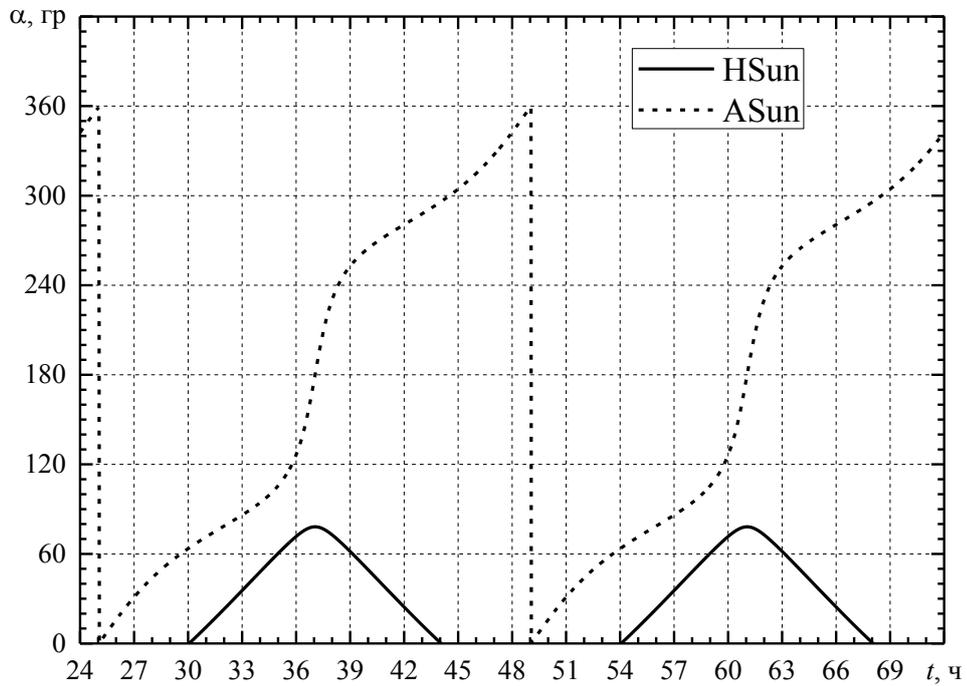
При составлении расчетной схемы системы электроснабжения госпиталя считалось, что ФЭП устанавливаются вертикально на стенах здания, обращенных на запад, восток и юг и занимают все пространство стены за исключением окон с третьего по двенадцатый этаж. Также, ФЭП устанавливаются в горизонтальном положении на крыше. Мощность ФЭП, установленных на западной и восточной стенах здания, составляет 180 кВт на этаж, мощность установленных на южной стене – 60 кВт. На крыше расположены шесть секций ФЭП мощностью по 300 кВт.

Для питания потребителей при недостаточной выработке энергии ФЭП и в ночное время в составе системы электроснабжения имеются три АКБ с суммарной запасаемой энергией 9000 кВтч, а также дизель-генератор мощностью 700 кВт.

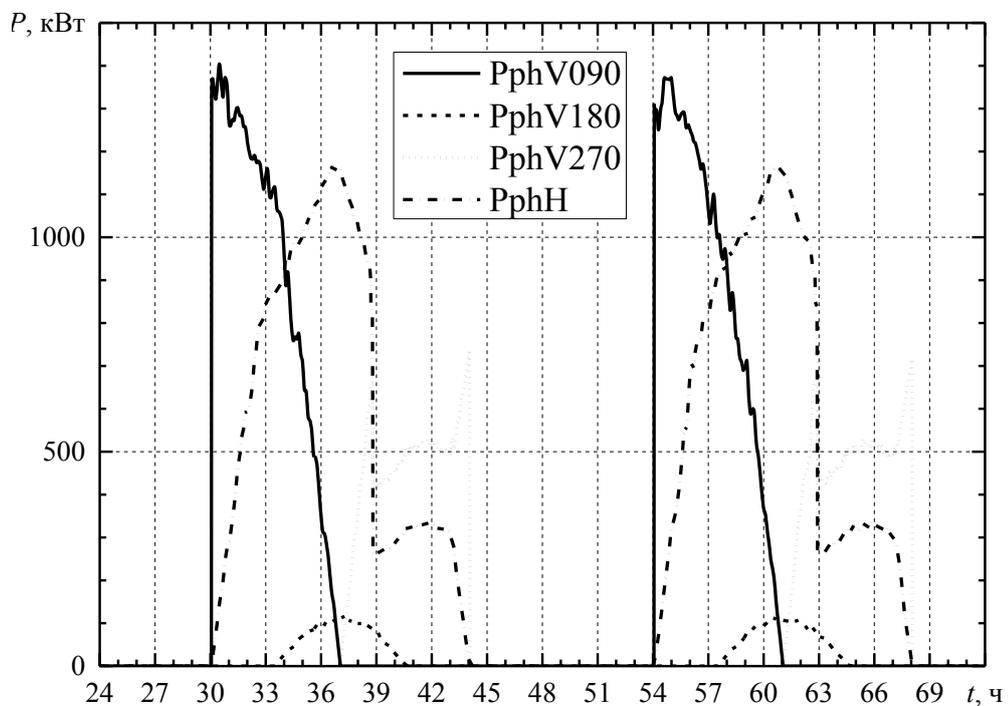
В расчетах использовалась следующая настройка устройств системы электроснабжения. Напряжение холостого хода ФЭП принято равным 680 В, крутизна внешней характеристики – 10 В/А. Напряжение холостого хода АКБ – 640 В, крутизна внешней характеристики – 50 В/А. Напряжение холостого хода дизель-генератора принято равным 620 В, крутизна характеристики – 10 В/А. При таких настройках, как показали результаты предварительных расчетов, обеспечивается необходимая последовательность включения и логика работы устройств.

На рис. 1-5 приведены результаты расчета процессов в системе электроснабжения на основе ФЭП для периода летнего солнцестояния. Склонение Солнца было принято  $+21,5^\circ$ . Анализ полученных данных показывает, что вертикально установленные ФЭП, ориентированные на восток и запад, эффективно собирают энергию в утренние и вечерние часы. Вертикальные

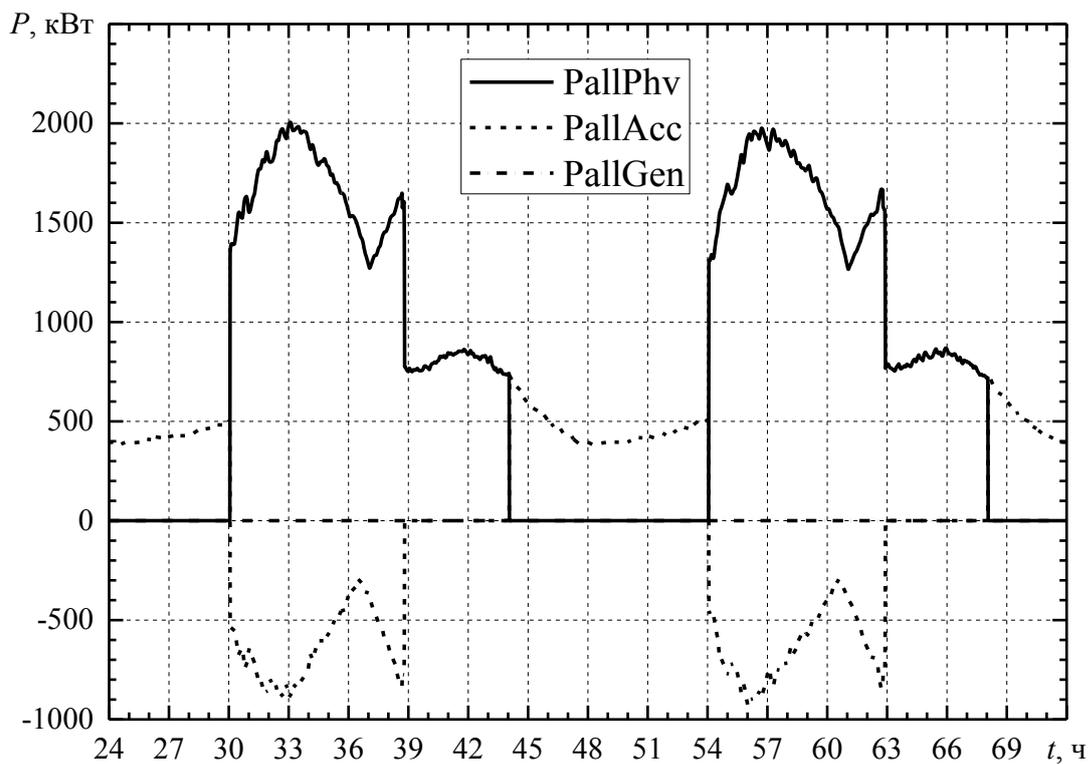
ФЭП, обращенные на юг, работают менее эффективно из-за того, что на широте Багдада в летнее время Солнце поднимается высоко над горизонтом. Горизонтально установленные ФЭП собирают энергию, в основном, в дневное время, и наиболее эффективны в районе полудня.



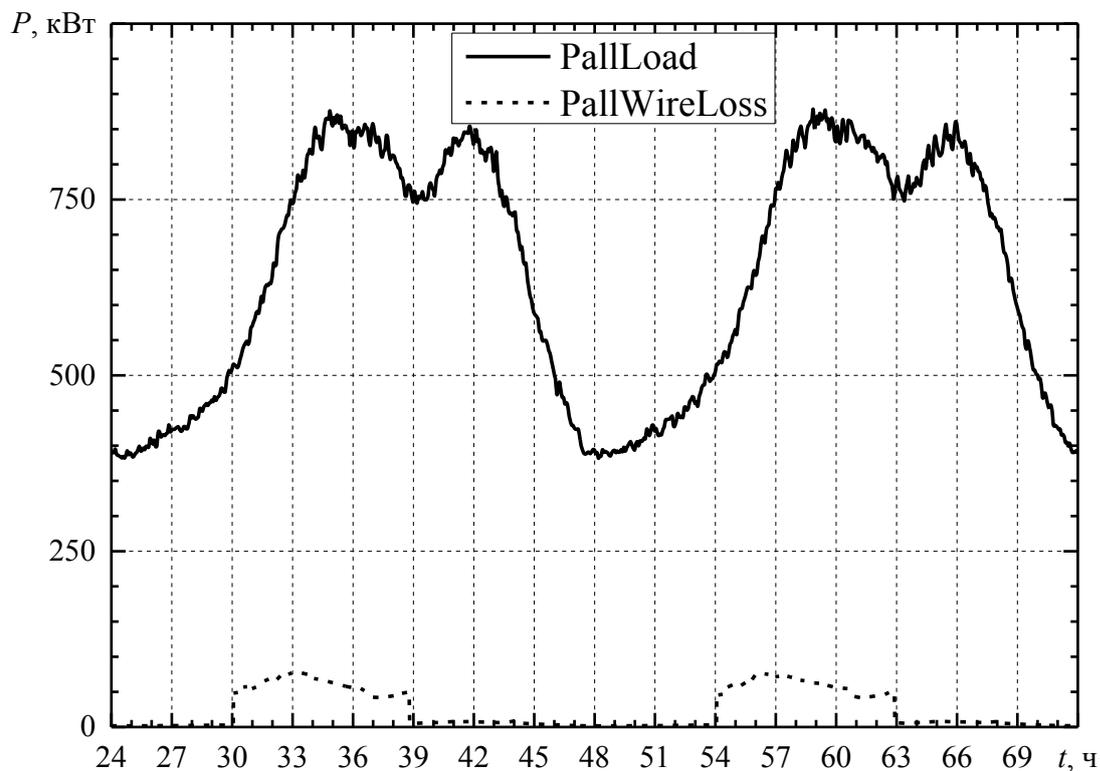
**Рис. 1. Результаты расчета процессов в системе электроснабжения в период летнего солнцестояния. Высота и азимут Солнца**



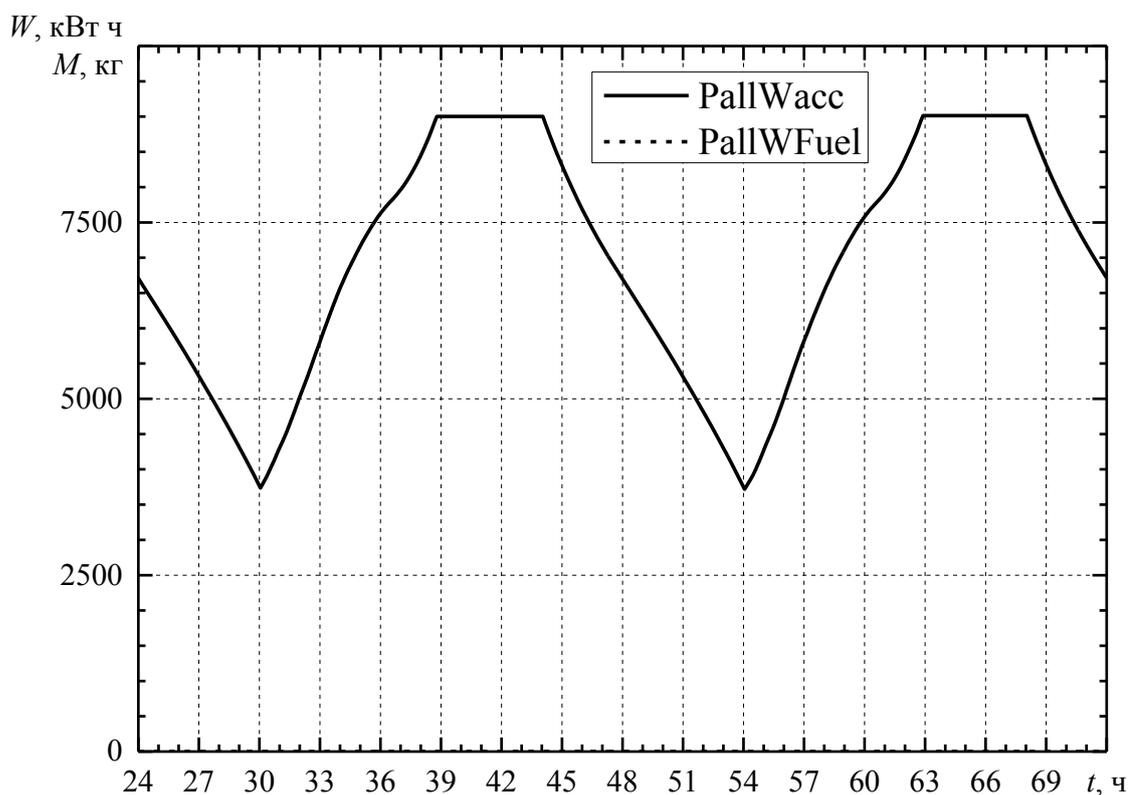
**Рис. 2. Результаты расчета процессов в системе электроснабжения в период летнего солнцестояния. Мощность, отдаваемая ФЭП с разной ориентацией**



**Рис. 3. Результаты расчета процессов в системе электроснабжения в период летнего солнцестояния. Суммарная мощность ФЭП, АКБ и дизель-генератора**



**Рис. 4. Результаты расчета процессов в системе электроснабжения в период летнего солнцестояния. Суммарная мощность нагрузки и потери в линии постоянного тока**



**Рис. 5. Результаты расчета процессов в системе электроснабжения в период летнего солнцестояния. Запас энергии в АКБ и расход топлива дизель-генератора**

В летнее время, как видно из приведенных результатов, в системе наблюдается избыток электроэнергии. Поэтому после 15 часов дня АКБ полностью заряжены, и ФЭП работают только на нагрузку в режиме частично отдаваемой мощности. Дизель-генератор в это время года не используется.

Суммарные потери в линии не превышают 80 кВт и имеют существенную величину только в моменты заряда АКБ. Это происходит потому, что энергия собирается ФЭП, распределенных по поверхности всего здания, и, кроме того, ФЭП значительной суммарной мощности установлены на крыше, и передача электроэнергии осуществляется по вспомогательной линии через все здание к АКБ, расположенным на техническом этаже.

Анализ полученных результатов показывает, что разработанная структура и предлагаемый принцип построения децентрализованной системы управления системой электроснабжения на базе ФЭП позволяет обеспечить ее эффективную работу. Результаты расчета процессов в различные периоды года показывает, что при принятой установленной мощности ФЭП большую часть года электроснабжение госпиталя обеспечивается без использования дизель-генератора.

### Список цитируемой литературы

1. Лобов Б.Н., Колпахчян П.Г., Белокопытов С.А., Аль Джурни Рагхад А.М. Выбор структуры фотоэлектрической системы электроснабжения // Электротехника. – 2015. – № 7. – С. 36-40.
2. Осадчий Г.Б. Технология солнечного электроснабжения и энергосбережения // Энергетик. – 2014. – № 3.
3. Чичёв С.И., Калинин В.Ф., Глинкин Е.И. Система контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций. – М.: Издательский дом "Спектр", 2011. – 140 с.
4. Виссарионов В.И. Методика расчета энергетического комплекса для тепло- и электроснабжения автономного потребителя на базе возобновляемых источников энергии / В.И. Виссарионов, А.Н. Дорошин, А.В. Кацай, А.В. Дорошина // Эффективное антикризисное управление, 2012. – № 2. – С. 82-90.

© ЮРГПУ(НПИ), 2016

## **ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «РЭТП» ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МАЛОЗАТРАТНЫХ СПОСОБОВ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6-10 кВ**

*А.В. Богдан, Д.С. Нетребко*

Кубанский государственный аграрный университет, г. Краснодар

Большую роль в экономии потерь электроэнергии играют малозатратные способы энергосбережения. В противовес методам, требующим дорогостоящей замены или приобретения электросетевого оборудования, они не требуют серьезных затрат и позволяют быстро получить экономический эффект от их внедрения.

**Ключевые слова:** энергосбережение, оптимизация схемы сети, конденсаторные установки, дополнительные источники питания, программный комплекс.

## **«RETP» SOFTWARE FOR DETERMINATION LOW-COST WAYS OF ENERGY SAVING IN ELECTRICAL NETWORKS 6-10 kV**

*A.V. Bogdan, D.S. Netrebko*

Kuban State Agrarian University, Krasnodar

An important role in the economy of energy losses play a low-cost energy-saving methods. In contrast to methods that require expensive replacement or purchase of electricity equipment, they do not require significant costs and allow you to quickly get the economic effect of their implementation.

**Ключевые слова:** energy efficiency, optimization of network layout, capacitor banks, additional power supplies, software package.

Проблемы определения и снижения потерь электроэнергии в настоящее время стоят очень остро, так как затрагивают экономическое благополучие энергоснабжающих организаций. Выявление и устранение очагов повышенных потерь электроэнергии позволяет добиться снижения уровня потерь электрической энергии при её передаче. В связи с этим актуальным является совершенствование методов расчёта технических потерь электроэнергии, а также методов планирования мероприятий по снижению потерь.

В данной статье будет рассматриваться ряд малозатратных способов для комплексного энергосбережения в сельских сетях 6-10 кВ, таких как алгоритмы поиска рациональных мест размыкания в сетях, алгоритмы поиска рациональных мест включения конденсаторных установок и источников дополнительного питания на возобновляемой энергии.

Программный комплекс «РЭТП» был разработан для расчетного определения рациональной конфигурации радиальной схемы сети 6-10 кВ и

определения окупаемых мест расположения конденсаторных компенсирующих установок. Количество источников питания, учитываемых при анализе может составлять десятки и сотни.

В информационную базу для проведения расчетов входят поопорные схемы, выполненные средствами пакета Microsoft Visio, являющегося составной частью Microsoft Office.

Помимо данных по схемам в информационную базу входят следующие данные:

- расчетные параметры источников питания;
  - количество, средние месячные нагрузки ( $W_{\text{акт}}$  и  $W_{\text{реак}}$ );
  - параметры линий, кабельных и воздушных составляющих расчетную сеть;
  - параметры трансформаторов 10/0,4, установленных в этой сети и имеющих возможности для присоединения к ней;
  - состояние (В/О) разъединителей и других коммутаторов (разрывов) установленных в сети;
  - мощности и места установки компенсирующих установок 10 кВ (КУСН);
  - мощности и места установки компенсирующих установок 0,4 кВ (КУНН);
  - шкала цен на ряд установок компенсации КУСН, которые рассматриваются при выборе оптимальной мощности, места установки и срока окупаемости на стороне 10 кВ;
  - шкала цен на ряд установок компенсации КУНН, которые рассматриваются при выборе оптимальной мощности, места установки и срока окупаемости на стороне 0,4 кВ;
  - перечень фидеров и их месячное потребление активной и реактивной мощности, подключенных к питающей п/ст и не участвующих в рассмотрении вопросов оптимизации нормальной схемы и расстановки компенсирующих устройств. Блок-схема комплекса РЭТП 6-10 приведена на рис. 1.
- Программный комплекс состоит из 3-х основных модулей.
- расчет и анализ технологических потерь в линиях и ТП сети 6-10 кВ;
  - адресные рекомендации по созданию рациональной нормальной схемы сети;
  - установка конденсаторных установок на шинах 0,4 кВ или 6-10 кВ заданного числа ТП сети.

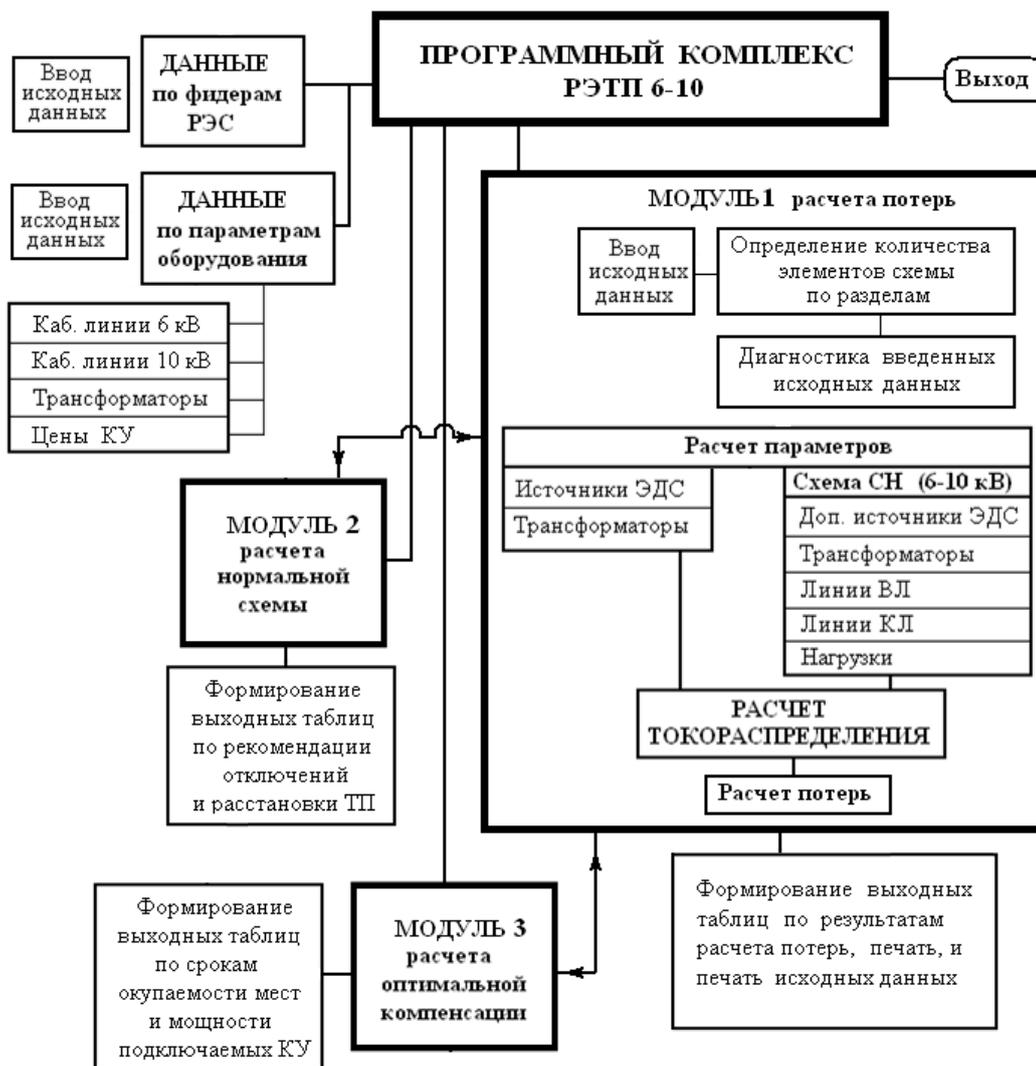


Рис. 1. Блок-схема программного комплекса РЭТП 6-10

**Адресные рекомендации по созданию рациональной нормальной схемы сети.** Задача поиска оптимальных мест размыкания электрических сетей является актуальной, так как в настоящее время замкнутые электрические сети 6-10 кВ в России не используются в связи с особенностями эксплуатации.

Оптимизация схемы электрической сети с целью уменьшения в ней технологических потерь электроэнергии, является задачей нахождения экстремума (в данном случае минимума) целевой функции [1].

В данной задаче в качестве целевой функции выступает сумма потерь в линиях электропередач заданной сети.

$$S = \sum_{k=1}^n (I_k)^2 R_k \rightarrow \min. \quad (1)$$

Следует отметить, что в целевой функции (1) фигурируют две величины – ток линии и сопротивление. Не учитываем зависимость сопротивления от температуры, считаем, что оно является для каждой линии постоянной величиной

$$R_k = \text{const}, \forall k \in 1..n, \quad (2)$$

где  $k$  – количество линий в сети.

Таким образом, (1) является функцией одной переменной – тока линии.

$$S = S(I). \quad (3)$$

В замкнутой электрической сети токораспределение происходит естественным образом. Максвеллом [2] было установлено, что распределение токов в электрической цепи из активных сопротивлений всегда происходит так, что тепловая функция системы

$$P = \frac{1}{2} \left\{ \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n [E_{i,j} - (U_i - U_j)]^2 \frac{1}{R_{i,j}} \right\} \quad (4)$$

минимальна.

В уравнении  $E_{i,j}$  – величина эдс в ветви между узлами  $i$  и  $j$ ,  $U_i, U_j$  – потенциалы узлов  $i$  и  $j$ ,  $R_{i,j}$  – сопротивление между узлами  $i$  и  $j$ ,  $n$  – общее количество узлов схемы.

Доказательство основано на том, что совокупность уравнений

$$YU = J \quad (5)$$

является совокупностью условий минимума функции  $P$ , т.е. совокупностью условий:

$$\frac{\partial P}{\partial U_1} = 0; \quad \frac{\partial P}{\partial U_2} = 0; \quad \frac{\partial P}{\partial U_3} = 0 \quad \text{и так далее} \quad (6)$$

Так как вторые производные

$$\frac{\partial^2 P}{\partial U_1^2} = Y_{1,1} > 0; \quad \frac{\partial^2 P}{\partial U_2^2} = Y_{2,2} > 0; \quad \frac{\partial^2 P}{\partial U_3^2} = Y_{3,3} > 0 \quad (7)$$

и так далее, положительны, то это и есть условие минимума тепловой функции.

Реальная схема состоит из ветвей, имеющих активную ( $R$ ) и реактивную ( $X$ ) составляющую сопротивления. При замыкании такой схемы происходит естественное распределение токов, обычно сопровождающееся уменьшением потерь. Если  $X/R = \text{const}$ , то схема считается однородной, токораспределение в ней будет соответствовать распределению в чисто активной сети. Если  $X/R \neq \text{const}$ , то схема неоднородна, и токораспределение активной мощности и реактивной мощности происходит по различным законам. Для сети 6-10 кВ для ветвей нагрузок соотношение  $X/R$  определяется  $\text{tg}(\varphi)$  нагрузки, который, согласно замерам, колеблется в диапазоне 0,25–1,2, а для линий, сопротивления которых изменяются в диапазоне 0,5–2 и определяют токораспределение в замкнутой схеме. Можно считать, что схема такой сети близка к однородной.

В связи с этим методы поиска оптимальных мест размыкания электрических сетей основываются на максимальном сходстве токораспределений в замкнутой и разомкнутой сетях.

Алгоритм поиска оптимальных мест размыкания электрической сети 6-10 кВ, основанный на включении входящей ветви с наибольшим током реализован автором в программе РЭТП 6-10, которая разрабатывалась в рамках НИОКР, выполняемого КубГАУ, и будет использоваться в ПАО «Кубаньэнерго» для определения оптимальных мест секционирования электрических сетей и мест размещения конденсаторных установок и дополнительных источников питания [5, 6].

Таким образом, в рамках задачи необходимо соблюсти следующие условия:

Необходимо получить из исходной сети разомкнутую сеть, потери в которой будут наиболее близки к потерям в замкнутой сети. Это основное условие, которое содержится в постановке задачи.

Полученная сеть не должна содержать замкнутых контуров, т.е. граф этой сети не должен иметь циклов и должен являться деревом. Это обуславливается сложностями при эксплуатации замкнутых сетей.

Полученная сеть должна являться целостной, все трансформаторы должны получать питание, т.е.:

– граф сети имеет количество компонент связности равное или меньшее количества источников питания

– каждая компонента связности имеет как минимум один источник питания.

В программном комплексе «РЭТП 6-10» использован метод входящей ветви с наибольшим током. Его суть заключается в том, чтобы для каждого узла оставить входящую ветвь с максимальным током, остальные ветви следует отключить.

Здесь важную роль играет ориентированность ребер в графе. Для того, чтобы проверить правильность ориентации ребер необходимо произвести следующие действия:

- 1) рассчитать токи ветвей сети;
- 2) поменять местами начальный и конечный узел для тех линий, которые имеют отрицательные токи.

Первая матрица инцидентий  $M$  применяется при определении соотношений между узловыми величинами. Для разомкнутой схемы матрица  $M$  имеет тот же смысл, что и для замкнутой, и может быть использована для составления первого уравнения состояния. Для разомкнутой схемы матрица  $M$  получается квадратной.

Наименьшая часть замкнутой схемы, ветви которой соединяют узел баланса со всеми другими ее узлами, называют деревом схемы. Число ветвей, входящих в дерево схемы, равно числу независимых узлов.

Дерево можно считать основной частью («скелетом») схемы.

При определении разомкнутой схемы целесообразно так составлять матрицу  $M$ , чтобы первые  $x$  ее столбцов соответствовали ветвям дерева схемы. Такой бы получилась бы первая матрица инцидентий  $M$ , если бы рассматриваемая схема состояла только из ветвей, входящих в дерево.

Из одной и той же замкнутой схемы можно выделить множество деревьев. Они будут различаться только составом входящих в них ветвей схемы. Для схемы, содержащей число ветвей  $b$  и число независимых узлов  $d$ , число возможных деревьев определяется как число сочетаний из  $b$  по  $d$ , за исключением случаев, приводящих к созданию замкнутых контуров.

Ветви замкнутой схемы, не входящие в состав дерева, называют хордами или соединениями.

Исходную матрицу  $M$  можно представить в виде трех блоков

$$M = | M_d M_h M_S |,$$

где  $M_d$  – блок, относящийся к дереву схемы;  $M_h$  – блок, относящийся к хордам схемы;  $M_S$  – блок, относящийся к ветвям нагрузок.

Для сложных схем, удобно ввести понятие нейтральной плоскости в сети и рассматривать узлы графа сети «висящими» над нейтральной плоскостью  $N$  и соединенными с ней поперечными ветвями. Эта плоскость будет соответствовать  $0$  узлу схемы.

В этом случае с нейтральной плоскостью сети будут соединены ветви источников питания, входящие в дерево схемы, и ветви нагрузок, входящие в отдельный блок нагрузок, и не принадлежащие ни блоку дерева, ни блоку хорд. Ветви, входящие в блок хорд схемы, с нулевой плоскостью не соединены.

**Поиск оптимального положения источников генерации реактивной и активной мощности на фидере.** Для компенсации реактивной мощности в электрических сетях применяются компенсирующие установки (КУ) в виде батареи конденсаторов (БК), а чаще всего комплектные конденсаторные установки (КУ), которые подключаются либо к шинам ВН распределительного устройства ТП 6-10 кВ, либо к шинам НН ТП 6-10 кВ.

Критерием оптимального распределения конденсаторов в электрической сети является минимум суммарной активной мощности, выделяющейся в проводниках и обмотках трансформаторов, при прохождении по ним реактивной мощности. Одна из задач оптимизации режима электрической сети состоит в определении установившегося режима электрической сети, при котором были бы выдержаны технические ограничения и были бы минимизированы потери активной мощности в сети [3].

Третьей задачей расчета программного комплекса является определение оптимальной мощности единственной КУ для данного фидера и оптимальной точки подключения КУ в схеме фидера.

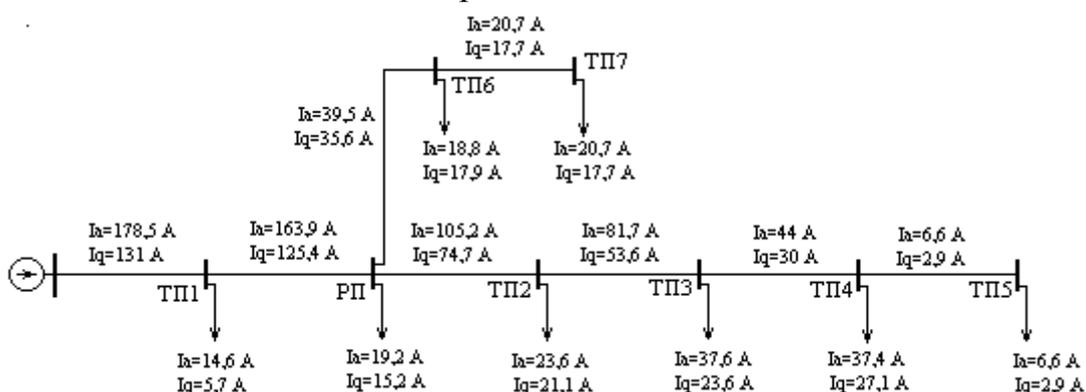
Стоимость КУ является нелинейной функцией ее мощности (рис. 2). Как следует из рис. 2 удельная стоимость компенсации тем меньше, чем больше емкость КУ.



**Рис. 2. Стоимость нерегулируемой установки компенсации и расчетная удельная стоимость 1 квар реактивной мощности**

Практически всегда сеть не представляет однородную линию с равномерно распределенной нагрузкой, поэтому расчет проводится перебором вариантов работы схемы фидера и изменения потерь в линиях и трансформаторах при подключения КУ изменяющейся мощности на шины 6 или 10 кВ ТП. Мощность КУ изменяется ступенчато с заданным шагом. Расчет ведется за год, с учетом годового колебания графика нагрузок [4].

Согласно предлагаемой методике был проведен расчет экономии потерь электроэнергии за год при подключении КУ различной мощности на шины ВН ТП и РП входящих в схему фидера рис. 3. Результат расчета представлен таблицей 1 и показан на рис. 4 и 5.



**Рис. 3. Распределение активных  $I_a$  и реактивных  $I_q$  токов в расчетном режиме при отсутствии компенсации**

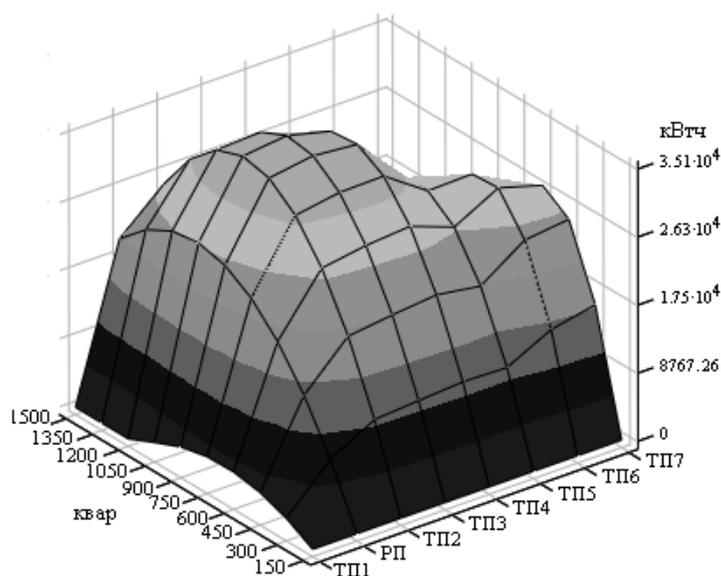
Таблица 1

**Величины экономии энергии за год, тыс. кВтч, при подключении КУ  
различной мощности к ТП расчетной схемы**

| Наим<br>ТП | Мощность подключаемой КУ, квар |       |       |       |       |       |        |        |         |         |
|------------|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|---------|---------|
|            | 150                            | 300   | 450   | 600   | 750   | 900   | 1050   | 1200   | 1350    | 1500    |
| "ТП1"      | 1.97                           | 3.26  | 3.87  | 3.79  | 3.01  | 1.55  | -0.6   | -3.44  | -6.98   | -11.21  |
| "РП"       | 7.55                           | 13.77 | 18.66 | 22.21 | 24.41 | 25.26 | 24.76  | 22.9   | 19.68   | 15.09   |
| "ТП2"      | 10.67                          | 19.37 | 26.11 | 30.87 | 33.65 | 34.43 | 33.21  | 29.97  | 24.71   | 17.42   |
| "ТП3"      | 11.09                          | 20.1  | 27.01 | 31.81 | 34.5  | 35.07 | 33.5   | 29.78  | 23.91   | 15.87   |
| "ТП4"      | 11.51                          | 20.67 | 27.48 | 31.92 | 33.97 | 33.63 | 30.88  | 25.72  | 18.13   | 8.09    |
| "ТП5"      | 11.34                          | 19.8  | 25.36 | 28    | 27.71 | 24.46 | 18.25  | 9.05   | -3.15   | -18.36  |
| "ТП6"      | 14.21                          | 23.72 | 28.4  | 28.15 | 22.86 | 12.4  | -3.34  | -24.47 | -51.12  | -83.4   |
| "ТП7"      | 15.4                           | 24.38 | 26.73 | 22.22 | 10.63 | -8.26 | -34.68 | -68.88 | -111.08 | -161.52 |

Так как зависимость имеет многомерный характер, то ее можно наглядно представить в виде 3-х мерной поверхности (рис. 4). По одной из осей отложены места подключения КУ (ТП1, РП, ...), по другой – величина подключаемой мощности КУ в данном месте (150, 300, ... квар). Зависимости показывают, что существуют рациональные, по величине экономии потери точки подключения КУ. Срок окупаемости КУ определяется методом дисконтирования дохода от сокращения потерь и затрат на установку и эксплуатацию.

Из приведенных результатов таблицы 1 и рис. 4 следует, что оптимальным по экономии потерь является установка КУ 10 кВ мощностью 900 квар на ТП2. «РЭТП 6-10» позволяет аналогичным образом определять рекомендуемое место установки КУ на стороне 0,4 кВ ТП, при этом дополнительно контролируется величина допустимого тока вторичной обмотки трансформатора.



**Рис. 4. Расчетная 3-х мерная поверхность зависимости экономии технологических потерь электроэнергии (кВт.ч) в фидере от места расположения и мощности КУ**

Решая задачу установки оптимальных КУ можно решать и задачу введения дополнительных автономных источников питания с определением рациональной точки их подключения с учетом максимального сокращения потерь в распределительной сети 6-10 кВ. В формуле для расчета потерь величины  $Q$  и  $P$  ортогональны. Поэтому уменьшение потерь при компенсации  $Q$  с помощью КУ справедливы и для  $P$ , если для подачи  $P$  используется дополнительный автономный источник питания. Но, так как для сельских сетей величина  $Q$  составляет  $(0,3-0,8) P$ , а потери зависят от  $P^2$ , то введение дополнительных  $P$  будет уменьшать потери в проводах линий 2,5-9 раз эффективнее, чем компенсации реактивной мощности.

### **Выводы**

1. Программный комплекс «РЭТП 6-10» использует естественное токораспределение в замкнутой сети в алгоритме перехода от полностью замкнутой к разомкнутой схеме для определения рациональной нормальной схемы сети 6-10 кВ.

2. Решение задачи оптимального распределения КУ по сокращению технологических потерь в линиях одновременно дает решение задачи оптимального распределения мощности автономных источников питания.

3. Использование комплекса «РЭТП 6-10» позволит контролировать обоснованность реально существующих нормальных схем распределительных сетей 6-10 кВ.

### **Список цитируемой литературы**

1. Гилл Ф., Мюррей У., Райт М. Практическая оптимизация. Пер. с англ. – М.: Мир, 1985.
2. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Изд. 6-е, перераб. и доп. Учебник для студентов энергетических и электротехнических вузов. – М.: Высшая школа, 1973. – 752 с.
3. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 280 с.
4. Богдан А.В., Нетребко Д.С. Определение рациональной мощности установки для компенсации реактивной мощности (Электроэнергетические комплексы и системы с.225-228, КубГТУ, 2012 г.).
5. Богдан А.В., Нетребко Д.С. Способ определения мест нормального разрыва в электрической сети 6-10 кВ (Университет: наука, идеи и решения, № 2, 2010 г. Научный журнал ФГОУ ВПО КубГАУ, Крон, г. Краснодар, с. 152-153).
6. Богдан А.В., Нетребко Д.С. Малозатратные методы уменьшения потерь в распределительных сетях 6-10 кВ (Материалы XVII Всероссийской научно-тех. конф. «Пути повышения надежности, эффективности и безопасности энергетического производства», Геленджик, 2014 г., с. 19-26).

© А.В. Богдан, Д.С. Нетребко, 2016

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ИСТОЧНИКОВ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ПОВЫШАЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ  
УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ И ПОСТАВКАМИ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

*Н.А. Курилова, А.В. Варганова*

Магнитогорский государственный технический университет имени Г.И. Носова

В данной работе формулируются вопросы построения технико-экономических моделей турбогенераторов и энергосистемы в целом. Использование данных моделей позволит оптимизировать производство, передачу и покупку электроэнергии.

**Ключевые слова:** технико-экономическая модель, турбогенератор, оптимизация, энергосистема.

**TECHNICAL AND ECONOMIC MODELS OF POWER SOURCES  
WHICH ALLOW TO INCREASE EFFECTIVE MANAGEMENT  
OF PRODUCTION AND DELIVERIES OF THE ELECTRIC POWER**

*N.A. Kurilova, A.V. Varganova*

Nosov Magnitogorsk State Technical University

The article considers questions of creation technical and economic models of turbogenerators and the power supply system. Using of these models will allow to optimize production, distribution and supply of electric energy.

**Keywords:** technical and economic model, turbogenerator, optimization, power supply system.

В 2009 г. был принят ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности», который создал правовые, экономические и организационные предпосылки для оптимизации производства, передачи и потребления электрической энергии. В соответствии с этим появилась тенденция увеличения мощности собственных источников электрической энергии. Однако собственные ресурсы не всегда могут обеспечить баланс вырабатываемой и потребляемой электроэнергии. В данных условиях достаточно важным становится рационализация системы управления распределением и поставками электроэнергии исходя из оптимальной выработки собственных мощностей. Для решения данной проблемы необходимо решить следующие задачи: рациональное использование покупных и вторичных энергоресурсов, необходимых для выработки тепловой и электрической энергии; снижение потерь электрической энергии в распределительных сетях; планирование оптимального распределения мощностей в условиях длительных ремонтных режимах, а также эффективное рационализация потребления электроэнергии из энергосистемы. Снижение энергозатрат и максимизация

экономического эффекта возможны только при комплексном подходе к реализации технических решений на основе применения системного анализа и оптимизации энергетических балансов.

Пути повышения эффективности выработки электроэнергии на примере промышленного энергетического узла подробнее приводятся в [1]. В качестве исходной информации были использованы режимные карты котлов, диаграммы режимов турбогенераторов, тепловые и электрические схемы рассматриваемой системы электроснабжения, величины нагрузок потребителей, величина мощности, потребляемой из энергосистемы, стоимостные показатели энергетических ресурсов – покупных (например, энергетический уголь и природный газ) и вторичных (доменный, коксовый и конверторный газы). В ходе данной работы были получены технико-экономические модели турбогенераторов, отражающие зависимости себестоимости 1 т свежего пара от паропроизводительности котлов и мощности на клеммах генератора. На основании приведенных данных разработан алгоритм оптимизации распределения активных мощностей между генераторами заводских электростанциях. Разработанная методика позволяет определять оптимальные наборы управлений собственными источниками электрической энергии промышленного энергоузла в условиях ремонтных и послеаварийных режимов.

Однако в данном алгоритме оптимизации распределения активной мощности между электростанциями промышленного предприятия и узлами связи с энергосистемой с учетом потерь в распределительной сети не учитывается эффективное управление поставками закупаемой электроэнергии. Для этой цели необходима разработка и построение технико-экономической модели оптимального управления объемом покупаемой из энергосистемы электроэнергии в условиях функционирования оптового рынка электроэнергии. Данная технико-экономическая модель формируется с учетом различных состояний электроэнергетической системы, ресурсных ограничений и характеристик процессов функционирования и управления.

Существующая ситуация на рынке электроэнергии в России заключается в следующем. Поставщики продают электроэнергию на оптовом рынке как обезличенно (рынок на сутки вперед и балансирующий рынок), так и по прямым договорам (на настоящий момент незначительная часть) [2]. Физически электроэнергия передается потребителям через магистральные и распределительные электрические сети посредством линий электропередач, которые характеризуются передаточной способностью линий. Данные показатели являются ограничениями технико-экономической модели энергосистемы. Задача состоит в отыскании рационального плана передачи из пунктов производства в пункты потребления электроэнергии, при котором транспортные расходы минимальны. Полученный в результате решения план передачи электроэнергии должен отвечать следующим требованиям:

спрос каждого из пунктов потребления должен полностью удовлетворяться; необходимо учитывать оптимальную загрузку генераторов собственных электростанций; затраты на покупную электроэнергию должны быть минимальны; необходимо учитывать пропускную способность линий, а также их статическую устойчивость [3]. Таким образом, задача составления плана транспортировок сводится к многомерной задаче при наличии ограничений на пропускные способности линий электропередачи.

На основании разработанных алгоритмов был осуществлен расчет и получены зависимости суммарных затрат от мощности, принимаемой из энергосистемы (таблица 1) двумя алгоритмами: 1) с учетом потерь мощности в энергоузле; 2) с учетом роли энергосистем в оптимизации режимов промышленных систем электроснабжения. В результате расчетов, на примере существующей промышленной системы электроснабжения, были определены: оптимальные значения мощностей, покупаемых из энергосистемы, получаемых от собственных источников электроэнергии; минимальные затраты на прием, передачу и распределение мощности в рассматриваемом энергоузле; минимальные суммарные затраты. Экономический эффект от внедрения результатов работы составляет примерно 3 %.

Таблица 1

### Сравнение основных показателей оптимальных режимов

| Алгоритм | Мощность из системы, МВт | Собственное производство, МВт | Потери в сетях, МВт | Экономическая эффективность, руб. в час | Затраты на прием эл.эн., руб. в час | Суммарные затраты, руб. в час |
|----------|--------------------------|-------------------------------|---------------------|---|-------------------------------------|-------------------------------|
| 1        | 421                      | 626                           | 14,993              | 2211,44                                 | 1236392,23                          | 2190001,6                     |
| 2        | 422                      | 625                           | 14,981              |   | 1239185,1                           | 2187790,2                     |

В результате полученные технико-экономические модели позволяют добиться существенной экономии в сфере энергопотребления в системах электроснабжения крупных промышленных предприятий за счет оптимизации производства, распределения и поставок электроэнергии в условиях оптового рынка России.

### Список цитируемой литературы

1. Малафеев А.В., Кочкина А.В., Игуменцев В.А., Варганов Д.Е., Ковалев А.Д. Оптимизация установившихся режимов промышленных систем электроснабжения с разнородными генерирующими источниками при решении задач среднесрочного планирования // Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2013. – С. 112.
2. Пилюгин А.В., Сергеев С.А., Барзыкина Г.А., Горлов А.Н. Экономика электроэнергетики // Старый Оскол: ТНТ, 2013. – 360 с.
3. Экономика и управление в энергетике / под общ. ред. Н.Г. Любимовой, Е.А. Петровский // М: Издательство Юрайт, 2014. – 485 с.

© Н.А. Курилова, А.В. Варганова, 2016

## **ВНЕДРЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4-35 кВ**

*А.Г. Сошинов*

Камышинский технологический институт (филиал)  
Волгоградского государственного технического университета

Актуальность применения технологии производства работ под напряжением (ПРН) в России обусловлена: выгодой с точки зрения организации эксплуатации электроустановок, практически полным отсутствием несчастных случаев во время проведения работ. Стратегическая цель внедрения технологии ПРН в России – подготовка электротехнического персонала нового поколения, способного качественно эксплуатировать распределительные сети страны.

**Ключевые слова:** диагностика, эксплуатация и ремонт, производство ремонтных работ в электросетевом комплексе под рабочим напряжением до и выше 1 кВ.

## **THE INTRODUCTION OF MODERN TECHNOLOGIES IN MAINTENANCE AND REPAIR OF ELECTRICAL NETWORKS FOR VOLTAGE OF 0,4-35 kV**

*A.G. Soshinov*

Kamyshin technological Institute (branch)  
Volgograd state technical University

Topicality of WUV application technology in Russia is stipulated by the benefit from the perspective of electrical installations operation organization, practically complete absence of accidents during the works. The strategic goal of WUV technology introduction in Russia is preparation of a new generation of electrical personnel, capable of distribution networks qualitative operation in the country.

**Keywords:** electrical installations, diagnostics, maintenance and repair, production repair power industry under the working voltage up to 1 kV and above.

Работами под напряжением (ПРН) принято считать любые виды трудовой деятельности, при проведении которых работник контактирует с деталями, находящимися под напряжением, или касается частью своего тела, инструментом, оборудованием или оснасткой. Работы под напряжением могут проводиться в распределительных сетях и сетях транспортировки энергии, обеспечивая непрерывную поставку электрической энергии потребителям частного и государственного секторов экономики.

История проведения работ без отключения линий электропередачи, то есть под напряжением, в нашей стране уходит своими корнями в далекие сороковые годы двадцатого столетия. В период Великой Отечественной войны, когда бесперебойное снабжение электроэнергией промышленных

предприятий имело особо важное значение, в Советском Союзе был разработан и начал применяться метод ремонта воздушных линий электропередачи (ВЛ) 35 и 110 кВ без их отключения, то есть под напряжением.

Восстановление народного хозяйства в послевоенные годы требовало оперативного решения технических вопросов электроснабжения объектов как бытового, так и промышленного назначения. Особую роль играло бесперебойное электроснабжение. Поэтому широкое распространение в Советском Союзе получили работы под напряжением, такие как: контроль состояния и замена отдельных элементов опор (арматуры, пасынков, траверс, стоек, снятие набросов с проводов и др.) и опор в целом, а также замена гирлянд и отдельных изоляторов; ремонт провода и замена его на отдельных участках; установка и снятие разрядников и другие работы.

Накопленный опыт показывает, что около 90 % объёма работ по ремонту линий электропередачи может выполняться без снятия напряжения. Методы ремонта линий под напряжением являются результатом творческого подхода и труда советских энергетиков. Приспособления, устройства, приемы, предложенные в Советском союзе, легли в основу дальнейшего совершенствования работ непосредственно на линии, находящейся под напряжением.

Среди большого коллектива энергетиков, внесших вклад в разработку и совершенствование методов, средств и устройств для выполнения работ под напряжением следует выделить лауреатов Государственной премии Астахова Н.П., Скобелева С.А., Григорьева Ю.И., Понеделко А.И., а также Князевского Б.А., Долина П.А., Кульматицкого О.И., Хромова Н.П., Разогреева О.Е., Ежи Новикова, Жукова Ю.И., Шумахера Е.А., Медведева В.Т., Большунова А.М. и др.

Основным нормативным документом выполнения работ под напряжением в Европе является стандарт EN 50110 «Эксплуатация электротехнических установок». Принципы безопасности, изложенные в данном стандарте, не противоречат законам, действующим в настоящее время в Евросоюзе. Производство работ под напряжением в России регламентировано нормативно-технической документацией [1, 2, 3] и др. Однако безопасность персонала, работающего под напряжением, как и качество выполняемых работ в значительной мере зависят от профессионализма строгой организации работ, высокой производственной дисциплины и сознательного отношения к выполняемой работе.

Анализ несчастных случаев при работе на электроустановках показывает, что около 70 % происшествий происходит по причинам, которые

можно устранить еще до начала выполнения работ. Основными причинами несчастных случаев являются (в порядке убывания):

- отсутствие средств индивидуальной защиты (почти 40 % несчастных случаев);
- поломка элементов сети;
- несоблюдение правил ПРН;
- плохая организация работы;
- невнимательность либо ошибка;
- неправильная установка защитных оболочек;
- поломка снаряжения (инструмента) [4].

Среди многообразия сетей и линий электропередачи наибольшее распространение получили сети 0,4 кВ, т.е. до 1000 В. Это объясняется, прежде всего, тем, что основным потребителем напряжения до 1000 В является население, различные предприятия и организации. Поэтому потребность проведения работ без отключения напряжения с каждым годом увеличивается. В связи с этим возрастает роль подготовки персонала (бригад), способного быстро и качественно выполнять работы в сетях электроснабжения до 0,4 кВ без снятия напряжения, соблюдая при этом все требования охраны труда.

Особенности работы под напряжением заключаются в следующем: линия электропередачи при ремонте остается в работе, благодаря чему обеспечивается бесперебойность электроснабжения потребителей; персонал, выполняющий ремонтные работы, будучи надежно изолированным от земли, может безопасно прикасаться неизолированным инструментом или голыми руками к проводам, находящимся под рабочим напряжением.

В последующие годы этот метод непрерывно совершенствовался в целях повышения производительности труда и безопасности работы. Вместе с тем расширялась и область применения его в сторону более высоких и более низких напряжений. В настоящее время ремонт воздушных линий электропередачи под напряжением производится также во многих странах мира (Венгрия, Чехия, США, Англия, Япония и др.). Причем этот метод ремонта применяется на воздушных линиях практически любого напряжения – от 1 до 750 кВ включительно, а иногда и в открытых распределительных устройствах.

Под напряжением на воздушных линиях электропередачи производятся:

- замена изоляторов и арматуры;
- снятие с проводов набросов;
- осмотр провода со вскрытием подвесных зажимов;
- замена провода на отдельных участках линии;

- ремонт провода в любом месте пролета, установка шунтов, бандажей и ремонтных муфт, вставка жил и небольших кусков провода (рис. 1);
- установка на проводе контрольно-измерительной аппаратуры.



**Рис. 1. Выполнение работ под напряжением методом «в контакте»**

Кроме того, без отключения воздушных линий электропередачи выполняются и другие работы, не связанные с прикосновением к проводам: окраска металлических и покрытие антисептиком деревянных опор, выправка опор; замена отдельных деталей деревянных опор-пасынков, траверс, стоек и др., а также опор в целом; замена грозозащитных тросов и т.п.

Опыт эксплуатации энергосистем России и зарубежный опыт показывает, что до 90 % объема работ по ремонту линий можно выполнять под напряжением.

Достоинством метода ремонта воздушных линий электропередачи под напряжением является то, что он приносит значительный экономический эффект благодаря непрерывности электроснабжения потребителей и снижению потерь энергии, неизбежных при ремонте с отключением линий.

Сравнительный анализ экономической целесообразности внедрения ПРН, проведенный путем сравнения затрат на подготовку, оснащение, организацию работы бригады, работающей со снятием напряжения, и бригады, работающей под напряжением, показал следующее: годовой экономический эффект при внедрении методики ПРН, при прочих равных условиях, составляет:

- первый год работы – 112 384,07 руб.;
- во второй и последующие годы (без учета инфляции и увеличения тарифа) – 183 453,59 руб. [5].

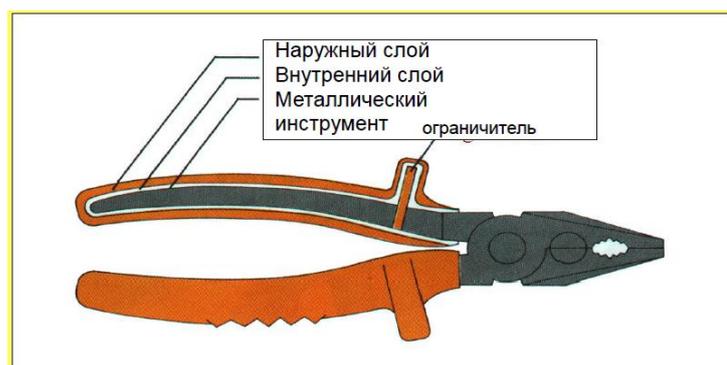
При ремонте не отключенных линий требуется меньше ремонтного персонала, так как работы на различных участках линии могут производиться в разное время, а не одновременно, как при ремонтах с отключением линий. Внедрение этих инновационных разработок (проведение работ под напряжением) позволяет в 2-5 раз снизить травматизм по сравнению с работами в отключенных электроустановках.

Не смотря на очевидные преимущества, в России работы под напряжением пока применяются ограниченно – в основном, при эксплуатации ВЛ 220-500 кВ Федеральной сетевой компании. Причины малой востребованности технологий ПРН в распределительных сетях России следующие:

- несовершенство трудового законодательства;
- отсутствие поддержки государства;
- отсутствие современных отечественных защитных средств и приспособлений.

Поэтому тем, кто в России внедряет технологию ПРН, приходится использовать в основном зарубежные средства. Правда, сейчас положение постепенно меняется. При выполнении ПРН применяются изолированные и изоляционные инструменты.

Изолированные инструменты изготавливаются из металла, покрываются изоляционным материалом в целях защиты работника от поражения электрическим током и исключения короткого замыкания между частями с различным потенциалом. Изоляционное покрытие может состоять из одного или нескольких слоев. Если применяется два либо три слоя, то они должны быть контрастного цвета (рис. 2).



**Рис. 2. Пример многослойной изоляции**

Изоляционные инструменты полностью изготовлены из изоляционного материала в целях защиты работника от поражения электрическим током и исключения короткого замыкания между частями с различным потенциалом. В этих инструментах могут применяться усиливающие металлические вставки (рис. 3).



**Рис. 3. Пример изоляционных инструментов  
(изолированные части – сигнального ярко-красного цвета)**

Для работ под напряжением на воздушных линиях используется различное дополнительное снаряжение:

- захват для натяжения проводов;
- устройство для натягивания металлических лент;
- чулок изоляционный;
- блок для разматывания проводов;
- лебедка;
- динамометр.

Во время эксплуатации инструмент, снаряжение и диэлектрические перчатки для ПРН подлежат контрольным периодическим испытаниям в объеме, определенном соответствующими ГОСТами, либо фабричной документацией. Инструмент, снаряжение и перчатки не применяют, если они не прошли периодические испытания, или обнаружено повреждение их изоляции.

Стратегическая цель внедрения технологии ПРН в России – подготовка электротехнического персонала нового поколения, способного качественно выполнять эксплуатацию распределительных сетей страны в современных условиях.

Основные задачи, решения которых обеспечиваются при выполнении ПРН, следующие:

- исключение электротравматизма персонала;
- надежность и качество электроснабжения потребителей;
- эффективное управление производством и его активами.

Рассмотрим коротко перечисленные составляющие.

*Исключение электротравматизма персонала* достигается в первую очередь за счет:

- применения более качественных изолирующих защитных средств с общим снижением номенклатуры;

– исключения ошибочного приближения на недопустимое расстояние к токоведущим частям. Потому что человек работает непосредственно в контакте или на близком расстоянии от токоведущих частей под напряжением;

– исключения наиболее травмоопасных операций (отключение и включение коммутационных аппаратов, проверка отсутствия напряжения, установка и снятие защитных заземлений).

Следующая позиция – *надежность и качество электроснабжения потребителей*. Достигается за счет:

– отсутствия коммутационных перенапряжений при выводе в ремонт оборудования;

– отсутствия отключения потребителей на время выполнения эксплуатационных работ.

*Эффективное управление производством и его активами* достигается за счет снижения затрат из-за отсутствия упущенной выгоды вследствие недоотпуска электроэнергии потребителям при плановых отключениях. Наиболее эффективным методом подготовки персонала к ПРН является его обучение в Центрах повышения квалификации, на Учебных полигонах под руководством опытных инструкторов [6].

#### Список цитируемой литературы

1. ОРГРЭС. Информационное сообщение №Э-3/61. Основные условия производства ремонтных работ на линиях электропередачи под напряжением, БТИ ОРГРЭС, 1961.
2. ГОСТ 28259-89 «Производство работ под напряжением в электроустановках. Основные требования». – Москва: Стандартиформ, 2006. – 11 с.
3. Типовая инструкция по организации и выполнению работ под напряжением в электроустановках до 1000 В. Бибин Е.А., Медведев В.Т., Хромов Н.П. и др. – М.: ЗАО "Энергетические технологии", 2008. – 44 стр.
4. Сошинов А.Г. Методика проведения ремонтных работ в электросетевом комплексе под напряжением / А.Г. Сошинов // Справочник специалиста по охране труда. – 2014. – № 9. – С. 35-43.
5. Сошинов А.Г. Ремонтные работы под напряжением / А.Г. Сошинов // Энергоназор. – 2014. – № 12 (64). – С. 48-51.
6. Богданов В.В. Инновационный подход в подготовке энергетиков нового поколения по производству работ под напряжением / В.В. Богданов, И.В. Богданов, А.Г. Сошинов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2014. – № 11 (часть 4). – С. 537-540.

© А.Г. Сошинов, 2016

## **ТИРИСТОРНО-ДИОДНЫЕ УСТРОЙСТВА ФОРМИРОВАНИЯ ЗАДАНЫХ РЕАКТИВНЫХ ТОКОВ ОСНОВНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ**

*А.В. Винников, А.В. Масенко, В.В. Тропин*

Кубанский государственный аграрный университет, г. Краснодар

В статье рассматриваются четыре схемных варианта тиристорных устройств плавного пуска, для которых система управления тиристорами каждой фазы гальванически связана с электродами тиристора, что значительно упрощает синхронизацию, повышает надёжность и позволяет обойтись без питающих и импульсных трансформаторов. Высокая надёжность работы тиристорных устройств обеспечивается их шунтированием диодом.

**Ключевые слова:** плавный пуск, подсушка электродвигателя, система управления тиристорами, надёжность.

## **THE THYRISTOR-DIODE FORMING DEVICES OF THE PREDETERMINED REACTIVE CURRENTS OF THE BASIC MODES OF OPERATION OF THE ASYNCHRONOUS ELECTRIC MOTORS**

*A.V. Vinnikov, A.V. Masenko, V.V. Tropin*

Kuban State Agrarian University, Krasnodar

The article discusses the four variants of the circuit thyristor soft starters, the control system of each phase which are electrically connected with electrodes of the thyristor, herewith the synchronization is simplified greatly, the reliability is increase and it is manage to avoid the use of the transformer equipment. The thyristors' high reliability is provided by the reverse diode's bypass.

**Keywords:** soft starter, predrying of electromotor, thyristor control system, reliability.

Основными режимами работы асинхронных трехфазных электродвигателей (АД) являются: пусковой переходной процесс, номинальный режим, переходной процесс останова и процесс подсушки в технологической паузе. Во всех этих режимах, кроме номинального, токи фаз АД являются преимущественно реактивными. Их формирование с помощью классических тиристорных регуляторов напряжения [1], называемых обычно устройствами плавного пуска (УПП), имеющих систему импульсно-фазного управления (СИФУ) гальванически развязанную (ГР) от тиристорных, требует применения сложной логики синхронизации при включении и довольно дефицитного трансформаторного оборудования. Это серьёзным образом сказывается на широком внедрении и надёжной эксплуатации подобных устройств в практике сельскохозяйственного производства.

Почти все серийно выпускаемые тиристорные УПП строятся по классической схеме на базе трёх или двух (рис. 1) полностью управляемых

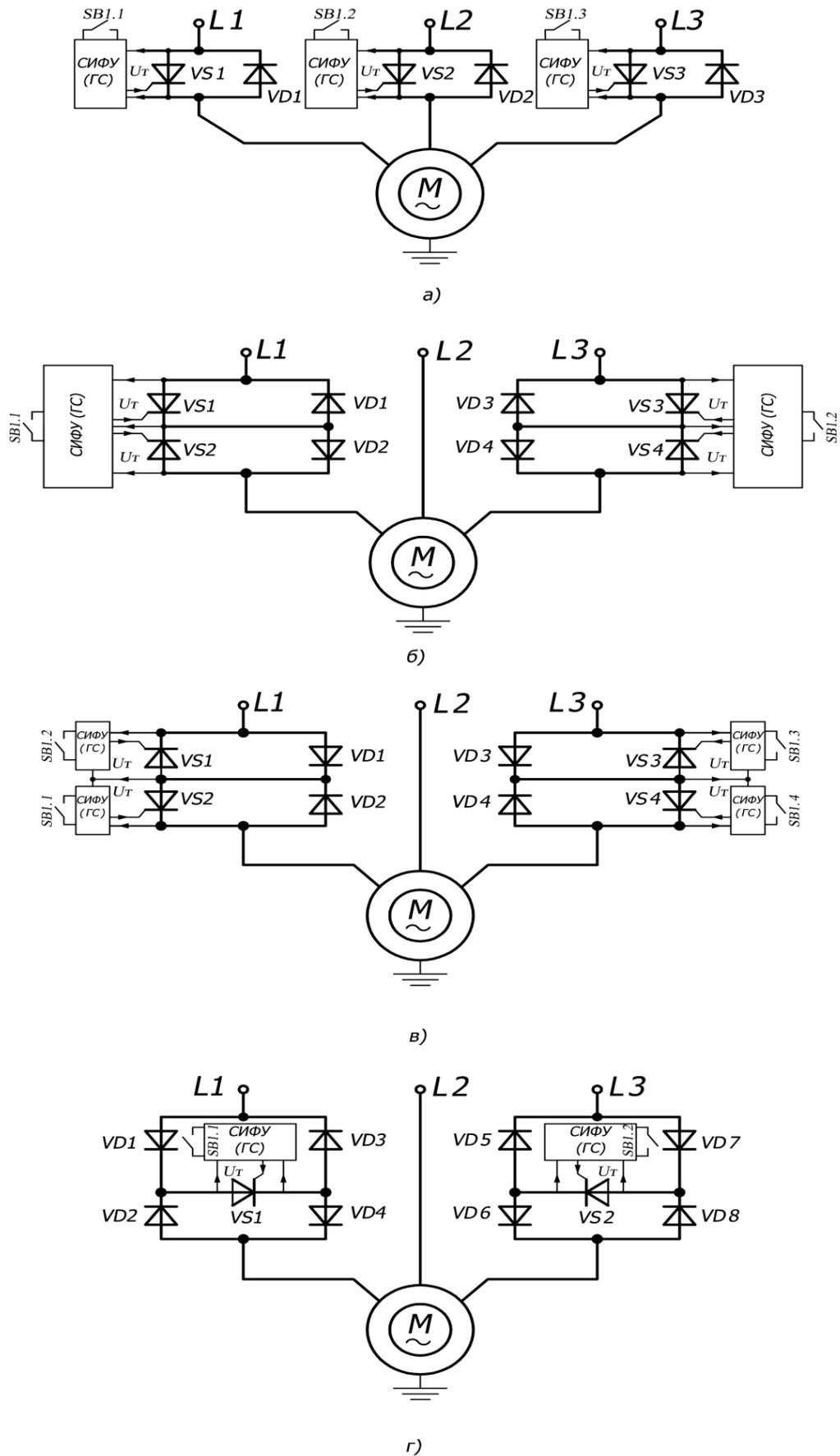


схемы с постоянной составляющей не более 1 % от номинального тока необходимо подобрать параметры СИФУ с погрешностью не более 1 %, обеспечивая адекватную точность углов управления тиристором каждой фазы.

Более практичной является схема по рис. 2,б, с общими катодами тиристоров в одной фазе, например VS1, VS2, требующая для реализации всего две СИФУ (ГС), формирующие токи фаз без постоянной составляющей. Схема УПП по рис. 2,в имеет важное достоинство – все четыре вентиля каждой фазы могут крепиться к одному теплоотводящему радиатору, но её недостатком является применение четырёх СИФУ (ГС), что требует точного подбора их параметров с целью снижения до допустимого минимума постоянной составляющей тока фазы. Дополнительный недостаток схем «б» и «в» – в два раза превышение в относительных значениях потерь напряжения и мощности по сравнению со схемой «а».

Построение УПП для АД небольшой мощности 5... 37 кВт рационально выполнять по схеме рис. 2,г, в которой в каждой фазе используется только один тиристор, но нагруженный током в каждом временном полупериоде напряжения сети. Недостатками данной схемы УПП являются необходимость использования 10 силовых вентилях и, соответственно, – значительные потери напряжения и мощности в три раза большие, в относительных значениях, чем по схеме рис. 2,а. Отметим, также, что данная схема УПП требует применения минимум шести радиаторов-охладителей, что является наихудшим показателем из всех приведённых схем, для которых он равен соответственно: по рис. 1 – 4, по рис. 2,а – 3, по рис. 2,б – 4, по рис. 2,в – 2.

Режим подсушки АД, реактивный ток которых регулируется УПП с предлагаемыми силовыми схемами и СИФУ (ГС), легко осуществляется переключением «сухих контактов» SB1, изменяющих параметр (сопротивление резистора R) времязадающей RC-цепи генератора линейно-изменяющегося напряжения, с регулируемым по выбранному закону развития тока пуска временем разряда конденсатора C, синхронизируемого анодным напряжением соответствующего тиристора, что предотвращает высокую параметрическую чувствительность, свойственную классической схеме УПП, тока подсушки к некачественному напряжению сети, прежде всего, – несимметрии. Величина тока подсушки, в конкретных условиях эксплуатации, подбирается изменением параметра R в пределах 10-30 % величины номинального тока АД.



**Рис. 2. Предлагаемые функциональные схемы устройств плавного пуска с гальванически связанными СИФУ и дополнительной функцией подсушки асинхронного двигателя в технологической паузе (ключ SB1)**

### Список цитируемой литературы

1. Загорский А. Преимущества тиристорных пусковых устройств / А. Загорский, З. Захарова, И. Пар // Новости электротехники. – 2006. – № 1 (37). – С. 54-56.
2. Герасенков А.А., Лавров В.А. Выбор устройств плавного пуска для электроприводов сельскохозяйственных машин // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 2015. – № 5. – С. 22-25.
3. Изделия для энергосбережения. Техническое предложение. Устройства плавного пуска высоковольтных электродвигателей серии УПП ВЭ. Проспект ООО «ЧЭАЗ-ЭЛПРИ» дочернее предприятие ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод», 2006 г.
4. Медведев А.А., Кабдин Н.Е. Коммутационные перенапряжения в асинхронных электродвигателях сельскохозяйственных электроприводов // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 1993. – № 3. – С. 14-17.

© А.В. Винников, А.В. Масенко, В.В. Тропин, 2016

## **УСТРОЙСТВО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ, КАК ЭЛЕМЕНТ ЕГО СИСТЕМЫ ПОДСУШКИ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПАУЗЕ**

*А.В. Винников, Д.Е. Кучеренко, В.В. Тропин*

Кубанский государственный аграрный университет, г. Краснодар

В статье рассматриваются особенности схемотехники устройства компенсации реактивной мощности асинхронного двигателя, используемого в качестве элемента его системы подсушки в технологической паузе. Предлагается его построение на базе трехфазных конденсаторов. Сравняются три основных схемы на базе трех и двух трехфазных конденсаторов. Показывается, что для практического использования более приемлемо устройство на базе двух трехфазных конденсаторов.

**Ключевые слова:** конденсаторная установка, асинхронный двигатель, подсушка, сопротивление изоляции.

## **THE DEVICE OF REACTIVE POWER COMPENSATION OF AN ASYNCHRONOUS MOTOR AS THE ELEMENT OF ITS SYSTEM OF PREDRYING IN A WAITING TIME**

*A.V. Vinnikov, D.E. Kucherenko, V.V. Tropin*

Kuban State Agrarian University, Krasnodar

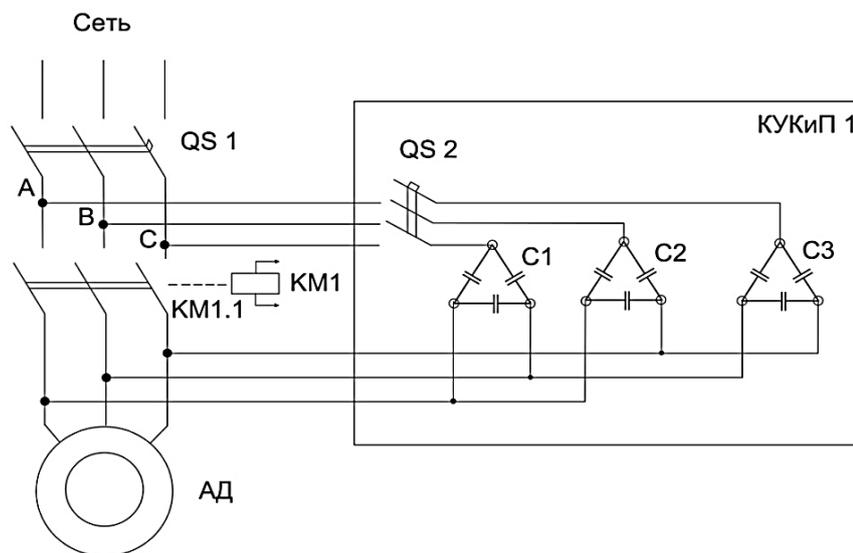
In this article schemetechical of a devices of reactive power compensation of an asynchronous motor, used as an element of its system of predrying in a waiting time, are considered. It is proposed to build on the basis of commonly used three-phase capacitors. Compares the three major schemes on basis of the two or three three-phase capacitors. It is shown, that most suitable for practical use of the device based on two three-phase capacitors.

**Keywords:** capacitor installation, asynchronous motor, devices predrying, insulative resistance.

Известно, что индивидуальная компенсация реактивной мощности асинхронного двигателя (АД) не нашла широкого применения на практике, ввиду невысокой эффективности использования конденсаторов конденсаторных установок (КУ) из-за технологической паузы АД. Повысить в этом случае эффективность КУ удастся путем использования конденсаторов КУ в технологической паузе АД, как реактивных сопротивлений для подсушки проводников обмоток АД реактивным током. Такая идея была предложена в [1] с реализацией на базе трех одиночных однофазных конденсаторов, симметрично подключенных между разными верхними и нижними контактами магнитного пускателя КМ АД.

Развитие этой идеи на базе трехфазных конденсаторов С1-С3 предложено в патенте РФ [2], рис. 1. Назовем такое устройство – комбинированным устройством компенсации и подсушки (КУКиП). Особенность КУКиП

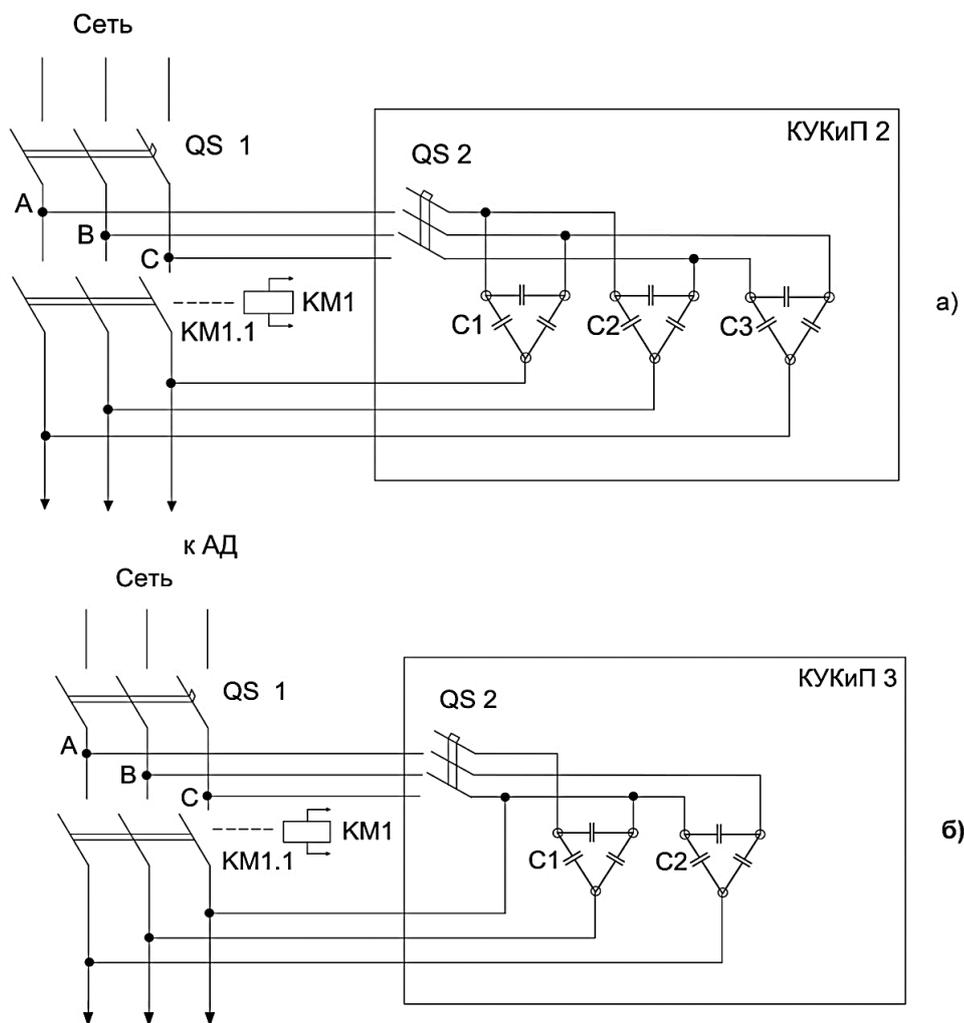
в режиме подсушки состоит в том, что кроме тока частотой 50 Гц, относительной величиной порядка 20 % в каждой обмотке для схемы с одиночными конденсаторами, - 10 % – для схемы по рис. 1, ток обмоток АД содержит высшие гармоники, поступающие из сети в результате возникающего резонанса напряжения. Это значительно повышает эффективность подсушки, поскольку для наиболее выраженных, реально имеющих в сети 0,4 кВ, гармоник – 5, 7, 9, 11-ой; активное сопротивление провода обмотки увеличивается соответственно на 22, 27, 31, 34 %, а амплитуда тока гармоники, как показали эксперименты, может достигать значений от 3 до 15 % номинального значения тока АД, в зависимости от места размещения КУКиПв сети 0,4 кВ. В устройстве КУКиП по схеме, изображенной на рис. 1, кроме того возникает и режим резонанса тока, на гармонике с большей частотой, чем в резонансе напряжения, что является недостатком данной схемы КУКиП, поскольку может приводить в результате к неконтролируемому неуправляемому распариванию изоляции провода обмотки АД.



**Рис. 1. Принципиальная схема устройства компенсации реактивного тока АД и его подсушки в технологической паузе (Патент РФ № 92998)**

С целью устранения указанного недостатка нами предлагается устройство КУКиП2, схема которого приведена на рис. 2,а, отличающееся тем, что резонанс токов в цепях обмоток АД отсутствует, и, кроме того, возрастает величина тока подсушки основной гармоники, по сравнению с КУКиП1. Но, как показывают эксперименты, получающаяся при этом величина тока основной гармоники является недостаточной, сопротивление изоляции контрольного АД 10 кВ не поднималось выше 600 кОм, хотя с одиночными конденсаторами равной мощности, сопротивление изоляции поднималось до 1,0 МОм при прочих равных условиях. Компромиссным вариантом схемы КУКиП на базе трехфазных конденсаторов, удовлетворяющего

требованиям того же уровня величины тока подсушки, что и схема на базе одиночных конденсаторов, и - отсутствия резонанса тока, является схема КУКиПЗ по рис. 2,б. Несмотря на несимметричность токов в режиме подсушки компенсация реактивной мощности в рабочем режиме осуществляется симметрично по фазам, что естественно важно с позиции качества электроэнергии в сети 0,4 кВ.



**Рис. 2. Принципиальная электрическая схема предлагаемых КУКиП:**  
с повышенной эффективностью используемых 3-х конденсаторов (а),  
с повышенной эффективностью использования 2-х конденсаторов (б)

Поэтому КУКиПЗ можно рекомендовать для использования на практике с АД мощностью более 10 кВт, при этом суммарная мощность конденсаторов должна быть равна реактивной мощности АД.

#### Список цитируемой литературы

1. Проектирование комплексной электрификации. Под. ред. Л.Г. Прищепа. – М.: Колос, 1983. – 115 с.
2. Патент RU № 92998 МПК H02 K 15/12 Устройство для предотвращения увлажнения обмоток трехфазного асинхронного электродвигателя в технологической паузе / Зайцев Е.А., Савиных В.В., Тропин В.В. – Бюл. № 10 от 10.04.2010 г.

## ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНАЯ СИСТЕМА ОСВЕЩЕНИЯ АВТОМОБИЛЬНОГО ТОННЕЛЯ

*А.А. Сапронов, А.Ю. Никуличев, А.Г. Лещенко, О.В. Волкова*  
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Предложены способы и средства, позволяющие повысить энергоэффективность систем освещения автомобильных тоннелей за счет увеличения глубины регулирования мощности светового потока, автоматической диагностики и локализации неисправностей, а также снижения затрат на установку и эксплуатацию программно-технических средств.

**Ключевые слова:** энергоэффективность, система освещения, автомобильные тоннели.

## ENERGY EFFICIENT ROAD TUNNEL LIGHTING

*A.A. Sapronov, A.Yu. Nikulichev, A.G. Leshchenko, O.V. Volkova*  
Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

Ways and means to improve the energy efficiency of road tunnels lighting. These include increasing control depth of light output, automated diagnostics and fault isolation, as well as reducing the cost of installation and maintenance of software and hardware.

**Keywords:** energy efficiency, lighting, road tunnels.

В современных мегаполисах для развязки интенсивных транспортных потоков все чаще применяются автомобильные тоннели, которые в отличие от обычных автомобильных дорог должны освещаться круглосуточно. При этом вопросы обеспечения безопасности, своевременного технического обслуживания осветительных приборов (ОП) и энергосбережения является особенно актуальным.

Согласно ГОСТ 56334-2015 [1] освещение тоннелей осуществляют в двух режимах – дневном и ночном, в тоннеле выделяют пять яркостных зон – подъездную, пороговую, переходную, внутреннюю и выездную (рис. 1).

При въезде (выезде) в тоннель (из тоннеля), освещение должно обеспечить требуемую нормами безопасности адаптацию водителя к изменениям световой обстановки. Регулирование освещения в дневном режиме осуществляется в пороговой и переходной зонах тоннеля в зависимости от уровня наружной освещенности (яркости  $L_{20}$ ). В свою очередь, освещенность может зависеть от многих факторов – погодные условия, время суток, расположение въездного портала тоннеля относительно сторон света, его угол наклона. ГОСТ [1] также регламентирует возможные способы

регулирования уровней освещения – ступенчатое (путем отключения части ОП), плавным изменением питающего напряжения ОП и их комбинацией.

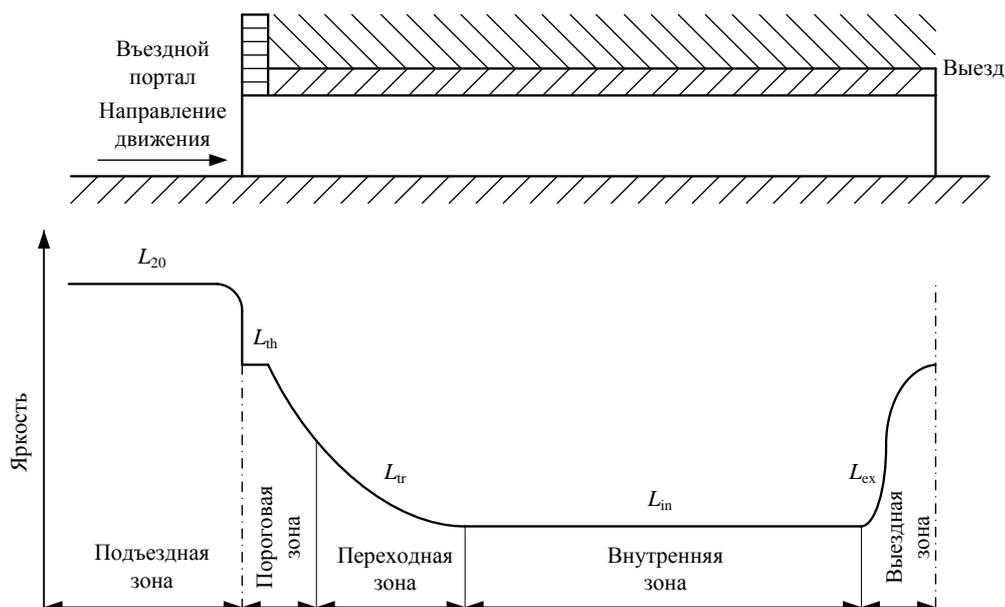


Рис. 1. Яркостные зоны тоннеля в дневном режиме

В ночном режиме уровень освещения может регулироваться с учетом специальных требований (например, снижения яркости ОП при уменьшении интенсивности движения), а также путем отключения части ОП.

В большинстве существующих АСУ режим работы дневного освещения достигается за счет снижения уровня напряжения питания или выключения части ОП (например, в АСУ итальянской фирмы Reverberi [2]). Однако, такой способ управления ОП требует применения специального дорогостоящего оборудования (например, автотрансформаторов с переключаемыми отпайками). Это увеличивает затраты на приобретение, монтаж и обслуживание системы, снижая общий показатель ее энергоэффективности. Возможность снижения уровня напряжения ограничивается техническими условиями эксплуатации ОП (порядка 20 %), что не позволяет гибко подстраиваться под различные погодные условия и время суток.

Энергоэффективность существующих АСУ освещения можно повысить путем применения ОП с управляемыми электронными балластами (диммируемыми ЭПРА или светодиодными драйверами). Использование таких ОП позволяет значительно увеличить глубину регулирования светового потока (50 % и более) без снижения уровня питающего напряжения. Для сокращения дополнительных затрат на организацию каналов связи целесообразно использовать передачу сигналов управления непосредственно по проводам электросети.

Авторами был разработан недорогой и надежный способ адресной передачи и приема информации по линиям электроснабжения переменного тока [3-4] с помощью модуляции напряжения электросети. Каждому ОП в линии освещения присваивается индивидуальный номер (адрес), команды управления передаются в адрес одного ОП или группы.

Возможность индивидуального управления позволяет также автоматически локализовать неисправные ОП. Для этого шкаф управления освещением (ШУО) поочередно подает команды кратковременного диммирования (или отключения) отдельных ОП и регистрирует наличие скачка потребляемого тока в линии освещения. При отсутствии скачка потребляемого тока, ОП считается неисправным.

Вышеперечисленные возможности были реализованы при создании энергоэффективной АСУ освещения автомобильных тоннелей (АСУ ОАТ). Структурная схема АСУ ОАТ приведена на рис. 2.

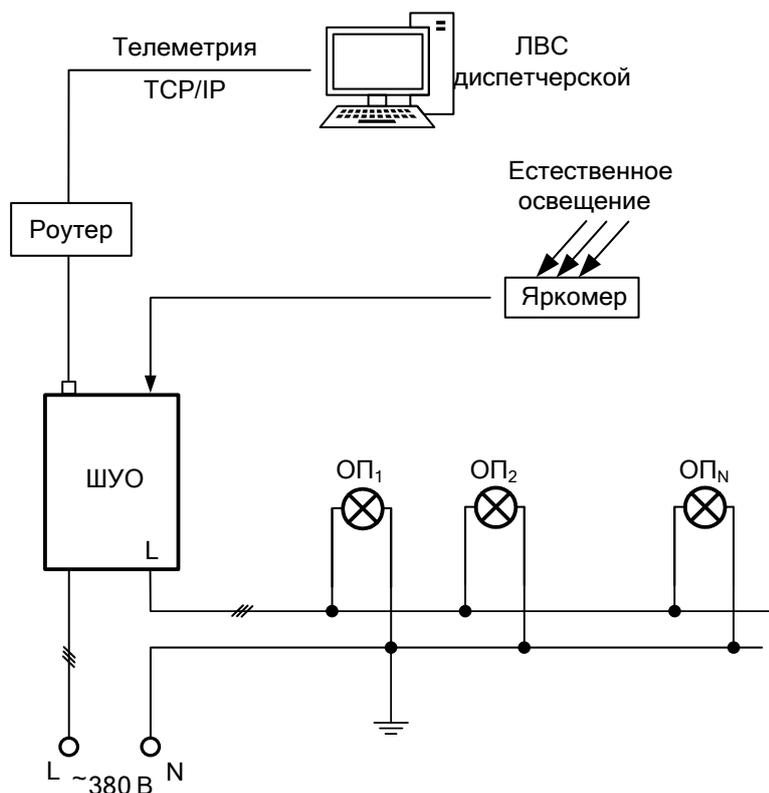


Рис. 2. Структурная схема АСУ ОАТ

АСУ ОАТ обеспечивает подачу трехфазного переменного напряжения питания в линии рабочего освещения тоннеля согласно заданному расписанию (или по командам диспетчера) для ночного и дневного режимов. Диммирование светильников осуществляется в диапазоне 50-100 % номинального светового потока ОП дневного режима в зависимости от уровня естественного освещения. Также производится автоматическое измерение

параметров электросети (напряжение, ток, потребление электроэнергии), уровней яркости естественного освещения, состояния оборудования. Проведение ежесуточной автоматической диагностики выявляет и локализует (по адресу) неисправные ОП. Все параметры доступны для оперативного контроля диспетчеру.

Применение вышеописанных способов и средств позволило повысить энергоэффективность АСУ ОАТ за счет увеличения глубины регулирования мощности светового потока, автоматической диагностики и локализации неисправностей, а также снижения затрат на инсталляцию и эксплуатацию программно-технических средств.

#### Список цитируемой литературы

1. ГОСТ Р 56334-2015 Тоннели автодорожные. Освещение искусственное. Нормы и методы расчета. – Введ. 2015-01-30.
2. Опыт интеграции АСУ ТП и регуляторов напряжения в систему управления освещением тоннелей [Электронный ресурс]. URL: <http://isup.ru/articles/30/6203/> (дата обращения: 15.10.2015).
3. Сапронов А.А., Никуличев А.Ю., Лещенко А.Г., Волкова О.В. Эффективная технология управления электропотреблением в сетях наружного освещения в сетях / Автоматизация в промышленности. – 2013. – № 11. – С. 48-52.
4. Сапронов А.А., Никуличев А.Ю., Лещенко А.Г., Волкова О.В. Система передачи информации по линиям электроснабжения напряжением 0,38 кВ на основе интеллектуальной коммутации нагрузок и анализа переходных процессов / Современные энергетические системы и комплексы управления ими: материалы 12-ой Междунар. науч.-практ. конф., г. Новочеркасск, 25 июня 2014 г. // Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) им. М.И. Платова. – Новочеркасск: ЮРГПУ (НПИ), 2014. – С. 72-76.

© ЮРГПУ(НПИ), 2016

## СОВРЕМЕННЫЕ ОСВЕТИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ КАК ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ИСТОЧНИК РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ ПОТРЕБИТЕЛЯ

*В.С. Галушчак, А.Г. Сошинов*

Камышинский технологический институт (филиал)  
Волгоградского государственного технического университета

Потребление электрической энергии связано с появлением реактивной мощности, величина которой учитывается коэффициентом мощности. Нормативные документы обязывают потребителя компенсировать возникающую в его сетях реактивную мощность, что требует дополнительных затрат на организацию электроснабжения своего предприятия. Современные светодиодные осветительные приборы обладают свойством компенсатора реактивной мощности. Приведены аналитические выражения для оценки снижения токовой нагрузки сети.

**Ключевые слова:** потребитель, реактивная мощность, коэффициент мощности, светильник, конденсатор, компенсация, снижение, токовая нагрузка.

## MODERN LIGHTING AN ADDITIONAL SOURCE OF REACTIVE POWER IN THE NETWORK OF CUSTOMERS

*V.S. Galushchak, A.G. Soshinov*

Kamyshin technological Institute (branch)  
Volograd state technical University

The consumption of electric energy is connected with the appearance of reactive power, which value is taken into account power factor. Regulatory documents oblige the consumer to compensate occurring in its network reactive power, which requires additional costs for the organization of power of the enterprise. Modern LED lighting products have the property of reactive power compensator. Analytical expressions for the evaluation of the current network load reduction.

**Keywords:** consumer, reactive power, power factor, lamp, condenser, compensation, reduction, current load.

Потребитель электрической энергии обычно имеет дело со смешанными активно-индуктивными нагрузками в своей электрической сети (электродвигатели, трансформаторы, дроссели и пускорегулирующие устройства люминесцентных ламп и дуговых ламп), а емкостные нагрузки в промышленности и быту встречаются крайне редко. В зависимости от вида используемого оборудования, нагрузка подразделяется на активную, индуктивную и емкостную. Полная потребленная мощность подразделяется на активную и реактивную мощности соответственно. Потребляемая активная мощность преобразуется в полезную: механическую, тепловую и прочие виды энергии. Реактивная же мощность не связана с выполнением полезной работы, а расходуется на создание электромагнитных полей и связана с особенностями протекания переменного электрического тока через катушки

с магнитными сердечниками. Параметром, характеризующим наличие реактивной энергии (мощности) в сети является коэффициент мощности –  $\cos \varphi$  (где  $\varphi$  – угол между напряжением и током). Он рассчитывается как отношение активной мощности  $P$  к полной мощности  $S$ , потребляемой электрическими приемниками из сети:

$$\cos \varphi = P / S.$$

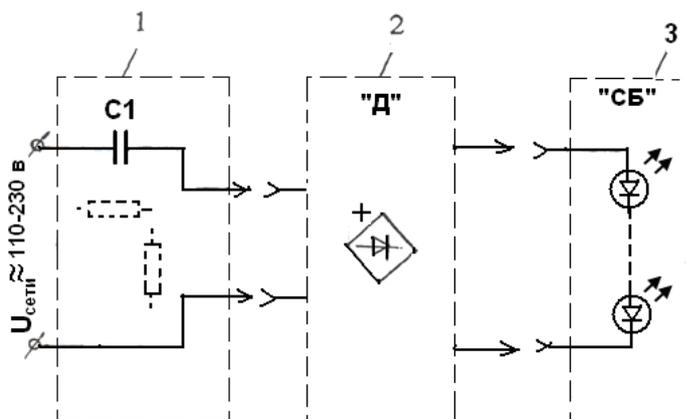
В общем случае коэффициент мощности – это электрический коэффициент полезного действия. Если в сети есть реактивный ток, то мощность генератора, трансформаторных подстанции и сетей используется не полностью. С уменьшением  $\cos \varphi$  значительно возрастают потери энергии на нагрев проводов и катушек электрических аппаратов. Таким образом, чем выше  $\cos \varphi$  (в идеале стремится к 1) потребителя, тем меньше потери мощности в линии и дешевле передача электроэнергии. Реактивный ток дополнительно нагружает линии электропередачи, что приводит к увеличению сечений проводов и кабелей и, соответственно, к увеличению капитальных затрат на внешние и внутриплощадочные сети. Реактивная мощность наряду с активной мощностью учитывается поставщиком электроэнергии, а следовательно, подлежит оплате по действующим тарифам, поэтому составляет значительную часть финансовых затрат на покупную электроэнергию.

Промышленный потребитель в своей деятельности по использованию электрической энергии в производстве ограничен со стороны энергоснабжающей организации рядом нормативных документов, с требованиями обязательной компенсации потребляемой реактивной мощности в электрической сети потребителя [1, 2]. В настоящее время компенсация реактивной мощности потребителем осуществляется с использованием дорогостоящего электрооборудования [3]. Указанные меры являются для потребителя вынужденными, не участвующими в процессе производства, требующие затрат времени, людских ресурсов и финансовых вложений, что в конечном итоге увеличивает себестоимость выпускаемой им продукции.

В то же время появление нового источника света – твердотельного светодиода стимулировало комплекс разработок энергосберегающих осветительных приборов со сложными, ранее не применявшимися, схемами электропитания светильников. Нашим исследователям была поставлена задача создания энергетически эффективного промышленного светодиодного светильника, одновременно выполняющего функцию стационарного источника реактивной мощности в сети, питающей осветительный прибор.

В результате таких исследований были созданы светодиодные источники света с эффектом компенсации реактивной мощности. Особенность

новых осветительных приборов заложена в драйвере, питающем светодиодную матрицу светильника. Структурная схема драйвера промышленного светильника – источника реактивной мощности представлена на рис. 1.



**Рис. 1. Структурная схема драйвера светильника:**

1 – конденсаторный делитель напряжения; 2 – неуправляемый выпрямитель;  
3 – светодиодный блок

Как следует из приведённой схемы, драйвер светодиодного промышленного светильника – компенсатора реактивной мощности содержит: конденсаторный делитель напряжения, охваченный высокоомными разрядными резисторами, неуправляемый выпрямитель «Д» со стабилизирующим устройством и светодиодную матрицу «СБ».

Потери активной мощности в сети потребителя в общем виде определяются выражением [4]:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2 \cdot R}{U^2} \cdot \frac{1}{\cos^2 \varphi},$$

где  $P$  – активная мощность потребляемая сетью;  $Q$  – реактивная мощность потребляемая сетью;  $U$  – напряжение сети;  $R$  – эквивалентное активное сопротивление сети;  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности в сети.

Поэтому повышение коэффициента мощности на величину  $\Delta \cos \varphi$  приводит к квадратичной зависимости снижения потерь активной мощности в его электрической сети, а значит, снижает финансовые потери потребителя без установки дополнительных устройств компенсации реактивной мощности.

Так как разработанный источник света, содержащий конденсаторный делитель, является генератором ёмкостной реактивной мощности, он обладает компенсирующим эффектом в сети потребителя. Оценим его энергетическую эффективность путём расчёта снижения тока в сети при замене части люминесцентных светильников на новые светодиодные с эффектом компенсации реактивной мощности.

Снижение тока в сети происходит в результате снижения полной потребляемой мощности в сети:

$$\Delta I = \frac{S_1 - S_2}{U}, \quad (1)$$

где  $S_1$  – полная мощность, потребляемая сетью до замены светильников, ВА;  $S_2$  – полная мощность, потребляемая сетью после их замены, В·А;  $U$  – напряжение в сети, В.

Полная мощность  $S_1$  до проведения реконструкции системы освещения представлена выражением:

$$S_1 = \sqrt{(P + n \cdot P_{cb})^2 + (P \cdot \operatorname{tg} \varphi_1 + n \cdot P_{cb} \cdot \operatorname{tg} \varphi_2)^2}, \quad (2)$$

где  $P$  – активная мощность, потребляемая технологическим оборудованием, Вт;  $\operatorname{tg} \varphi_1$  – коэффициент реактивной мощности технологического оборудования;  $P_{cb}$  – потребляемая активная мощность штатного люминесцентного светильника, Вт;  $\operatorname{tg} \varphi_2$  – коэффициент реактивной мощности штатного светильника;  $n$  – количество светильников в системе освещения, шт.

Полная мощность  $S_2$  после проведения реконструкции путём замены люминесцентных светильников на светодиодные с компенсирующим эффектом потребляемой мощностью  $a \cdot P_{cb}$  с коэффициентом реактивной мощности  $\operatorname{tg} \varphi_3$  представлена выражением:

$$S_2 = \sqrt{(P + a \cdot n \cdot P_{cb})^2 + (P \cdot \operatorname{tg} \varphi_1 + a \cdot n \cdot P_{cb} \cdot \operatorname{tg} \varphi_3)^2}, \quad (3)$$

где  $P$  – активная мощность, потребляемая технологическим оборудованием, Вт;  $\operatorname{tg} \varphi_1$  – коэффициент реактивной мощности технологического оборудования;  $a \cdot P_{cb}$  – потребляемая активная мощность светодиодного светильника с компенсирующим эффектом, Вт;  $\operatorname{tg} \varphi_3$  – коэффициент реактивной мощности светодиодного светильника с компенсирующим эффектом;  $n$  – количество светильников в системе освещения, шт.

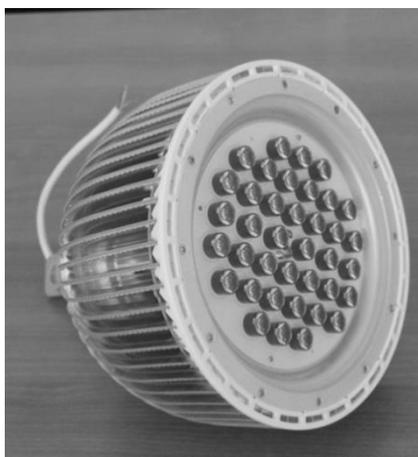
Воспользуемся выражение (1) для расчёта реконструкции схемы осветительной установки путём замены  $n$  люминесцентных светильников на светодиодные светильники с компенсирующим эффектом. С учётом (2) и (3), получим выражение:

$$\Delta I = \frac{1}{U} \cdot [\sqrt{(P + n \cdot P_{cb})^2 + (P \cdot \operatorname{tg} \varphi_1 + n \cdot P_{cb} \cdot \operatorname{tg} \varphi_2)^2} - \sqrt{(P + a \cdot n \cdot P_{cb})^2 + (P \cdot \operatorname{tg} \varphi_1 + a \cdot n \cdot P_{cb} \cdot \operatorname{tg} \varphi_3)^2}] ,$$

где  $P$  – активная мощность, потребляемая технологическим оборудованием, Вт;  $\operatorname{tg} \varphi_1$  – коэффициент реактивной мощности технологического оборудования;  $P_{cb}$  – потребляемая активная мощность штатного люминесцентного

светильника, Вт;  $tg\varphi_2$  – коэффициент реактивной мощности штатного светильника;  $a \cdot P_{св}$  – потребляемая активная мощность светодиодного светильника с компенсирующим эффектом, Вт;  $tg\varphi_3$  – коэффициент реактивной мощности светодиодного светильника с компенсирующим эффектом.

При применении предлагаемого осветительного прибора в общей сети, индуктивная реактивная мощность в сети 0,4 кВ компенсируется емкостной реактивной мощностью светильника, улучшая  $\cos\varphi$ . При этом, светильник, как обычный осветительный прибор, генерирует полноценный световой поток 12000-15000 лм в видимом спектре электромагнитных излучений точно так же, как и применяющиеся в настоящее время, промышленные светильники с лампами ДРЛ, ДРИ, ДНаТ (рис. 2) [5].



**Рис. 2. Промышленный светодиодный светильник «Колокол» с эффектом компенсации реактивной мощности**

В таблице 1 приводятся результаты натурного эксперимента по замене устаревших светильников с люминесцентными лампами на светодиодные компенсаторы реактивной мощности в цеху малого предприятия по производству топливных пеллет.

В процессе эксперимента выявлено, что установка новых светодиодных светильников с компенсирующим эффектом дала следующие результаты:

- понижение потребления активной мощности на 8,6 %;
- понижение потребления реактивной мощности на 22,3 %;
- понижение потребления общей мощности на 15,7 %;
- повышение  $\cos\varphi$  на 9,7 %;
- понижение тока в сети на 18,4 %.

Как следует из приведённых результатов измерений, разработанные новые промышленные светильники имеют высокие показатели энергетической эффективности и могут рассматриваться как перспективное средство энергосбережения.

### Результаты эксперимента с замером параметров в сети действующего малого предприятия

| Режимы работы сети                                 | Фаза   | Потребление активной мощности, кВт | Потребление реактивной мощности, кВАр | Общее потребление, кВА | cosφ | Напряжение, В | Ток, А |
|--|--|------------------------------------|---------------------------------------|------------------------|------|---------------|--------|
| Только технологическая нагрузка                    | Силовая нагрузка: технологическое оборудование   |                                    |                                       |                        |      |               |        |
|  | В*   | 11,6                               | 13,8                                  | 17,9                   | 0,63 | 235,1         | 72,4   |
|  | А  | 12,4                               | 13,1                                  | 18,1                   | 0,69 | 235,4         | 74,8   |
|  | С  | 11,7                               | 14,4                                  | 18,4                   | 0,61 | 235,6         | 76,6   |
| Технологическая + типовое освещение                | Нагрузка: технологическое оборудование+11 штатных светильников мощностью 80 Вт каждый  |                                    |                                       |                        |      |               |        |
|  | В*   | 11,99                              | 14,8                                  | 18,9                   | 0,62 | 233,7         | 81,4   |
|  | А  | 12,2                               | 12,9                                  | 17,7                   | 0,68 | 235,1         | 75,7   |
|  | С  | 11,02                              | 14,3                                  | 18,0                   | 0,61 | 235,6         | 76,9   |
| Технологическая + освещение с новыми светильниками | Нагрузка: технологическое оборудование +5 штатных светильников мощностью 80 Вт каждый +6 светодиодных светильников с компенсирующим эффектом мощностью по 42 Вт каждый |                                    |                                       |                        |      |               |        |
|  | В*   | 10,96                              | 11,5                                  | 15,94                  | 0,68 | 237,9         | 66,4   |
|  | А  | 11,9                               | 12,7                                  | 17,3                   | 0,68 | 237,6         | 72,7   |
|  | С  | 11,2                               | 14,03                                 | 17,6                   | 0,61 | 237,1         | 74,6   |

#### Выводы.

1. Ряд нормативных документов обязывает потребителя электрической энергии выполнять компенсацию реактивной мощности в своей сети, что приводит к дополнительным финансовым затратам и повышению себестоимости выпускаемой им продукции.

2. Разработаны и поставлены на производство современные светодиодные светильники промышленного освещения, которые могут быть использованы на предприятии как дополнительные источники реактивной мощности.

3. Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена энергетическая эффективность промышленных светодиодных светильников с эффектом компенсации реактивной мощности.

#### Список цитируемой литературы

1. Положение о порядке расчета и обоснования нормативов технологических потерь (расходов) электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям / Приказ Минпромэнерго России от 04.10.2005 № 267, рег. № 7122 от 28.10.2005 Минюста России.
2. Об утверждении требований к осветительным устройствам и электрическим лампам, используемых в цепях переменного тока в целях освещения / Постановление Правительства РФ от 20 июля 2011 г. – № 601. – 5 с.
3. Паули В.К., Воротников Р.А. Компенсация реактивной мощности как эффективное средство рационального использования электроэнергии // Энергоэксперт. – 2007. – № 2.
4. Осейчук В., Трофимов Г. и др. Компенсация реактивной мощности. К вопросу технико-экономической целесообразности // Новости электротехники. – 2008. – № 4.
5. Интернет-ресурс: <http://ogonyok-led.ru>

## ОБЗОР ИЗМЕНЕНИЙ УДЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК КВАРТИР С ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ ПЛИТАМИ

*И.И. Надтока, А.В. Павлов*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Рассматривается проблема повышения точности расчёта электрических нагрузок многоквартирных домов с квартирами оснащёнными электроплитами. Делается заключение, что основную погрешность в расчёты электрических нагрузок многоквартирных домов вносит расчёт электрических нагрузок квартир. Выполняется обзор изменений удельных электрических нагрузок квартир с электроплитами за период с 1982 г. по 2013 г.

**Ключевые слова:** электрические нагрузки, многоквартирные дома с электрическими плитами, квартиры, удельные электрические нагрузки квартир.

## REVIEW OF SPECIFIC APARTMENTS ELECTRICAL LOADS WITH ELECTRIC STOVE

*I.I. Nadtoka, A.V. Pavlov*

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

The problem of increasing the accuracy of calculation of electric loads of apartment buildings with apartments equipped with stoves. It is concluded that the basic error in the calculation of electrical loads of apartment houses makes the calculation of electric loads of the apartments. Is an overview of the changes of specific electric loads of apartments with electric stoves for the period from 1982 year to 2013 year.

**Keywords:** electrical load, apartment houses with electric plates, flats, specific electrical load of apartments.

Увеличение населения крупных городов страны приводит к значительному росту строительства многоквартирных домов (МКД) повышенной этажности (от 11 до 16 этажей) и высотных (более 16 этажей) у которых в качестве кухонных плит используются электрические плиты [1]. Выполненные обследования электрических нагрузок микрорайона [2, 3, 4] с МКД оснащённых электрическими плитами выявили значительные завышения расчётных электрических нагрузок на уровне распределительных подстанций и на уровне вводов МКД. Ошибки в расчётах электрических нагрузок (РЭН) в сторону их завышения приводят к неэффективному использованию электротехнических возможностей оборудования и к значительному увеличению капитальных затрат в строительстве, что в итоге приводит к росту стоимости жилья для населения.

В процессе обследования электрических нагрузок [2, 3, 4] было определено, что на долю электрической нагрузки квартир приходится более

50 % от общей электрической нагрузки микрорайона, из чего можно предположить, что наибольшую погрешность в расчёты вносит именно эта составляющая расчёта. Формула для расчёта электрических нагрузок квартир, приведённая в действующих нормативных документах [5, 6], имеет следующий вид:

$$P_{p.kв} = np_{кв.уд}, \quad (1)$$

где  $P_{кв.уд}$  – удельная нагрузка электроприёмников квартир, кВт;  $n$  – количество квартир, подключённых к питающей линии, ТП.

Выполненное сравнение нормативных [5] и фактических удельных электрических нагрузок квартир, определённых в процессе обследования, выявило превышение нормативных значений в 1,8÷2,4 раза. Что вносит значительную погрешность в результаты расчёта.

Для выяснения причины большого различия фактических удельных электрических нагрузок квартир с электроплитами и их нормативных значений, выполнен обзор их изменений за период с 1982 года по 2013 год. Следует отметить, что в работе приведены удельные электрические нагрузки квартир не только нормативных документов [5÷11], но и удельные электрические нагрузки, полученные в процессе обследования фактических электрических нагрузок в период 2012÷2013 гг. [2, 3, 4], а также удельные электрические нагрузки, полученные по эмпирической формуле, приведённой в [12]:

$$P_{max} = 0,401 + 5,08/\sqrt{n}, \quad (2)$$

где  $P_{max}$  – наибольшая электрическая нагрузка квартир, при  $n > 30$ , кВт.

В табл. 1 и на рис. 1 приведены значения удельных электрических нагрузок квартир с электроплитами за период с 1982 г. по 2013 г.

Таблица 1

### Удельные электрические нагрузки квартир с электроплитами

| Количество квартир | СН 544-82 | «Электрические сети жилых и общественных зданий»*:<br>$P_{max} = 0,401 + 5,08/\sqrt{n}$ | ВСН 59-88 и РД 34.20.185-94 | РД 34.20.158-94 с изменениями и дополнениями | РМ-2696-01 | СП 31-110-2003 | Экспериментальные обследования** |
|--------------------|-----------|---|-----------------------------|--|------------|----------------|----------------------------------|
|                    | 1982 г.   | 1983 г.   | 1988, 1994 гг.              | 1999 г.                                      | 2001 г.    | 2003 г.        | 2013 г.                          |
| 1                  | 7,00      | -   | 8,10                        | 10,00  | 8,80       | 10,00          | -                                |
| 6                  | 4,00      | -   | 4,10                        | 5,90   | 4,50       | 5,10           | -                                |
| 9                  | 3,00      | -   | 3,25                        | 4,90   | 3,30       | 3,80           | -                                |
| 12                 | 2,50      | -   | 2,85                        | 4,30   | 2,80       | 3,20           | -                                |
| 15                 | 2,15      | -   | 2,50                        | 3,90   | 2,50       | 2,80           | -                                |

| Количество квартир | СН 544-82 | «Электрические сети жилых и общественных зданий»*:<br>$P_{\text{max}} = 0,401 + 5,08/\sqrt{n}$ | ВСН 59-88 и РД 34.20.185-94 | РД 34.20.158-94 с изменениями и дополнениями | РМ-2696-01 | СП 31-110-2003 | Экспериментальные обследования** |
|--------------------|-----------|--|-----------------------------|--|------------|----------------|----------------------------------|
|                    | 1982 г.   | 1983 г.  | 1988, 1994 гг.              | 1999 г.                                      | 2001 г.    | 2003 г.        | 2013 г.                          |
| 18                 | 2,00      | -  | 2,30                        | 3,70   | 2,30       | 2,60           | -                                |
| 24                 | 1,80      | -  | 2,05                        | 3,10   | 2,10       | 2,20           | 1,22                             |
| 40                 | 1,50      | 1,20   | 1,65                        | 2,60   | 1,75       | 1,95           | 1,08                             |
| 60                 | 1,30      | 1,06   | 1,40                        | 2,10   | 1,50       | 1,70           | 0,94                             |
| 100                | 1,15      | 0,91   | 1,20                        | 1,50   | 1,35       | 1,50           | 0,83                             |
| 200                | 1,00      | 0,76   | 1,00                        | 1,36   | 1,15       | 1,36           | 0,76                             |
| 400                | 0,90      | 0,66   | 0,80                        | 1,27   | 1,10       | 1,27           | -                                |
| 600                | 0,85      | 0,61   | 0,75                        | 1,23   | 1,00       | 1,23           | -                                |
| 1000               | 0,80      | 0,56   | 0,70                        | 1,19   | 1,00       | 1,19           | -                                |

\* зависимость (1) справедливо для количества квартир более 30 шт.

\*\* удельные электрические нагрузки определены для диапазона квартир от 24 до 200 шт.

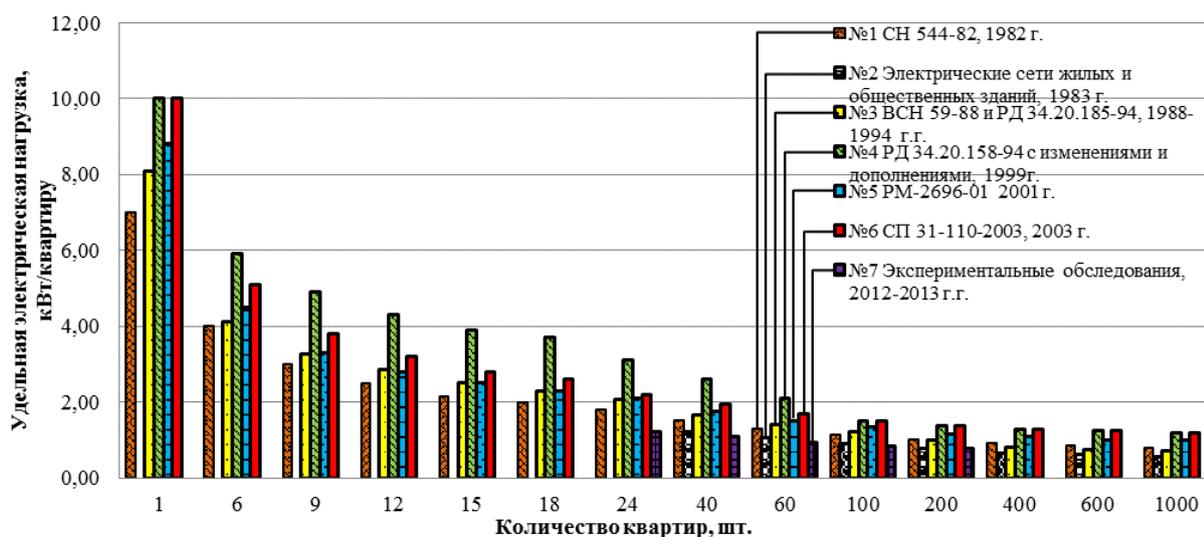
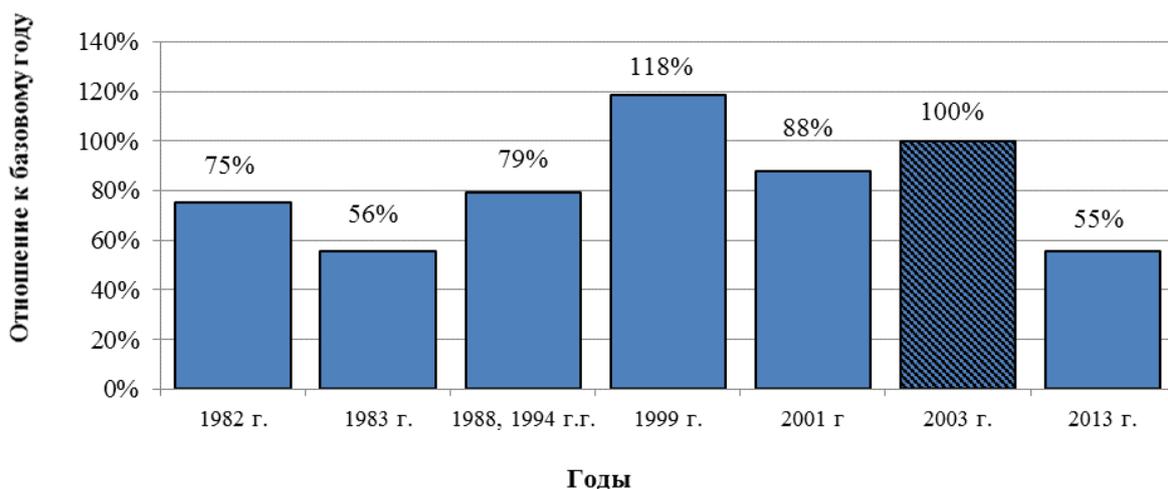


Рис. 1. Изменение удельных электрических нагрузок квартир с электроплитами

Из рис. 1 и табл. 1 видно, что соотношения удельных электрических нагрузок по различным годам остается практически неизменным. Приняв за базовые удельные электрическую нагрузку квартир приведённые в СП 31-110-2003 [5], получены средние соотношения удельных электрических нагрузок в процентном выражении, которые приведены на рис. 2.

Из рис. 2 видно, что строгой динамики снижения или увеличения удельных электрических нагрузок квартир с электроплитами нет, что говорит не только об отсутствии тенденции к увеличению прогнозных удельных

электрических нагрузок, но и о различных величинах резерва закладываемого в прогнозные модели. При этом по данным [12] темпы прироста электропотребления для квартир с электроплитами должны были составлять 1,5-2,0 %, в год, что не соответствует действительности.



**Рис. 2. Средние соотношения удельных электрических нагрузок квартир с электроплитами по отношению к базовому году – 2003 г. (СП 31-110-2003)**

Начиная с 1999 г. наблюдается снижение удельных электрических нагрузок, что можно связать с насыщением квартир электробытовыми приборами, а также снижением установленных мощностей бытовых и осветительных приборов, что связано с появлением современных энергосберегающих технологий в быту. Рост стоимости за электроэнергию способствует снижению времени и частоты работы бытовых приборов, что напрямую можно связать со снижением пиков суммарных мощностей электрических нагрузок квартир.

Сведения приведённые во временной инструкции по расчёту электрических нагрузок жилых зданий РМ-2696-01 свидетельствуют о значительном запасе закладываемом в удельные электрически нагрузки квартир [11]: «Измеренные максимальные нагрузки на линиях питания квартир составляют в среднем 80 % от нормативов ВСН 59-88» (при этом не рассматривается запас заложенный в ВСН 59-88); «С учётом роста количества бытовых электроприборов в квартирах жилых домов и тенденцией к их дальнейшему увеличению на ближайшую перспективу во Временной инструкции предусмотрен перспективный рост нагрузок на 15 % по сравнению с ВСН 59-88». То есть из приведённых цитат следует, что нормативная удельная электрическая нагрузка была целенаправленно увеличена на 35 % по отношению к фактической, при этом уже через три года при разработке СП 31-110-2003 удельные электрические нагрузки были ещё раз увеличены на

12 %, и суммарное превышению нормативной нагрузки над фактической уже составило 47 %.

Обследования фактических электрических нагрузок квартир, выполняемые в 2013 г., показали, что увеличение удельных электрических нагрузок квартир не произошло даже по отношению к 1983 г.

### **Выводы**

1. Расчёт электрических нагрузок многоквартирных домов с электроплитами и микрорайонов, выполняемый по СП 31-110-2003, имеет значительную погрешность в сторону завышения расчётных электрических нагрузок.

2. Резерв расчётной электрической нагрузки является необоснованно завышенным и оценивается величиной 47 %.

3. Необходимо выполнить корректировку удельных электрических нагрузок квартир, оснащённых электрическими плитами действующих нормативных документов.

### **Список цитируемой литературы**

1. СНиП 31-01-2003 Здания жилые многоквартирные. – М.: Госстрой России, ФГУП ЦНС, ОАО «ЦНИИЭПжилища», МНИИТЭП, НИИ экологии человека и гигиены окружающей среды им. А.А. Сысина, 2003.
2. Надтока И.И., Павлов А.В. Расчёты электрических нагрузок жилой части многоквартирных домов с электрическими плитами, основанные на средних нагрузках квартир // Изв. вузов, Электромеханика. – 2014. – № 3. – С. 36-39.
3. Демура В.В., Павлов А.В., Алынин Н.А. Экспериментальные обследования электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей // Современные энергетические системы и комплексы и управление ими. Материалы XII Международной научно-практической конференции, г. Новочеркасск, 24 июня 2013 г. / Юж.-Рос. гос. техн. ун-т (НПИ). – Новочеркасск: ЮРГПУ (НПИ), 2013. – С. 23-28.
4. Надтока И.И., Павлов А.В. Анализ характеристик графиков электрических нагрузок многоквартирных жилых домов // IV международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодёжи», г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. / Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ). – Новочеркасск: ЮРГПУ(НПИ), 2013. – С. 186-190.
5. СП 31-110-2003 Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. – М.: Госстрой России, ФГУП ЦПП, 2004. – 138 с.
6. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. – М.: Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, 1994. – 29 с.
7. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. – М.: Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, 1994. – 29 с.
8. Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. Изменения и дополнения раздела 2 «Расчетные электрические нагрузки» Инструкции по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94 (утв. Приказом Минтопэнерго РФ от 29.06.1999 № 213). – М.: Московское научно-техническое общество энергетиков и электротехников, 1999. – 13 с.

9. СН 544-82 Инструкция по проектированию электрооборудования жилых зданий. Государственный комитет по гражданскому строительству и архитектуре при Госстрое СССР. – М., 1983. – 33 с.
10. ВСН 59-88 Ведомственные строительные нормы. Электрооборудование жилых и общественных зданий. Нормы проектирования. – М: ЦНИИЭП инженерного оборудования Госкомархитектуры и МНИИТЭП Главмосархитектуры Мосгорисполкома, 1988 г.
11. РМ 2696-01 Временная инструкция по расчётам электрических нагрузок жилых зданий. М: Московский научно-исследовательский и проектным институт типологии, экспериментального проектирования (МНИИТЭП), 2001 г.
12. Тульчин И.К., Нудлер Г.И. Электрические сети жилых и общественных зданий. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 304 с.

© ЮРГПУ(НПИ), 2016

## КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ МЕТОДАМИ НЕЙРОННОЙ И НЕЙРОНЕЧЕТКОЙ СЕТИ

*С.А. Вялкова, И.И. Надтока*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск,  
ООО НПП «ВНИКО», г. Новочеркасск

Рассмотрены результаты сравнения и анализа качества прогнозирования электропотребления двух модификаций моделей искусственной нейронной сети, нейронной сети прямого распространения на примере суточных часовых графиков мощностей г. Москвы. Показано, что нейронечеткая сеть в среднем дает результат прогнозирования с меньшей средней абсолютной ошибкой за сутки.

**Ключевые слова:** Временной ряд почасового электропотребления, математическая модель, нейронная сеть, нейронечеткая сеть, средняя относительная ошибка прогноза.

## SHORT-TERM FORECASTING OF THE POWER CONSUMPTION BY METHODS OF THE NEURAL AND FUZZY NETWORK

*S.A. Vyalkova, I.I. Nadtoka*

Platov South-Russian State Polytechnic University, Novochoerkassk,  
LTD RPE «VNIKO», Novochoerkassk

Results of comparison and the analysis of quality of forecasting of a power consumption of two modifications of models of an artificial neural network, neural network of direct distribution on the example of daily hour schedules of capacities of Moscow are considered. It is shown that the fuzzy network on average yields result of forecasting with a smaller average absolute mistake in days.

**Keywords:** Time number of an hourly power consumption, mathematical model, neural network, fuzzy network, average relative error of the forecast.

В данной статье рассмотрены два метода прогнозирования нестационарного ряда электропотребления при помощи нейронной и нейронечеткой сети. Исходными данными для прогнозирования являлись данные электропотребления территории города Москвы, предоставленные филиалом ОАО «СО ЕЭС» «Региональным диспетчерским управлением энергосистемы Москвы и Московской области» (Московское РДУ).

Нейронные сети являются методом моделирования временных рядов. Данный метод позволяет воспроизводить сложные зависимости и учитывать влияющие факторы на исследуемый ряд. Применение нейронных сетей широко используется для моделирования и прогнозирования электропотребления [1, 2, 3, 6].

Для краткосрочного прогнозирования электропотребления потребителей г. Москвы на основе искусственной нейронной сети прямого распространения использовалась сеть с одним скрытым слоем при  $\eta = 0,7$ ,  $\alpha = 0,01$  и 30 нейронами; данные параметры были найдены опытным путем в результате проведения 50 экспериментов. Исходными данными для построения прогноза нейронной сетью, являются архивы данных электропотребления  $P(t)$ , температуры воздуха  $\Theta(t)$  и освещенности  $E(t)$ . Временной интервал исходных данных [X-31] в 2015 году, где X – дата построения прогноза. Для увеличения точности прогноза учет температуры  $\Theta(t)$  осуществлён в нейронной сети, путем добавления данных температуры во входной слой [1, 4, 5, 6]. Полученные результаты прогноза при помощи нейронной сети представлены на рис. 1.

При прогнозировании нейронечёткой сетью в качестве входных данных были приняты аналогичные данные электропотребления, температуры и освещенности как и для нейронной сети.

Прогнозирование с помощью двух моделей осуществлялось в течение октября 2015 года для операционной зоны Московского РДУ.

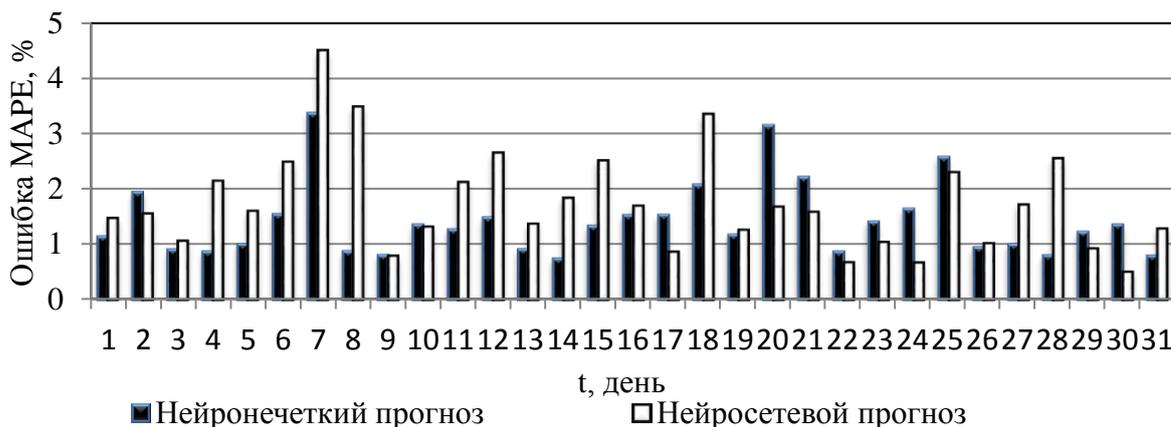


Рис. 1. Диаграмма среднесуточных ошибок прогнозов мощности по нейронной и нейронечёткой моделям за октябрь 2015 г.

На рис. 1 представлены результаты качества прогнозирования электропотребления в течение октября 2015 года. Для оценки качества полученных прогнозов были рассчитаны значения средней абсолютной ошибки за сутки в процентах (англ. MAPE – mean absolute percentage error) [7].

При прогнозировании суточных графиков почасового электропотребления  $P(t)$  при помощи описанной выше нейронной сети в октябре 2015 года получены следующие результаты: среднее значение MAPE за месяц равно 1,76 %; максимальная ошибка прогнозов мощности получилась равной 4,49 %, минимальная ошибка – 0,43 %. Результаты для нейронечёткой сети: среднее значение MAPE за месяц равно 1,44 %; максимальная

ошибка прогнозов мощности получилась равной 3,37 %, минимальная ошибка – 0,74 %.

Предложенные структуры прогнозной модели, основанной на нейронной сети и алгоритма прогнозирования нейронечеткой сетью, при тестировании, в течение месяца не дает результаты средней абсолютной процентной ошибки менее 2 % за сутки, что требуется в методике ОАО «СО ЕЭС» [8].

Подводя итог полученные результаты нейронечеткой сети лучше искусственной нейронной сети на основе прямого распространения с одним скрытым слоем. Средняя процентная ошибка, за месяц полученная при помощи нечеткой нейронной сети оказалась лучше на 0,32 % по сравнению с нейронной сетью.

В дальнейшем необходимо провести дополнительные исследования по совершенствованию нейронной нечеткой сети и подбору исходных параметров рассмотренной нейронечеткой сети, с целью, уменьшения ошибки прогноза.

#### Список цитируемой литературы

1. Осовский С. Нейронные сети для обработки информации. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 344 с.
2. Надтока И.И. Нейросетевая модель прогнозирования электропотребления с учетом освещенности на территориях операционных зон региональных диспетчерских управлений / И.И. Надтока, С.О. Губский, И.Е. Шепелев // Изв. вузов. Электромеханика. – 2012. – № 2. – С. 18-21.
3. Демура А.В. Краткосрочное прогнозирование суточных графиков нагрузки на основе искусственных нейронных сетей // Изв. вузов. Электромеханика. – 1998. – № 213. – С. 69-71.
4. Шумилова Г.П., Готтман Н.Э., Старцева Т.Б. Прогнозирование электрических нагрузок при оперативном управлении электроэнергетическими системами на основе нейросетевых структур. Екатеринбург: УрОРАН. 2008. – 89 с.
5. Оппенгейм А., Шафер Р. Цифровая обработка сигналов. – М.: Техносфера, 2006. – 856 с.
6. Повышение точности краткосрочного прогнозирования электрической нагрузки потребителей региона с учетом метафакторов на основе метода опорных векторов: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук: специальность 05.14.02 Электрические станции и электроэнергетические системы / Аль Зихери Баласим Мохаммед; [Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им. М.И. Платова].
7. Mohsen Hayati, Yazdan Shirvany. Artificial Neural Network Approach for Short. World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical, Robotics, Electronics and Communications Engineering Vol:1, No:4, 2007. – 659-663 p.
8. Методика контроля точности прогноза потребления: Распоряжение руководителя оперативного штаба по совершенствованию конкурентного балансирующего рынка ОАО «Системный оператор единой энергетической системы» от 14 апреля 2011 г. № 132.

## ПЕРСПЕКТИВЫ УЧАСТИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В РЕЖИМНОМ И ПРОТИВОАВАРИЙНОМ УПРАВЛЕНИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

*Г.И. Булочкин, И.Д. Кудинов*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Дана систематизация потребителей-регуляторов электрической энергии. Представлены результаты анализа возможностей привлечения таких потребителей для режимного и противоаварийного управления энергосистем.

**Ключевые слова:** энергосистема, потребители-регуляторы, режимное управление, противоаварийное управление.

## PROSPECTS OF PARTICIPATION OF CONSUMERS IN THE REGIME AND EMERGENCY CONTROL OF POWER SUPPLY SYSTEMS

*G.I. Bulochkin, I.D. Kudinov*

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

Systematization of consumers-regulators of electric energy is given. Results of the analysis of opportunities of involvement of such consumers for a regime and emergency control of power supply systems are presented.

**Keywords:** power supply system, consumers-regulators, regime control, emergency control.

Одной из мировых тенденций развития энергетики является внедрение технологии управления спросом электроэнергии (ЭЭ) за счет широкого вовлечения так называемых активных потребителей в процесс управления режимами энергосистем. Это отражено и в отечественной концепции «Интеллектуальная электроэнергетическая система России» [1].

Под активным потребителем (иначе: управляемым потребителем или потребителем-регулятором) понимается участник рынка ЭЭ, который имеет возможность и мотивацию изменять объём и функциональные свойства получаемой ЭЭ. Подобные потребители могут предоставлять дополнительные услуги, т.е. предоставлять активные и реактивные нагрузки для управления со стороны системного оператора и в перспективе для автоматического управления.

Можно выделить две группы потребителей-регуляторов. Первая группа – условно «естественные» регуляторы, которые имеют возможности регулирования, определяемые их технологическими свойствами, например, способные работать в прерывистом режиме, и производственный процесс которых легко поддается автоматизации. Благодаря этим свойствам, можно

управлять составом и мощностью подключенных электроустановок [2]. Характерные примеры: производство аммиака и водорода, производство тепла, перекачка воды, системы кондиционирования, холодильные установки, различного вида накопители энергии.

Вторая группа – с дополнительно приданными возможностями управления. При этом наиболее перспективными направлениями представляются: а) комплектация потребителей современными устройствами регулирования напряжения и реактивной мощности; б) комплектация потребителей накопителями ЭЭ; в) комплектация объектами распределённой генерации.

До сих пор управление нагрузкой сводится к болезненному отключению части потребителей. В частности, при диспетчерском управлении реализуются графики временного отключения потребителей. В противоаварийном управлении широко используется быстродействующее автоматическое отключение части потребителей, что влечет массу издержек.

Указанные обстоятельства усиливают актуальность разработки вопросов привлечения потребителей-регуляторов к режимному и противоаварийному управлению. Участие активных потребителей позволит поднять качество управления энергосистемами на более высокий уровень и уменьшить, а нередко и исключить применение традиционных нежелательных управляющих воздействий: не только отключение нагрузки, но и других, например, отключение генераторов. Режимное управление включает в себя диспетчерское и автоматическое управление. В диспетчерском управлении необходимо шире использовать «традиционные» возможности, например, управление реактивной мощностью узлов подключения нагрузки, тарифное регулирование, управление напряжением на шинах потребителей для целенаправленного изменения активных и реактивных мощностей их нагрузок, регулирование перетоков мощности по связям. В автоматическом режимном управлении необходимо использовать в системах автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) (в том числе для ограничения перетоков мощности по связям), а также в системах автоматического регулирования напряжения (АРН).

Анализ показывает, что большие перспективы имеет привлечение потребителей-регуляторов для противоаварийного управления, причем, практически во всех системах противоаварийной автоматики. В системах автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ): прежде

всего, для управления статической устойчивостью за счет разгрузки электропередач. Эффект – уменьшение объёма отключения потребителей. В системах автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ): эффект – уменьшение объёма отключения потребителей. В автоматике ограничения повышения частоты (АОПЧ): эффект – уменьшение объёма отключения генерации. В автоматике ограничения снижения напряжения (АОСН): эффект – увеличение возможностей управления и исключение отключения потребителей. В автоматике ограничения перегрузки оборудования (АОПО): эффект – совершенствование управления и исключение отключения потребителей.

#### **Список цитируемой литературы**

1. Аюев Б.И. Управление электропотреблением: административные и экономические методы // Энергорынок. – № 4. – 2007. – С. 34-38.
2. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID – М.: ИАЦ Энергия, 2010.

© ЮРГПУ(НПИ), 2016

## **АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ПРОГРАММА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ**

***В.А. Шелест***

Донской государственной технической университет, г. Ростов-на-Дону

Разработана программа альтернативной автоматизированной системы управления распределительными пунктами электроснабжения. Для обеспечения стабильной работы программы предложено контролировать запущенные процессы операционной системы. Программа имеет интуитивно понятный интерфейс и обеспечивает стабильную работу системы.

**Ключевые слова:** Программа, автоматизированная система, интерфейс, процесс, кодирование, параметры, стабильность.

## **PROGRAM ALTERNATIVE AUTOMATED CONTROL SYSTEM**

***V.A. Shelest***

Don State Technical University, Rostov-on-Don

The program developed an alternative automated control system of distribution points of power supply. To ensure stable operation of the proposed program to monitor running processes of the operating system. The program has an intuitive interface and ensures a stable operation of the system.

**Keywords:** Software, automated system, interface, process, encoding, options, stability.

Функциональная избыточность характерна для серийно выпускаемых автоматизированных систем управления (АСУ). Многие функции на практике не используются. Поэтому различные НИИ и СКБ разрабатывают для конкретных объектов энергетики альтернативные АСУ, реализующие заданные наборы функций [1-3, 5]. Целесообразность такого подхода имеет экономические обоснования.

Эта работа посвящена особенностям управляющей программы компьютера АСУ, созданной для управления распределительными пунктами (РП) системы электроснабжения. При разработке автоматизированной системы были учтены требования к программному обеспечению в руководящем документе [4]. Для получения дополнительной информации о разработанной автоматизированной системе желательно ознакомиться с работой [6].

С помощью программы решаются такие задачи АСУ, как сбор сигнальной и измерительной информации с РП, управление коммутационными аппаратами РП, отображение сигнальной, измерительной и служебной информации на мониторе, отображение сигнальной информации на мнемощите и сервисное обеспечение.

Управляющая программа представляет собой приложение, созданное в интегрированной среде разработки Visual Basic.NET.

В верхней части экрана открыт доступ к вкладкам «Главная», «ИнфоЦентр», «РП-1», ... и «РП-15». На вкладке «Главная» находится карта с указанием мест расположения РП. Удаление РП с карты деактивирует работу АСУ с этим РП.

Особый интерес представляет вкладка «ИнфоЦентр», на которой удалось сосредоточить информацию, получаемую со всех РП. Для каждого РП отображаются режимы опроса сигнальной и измерительной информации, отклонения напряжений от номинальных значений, токи присоединений, положения выключателей и остальная сигнальная информация.

При выборе вкладки РП-п открывается доступ к вкладкам «Мнемосхема», «Сигнальная информация», «Оперативный журнал», «Тест управления» и «Контроль измерения» соответствующего РП.

На вкладке «Мнемосхема» отображаются мнемосхема РП, токи присоединений, напряжения секций шин и основная сигнализация. В специальном окне в виде матрицы расположена вся сигнализация этого РП. Мнемосхема имеет интерактивный режим работы, что позволяет диспетчеру курсором мышки выбирать выключатели и выполнять соответствующие команды управления. Предусмотрены специальные решения, позволяющие уточнять действия диспетчера при управлении выключателями. После срабатывания релейной защиты выполняется квитирование сигнала телеуправления.

Вкладка «Сигнальная информация» отображает текущее состояние сигналов РП и для удобства диспетчера приводится полное название оборудования, от которого поступает сигнальная информация. На вкладке «Оперативный журнал» имеется оперативная информация текущего месяца об операциях управления и изменениях сигналов. Оперативная информация предыдущих месяцев находится в архиве. Предусмотрена возможность просмотра архива.

Диспетчер вкладку «Тест управления» обычно не использует. Она открывается автоматически, если управляющая программа или программа терминала РП обнаружили недопустимые отклонения в процессе управления.

Вкладка «Контроль измерений» также открывается автоматически для сообщений об измерительных преобразователях, не ответивших терминалу РП.

Реконструкция РП приводит к изменению мнемосхем. В связи с этим разработан редактор мнемосхем и встроен в единое кодовое пространство

управляющей программы. В этом редакторе пользователь своевременно вносит необходимые изменения в мнемосхемы РП на экране монитора.

Подменю «Настройка контроллеров мнемощита» и «Тест мнемощита» позволяют настраивать и контролировать работу мнемощита.

В подменю «Распределение сигналов» устанавливается соответствие абсолютных и матричных номеров сигналов контролируемому оборудованию. Ряд сигналов объединяются в группы «Положение выключателей», «Квитирование» и «Режим работы», что упрощает их отображение на мониторе.

Очень важно понимать, что в автоматизированной системе компьютер необходимо использовать в режиме терминала, с проверенным набором функций. То есть, в автоматизированной системе компьютер уже не является компьютером в широком смысле слова. К сожалению, многие пользователи продолжают относиться к компьютеру в составе автоматизированной системы как к обычному компьютеру, загружая его различными дополнительными задачами. Это чревато неожиданными, негативными и трудно предсказуемыми последствиями. Возможны не только сбои управляющей программы, но и ошибочные ее действия при управлениях или повреждение накопленных баз данных. Такие случаи в работе различных АСУ происходили.

Следует применить дополнительные меры, повышающие стабильность работы управляющей программы. Прежде всего, необходимо выбрать статус управляющей программы из двух возможных: незащищенная и защищенная. В начале опытной эксплуатации автоматизированной системы возможно применение незащищенной управляющей программы с целью уточнения перечня процессов операционной системы компьютера, необходимых для выполнения всех функций этой системы. Начальный перечень разрешенных процессов задает разработчик программы. После опытной эксплуатации автоматизированной системы уточненный перечень процессов становится перечнем разрешенных процессов. После этого программа должна работать в защищенном режиме. В этом режиме управляющая программа контролирует появление в компьютере активных посторонних процессов операционной системы и закрывает или блокирует их.

Конечно, программная среда, в которой работает управляющая программа, может обновляться, поэтому управляющая программа позволяет корректировать перечень разрешенных процессов. Вся ответственность за стабильную работу управляющей программы при расширении перечня разрешенных процессов ложится в этом случае на пользователя, ответственного за настройку программы.

При выборе подменю «Управление процессами» открывается одноименное окно. Здесь можно увидеть количество активных процессов в компьютере, перечни основных, дополнительных и неизвестных процессов. Следует разобраться с неизвестными процессами. Необходимые процессы переводятся в список дополнительных процессов, а остальные ликвидируются. Рекомендуется начинать работу с РП только при отсутствии неизвестных процессов.

В программе решены вопросы блокировки управления выключателями РП извне АСУ. Для большей надежности при кодировании используется параметры технической среды, как объекта управления, так и диспетчерского пункта.

Разработанная программа имеет интуитивно понятный интерфейс, обеспечивает стабильную работу АСУ и легко адаптируема в ходе эксплуатации.

#### **Список цитируемой литературы**

1. Гольдфейн В. Телемеханическая система управления тяговыми подстанциями // Современные технологии автоматизации. – 1998. – № 2. – С. 46-51.
2. Гурьев А.В., Букварев Е.А. Системы автоматизированного управления наружным освещением // Электротехника. – 2001. – № 5. – С. 4.
3. Пономаренко И. и др. Автоматизированная система управления распределительными электрическими сетями // КИП и автоматика. – 2005. – № 1. – С. 30-31.
4. РД 153-34.1-35.127-2002. Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций. – М.: РАО ЕЭС России, 2002.
5. Шелест В., Лаказов К. Микропроцессорная система управления тяговыми подстанциями // КИП и автоматика. – 2006. – № 2. – С. 38-40.
6. Шелест В.А. Дежурный блок автоматизированной системы управления распределительными пунктами // Материалы международной заочной научно-практической конференции «Вопросы науки и техники». – Новосибирск, 2012. – С. 149-153.

© В.А. Шелест, 2016

## **ПОТЕНЦИОСТАТИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА НИКЕЛЬ-КАДМИЕВЫХ АККУМУЛЯТОРОВ SLP12 И HOPPECKE FNC333 С ПОМОЩЬЮ УСТРОЙСТВА УДАК**

*В.П. Бреславец, А.А. Котелевский, А.А. Гуммель, А.В. Виличинский,  
В.М. Нефёдов, Д.А. Суховерхов*  
ООО НПП «ВНИКО», г. Новочеркасск

Рассмотрены результаты диагностики негерметичных щелочных никель-кадмиевых аккумуляторов с помощью устройства диагностики аккумуляторов (УДАК). Сравнительный анализ результатов тестирования аккумуляторов, находящихся в различной степени заряженности показал, что устройство УДАК может с успехом применяться для тестирования длительно эксплуатирующихся аккумуляторов, без их отключения от потребителей.

**Ключевые слова:** аккумуляторная батарея, диагностика, остаточная ёмкость аккумулятора.

## **POTENTIOSTATIC DIAGNOSTICS NICKEL-CADMIUM BATTERIES SLP12 AND HOPPECKE FNC 333 WITH THE DEVICE UDAK**

*V.P. Breslavets, A.A. Kotelevsky, A.A. Hummel, A.V. Vilichinsky,  
V.M. Nefedov D.A. Sukhoverkhov*  
LTD RPE «VNIKO», Novocherkassk

Considered diagnostic of leaking alkaline nickel-cadmium batteries with the battery device diagnostics (UDAK). Comparative analysis of the battery test results, to varying degrees charge showed that device (UDAK) can be successfully applied to test long maintained batteries, without disconnecting from the consumers.

**Keywords:** battery, diagnostics, the residual battery capacity.

Никель-кадмиевые аккумуляторы большой емкости (более 50 А·ч) широко используются в резервных системах бесперебойного электропитания (СБЭ) на различных важных промышленных и гражданских объектах. Со временем, такие системы, в связи непрерывной работой в режиме постоянной подзарядки и после нескольких лет работы зачастую перестают отдавать заявленную емкость из-за деградации активных электродных масс [1]. Выявить аккумуляторы с пониженной емкостью, не отключая их от потребителей, и не разряжая становится все более актуальной задачей для современных энергонасыщенных технологических процессов. Задача диагностики – выявить такие «слабые» аккумуляторы и принять решение по их замене или восстановлению. Зачастую такие аккумуляторы сложно выявить, не проведя разряда.

В работе приводятся результаты выявления аккумуляторов с пониженной емкостью в батарее аккумуляторов потенциостатическим методом [2], разработанным ООО НПП «ВНИКО» с помощью устройства УДАК, не отключая их от потребителей и не разряжая.

Для экспериментов была собрана батарея из 20 отработавших более 20 лет Ni-Cd аккумуляторов SLP12 (Saft, Франция). Аккумуляторы находились в составе системы бесперебойного электропитания. На первом этапе измерили НРЦ (напряжение разомкнутой цепи) каждого аккумулятора. Результаты представлены в табл. 1.

Таблица 1

**НРЦ аккумуляторов в батарее SLP12**

| № Аккумулят. | НРЦ, В | № Аккумулят. | НРЦ, В |
|--------------|--------|--------------|--------|
| 1            | 1,333  | 11           | 1,333  |
| 2            | 1,334  | 12           | 1,334  |
| 3            | 1,333  | 13           | 1,334  |
| 4            | 1,338  | 14           | 1,332  |
| 5            | 1,334  | 15           | 1,332  |
| 6            | 1,333  | 16           | 1,333  |
| 7            | 1,332  | 17           | 1,330  |
| 8            | 1,335  | 18           | 1,331  |
| 9            | 1,333  | 19           | 1,332  |
| 10           | 1,337  | 20           | 1,335  |

Из табл. 1 видно, что НРЦ у всех аккумуляторов находится в пределах  $1,334 \pm 0,004$  В. Максимальное различие НРЦ 8 мВ и не может служить критерием работоспособности аккумулятора.

Для получения предварительной информации о состоянии аккумуляторов батарею включили на заряд при напряжении  $U_3=27,8$  В. В процессе заряда ток заряда постепенно снижался с  $I_3=3,1$  до  $0,7$  А, при этом измеряли напряжение замкнутой цепи (НЗЦ) на каждом аккумуляторе [3]. Результаты измерений приведены в табл. 2.

На основании этих измерений для дальнейшей работы из 20 аккумуляторов были отобраны 6 аккумуляторов: 3 – с наименьшим НЗЦ (аккумуляторы № 1, 10 и 19) и 3 – с наибольшим НЗЦ (аккумуляторы № 4, 14 и 20). Из этих шести аккумуляторов была собрана отдельная батарея для анализа с применением УДАК (Устройство диагностики аккумуляторных батарей).

Батарею заряжали током 12 А в течение 4 часов. Затем в течение 2-х часов батарея находилась в режиме «капельного» подзаряда напряжением 8,40 В, ток заряда при этом составлял 0,1-0,2 А.

Таблица 2

## НЗЦ аккумуляторов SLP12 через 15 и 60 мин после начала заряда

| № Аккумулятор. | НЗЦ через<br>15 и 60 мин., В |              | № Аккумулятор. | НЗЦ через<br>15 и 60 мин., В |              |
|----------------|------------------------------|--------------|----------------|------------------------------|--------------|
|                | 15 мин                       | 60 мин       |                | 15 мин                       | 60 мин       |
| <u>1</u>       | <u>1,377</u>                 | <u>1,381</u> | 11             | 1,372                        | 1,388        |
| 2              | 1,368                        | 1,382        | 12             | 1,390                        | 1,405        |
| 3              | 1,407                        | 1,407        | 13             | 1,389                        | 1,396        |
| <u>4</u>       | <u>1,397</u>                 | <u>1,418</u> | <u>14</u>      | <u>1,401</u>                 | <u>1,431</u> |
| 5              | 1,388                        | 1,404        | 15             | 1,406                        | 1,411        |
| 6              | 1,406                        | 1,408        | 16             | 1,368                        | 1,382        |
| 7              | 1,410                        | 1,412        | 17             | 1,389                        | 1,398        |
| 8              | 1,395                        | 1,406        | 18             | 1,391                        | 1,398        |
| 9              | 1,388                        | 1,396        | <u>19</u>      | <u>1,374</u>                 | <u>1,379</u> |
| <u>10</u>      | <u>1,369</u>                 | <u>1,380</u> | <u>20</u>      | <u>1,446</u>                 | <u>1,431</u> |

Диагностику провели путём включения режима «форсаж» – скачкообразного изменения зарядного напряжения с 8,40 до 9,00 В (из расчета 100 мВ/аккумулятор). Устройство УДАК автоматически измерило скачек напряжения на каждом аккумуляторе через 30 сек после включения «форсажа» и рассчитало значения  $\Delta U$  для каждого аккумулятора. После этого все аккумуляторы были разряжены и определена фактическая емкость каждого аккумулятора – Q. Результаты приведены в табл. 3.

Таблица 3

## Результаты диагностики аккумуляторов SLP12 с использованием УДАК и их фактическая разрядная емкость

| № Аккумулятор. | Напряжение «капельного» заряда, $U_k$ , В | Напряжение заряда «форсаж», $U_f$ , В | Разница напряжения между «капельным» и «форсажем» режимами, $\Delta U$ , В | Разрядная емкость, Q, А ч |
|----------------|---|---------------------------------------|--|---------------------------|
| 14             | 1,459                                     | 1,534                                 | 0,075  | 20                        |
| <u>20</u>      | <u>1,416</u>                              | <u>1,544</u>                          | <u>0,128</u>   | <u>15</u>                 |
| 1              | 1,366                                     | 1,452                                 | 0,086  | 20                        |
| 4              | 1,375                                     | 1,453                                 | 0,078  | 30                        |
| 19             | 1,429                                     | 1,516                                 | 0,087  | 23                        |
| <u>10</u>      | <u>1,371</u>                              | <u>1,396</u>                          | <u>0,025</u>   | <u>35</u>                 |

Максимальное значение скачка напряжения обнаружено для аккумулятора № 20. Этому же аккумулятору соответствовала и наименьшая остаточная емкость – 15 А·ч. В батарее это был самый плохой аккумулятор.

Аналогичным методом была проведена диагностика четырех абсолютно «новых» аккумуляторов Норреске FNC333, из которых собрали батарею из 4 аккумуляторов, которую протестировали с помощью УДАК. В течение 2-х часов батарея находилась в режиме «капельного» заряда

напряжением 5,20 В, ток 0,1-0,2 А. Затем включили режим «форсаж» – подъем зарядного напряжения с 5,20 до 5,60 В (из расчета 100 мВ/аккумулятор). Устройство УДАК измерило напряжение на каждом аккумуляторе и рассчитало значения  $\Delta U$ . Результаты приведены в табл. 4.

Таблица 4

**Результаты диагностики аккумуляторов Норреске FNC333  
с использованием УДАК**

| № Аккумулятора | Напряжение «капельного» заряда, Ук, В | Напряжение заряда «форсаж», Уф, В | Разница напряжений между «капельным» и «форсажем», $\Delta U$ , В |
|----------------|---------------------------------------|-----------------------------------|---|
| 1              | 1,298                                 | 1,355                             | 0,057   |
| 2              | 1,302                                 | 1,357                             | 0,055   |
| 3              | 1,295                                 | 1,350                             | 0,055   |
| 4              | 1,301                                 | 1,354                             | 0,053   |

**Вывод:** Для аккумуляторов Норреске FNC333 различия значений  $\Delta U$  незначительны, всего 20 мВ, так как аккумуляторы новые и имеют практически одинаковую номинальную ёмкость.

Для батареи, состоящей из длительно работавших аккумуляторов SLP12, значения  $\Delta U$  различаются более существенно. Аккумулятор № 20 имеет наибольшее значение  $\Delta U=0,128$  В и это могло свидетельствовать о его наименьшей остаточной емкости (фактически 15 Ач при контрольном разряде). Аккумуляторы SLP12 № 14, 1, 4, 19 – имели примерно одинаковое значение  $\Delta U$  и их фактическая емкость составила 20-30 А ч. Наименьшее значение  $\Delta U=0,025$  В было на аккумуляторе № 10, что могло свидетельствовать о максимальной остаточной ёмкости, его фактическая разрядная емкость при контрольном разряде составила 35 А ч.

Для новых аккумуляторов, как в случае с Норреске FNC333, разница  $\Delta U$  практически одинакова для всех аккумуляторов, потому применять устройство УДАК не имеет смысла.

**Список цитируемой литературы**

1. Снижение емкости негерметичных никель-кадмиевых аккумуляторов в процессе длительной эксплуатации в буферном режиме / Бреславец В.П., Суховерхов Д.А., Дворядкин В.В. и др. // Материалы 58-й науч.-техн. конф. профессорско-преподавательского состава, науч. работников, аспирантов и студентов ЮРГТУ (НПИ) / Юж.-Рос. гос. техн. ун-т (НПИ). – Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2009. – С. 199-204.
2. Пат. 2461014 Рос. Федерация. Потенциостатический способ выявления аккумуляторов с пониженной емкостью в батарее никель-кадмиевых аккумуляторов: МПК G01R 31/36 / Надтока В.И., Надтока И.И., Бреславец В.П., Котелевский А.А., Нефедов В.М., Суховерхов Д.А., Липкин М.С., Дворядкин В.В.; – заявка № 2011119085/28; заявл. 12.05.2011; опубл. 10.09.2012.
3. Моделирование работы аккумуляторов: монография / Н.Е. Галушкин, Ф.И. Кукоз, Н.Н. Язвинская, Д.Н. Галушкин. – Шахты: ЮРГУЭС, 2009. – 199 с.

© В.П. Бреславец, А.А. Котелевский, А.А. Гуммель,  
А.В. Виличинский, В.М. Нефёдов, Д.А. Суховерхов, 2016

## УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМОМ ПОТРЕБЛЕНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТИМУЛИРУЮЩИХ ТАРИФОВ

*А.В. Кузнецов, И.В. Аргентова*

Ульяновский государственный технический университет,  
ОАО «Ульяновскэнерго»

В статье отмечено, что до настоящего времени механизм управления режимом потребления реактивной мощности путем использования стимулирующих тарифов несовершенен и не может использоваться на практике по причине правового несоответствия его применения. Показано, что несоответствие обусловлено использованием для расчета тарифа утвержденной методики норматива технологических потерь электроэнергии (НТПЭ). Эта методика не предназначена для использования в расчетах стимулирующих тарифов и ее применение недопустимо. Необходима другая методика, которая может быть получена путем внесения изменений в утвержденную методику НТПЭ.

**Ключевые слова:** потребитель электроэнергии, сетевая организация, система электроснабжения, реактивная мощность, передача электроэнергии, коэффициент реактивной мощности, тариф.

## MANAGEMENT OF THE MODE OF CONSUMPTION OF REACTIVE POWER BY USE OF STIMULATING TARIFFS

*A. V. Kuznetsov, I. V. Argentova*

Ulyanovsk State Technical University,  
Ulyanovskenergo OJSC

In article it is noted, that to date the mechanism of management of a mode of consumption of reactive power by use of stimulating tariffs is imperfect and can't be used in practice owing to legal nonconformance of its application. It is shown, that nonconformance is caused by use for calculation of the tariff the approved procedure of the standard of technological losses of the electric power. This procedure is not intended for use in calculations of stimulating tariffs and its application is inadmissible. Other procedure which is maybe received by modification in approved procedure the standard of technological losses of the electric power is necessary.

**Keywords:** power consumer, grid operator, power supply system, reactive power, power transmission, factor of reactive power, tariff.

Известно, что потоки реактивной мощности с точки зрения максимального снижения потерь электроэнергии целесообразно компенсировать у потребителя или на конечных подстанциях сетевых организаций. Установка компенсирующих устройств в сети потребителя является предпочтительней, чем в сети сетевой организации (СО). Потери при этом снижаются не только в сетевой организации, но и в сетях потребителей.

В настоящее время российский рынок насыщен техническими, современными устройствами для компенсации реактивной мощности (КРМ)

в электрической сети. Производителями в достаточном количестве предлагаются фильтрокомпенсирующие устройства, статические тиристорные компенсаторы, синхронные компенсаторы, конденсаторные батареи, преобразователи типа СТАТКОМ, быстродействующие источники реактивной мощности (ИРМ). Однако потребители электрической энергии эти современные технические средства по КРМ используют не в полной мере. Потери электроэнергии при ее передаче остаются на достаточно высоком уровне. Потребителям не выгодно устанавливать КУ для того, чтобы снижать потери в сетевых организациях.

Потребитель, снижая потери в сетях, за счет своих КУ, оказывает услугу СО. Оплата этой услуги может быть реализована путем использования так называемых стимулирующих тарифов. Стимулирующий тариф должен состоять из двух составляющих. Одна из них представляет собой составляющую независимую от степени участия потребителя в регулировании режима потребления реактивной мощности, а вторая является зависимой от этой степени. Первая составляющая включает в себя затраты на производство и передачу активной электрической энергии (мощности) и части реактивной до установленных предельных значений. Эта составляющая является усредненным значением в пределах СО. Для каждого потребителя СО в зависимости от уровня напряжения и мощности она имеет одинаковое значение. Вторая составляющая включает в себя затраты на передачу РМ сверхпредельных значений каждого потребителя СО и рассчитывается для каждого индивидуально. Эта составляющая реализуется в форме надбавки или повышающего коэффициента. К сожалению, до настоящего времени механизм управления режимом потребления реактивной мощности путем использования стимулирующих тарифов не может использоваться на практике.

Последние нормативно-правовые документы (Приказ ФСТ № 219-э/6 от 31.08.2010 г. и др.) предусматривают надбавку в виде повышающего коэффициента (ПК) к тарифу на передачу электроэнергии за превышение установленного предельного значения коэффициента реактивной мощности. Потребитель, снижая потребление реактивной мощности до установленного предельного значения, избавляется от надбавки в виде повышающего коэффициента. Снижение оплаты на величину надбавки представляет собой оплату СО потребителю за услугу по снижению потерь в своих сетях. Формализованным способом оплаты этой услуги является надбавка в виде повышающего коэффициента.

При таком подходе оплата услуги по снижению потерь не должна быть включена в первую составляющую стимулирующего тарифа. Эта составляющая не должна содержать оплату потерь, связанную с передачей потребителю реактивной мощности сверх установленного предельного значения. К сожалению, анализ показывает, что это не так [1]. При расчете регулируемого тарифа для расчета потерь используется утвержденная методика расчета норматива технологических потерь (НТПЭ), которая предназначена для расчета фактических технологических потерь в сетевой организации. Ее создание и утверждение связано с необходимостью иметь в сетевой организации данные для оценки ее деятельности. В действующей методике расчёта НТПЭ [2], для расчета потерь, при формировании регулируемого тарифа на передачу, наряду с другими параметрами используются фактические значения передаваемой реактивной мощности. То есть оплата всех потерь, связанных с передачей реактивной мощности включена в тариф на передачу электрической энергии и входит в первую составляющую стимулирующего тарифа. При использовании стимулирующего тарифа услуга по передаче сверхнормативных значений реактивной мощности оплачивается дважды. Возникает правовое несоответствие. Причина в применении утвержденной методики НТПЭ. Применение этой методики недопустимо. Необходима другая методика, которая может быть получена путем внесения изменений в утвержденную НТПЭ. Такая методика будет предназначена специально для расчета регулируемого тарифа.

В [1] предложено изменить методику так, чтобы она не включала в себя потери, связанные с передачей реактивной мощности сверхпредельных значений. В измененной методике при использовании метода оперативных расчетов вместо формулы

$$\Delta W_{нагр} = 3 \sum_1^n R_i \sum_1^m I_{i,j}^2 \Delta t_{i,j}, \quad (1)$$

предлагается использовать выражение:

$$\Delta W_{нагр,нов} = 3 \sum_1^n R_i \sum_1^m \frac{(1 + tg^2 \varphi_{нов,i,j})}{(1 + tg^2 \varphi_{\phi,i,j})} I_{i,j}^2 \Delta t_{i,j} = 3 \sum_1^n R_i \sum_1^m K_{i,j} I_{i,j}^2 \Delta t_{i,j}. \quad (2)$$

При этом в (2)  $K_{i,j}$  – коэффициент приведения потерь:

$$K_{i,j} = \frac{(1 + tg^2 \varphi_{нов,i,j})}{(1 + tg^2 \varphi_{\phi,i,j})}, \quad (3)$$

где  $tg \varphi_{нов,i,j}$  – новое значение коэффициента реактивной мощности в  $i$ -той ветви в  $j$ -том интервале времени  $\Delta t_{i,j}$  и вычисляется по выражениям [3].

В выражении (2):  $n$  – число ветвей схемы сети;  $\Delta t_{i,j}$  – интервал времени, в течение которого токовую нагрузку  $I_{i,j}$   $i$ -го элемента сети с сопротивлением  $R_i$  принимают неизменной;  $m$  – число интервалов времени.

Выражение (1) отличается от (2) использованием коэффициента приведения  $K_{i,j}$ . Его значение говорит об изменении потерь в ветвях схемы при снижении потока реактивной мощности при КРМ от фактического до предельного значения.

Применение измененной методики исключает стоимость потерь электроэнергии, связанных с передачей сверхпредельных значений реактивной из первой составляющей стимулирующего тарифа. Правовое несоответствие использования стимулирующего тарифа будет устранено.

Устранение правового барьера для использования стимулирующего тарифа с целью управления режимом потребления реактивной мощности является важным моментом для их применения на практике.

#### **Выводы:**

1. До настоящего времени механизм управления режимом потребления реактивной мощности путем использования стимулирующих тарифов несовершенен и не может использоваться на практике. Возникает правовое несоответствие его применения.

2. Причина несоответствия в применении для расчета тарифа утвержденной методики НТПЭ. Применение этой методики недопустимо.

3. Необходима другая методика, которая может быть получена путем внесения изменений в утвержденную методику НТПЭ.

#### **Список цитируемой литературы**

1. Кузнецов А.В., Аргентова И.В. Правовые аспекты применения повышающих коэффициентов к тарифам за потребление реактивной энергии // Промышленная энергетика. – 2013. – № 3. – С. 17-20.
2. Инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям. Приказ № 326 Минэнерго РФ от 30.12.2008 г. (<http://consultant.ru>).
3. Кузнецов А.В. Аргентова И.В. Уточнение методики расчета тарифа на передачу электроэнергии в связи с применением повышающих коэффициентов за потребление реактивной мощности // Вестник СамГТУ. Серия «Технические науки». – 2014. – № 3(43). – С. 131-138.

© А.В. Кузнецов, И.В. Аргентова, 2016

## ИССЛЕДОВАНИЕ ГРАНИЦ ОБЛАСТИ УСТОЙЧИВОСТИ ДЛЯ ЦЕПЕЙ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ

*В.В. Сенько*

Самарский государственный технический университет

Рассмотрены методы построения границ области устойчивости (ОУ) электроэнергетических систем (ЭЭС) на основе решения уравнений предельных режимов. Разработаны алгоритмы построения самих границ ОУ, а также их аппроксимация с помощью кусочно-линейных функций и нелинейных квадрик. На основе компьютерного моделирования получен ряд практических выводов, имеющих ценность в задачах оперативного управления ЭЭС.

**Ключевые слова:** электроэнергетическая система, оперативное управление, статическая устойчивость, область устойчивости, уравнения предельных режимов, аппроксимация границ.

## RESEARCH OF THE STABILITY REGION BOUNDARIES FOR THE PURPOSE OF OPERATIVE CONTROL OF THE ELECTRICAL POWER SYSTEM

*V.V. Senko*

Samara State Technical University

The methods of constructing the boundaries of the stability region of electrical power system (EPS) based on the solution of the equations of limit modes are considered. The algorithms of build themselves borders of the stability region and their approximation by piecewise linear functions and nonlinear quadrics are developed. On the basis of computer modeling a number of the conclusions having the practical importance in problems of operational management of EPS is received.

**Keywords:** electrical power system, operative control, steady state stability, stability region, the equations of limit modes, approximation of the boundaries.

**Введение.** При оперативном управлении режимами электроэнергетической системы (ЭЭС) и для выбора управляющих воздействий противоаварийной автоматики требуется аналитическое описание границ области статической апериодической устойчивости в пространстве регулируемых параметров режима [1]. В этой связи тема исследования остается актуальной и практически востребованной.

Уравнения установившихся режимов ЭЭС записывается следующим образом:

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = 0, \quad (1)$$

где  $\mathbf{F}$  – нелинейная вектор-функция;  $\mathbf{X} = [x_1 x_2 \dots x_n]^T$  – вектор нерегулируемых параметров режима (активные и реактивные мощности);

$\mathbf{Y} = [y_1 y_2 \dots y_m]^T$  – вектор регулируемых параметров режима (независимые переменные).

Систему уравнений предельных режимов (УПР) можно представить в ее модифицированной форме, которая дает аналитическое описание гиперповерхности предельных режимов [2]:

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + T\Delta\mathbf{Y}) &= 0 \\ \mathbf{V}(\mathbf{X}, \mathbf{R}) &= \left( \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \mathbf{R} = 0 \\ U(\mathbf{R}) &= \mathbf{R}^T \mathbf{R} - 1 = 0 \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

где  $\mathbf{V}$  –  $n$ -мерная вектор-функция;  $\mathbf{R}$  – собственный вектор матрицы  $\left( \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T$ .

**Постановка задачи и методика ее решения.** Для аналитического описания границ  $L_w$  необходимо по системе (2) рассчитать точки  $y_i$ , принадлежащие этой границе. В общем случае границы области устойчивости (ОУ) являются гиперповерхностями в многомерном пространстве  $\mathbf{Y}$  и лишены наглядности. Поэтому их, как правило, определяют с помощью сечений координатными плоскостями  $\mathbf{Y}$ .

В работе [3] предложена методика построения границ ОУ, основанная на непосредственном применении уравнений предельных режимов. Так при использовании декартовых координат узловых напряжений  $U_i', U_i''$  уравнения установившегося режима представимы полиномами не выше второй степени. Поэтому уравнения, входящие в состав (2) линейны относительно неизвестных  $\mathbf{X}$ , поэтому можно организовать безитерационный поиск точек  $L_w$  путем решения следующих систем линейных уравнений:

$$\mathbf{A}_2(\mathbf{R}_3)\mathbf{X} = \mathbf{B}_2(\mathbf{R}_3). \quad (3)$$

Для задач оперативного управления ЭЭС вместо прямого нахождения границ ОУ часто применяется их аппроксимация, основанная на замене  $L_w$  выпуклым многоугольником [4]. В результате решения УПР определяется вектор  $\mathbf{R}$ , совпадающий с направлением нормали к  $L_w$ . При известном направлении нормали в точке  $y_i^{(k)}, y_j^{(k)}$ , и необходимо найти уравнение прямой, касательной к  $L_w$ :

$$r_i^{(k)}(y_i - y_i^{(k)}) + r_j^{(k)}(y_j - y_j^{(k)}) = 0. \quad (4)$$

Координаты вершин многоугольника определяются из совместного решения уравнений для смежных точек  $L_w$ . Например, для вершины “m”

аппроксимирующего многогранника координаты  $y_i, y_j$  определяются из системы уравнений:

$$\left. \begin{aligned} r_i^{(1)}(y_i - y_i^{(1)}) + r_j^{(1)}(y_j - y_j^{(1)}) &= 0; \\ r_i^{(2)}(y_i - y_i^{(2)}) + r_j^{(2)}(y_j - y_j^{(2)}) &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

В работе [5] предлагается методика аппроксимации сечений гиперповерхности  $L_w$  кривыми второго порядка (квадриками), описываемых уравнениями:

$$\varphi(\mathbf{Y}) = a_{11}y_i^2 + a_{22}y_j^2 + 2a_{12}y_iy_j + c = 0. \quad (6)$$

Запишем уравнение касательной к сечению, проходящей через точку  $M_0(y_i^0, y_j^0)$  [2]:

$$C(\mathbf{Y}) = \frac{\partial \varphi(\mathbf{Y})}{\partial y_{i|Y=y_0}}(y_i - y_i^0) + \frac{\partial \varphi(\mathbf{Y})}{\partial y_{j|Y=y_0}}(y_j - y_j^0) = 0, \quad (7)$$

где

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \varphi(\mathbf{Y})}{\partial y_{i|Y=y_0}} &= 2a_{11}y_i^0 + 2a_{12}y_j^0; \\ \frac{\partial \varphi(\mathbf{Y})}{\partial y_{j|Y=y_0}} &= 2a_{22}y_j^0 + 2a_{12}y_i^0; \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

С учетом (8) уравнение (7) можно преобразовать к виду:

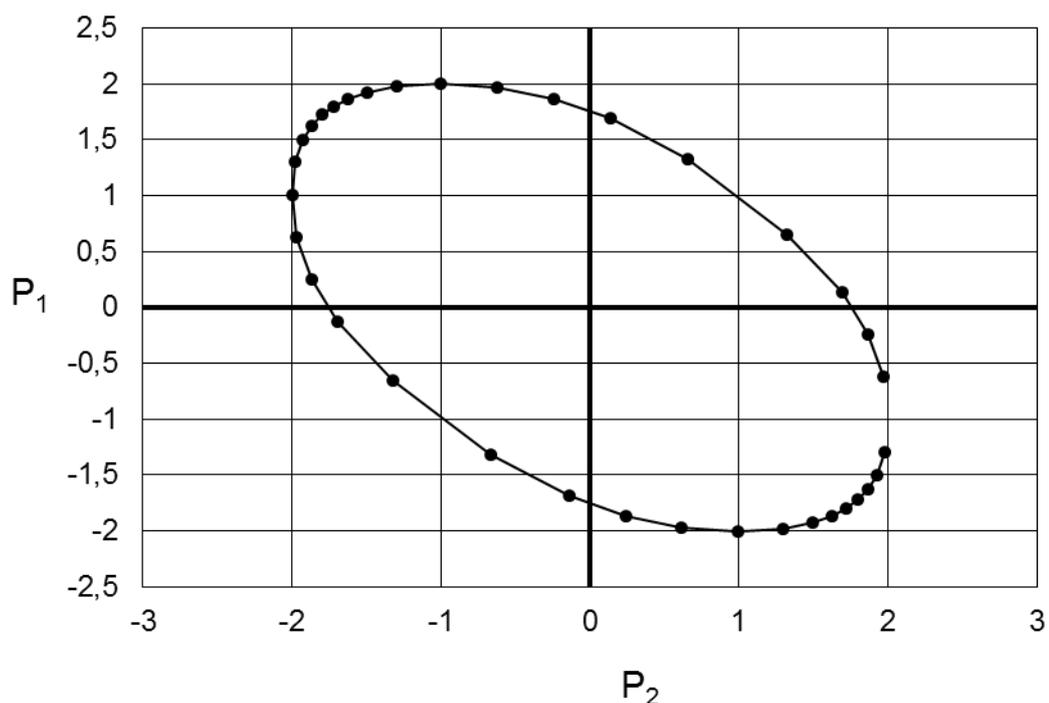
$$(a_{11}y_i^0 + a_{12}y_j^0)y_i + (a_{22}y_j^0 + a_{12}y_i^0)y_j - c = 0. \quad (9)$$

Так как вектор  $\mathbf{R}$  совпадает с направлением нормали к гиперповерхности предельных режимов, то уравнение касательной  $C(\mathbf{Y})=0$  может быть записано в виде:

$$C(\mathbf{Y}) = r_i^0(y_i - y_i^0) + r_j^0(y_j - y_j^0) = 0.$$

Составив аналогичные уравнения для других точек  $L_w$  можно получить расширенную систему уравнений относительно неизвестных коэффициентов, которую можно легко перевести в матричную форму.

**Результаты моделирования и их обсуждение.** Автором в среде Mathcad была разработана учебная компьютерная модель, позволяющая строить границы ОУ и их аппроксимации. С помощью этой модели были проведены вычислительные эксперименты для ряда тестовых схем ЭЭС (рис. 1 и 2).



**Рис. 1.** Результаты расчетов точек сечения ОУ для трехузловой схемы ЭЭС

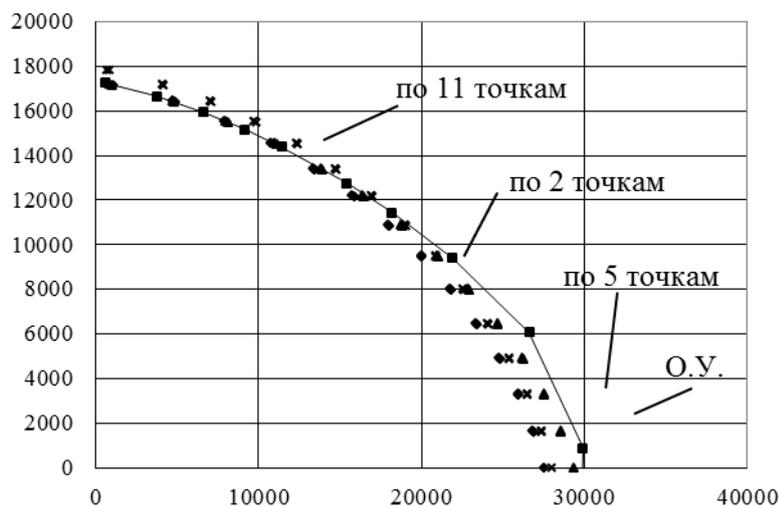
Решая уравнения (2) методом Ньютона можно получить точки сечения полной гиперповерхности  $L_w$  координатным подпространством мощностей. На рис. 1 показаны результаты расчетов точек сечения гиперповерхности (для схемы ЭЭС [6]) координатной плоскостью  $P_1, P_2$ . Цифры, приведенные возле каждой расчетной точки, означают число итераций.

В ряде работ [6-9] были исследованы сходимость и поведение модифицированных УПР (записанных в декартовых координатах) при решении конкретных технологических задач оперативного управления интеллектуальных ЭЭС.

Результаты расчетов самой границы ОУ показывают, что если угол поворота при обходе предельной поверхности близок к 10 градусам, то ошибка определения предельного режима составляет 4 %. При задании угла поворота более 15 градусов ошибка составила 10 %.

Вычислительные эксперименты по кусочно-линейной аппроксимации показали, что область устойчивости моделируется с избытком.

Точность нелинейной аппроксимации ОУ зависит как от количества используемых точек, так и от их расположения (рис. 2). Расчеты для тестовых схем ЭЭС показали, что при соответствующем задании начальных приближений, область устойчивости получается с максимальным избытком, не превышающем 10 % от истинной.



**Рис. 2. Результаты аппроксимации сечения предельной поверхности для 12-узловой схемы ЭЭС**

### **Заключение.**

1. Разработан алгоритм высокоскоростной методики расчета границ ОУ, позволяющей оценивать ее в пространстве регулируемых и нерегулируемых параметров режима без итерационных расчетов.

2. Дано дальнейшее развитие нелинейной аппроксимации сечений области устойчивости сложных ЭЭС на основе решения модифицированных УПР. Проведенные расчеты для ряда реальных схем ЭЭС показали применимость этих методов в задачах оперативного управления.

### **Список цитируемой литературы**

1. Калентионюк Е.В. и др. Оперативное управление в энергосистемах: учеб. пособие / Е.В. Калентионюк, В.Г. Прокопенко, В.Т. Федин. – Минск: Выш. шк., 2007. – 351 с.
2. Крюков А.В. Предельные режимы электроэнергетических систем / А.В. Крюков. – Иркутск: ИрГУПС. – 2012. – 236 с.
3. Конторович А.М., Лукина М.К. Уравнения предельных режимов и построение областей устойчивости // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1988. – № 1.
4. Конторович А.М., Крюков А.В. Предельные режимы энергосистем // Вост.-Сиб. техн. ин-т, 1985. – 72 с.
5. Арзамазцев Д.А., Красникова Т.Я., Рудницкий М.П. Аппроксимация областей устойчивости сложных электроэнергетических систем. Ч. II // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1984. – № 2. – С. 33-41.
6. Крюков А.В., Намогуруев Б.Б., Сенько В.В. Аналитическое описание сечений гиперповерхности предельных режимов сложных энергосистем // Сб. трудов науч. конфер. “Энергетика, информатика и плазменные технологии”. Улан-Удэ. ВСГТУ. – 1997. – С. 212-217.
7. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Ле Конг Зань. Математические модели узлов нагрузки электроэнергетических систем, построенные на основе фазных координат. – Иркутск: ИрГУПС, 2013. – 176 с.
8. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Ушаков В.А., Алексеенко В.А. Оперативное управление в системах электроснабжения железных дорог. – Иркутск: ИрГУПС, 2012. – 129 с.
9. Крюков А.В., Сенько В.В. Расчеты предельных режимов электроэнергетических систем для целей оперативного управления // Изв. вузов. Электромеханика. – 2014. – № 3. – С. 21-23.

© В.В. Сенько, 2016

## ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ СРЕДСТВАМИ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА НАСОСНОГО АГРЕГАТА ТРЕХЭТАЖНОГО ЖИЛОГО ДОМА

*А.С. Некрасов, А.В. Савченко*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Рассмотрены результаты экспериментального исследования полной электрической энергии  $W_i$ , потребленной физической моделью автоматизированной системы управления технологическим процессом водоснабжения трехэтажного жилого дома (ФМ АСУ ТП ВТЖД) при реализации различных принципов регулирования в электроприводе насосного агрегата (НА).

**Ключевые слова:** автоматизированный электропривод, водоснабжение, энерго-сбережение, физическое моделирование, имитационное моделирование, экспериментальное исследование, принципы регулирования, насосный агрегат.

## ENERGY RESOURCES AUTOMATED ELECTRIC PUMP UNIT THE THREE-STORY APARTMENT HOUSE

*A.S. Nekrasov, A.V. Savchenko*

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

The results of an experimental study of a full electric energy  $W_i$ , consumed by the physical model of the automated process control system of water supply three-storey apartment building for the implementation of various principles of regulation of the electric pump unit.

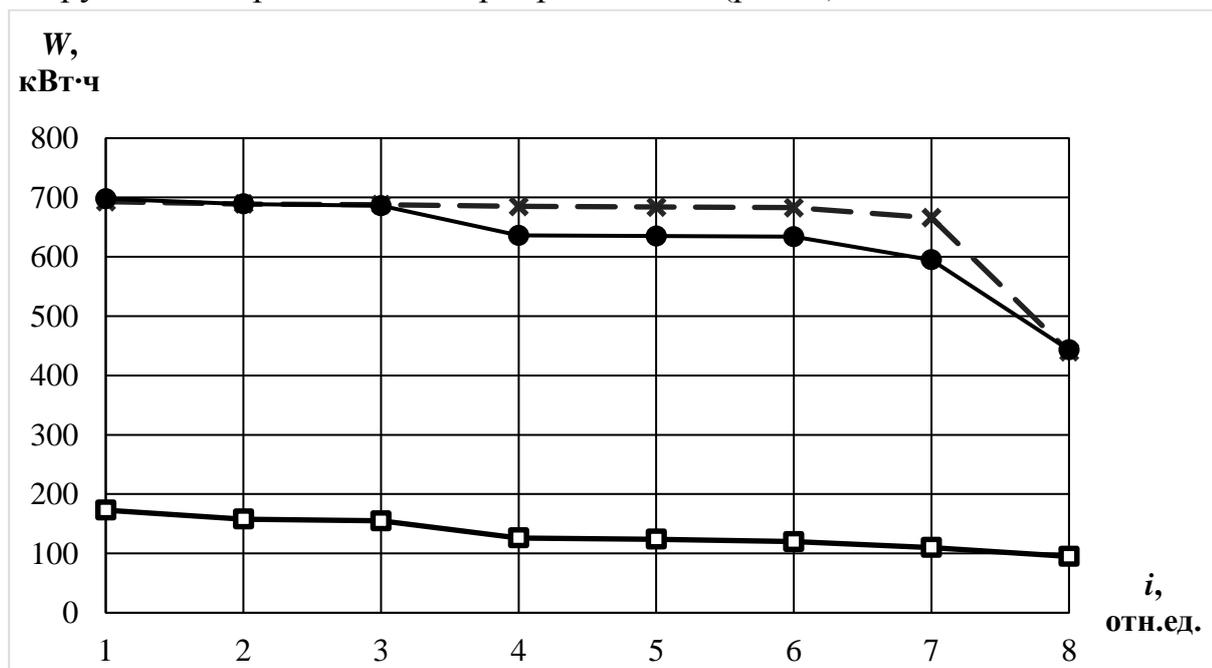
**Keywords:** automated electric, water supply, energy saving, physical modeling, simulation, experimental research, the principles of regulation, the pump unit.

11 ноября 2009 года Государственной Думой РФ был принят Федеральный закон «Об энергосбережении...» [1], и 18 ноября 2009 года он был одобрен Советом РФ, который регулирует отношения, возникающие в процессе деятельности в области энергосбережения, в целях создания экономических и организационных условий для эффективного использования энергетических ресурсов. Кроме того, в настоящее время имеется несколько десятков государственных стандартов на промышленное оборудование, машины, приборы, которые относятся к стандартам энергетической эффективности, поскольку основное их назначение в регламентации показателей энергетической эффективности этого оборудования. Разработан ряд нормативных и методических документов по энергетическим обследованиям и энергопаспортизации, в которых нашли отражение показатели энергетической эффективности технологических процессов. В государственной и отраслевой статистике имеется более десятка форм, в которых отражены показатели

энергопотребления и эффективности энергоиспользования на предприятиях, в отраслях, регионах, на макроуровне экономики Российской Федерации.

Нормативные требования к рациональному использованию водных ресурсов и экономии энергетических затрат обуславливают актуальность научно-практических исследований в области энергоресурсосбережения, в том числе средствами автоматизированного регулируемого электропривода насосных агрегатов в ЖКХ [2-6].

С учётом новых нормативных требований и с целью апробации методики [2] комплексной оценки уровня экономии электроэнергии (эффективности использования электроэнергии [3-6]) от реализации энергосберегающих принципов регулирования в электроприводе НА (как наиболее распространённом оборудовании типовых ТП водоснабжения) на стендовом оборудовании кафедры «Электроснабжение и электропривод» было выполнено физическое моделирование АСУ ТП ВТЖД [7] при различных вариантах нагрузки асинхронного электропривода НА (рис. 1).



**Рис. 1. Семейство экспериментальных значений полной электрической энергии  $W_i$ , потребленной ФМ АСУ ТП ВТЖД из сети переменного тока при реализации различных принципов управления электроприводом НА**

На рис. 1 представлено семейство графиков полной электрической энергии  $W_i$  (где  $i$  – порядковый номер измерения), потребленной ФМ АСУ ТП ВТЖД при реализации различных принципов управления электроприводом НА: а) «-\*-» – принцип неуправляемого НА; б) «-●-» – принцип регулирования давления дросселированием; в) «-■-» – принцип автоматизированного регулирования давления.

В результате физического моделирования выявлена значительная экономия электроэнергии за счёт реализации принципа автоматизированного регулирования давления (в). Так экономия электроэнергии составила: 80 % (4180 кВт·ч) – по отношению к принципу неуправляемого насосного агрегата (а) и 79 % (3995 кВт·ч) – по отношению к принципу регулирования давления дросселированием (б). Экспериментальные исследования выявили, что с применением методики [2] впервые появилась возможность проводить комплексный сравнительный анализ уровня экономии электроэнергии для различных режимов работы НА, учитывая основные технологические параметры процесса ВТЖД (напор –  $H_i$ , подачу –  $Q_i$ , мгновенный КПД НА –  $\eta_i$ , производительность НА –  $\alpha_i$ , коэффициент загрузки НА –  $\beta_i$  и коэффициент мощности НА  $\xi_i$ ).

#### Список цитируемой литературы

1. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
2. Богданов Д.Ю., Катюхина Д.И. Савченко А.В. Методика расчета эффективности использования электроэнергии в автоматизированных электроприводах систем водоснабжения и водоотведения // Изв. вузов. Электромеханика. – 2014. – № 3. – С. 67-70 .
3. Савченко А.В., Зюбровский Л.Г. Методы оптимизации и экономного потребления электроэнергии при металлообработке / Юж.-Рос. гос. техн. ун-т. – Новочеркасск, 2002. – 25 с.– Деп. в ВИНТИ 28.04.03, № 828–В20.03.
4. Савченко А.В. Зюбровский Л.Г., Пятибратов Г.Я. Интенсификация технологического процесса – один из важнейших путей повышения эффективности использования электроэнергии // Интеллектуальные электромеханические устройства, системы и комплексы: материалы IV-й междунар. науч.-практ. конф./ Юж.-Рос. гос. техн. ун-т. – Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2003. – С. 44-45.
5. Савченко А.В., Апилов В.Р., Темиров А.П., Никифоров Б.В., Гайдай Б.В., Чугунов В.И., Федоров А.Е., Цветков А.А. Эффективность использования электроэнергии и энергосбережение средствами современного электропривода / Силовая электроника в бортовых системах электроснабжения и электроприводах: материалы межотрасл. науч.-техн. семинара. – Ростов н/Д, 2003. – С. 76-78.
6. Савченко А.В., Зюбровский Л.Г., Пятибратов Г.Я. Повышение производительности технологической установки с учетом эффективности использования электроэнергии электроприводом // Изв. вузов. Электромеханика. – 2003. – № 5. – С. 46-49.
7. Луценко А.С., Добродей В.Н., Савченко А.В. Экономия электроэнергии в системах автоматизированного управления технологическим процессом водоснабжения // Студенческая научная весна-2015: материалы регион. науч.-техн. конф. (конкурса науч.-техн. работ) студентов, аспирантов и молодых ученых вузов Ростовской области / Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) им. М.И. Платова. – Новочеркасск: ЮРГПУ (НПИ), 2015. – С. 120-121.

## КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТАДЖИКИСТАНА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ

*И.И. Надтока, Ф.Д. Махмадджонов*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Выполнено компьютерное моделирование установившихся режимов работы в Северной части энергосистемы Таджикистана. Рассмотрено несколько вариантов мощности статических конденсаторных батарей на подстанции Канибадам и выбран оптимальный вариант, при котором увеличивается напряжение в узлах сети 220 кВ, а также уменьшаются активные и реактивные потери в линии электропередачи Кайраккум–Канибадам.

**Ключевые слова:** компьютерное моделирование, линия электропередачи, напряжения, конденсаторные батареи, реактивная мощность, потери электроэнергии, оптимизация режима работы энергосистемы.

## COMPENSATION REACTIVE POWER FOR OPTIMIZATION FUNCTIONAL OPERATION IN NORTHERN PART OF POWER SYSTEM OF TAJIKISTAN

*I.I. Nadtoka, F.D. Makhmaddzhonov*

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

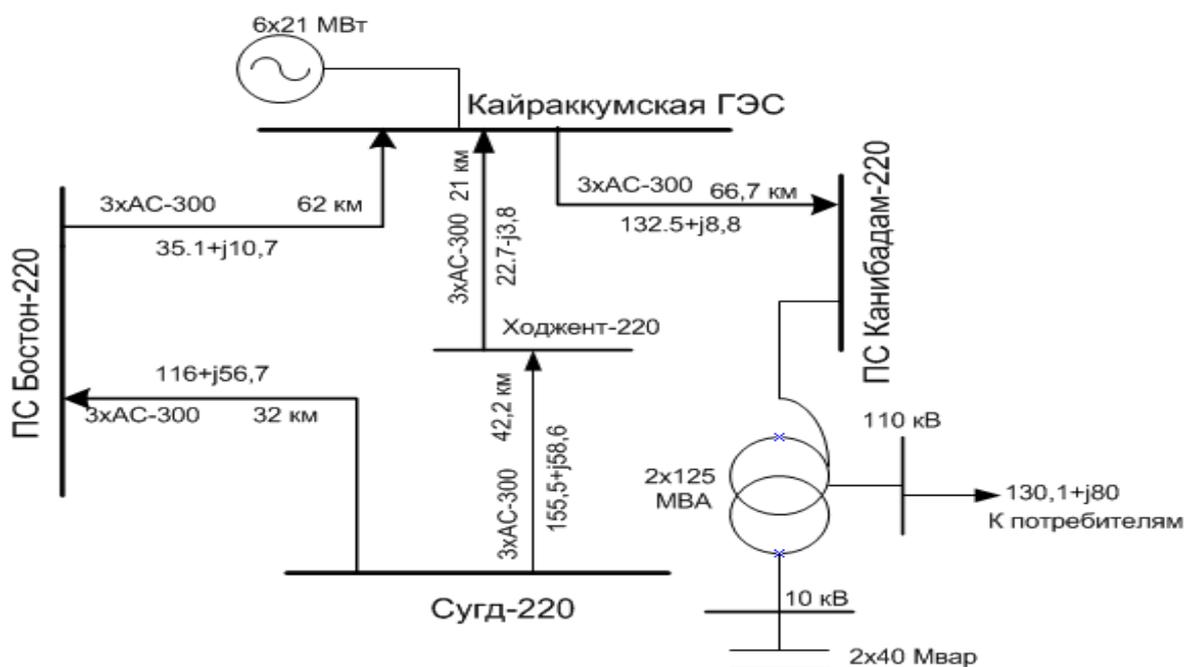
Computer modeling of steady- state operation the North part of the power system of Tajikistan are completed. Considerate the several alternative power capacitor units at substation Kanibadam and selected optimum alternative, which the voltage is increase in nodes grid 220 kV and the active and reactive dissipation in transmission line Kayrakkum–Kanibadam is decrement.

**Keywords:** computer modeling, voltage, power line, capacitor units, reactive power, electric power dissipation, optimization functional operation power system.

Необходимость установки компенсирующих устройств на подстанциях Северной части энергосистемы Таджикистана является актуальной темой исследования, так как в максимальных режимах зимой и летом, наблюдается снижение напряжения в сети 220 кВ до критических уровней. В настоящее время статические конденсаторные батареи (БСК) установлены на подстанциях (ПС) Сугд-500 и Душанбе-500 электроэнергетической системы Республики Таджикистан (ЭЭСРТ) [1]. В зависимости от режима работы энергосистемы переключения БСК ПС Сугд-500 и Душанбе-500 осуществляются дистанционно [2]. При максимальной выработке реактивной мощности БСК на этих ПС напряжение на шинах ПС Канибадам составляет 169,8 кВ при потреблении реактивной мощности в этом узле 80 Мвар. Установка БСК на ПС Канибадам, предлагается для повышения напряжения

на шинах 220 кВ этой ПС, а также для повышения статической и динамической устойчивости Северной части энергосистемы (Кайраккумской ГЭС) и снижения активных и реактивных потерь в линии Кайраккум–Канибадам напряжением 220 кВ [3].

Компенсацию реактивной мощности в Северной части ЭЭСРТ предлагается осуществлять путем установки БСК на ПС Канибадам на стороне низкого напряжения автотрансформаторов 220/110/10 кВ. Схема подключения БСК на ПС Канибадам, а также результаты моделирования установившегося режима при оптимальной мощности БСК на ПС Канибадам показаны на рис. 1.



**Рис. 1. Схема сети 220 кВ Северной части энергосистемы Таджикистана**

Методом решения является моделирование установившихся и переходных режимов в энергосистеме Таджикистана с использованием программного комплекса «Мустанг» [4]. Расчетная схема ЭЭСРТ имеет 73 узла и 96 ветвей. Учитывались мощности всех генераторов электростанций, а также параметры всех трансформаторов на подстанциях 220 и 500 кВ Южной, Центральной и Северной частей ЭЭСРТ. Величины уровней напряжения в узлах ПС 220 кВ Северной части ЭЭСРТ без учета БСК на ПС Канибадам приведены в табл. 1. В этой же таблице приведены значения напряжений при установке на ПС Канибадам БСК мощностью 80 Мвар.

На рис. 2 показаны изменения уровней напряжения линии Кайраккум–Канибадам при ступенчатом изменении мощности БСК на ПС Канибадам.

## Уровни напряжения в узлах ПС Северной части ЭЭСРТ

| Наименование узла ПС | Напряжение на шинах ПС, кВ       |                                     |
|----------------------|----------------------------------|-------------------------------------|
|                      | До установки БСК на ПС Канибадам | После установки БСК на ПС Канибадам |
| Канибадам            | 169,8                            | 213,3                               |
| Бустон               | 190,9                            | 220,6                               |
| Кайраккум-220        | 185,4                            | 218,4                               |
| Ходжент              | 187                              | 218                                 |

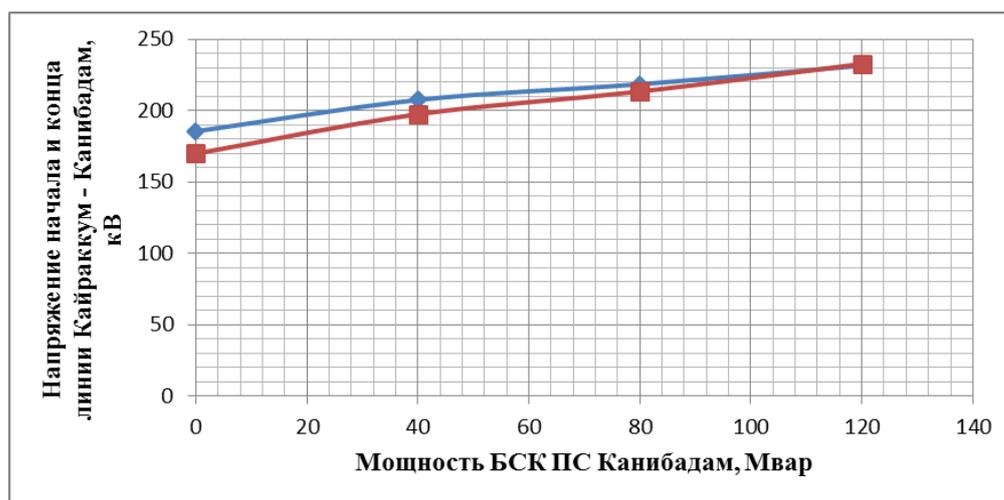


Рис. 2. Изменения уровней напряжения в начале и в конце линии Кайраккум–Канибадам при ступенчатом изменении мощности БСК на ПС Канибадам

На рис. 3 показано изменения потока реактивной мощности линии Кайраккум–Канибадам при ступенчатом изменении мощности БСК на ПС Канибадам.

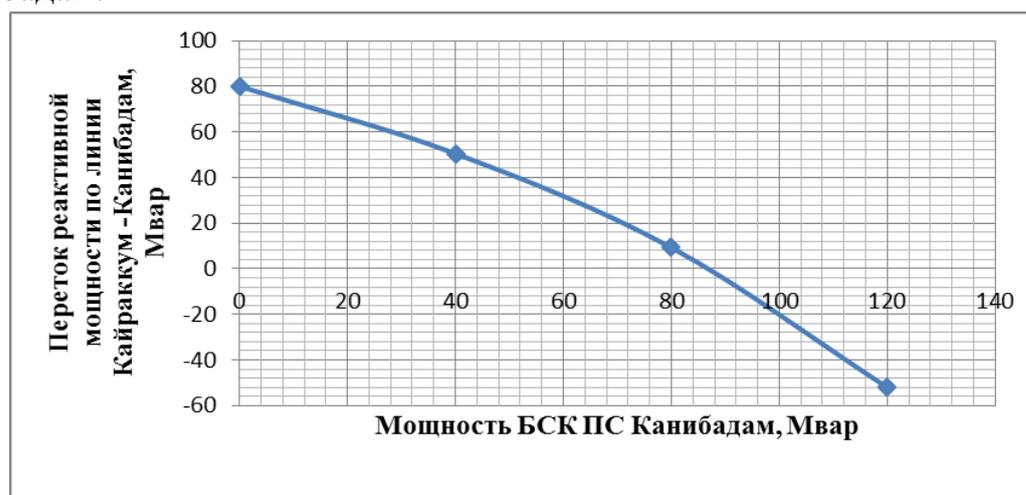


Рис. 3. Изменение потока реактивной мощности линии Кайраккум–Канибадам при ступенчатом изменении мощности БСК на ПС Канибадам

В ходе исследования было рассмотрено несколько вариантов мощности БСК на ПС Канибадам от 0 до 120 Мвар для каждого из которых были выполнены расчеты установившегося режима. Регулирование мощности БСК

на ПС Канибадам изменяет как активные, так и реактивные потери в линии 220 кВ Кайраккум – Канибадам [5]. В табл. 2 показаны изменения активных и реактивных потерь линии Кайраккум–Канибадам, при регулировании мощности БСК на ПС Канибадам. Как видно из рис. 2 и таблиц 1, 2 оптимальным вариантом мощности БСК на ПС Канибадам является 80 Мвар.

Таблица 2

**Изменение активных и реактивных потерь в линии Кайраккум–Канибадам при регулировании мощности БСК на ПС Канибадам**

|                                 |       |       |      |      |
|---------------------------------|-------|-------|------|------|
| Мощность БСК ПС Канибадам, Мвар | 0     | 40    | 80   | 120  |
| Активные потери в линии, МВт    | 5,35  | 3,34  | 2,57 | 2,59 |
| Реактивные потери в линии, Мвар | 18,31 | 11,44 | 8,8  | 8,9  |

**Выводы**

1. Установка БСК на ПС Канибадам позволяет увеличить напряжение в конце линии Кайраккум–Канибадам (ПС Канибадам) с 169,8 кВ до 213,3 кВ, повысить напряжения на других ПС Северной части энергосистемы Республики Таджикистан (см. табл. 1), а также уменьшить переток реактивной мощности по линии Кайраккум – Канибадам от 80 Мвар до 9,3 Мвар и, соответственно, уменьшить активные и реактивные потери в данной линии.

2. При оптимальной мощности БСК ПС Канибадам снижается загрузка по реактивной мощности генераторов Кайраккумской ГЭС и, тем самым, увеличивается срок службы данной ГЭС.

**Список цитируемой литературы**

1. Махмадджонов Ф.Д. Исследование установившихся режимов работы в энергосистеме Республики Таджикистан при управлении конденсаторными установками на подстанции Сугд-500. Научная дискуссия: вопросы технических наук. №5-6(26): материалы XXXIV-XXXV международной заочной научно-практической конференции. – М., Изд. «Интернаука», 2015. – С. 61-65.
2. Информационный сайт Министерства энергетики Таджикистана. Электронный ресурс. Режим доступа: <http://minenergoprom.tj>.
3. Мясоедов Ю.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией: методические указания к практическим занятиям [Текст] / Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 41 с.
4. Махмадджонов Ф.Д. Расчеты и анализ параметров установившегося режима в энергосистеме Республики Таджикистан с учетом ввода в эксплуатацию Душанбинской ТЭЦ-2 [Текст] / Ф.Д. Махмадджонов, И.И. Надтока, Л.С. Касобов // Вестник Таджикского технического университета им. акад. М.С. Осими. – № 3(27). – 2014. – С. 61-64.
5. Кабышев А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учебное пособие [Текст] / А.В. Кабышев; Томский политехнический университет. – Томск, 2012. – 234 с.

---

# РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

---

УДК 621.316.925.1

## МЕТОДИКА РАСПОЗНАВАНИЯ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

*В.И. Нагай, И.В. Нагай, С.В. Сарры, П.С. Киреев*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск,  
ООО «АвтоматикаДон», г. Таганрог

Для создания современных высокоинтеллектуальных устройств релейной защиты на этапе их разработки требуется проверка их алгоритмов функционирования и оценка их возможностей распознавания аварийных режимов на фоне допустимых режимов. В данной работе разработана методика оценки информационных признаков, характеризующих режимы работы электрических сетей, с использованием линейных и полиномиальных решающих функций, предложены критерии оценки информационных признаков с позиции разделения областей распознаваемых режимов и рассмотрены способы построения систем распознавания образов применительно к релейной защите электрических сетей.

**Ключевые слова:** Электрические сети, релейная защита, информационный признак, допустимый и аварийный режимы, короткое замыкание, распознавание.

## THE METHOD OF ELECTRIC DISTRIBUTION GRID FAULT MODE DETECTION

*V.I. Nagay, I.V. Nagay, S.V. Sarry, P.S. Kireev*

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk,  
AvtomatikaDon LTD, Taganrog

Testing of functioning algorithms and estimation of fault mode detection capability are required for development of modern highly intellectual relay protection devices. Estimation method for information signs, which describe electric grid mode, using linear and polynomial solve functions, estimation criterions for information signs, using in challenge of recognizing regime fields differentiation, and development methods for imagination recognize systems in electric grid relay protection are described.

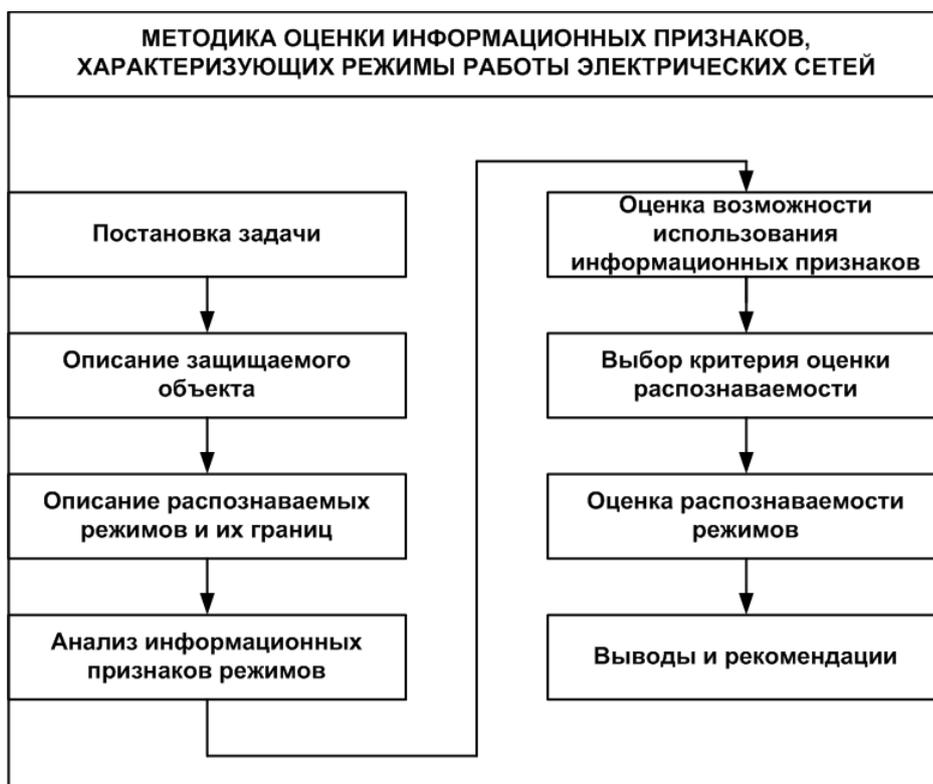
**Keywords:** electric grid, relay protection, information sign, normal and fault modes, short circuit failure, recognizing.

**Введение.** Предметом данной работы является разработка методики оценки информационных признаков, характеризующих режимы работы электрических сетей и проверка ее эффективности для распознавания аварийных и допустимых режимов системами релейной защиты (РЗ). Для современной релейной защиты возможно использование сигналов от датчиков электрических и неэлектрических величин. Сигналы электрических величин – токи и напряжения, пропорциональные, соответственно, токам

и напряжениям высоковольтной электрической сети. Сигналы неэлектрических величин – сигналы от оптических датчиков, термодатчиков, датчиков давления, датчиков положения коммутационных аппаратов и др.

Часть информационных признаков характерна лишь для одного вида режима: нормальный, аномальный, аварийный, а другая часть характерна для всех видов режимов и имеет разные или частично общие диапазоны величин контролируемых параметров режима. Распознаваемость аварийных режимов на фоне мешающих факторов в допустимых режимах является одним из основных свойств релейной защиты – чувствительностью. И не во всех случаях возможно распознавание аварийных режимов с использованием традиционных алгоритмов. В этом случае требуется разработка новых алгоритмов, реализующих принцип многопараметрических защит [1]. Оценка их эффективности должна осуществляться на основе методики распознаваемости альтернативных режимов.

Основная часть. Основные этапы оценки информационных признаков, характеризующих режимы работы электрических сетей и их распознаваемости на основе предлагаемой в настоящей работе методики, представлены на рис. 1.



**Рис. 1. Методика оценки информационных признаков, характеризующих режимы работы электрических сетей, и их распознаваемости**

Оценке распознаваемости режимов предшествуют такие шаги: постановка задачи и разработка требований к системе релейной защиты, описание

защищаемого объекта и основных его режимов работы, анализ и предварительная оценка информационных признаков режимов, формирование критерия распознаваемости и окончательная оценка распознаваемости. На заключительном этапе формулируются выводы и рекомендации по созданию системы релейной защиты или эффективности ее применения на данном объекте.

Выбор критерия оценки распознаваемости режимов работы электрической сети. Для количественной оценки информационных признаков, характеризующих режимы работы электрической сети, выбран критерий распознаваемости аварийных и альтернативных им режимов. Данный критерий используется для формирования вывода об эффективности конкретного информационного признака или группы признаков. Вывод производится при исследовании областей существования информационных признаков на базе результатов расчета и моделирования режимов рассматриваемой сети [2-8].

Области режимов отображаются графически на плоскости или иным способом, затем определяются наименьшие расстояния между ближайшими точками, принадлежащими областям аварийных и альтернативных режимов.

Контролируемые сигналы для резервных защит в многомерном пространстве информационных признаков могут быть сформированы, например, [1,7]:

$$\begin{aligned} \dot{F}_j(\dot{U}_i, \dot{I}_i, \dot{U}_{is}, \dot{I}_{is}, \Delta\dot{U}_i, \Delta\dot{I}_i, \Delta\dot{U}_{is}, \Delta\dot{I}_{is}) = & \dot{A}_j(\dot{U}_i, \dot{I}_i) + \dot{B}_j(\dot{U}_{is}, \dot{I}_{is}) + \\ & + \dot{C}_j(\Delta\dot{U}_i, \Delta\dot{I}_i, \Delta\dot{U}_{is}, \Delta\dot{I}_{is}), \end{aligned} \quad (1)$$

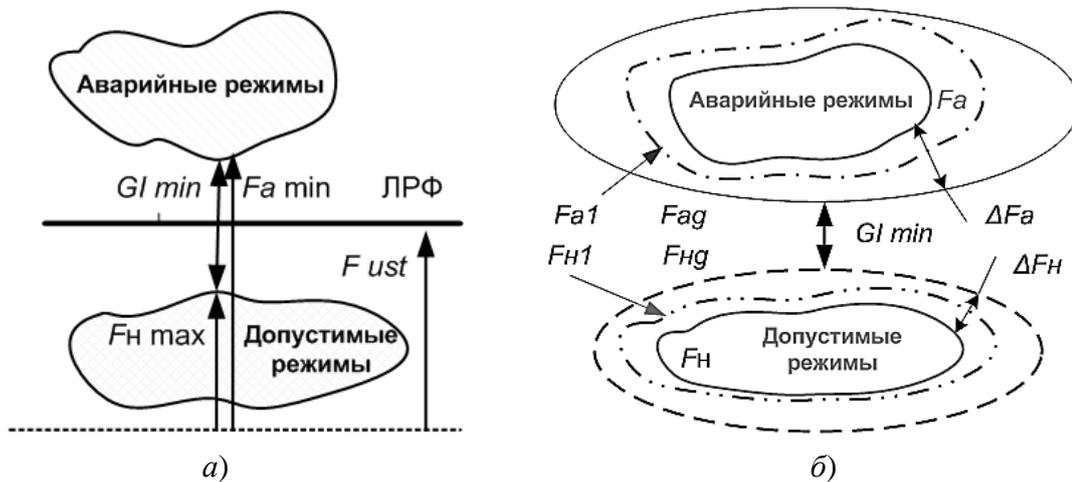
где  $\dot{A}_j(\dot{U}_i, \dot{I}_i)$ ,  $\dot{B}_j(\dot{U}_{is}, \dot{I}_{is})$ ,  $\dot{C}_j(\Delta\dot{U}_i, \Delta\dot{I}_i, \Delta\dot{U}_{is}, \Delta\dot{I}_{is})$  – сигналы, зависящие от аргументов, модулей напряжений и токов  $\dot{U}_i, \dot{I}_i$ , подводимых к защите, их ортогональных составляющих  $\dot{U}_{is}, \dot{I}_{is}$ , а также аварийных составляющих  $\Delta\dot{U}_i, \Delta\dot{I}_i, \Delta\dot{U}_{is}, \Delta\dot{I}_{is}$ . При этом должно выполняться условие  $\dot{F}_j(\dot{U}_i, \dot{I}_i, \dot{U}_{is}, \dot{I}_{is}, \Delta\dot{U}_i, \Delta\dot{I}_i, \Delta\dot{U}_{is}, \Delta\dot{I}_{is}) \rightarrow \max$  в области аварийных режимов и  $\dot{F}_j(\dot{U}_i, \dot{I}_i, \dot{U}_{is}, \dot{I}_{is}, \Delta\dot{U}_i, \Delta\dot{I}_i, \Delta\dot{U}_{is}, \Delta\dot{I}_{is}) \rightarrow \min$  в области нагрузочных режимов, а также

$$\begin{aligned} & |\dot{F}_{ja}(\dot{U}_i, \dot{I}_i, \dot{U}_{is}, \dot{I}_{is}, \Delta\dot{U}_i, \Delta\dot{I}_i, \Delta\dot{U}_{is}, \Delta\dot{I}_{is}) - \\ & - \dot{F}_{jn}(\dot{U}_i, \dot{I}_i, \dot{U}_{is}, \dot{I}_{is}, \Delta\dot{U}_i, \Delta\dot{I}_i, \Delta\dot{U}_{is}, \Delta\dot{I}_{is})| > \\ & > \Delta G_j(\dot{U}_i, \dot{I}_i, \dot{U}_{is}, \dot{I}_{is}, \Delta\dot{U}_i, \Delta\dot{I}_i, \Delta\dot{U}_{is}, \Delta\dot{I}_{is}), \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} & \Delta G_j(\dot{U}_i, \dot{I}_i, \dot{U}_{is}, \dot{I}_{is}, \Delta\dot{U}_i, \Delta\dot{I}_i, \Delta\dot{U}_{is}, \Delta\dot{I}_{is}) = \\ & = \sqrt{N^{-1} \sum_{S=1}^N d^2(\dot{U}_i, \dot{I}_i, \dot{U}_{is}, \dot{I}_{is}, \Delta\dot{U}_i, \Delta\dot{I}_i, \Delta\dot{U}_{is}, \Delta\dot{I}_{is})} \end{aligned} \quad (3)$$

где  $\Delta G_j$  – мера близости между распознаваемыми режимами [9];  $N$  – число режимов, от которых производится отстройка;  $d(\dot{U}_i, \dot{I}_i, \dot{U}_{is}, \dot{I}_{is}, \Delta \dot{U}_i, \Delta \dot{I}_i, \Delta \dot{U}_{is}, \Delta \dot{I}_{is})$  – расстояние между распознаваемыми режимами.

Выбор критерия распознаваемости также поясняется рис. 2, где изображены области допустимых и аварийных режимов.



**Рис. 2.** К выбору параметров срабатывания устройств релейной защиты и оценки распознавания аварийных режимов при использовании линейных решающих функций (а) и полиномиальных решающих функций (б)

Критерием распознаваемости аварийных режимов и допустимых режимов при использовании линейных решающих функций является выполнение условия достижения необходимого минимального расстояния между режимами  $G_{l\min} = F_{e\min} - F_{1\max} \geq (k_s k_{sa} - 1) F_{1\max}$ , где  $F_{1\max}$  – максимальное значение параметра информационного признака в допустимом режиме,  $F_{e\min}$  – минимальное значение параметра информационного признака в аварийном режиме,  $k_s = F_{1\min} / F_{set} \geq (1, 2 \div 1, 5)$  – коэффициент чувствительности,  $F_{set}$  – значение параметра информационного признака для распознавания режима,  $k_{sa}$  – коэффициент запаса, учитывающий комплекс возможных погрешностей определения областей существования признаков и замера параметров информационного признака релейной защитой.

При использовании полиномиальных решающих функций предполагается охват некоторыми замкнутыми поверхностями областей распознаваемых режимов и оценки возможности их разделения по критерию минимального расстояния между граничными областями ( $F_{eb}$  и  $F_{lb}$ ). Граничные области должны поглощать области допустимых и аварийных режимов  $F_{e1}$  и  $F_{l1}$ , являющихся преобразованием исходных областей  $F_e$  и  $F_l$  с учетом возможных погрешностей моделирования и измерения параметров. Максимальный уровень погрешности может составлять  $F_{imb} = \Delta F_e + F_l$  и соответственно минимальное расстояние между граничными областями режимов должно быть не менее  $G_{min} \geq k_{sa} F_{imb}$ .

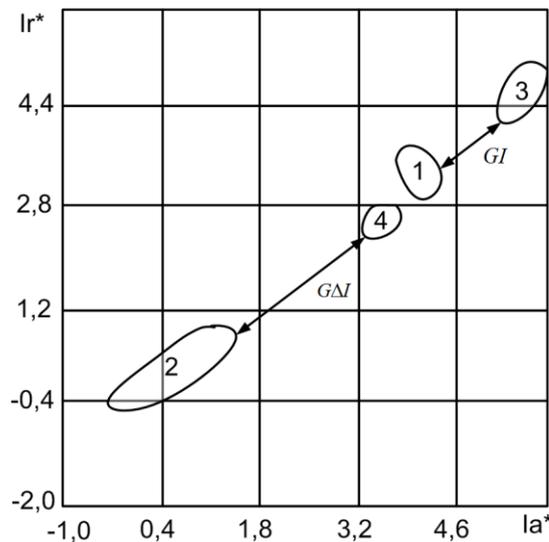
В качестве примера рассмотрен пусковой режим и короткое замыкание за трансформатором мощностью 6,3-16 МВА радиальной воздушной линии с ответвлениями [10, 11] с контролем реактивных составляющих токов и их приращений (аварийных составляющих) (рис. 3).

Минимальное расстояние  $GI$  и  $G\Delta I$  между областями пускового режима (1, 2) и режима короткого замыкания (3, 4) определяется в базисе тока металлического КЗ  $I_{k0}$  за трансформатором минимальной мощности ответвительной подстанции:

$$GI = \frac{1}{I_{k0}} \sqrt{\left(|\dot{I}_{L1Tk}| \sin(\varphi_{IL1Tk}) - |\dot{I}_{L1Tkp}| \sin(\varphi_{IL1Tkp})\right)^2 + \left(|\dot{I}_{L1Tk}| \cos(\varphi_{IL1Tk}) - |\dot{I}_{L1Tkp}| \cos(\varphi_{IL1Tkp})\right)^2} \quad (4)$$

$$G\Delta I = \frac{1}{I_{k0}} \sqrt{\left(|\Delta \dot{I}_{L1Tk}| \sin(\varphi_{\Delta IL1Tk}) - |\Delta \dot{I}_{L1Tkp}| \sin(\varphi_{\Delta IL1Tkp})\right)^2 + \left(|\Delta \dot{I}_{L1Tk}| \cos(\varphi_{\Delta IL1Tk}) - |\Delta \dot{I}_{L1Tkp}| \cos(\varphi_{\Delta IL1Tkp})\right)^2} \quad (5)$$

В данном случае  $\dot{I}_{L1Tkp}$ ,  $\dot{I}_{L1Tk}$  – токи пуска электродвигателя и КЗ за трансформатором,  $\Delta \dot{I}_{L1Tkp}$  и  $\Delta \dot{I}_{L1Tk}$  – их приращения, а  $\varphi_{IL1Tkp}$ ,  $\varphi_{IL1Tk}$ ,  $\varphi_{\Delta IL1Tkp}$ ,  $\varphi_{\Delta IL1Tk}$  – их аргументы соответственно.



**Рис. 3. Области аварийных режимов и пускового режима электродвигателей за трансформаторами с ответвительными подстанциями в плоскости «реактивная составляющая  $Ir^*$ – активная составляющая тока  $Ia^*$ » для измерительных органов, контролирующих полные составляющие и их приращения (аварийные составляющие): 1 –  $I_{L1Tkp}$ , 2 –  $\Delta I_{L1Tp}$ , 3 –  $I_{L1Tk}$ , 4 –  $\Delta I_{L1Tk}$**

Необходимо отметить, что в приведенном примере расстояние между областями пускового режима и КЗ при использовании аварийных составляющих реактивного тока практически в два раза превышает подобное расстояние между областями режимов при контроле полных составляющих токов (при этом за базу принят номинальный ток защищаемого трансформатора).

## **Выводы.**

1. Обоснованы критерии оценки информационных признаков с позиции разделения областей распознаваемых режимов.

2. Разработана методика оценки информационных признаков, характеризующих режимы работы электрических сетей, с использованием линейных и полиномиальных решающих функций.

3. Показана эффективность предложенной методики для определения возможности распознавания режимов пуска (самозапуска) электродвигателей и двухфазных и трехфазных коротких замыканий за трансформаторами ответвительных подстанций.

*Данная работа выполнена при поддержке Минобрнауки РФ в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014-2020 годы», Соглашение № 14.579.21.0083 «Разработка технических решений распределенной системы резервирования интеллектуальных электрических сетей, обеспечивающих повышение надежности и живучести электрооборудования» (уникальный идентификатор RFMEFI57914X0083).*

## **Список цитируемой литературы**

1. Нагай И.В., Нагай В.И. Построение многопараметрических резервных защит электрических распределительных сетей 6-110 кВ // Энергетик. – 2013. – № 2. – С. 18-21.
2. Подгорный Э.В., Ксюнин А.Г., Люткевич В.И. Типовые кривые для расчета тока включения силовых трансформаторов // Изв. вузов. Электромеханика. – 1969. – № 4. – С. 376-379.
3. Маруда И.Ф. Способ обеспечения селективности токовых защит нулевой последовательности // Электричество. – 2000. – № 9.
4. Семенов В.А. Оценка действия дистанционных защит с учетом переходного сопротивления в месте короткого замыкания // Электрические станции. – 1962. – № 6. – С. 81-83.
5. Семенов В.А. Об учете сопротивления электрической дуги при анализе действия дистанционных защит // Электрические станции. – 1961. – № 8. – С. 69-70.
6. Нагай И.В. Учет влияния подпитки на переходное сопротивление в месте повреждения за трансформаторами ответвительных подстанций // Изв. Вузов. Электромеханика. – 2012. – № 2. – С. 110-113.
7. Nagay I.V. Adaptive backup protection in electric distribution grid // Электроэнергетика. – 2010. Сб. докл. Междунар. науч.-техн. конф., г. Варна, Болгария, 14-16 окт. 2010, ТУ-Варна. – С. 367-371.
8. Рубинчик В.А. Резервирование отключения коротких замыканий в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 120 с.
9. Горелик А.Л., Скрипкин В.А. Методы распознавания: Учеб. пособие. – М.: Высш. шк., 1984. – 208 с.
10. Нагай И.В. Формирование характеристик срабатывания резервных защит воздушных линий с ответвлениями // Изв. Вузов. Электромеханика. – № 2. – 2011. – С. 56-61.
11. Нагай И.В., Киреев П.С. Моделирование нагрузочных режимов ответвительных подстанций // Изв. Вузов. Электромеханика. – 2012. – № 2. – С. 100-102.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАЗМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ДУГИ ДЛЯ НУЖД РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

*П.С. Киреев, И.В. Нагай, А.В. Украинцев, А.В. Пилипенко, В.И. Нагай*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)

имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

ООО «АвтоматикаДон», г. Таганрог

В статье рассмотрены экспериментальные исследования параметров электрической дуги, в частности опыты по определению удельной электропроводности плазмы при различных температурах. Полученная зависимость может быть использована при расчете вольт-амперной характеристики слаботочной дуги переменного тока, разработанная методика может быть использована при исследовании высоковольтной электрической дуги.

**Ключевые слова:** релейная защита, дуговые короткие замыкания, удельная электропроводность плазмы, вольт-амперная характеристика столба электрической дуги.

## EXPERIMENTAL ESTIMATION OF ELECTRIC ARC PLASMA PARAMETERS FOR RELAY PROTECTION NEEDS

*P.S. Kireev, I.V. Nagay, A.V. Ukraintsev, A.V. Pilipenko, V.I. Nagay*

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novochockassk

AvtomatikaDon LTD, Taganrog

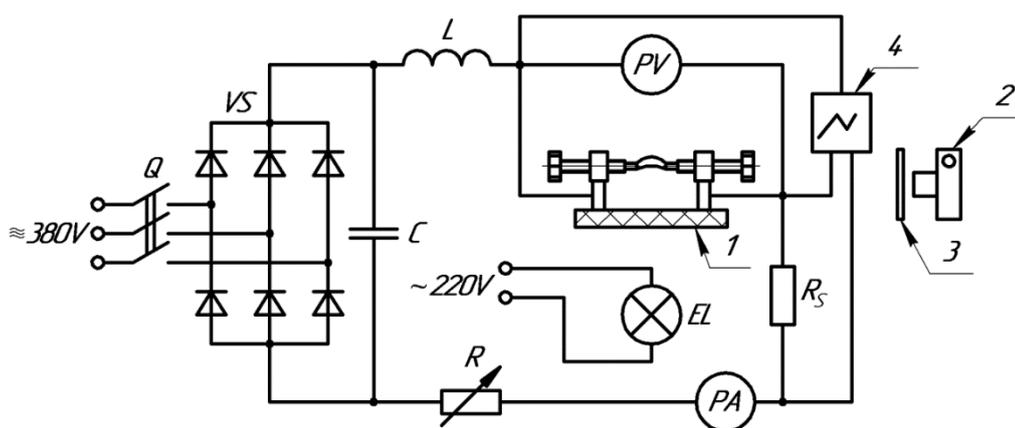
Abstract. Experimental research of electric arc parameters are described in the article. Experiment of plasma specific electric conductivity determination at various temperatures is described in particular. Estimated function can be used in calculating of alternating low current arc volt-ampere characteristic. Developed methodology can be used in researching of high voltage electric arc.

**Keywords.** Relay protection, arc fault, specific electric conductivity of plasma, volt-ampere characteristic of electric arc column.

Дуговые короткие замыкания (ДКЗ) являются одним из наиболее опасных видов повреждений в электрических сетях 6-35 кВ. Даже незначительное замедление при отключении ДКЗ может привести к значительным повреждениям энергооборудования, а также существенно повышает риск поражения эксплуатационного персонала при обслуживании комплектных распределительных устройств или открытых электроустановок. Переходное сопротивление электрической дуги является мешающим фактором при построении резервных защит и является одним из важных информационных признаков при построении быстродействующих дуговых защит, что обуславливает необходимость проведения дополнительных исследований электрической дуги и выявления новых информационных признаков, улучшающих распознаваемость аварийных режимов [1, с. 70, 183-193].

Одним из наиболее эффективных методов выявления информативных признаков существования ДКЗ является математическое и физическое моделирование данных режимов работы электрической сети с использованием уточненных моделей переходного сопротивления электрической дуги, учитывающих его нелинейный характер и другие физические особенности горения дуги в условиях ограниченного пространства электроустановок. Примерами подобных моделей являются термодинамические модели, описанные в [2, с. 219-275, 3, с. 123-126]. Их построение основано на использовании известных зависимостей электрических и термодинамических параметров плазмы дуги от давления и температуры. Плазма электрической дуги состоит из сильно ионизированных молекул окружающей среды и паров электродов, между которыми горит дуга. По причине своей низкой концентрации, пары электродов слабо влияют на термодинамические свойства плазмы электрической дуги, которые можно приближенно считать равными аналогичным параметрам плазмы окружающей среды при тех же температуре и давлении [4, с. 532-602], однако существенно влияют на её электрические параметры, которые должны быть определены расчетным или экспериментальным методом.

Сотрудниками и студентами кафедры ЭСиЭЭС ЮРГПУ(НПИ) им. М.И. Платова были проведены экспериментальные исследования по определению зависимости электропроводности плазмы электрической дуги, горящей на открытом воздухе между угольными электродами от температуры для её последующего использования в моделях [2, с. 219-275, 3, с. 123-126]. Была разработана физическая модель в виде стенда для создания и измерения параметров электрических дуг постоянного тока (рис. 1).



**Рис. 1. Стенд для определения зависимости электропроводности плазмы электрической дуги от температуры**

Основным элементом стенда является устройство 1, состоящее из двух электродов для создания электрической дуги, расстояние между которыми можно изменять, регулируя тем самым размеры столба дуги. Величина тока

дуги регулируется переменным резистором  $R$ . Стенд позволяет измерять ток и напряжения на столбе дуги при помощи амперметра  $PA$  и вольтметра  $PV$ , а также с помощью регистрирующего комплекса 4, фиксирующего в цифровой форме токи и напряжения столба электрической дуги. Дополнительно предусмотрена возможность измерения размеров столба электрической дуги путем его фиксации фотоаппаратом 2 через сварочное стекло 3 рядом с масштабирующим элементом – нитью накала лампы  $EL$  мощностью 100 Вт.

Горение электрической дуги постоянного тока неизменных размеров можно рассматривать как установившийся процесс, в ходе которого соблюдается баланс энергий: выделяемой в столбе дуги при протекании электрического тока и отдаваемой в окружающую среду посредством теплопроводности, конвекции и излучения. Для дуги постоянного тока справедливо выражение:

$$P_{ЭЛ} = P_{КОНВ} + P_{ТЕПЛ} + P_{ИЗЛ}, \quad (1)$$

где  $P_{ЭЛ}$  – мощность, выделяемая в столбе электрической дуги при протекании электрического тока,  $P_{КОНВ}$ ,  $P_{ТЕПЛ}$ ,  $P_{ИЗЛ}$  – мощности, отводимые от столба электрической дуги в окружающую среду посредством конвекции, теплопроводности и излучения.

Выразив в (1), электрическую мощность из падения напряжения и тока столба дуги, мощность теплопередачи из закона Фурье, мощность конвективного теплообмена из закона Ньютона-Рихмана, мощность теплоотдачи излучением из закона Стефана-Больцмана получим:

$$I_{дуги} U_{дуги} = \lambda(T, p) \cdot S_{тепл} \frac{dT}{dr} + \alpha(T, p) \cdot S_{конв} (T - T_{внеш}) + \varepsilon(T, p) C_0 S_{изл} \left[ \left( \frac{T}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_{внеш}}{100} \right)^4 \right], \quad (2)$$

где  $T$  – температура плазмы дуги,  $T_{внеш}$  – температура окружающей среды,  $p$  – давление,  $S_{тепл}$  – площадь теплообмена посредством теплопроводности,  $S_{конв}$  – площадь конвективного теплообмена,  $S_{изл}$  – площадь лучистого теплообмена,  $I_{дуги}$  – электрический ток, протекающий через дугу,  $U_{дуги}$  – падение напряжения на столбе дуги,  $\varepsilon(T, p)$  – приведенная степень черноты плазмы,  $\lambda(T, p)$  – коэффициент теплопроводности плазмы  $\alpha(T, p)$  – коэффициент теплоотдачи столба дуги,  $C_0$  – излучательная способность абсолютно черного тела.

При известных токе, падении напряжения, габаритных размерах столба дуги, температуре окружающей среды и зависимостях термодинамических параметров плазмы, на основе (2) можно рассчитать среднюю температуру плазмы столба электрической дуги.

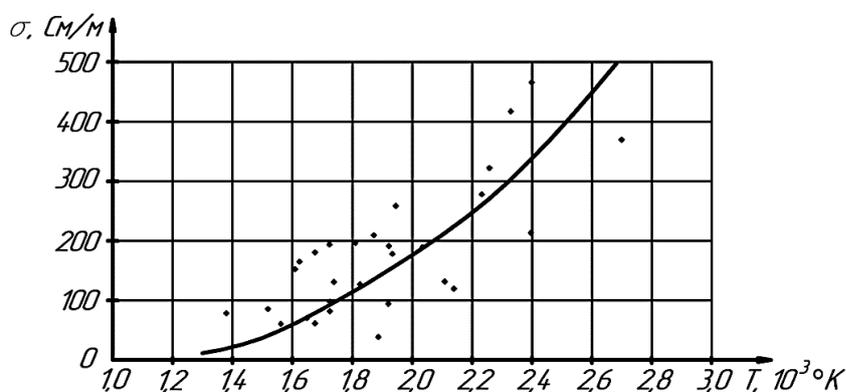
В ходе опыта на стенде рис. 1 был создан ряд электрических дуг, характеризуемых различными размерами и токами, горящих между угольными электродами. Были измерены их токи, падения напряжения и габаритные размеры. Используя выражение (2), был произведен расчет температур плазм данных дуг. По известной формуле были рассчитаны удельные проводимости плазм дуг:

$$\sigma_{\text{дуги}} = \frac{I_{\text{дуги}} L_{\text{дуги}}}{U_{\text{дуги}} S_{\text{дуги}}}, \quad (3)$$

где  $\sigma_{\text{дуги}}$  – удельная электропроводность плазмы дуги,  $L_{\text{дуги}}$  – длина столба дуги,  $S_{\text{дуги}}$  – площадь поперечного сечения столба дуги.

При расчетах столб дуги принимался условно цилиндрическим. Так же была произведена коррекция расчетного падения напряжения на столбе дуги на величину прианодного и прикатодного падений напряжения. Расчет данных величин основывался на допущении, что данные параметры в дугах с приблизительно равными токами и температурами плазм будут равны.

По итогам расчетов был получен ряд экспериментальных значений удельной электропроводности плазмы электрической дуги, горящей между угольными электродами на открытом воздухе, используя которые была построена эмпирическая зависимость данного параметра от температуры плазмы электрической дуги (рис. 2).

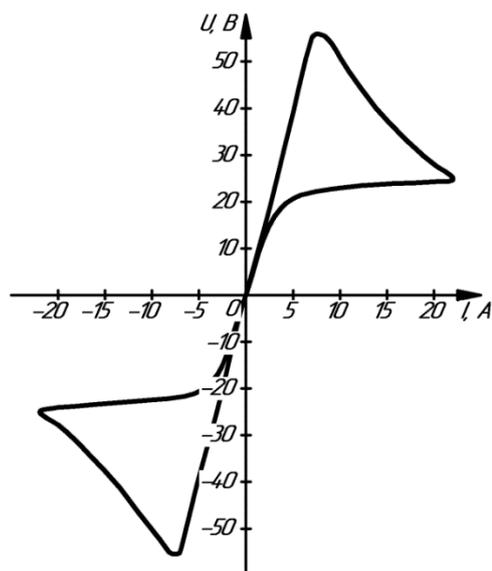


**Рис. 2. Зависимость электропроводности плазмы угольной электрической дуги, горящей на открытом воздухе от её температуры**

Полученная в результате эксперимента зависимость отражает электрические свойства плазмы угольной слаботочной дуги в узком диапазоне температур 1400-3000°K и горящей при атмосферном давлении. Вместе с тем предложенная методика может быть распространена на исследования сильноточной высоковольтной электрической дуги, температура которой на границе токопроводящего слоя может достигать 5000°K.

На основе полученной зависимости и термодинамических моделей дуги, указанных выше была рассчитана вольт-амперная характеристика

(ВАХ) электрической дуги переменного тока длиной 18 мм с током 22 А, горящей на открытом воздухе между угольными электродами (рис. 3).



**Рис. 3. Расчетная ВАХ дуги переменного тока, горящей на открытом воздухе между угольными электродами**

Данная вольт-амперная характеристика хорошо согласуется с экспериментальными осциллограммами тока и напряжения аналогичной электрической дуги, приведенными в [3, с. 126], что подтверждает эффективность разработанной методики определения удельной электропроводности плазм электрических дуг.

Представленная работа выполнена при поддержке Минобрнауки РФ в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014-2020 годы», Соглашение № 14.579.21.0083 «Разработка технических решений распределенной системы резервирования интеллектуальных электрических сетей, обеспечивающих повышение надежности и живучести электрооборудования» (уникальный идентификатор *RFMEFI57914X0083*).

#### **Список цитируемой литературы**

1. Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.
2. Физика и техника низкотемпературной плазмы // под. ред. С.В. Дресвина. – М.: Атомиздат, 1972. – 352 с.
3. Киреев П.С., Нагай В.И., Нагай И.В. Модель переходного сопротивления для оценки функционирования релейной защиты // Известия вузов. Электромеханика. – 2014. – № 3. – С. 123-126.
4. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: Физматгиз, 1963. – 708 с.

© ЮРГПУ(НПИ), П.С. Киреев, И.В. Нагай,  
А.В. Украинцев, А.В. Пилипенко, 2016

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ УЗЛОВ СЕТИ С ПРИВЕДЕНИЕМ ДАННЫХ АКТИВНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА К ОДНОМУ УРОВНЮ НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ

*В.И. Нагай, В.Ф. Кравченко, И.Ф. Бураков,  
Б.П. Золоев, С.С. Костинский*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Учёт зависимости активной и реактивной мощности нагрузки от напряжения в узлах электроэнергетической системы позволяет снизить погрешность определения предельных перетоков мощности и критических напряжений при анализе и планировании режимов. В статье предлагается методика обработки данных натурального эксперимента по получению коэффициентов квадратичных полиномов, отражающих зависимость активной и реактивной мощности нагрузки от напряжения в узле (статических характеристик нагрузки), в тех случаях, когда при проведении эксперимента наблюдается изменение состава или изменение режима работы потребителей в узле нагрузки.

**Ключевые слова:** электроэнергетическая система, активная мощность, реактивная мощность, напряжение, статическая характеристика нагрузки, выборка.

## DETERMINATION OF STATIC LOAD CHARACTERISTICS OF KNOTS OF NETWORK WITH BRINGING DATA OVER OF ACTIVE EXPERIMENT TO ONE LEVEL OF NOMINAL POWER OF LOADING

*V.I. Nagay, V.F. Kravchenko, I.F. Burakov, B.P. Zoloyev, S.S. Kostinsky*  
Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

The account of the active and reactive power load dependence on the voltage in the power system nodes allows to reduce error in determining the limit power flows and critical voltages in the analysis and planning regimes. The paper proposes a method of processing a natural experiment for obtaining the coefficients of quadratic polynomials, that reflecting the dependence of active and reactive power load on the voltage at the node (static load characteristics) in cases where during the experiment it observes changes in the composition or change the operating regime of consumers in the load node.

**Keywords:** power system, active power, reactive power, voltage, static load characteristic, sample.

Для анализа и планирования установившихся режимов ЭЭС необходимы зависимости активной  $P_H(U)$  и реактивной  $Q_H(U)$  мощностей нагрузок узлов от напряжения при постоянном значении частоты, так называемые статические характеристики нагрузок (СХН) по напряжению. В именованных единицах СХН обычно представляют в виде

$$\begin{cases} P_H(U) = A_0 + A_1 U + A_2 U^2 = P_{H \text{ ном}} \cdot P_*(U_*); \\ Q_H(U) = B_0 + B_1 U + B_2 U^2 = Q_{H \text{ ном}} \cdot Q_*(U_*); \end{cases}$$

## Зависимости

$$\begin{cases} P_*(U_*) = a_0 + a_1 U_* + a_2 U_*^2; \\ Q_*(U_*) = b_0 + b_1 U_* + b_2 U_*^2, \end{cases} \quad (1)$$

являются СХН в относительных единицах. За базисные величины здесь принимают номинальное напряжение сети, активные и реактивные мощности, потребляемые при этом нагрузкой. Задачей определения СХН узла является определение коэффициентов  $a_i$ ,  $b_i$  выражений (1).

Предложено несколько способов определения СХН. Наиболее достоверную информацию о естественных статических характеристиках нагрузки, на наш взгляд, можно получить только с помощью активного эксперимента. В ходе активного эксперимента различными средствами регулирования осуществляется принудительное изменение напряжения в узле нагрузки и при каждом значении напряжения фиксируются активная и реактивная мощности нагрузки. При этом частота в системе должна быть практически неизменной.

Важным условием при проведении активного эксперимента является неизменность состава нагрузки и её режима работы. Принудительное изменение напряжения в узле нагрузки необходимо осуществлять заметными шагами, согласованными с точностью приборов измерения, и с такими интервалами времени, чтобы переходные процессы в нагрузке и системе, вызванные принудительным изменением напряжения на предыдущем шаге, успевали затухнуть.

В настоящей статье рассматривается способ получения и обработки данных для построения СХН нагрузки шин 110 кВ подстанции 330/110/10 кВ путём проведения активного эксперимента. Изменение напряжения на шинах 110 кВ производилось с помощью автотрансформатора с РПН в следующей последовательности: из начального положения, в котором находился переключатель, изменение положения переключателя осуществлялись в сторону увеличения напряжения до верхнего допустимого уровня напряжения. Затем переключения осуществлялись в сторону понижения напряжения вплоть до нижнего допустимого уровня напряжения с последующим возвратом к начальному положению переключателя. Интервал между переключением ответвлений составлял примерно 30 с. Всего было сделано 10 переключений. Верхний и нижний допустимый уровень напряжения устанавливался предварительно, исходя из имеющейся диспетчерской информации. В период проведения эксперимента значения напряжения  $U$  на шинах 110 кВ и активной  $P$  и реактивной  $Q$  мощности нагрузки регистрировались цифровым переносным электроанализатором класса точности 0,1 с интервалом 1 с. Диапазон изменения напряжения при проведении эксперимента составил 11,1 %

Чтобы максимально исключить влияние на величину напряжения и мощности нагрузки процессов, происходящих в системе и в структуре нагрузки, из экспериментальных данных были взяты только измерения на небольших интервалах времени равных 5 с (5 измерений) непосредственно перед изменением положения переключателя ответвлений и после завершения переходных процессов, вызванных изменением положения переключателя ответвлений (рис. 1). Средние значения на указанных пятисекундных интервалах времени составили исходную выборку для определения СХН.

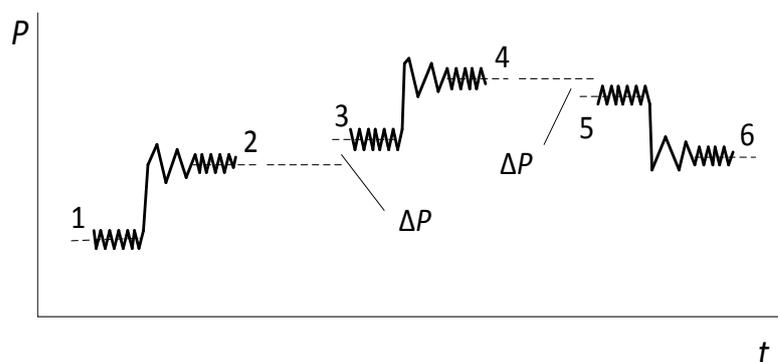


Рис. 1. Зависимость  $P(t)$ , средние значения и смещения  $\Delta P$

Полученная выборка представлена в таблице 1, и на рисунке 2 (пунктирная линия). Сплошной линией на рисунке показана квадратичная СХН, полученная с помощью метода наименьших квадратов. Коэффициент детерминации  $K^2$  в этом случае равен 0,7947.

Таблица 1

### Выборки для построения СХН

| № пп | $U$      | $P$     | $P_k$   |
|------|----------|---------|---------|
| 1    | 118,3625 | 16,5992 | 15,6767 |
| 2    | 115,8993 | 16,2644 | 15,3418 |
| 3    | 115,9147 | 16,1601 | 15,3418 |
| 4    | 113,5057 | 15,8527 | 15,0344 |
| 5    | 113,5402 | 15,8089 | 15,0344 |
| 6    | 111,0799 | 15,4466 | 14,6722 |
| 7    | 111,1386 | 14,6943 | 14,6722 |
| 8    | 108,6936 | 14,3760 | 14,3539 |
| 9    | 108,6731 | 13,9476 | 14,3539 |
| 10   | 106,1952 | 13,6844 | 14,0907 |
| 11   | 106,1974 | 13,3713 | 14,0907 |
| 12   | 108,6892 | 13,6622 | 14,3815 |
| 13   | 108,6254 | 13,6567 | 14,3815 |
| 14   | 111,0748 | 14,0629 | 14,7877 |
| 15   | 111,1752 | 14,2935 | 14,7877 |

| № пп | $U$      | $P$     | $P_k$   |
|------|----------|---------|---------|
| 16   | 113,6730 | 14,6942 | 15,1884 |
| 17   | 113,6113 | 15,0127 | 15,1884 |
| 18   | 116,0563 | 15,2377 | 15,4134 |
| 19   | 116,0277 | 15,4134 | 15,4134 |
| 20   | 118,4249 | 15,8525 | 15,8525 |

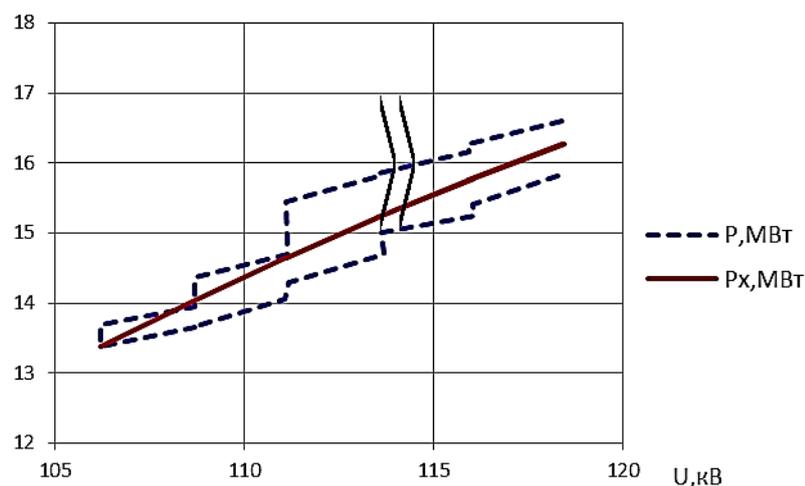


Рис. 2. СХН, построенная по исходной выборке

Из рис. 2 следует, что активная мощность нагрузки в начале и в конце эксперимента не совпадает. Это говорит о том, что в течение эксперимента имело место изменение структуры потребления. Статическая характеристика нагрузки, построенная по таким данным, получается выпуклой. Согласно [1] проведённый эксперимент следует считать неуспешным.

Проведение активного эксперимента довольно сложная процедура: требуется согласование с различными собственниками, с различными уровнями диспетчерского управления, привлечение сотрудников энергетического предприятия. Так что, повторения эксперимента желательно избежать.

Авторы статьи предлагают способ обработки результатов эксперимента, который в определённых случаях позволяет уточнить получаемые СХН и избежать повторения эксперимента. Здесь способ излагается применительно к получению статической характеристики активной мощности нагрузки узла. Аналогично можно получить и статическую характеристику реактивной мощности нагрузки.

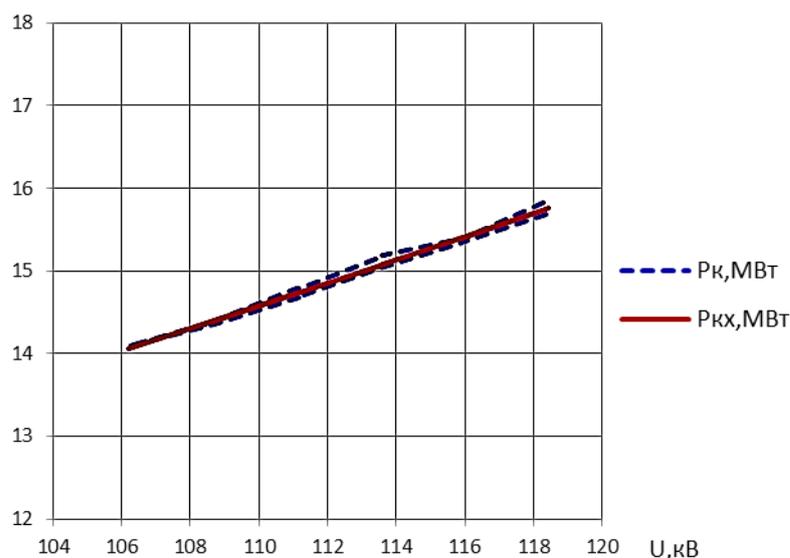
Так как модель нагрузки (1) предполагает постоянство зависимости  $P_*(U_*)$  для достаточно широкого диапазона  $P_{н\text{ ном}}$ , то возможна коррекция измеренных значений активной мощности с целью приведения измерений к

одному уровню  $P_{н ном}$ . Коррекцию данных предлагается выполнить следующим образом.

Положить  $i=2$ , где  $i$  – номер строки в табл. 1. Найти разность  $\Delta P = P_{i+1} - P_i$ , равную изменению мощности в конце временного участка ожидания переключения РПН по сравнению с началом этого участка. Положить все элементы столбца «P»  $P_j := P_j - \Delta P, j=i+1, \dots, n$ , где  $n$  – количество элементов в столбце. Повторить все операции для  $i=4, 6, \dots, n-2$ .

Очевидно, указанная коррекция может быть обоснована лишь в том случае, если напряжения по концам каждого временного участка ожидания переключения РПН будут близки. Например, отличаться не более, чем на величину погрешности прибора измерения: в табл. 1 должно быть:  $U_2 \approx U_3, U_4 \approx U_5$  и т.д.

Откорректированные описанным выше способом значения мощностей приведены в столбце « $P_k$ » табл. 1. Построенная по этим данным методом наименьших квадратов квадратичная СХН в именованных единицах ( $P_{кх}$ ) приведена на рис. 3. Как видно из рисунка выборка стала более упорядоченной.



**Рис. 3. СХН, построенная по скорректированной выборке**

Аналитическое выражение СХН в именованных единицах выглядит так

$$P_n(U) = 5,2214 + 0,0337 \cdot U + 0,0005 \cdot U^2.$$

Множественный коэффициент детерминации построенной регрессионной модели составляет 0,9876, что свидетельствует о её адекватности. (Чем ближе значение коэффициент детерминации к единице, тем лучше регрессионная модель описывает зависимость между переменными.)

В завершении расчёта следует привести полученную СХН к относительным номинальным единицам. Для этого вначале нужно определить

номинальную мощность нагрузки, используя СХН и принятое номинальное напряжение. В нашем случае  $U_{\text{НОМ}} = 110$  кВ, следовательно,  $P_{\text{Н НОМ}} = 14,9784$  МВт.

Коэффициенты  $a_i$  искомой аналитической зависимости СХН в относительных номинальных единицах равны:

$$a_0 = \frac{A_0}{P_{\text{Н НОМ}}} = \frac{5,2214}{14,9784} = 0,3582; \quad a_1 = \frac{A_1}{P_{\text{НОМ}}} \cdot U_{\text{НОМ}} = \frac{0,0337}{14,9784} 110 = 0,2543;$$
$$a_2 = \frac{A_2}{P_{\text{НОМ}}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2 = \frac{0,0005}{14,9784} 110^2 = 0,3875.$$

### **Выводы**

1. Предложенная методика позволяет повысить результативность активного эксперимента в случае изменения нагрузки при его проведении за счет приведения измерений к одному уровню номинальной мощности нагрузки.

2. Показана эффективность предложенной методики для обработки данных активного эксперимента в тех случаях, когда в ходе проведения активного эксперимента наблюдается изменение состава или изменение режима работы потребителей в узле нагрузки.

### **Список цитируемой литературы**

1. Определение статических характеристик нагрузки по напряжению в электрических сетях с комплексной нагрузкой / С.В. Балдов, О.А. Бушуева, Д.Н. Кормилицын, А.И. Кулешов, Ю.С. Мешкова, А.Ю. Мурзин, А.А. Шутьпин. – «Вестник ИГЭУ», Вып. 6, 2014 г., Иваново, Российская Федерация, ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина».

© ЮРГПУ(НПИ), 2016

## АНАЛИЗ БРОСКА ТОКА ВКЛЮЧЕНИЯ В ФАЗЕ ТРАНСФОРМАТОРА С КОММЕНТАРИЯМИ

*Л.В. Черноусова*

Северо-Кавказская государственная гуманитарно-технологическая академия,  
г. Черкесск

В данной статье проведен анализ режима включения трансформатора в энергосистеме. Особое внимание уделено броску намагничивающего тока при включении ненагруженного трансформатора.

**Ключевые слова:** ток включения, магнитный поток, амплитуда тока.

## THE ANALYSIS OF INRUSH CURRENT IN ONE PHASE OF A TRANSFORMER WITH COMMENTS

*L. V. Chernousova*

North-Caucasian state humanitarian-technological Academy, Cherkessk

At the article the analysis of distribution transformer inrush current is considered. Particular attention is paid to the process of inclusion of an idling transformer. The equation which is describing the transient processes during inclusion of the idling transformer is analyzed.

**Keywords:** inrush current, magnetic flux, current amplitude.

При разработке устройств защиты силовых трансформаторов приходится отстраивать ее от режима, сопровождающегося большим током включения трансформатора на холостой ход. Раньше эту отстройку осуществляли путем задержки защиты на 0,7-1,0 секунды. В настоящее время за счет роста мощности энергосистем, бросок намагничивающего тока с таким временем может привести к нарушению динамической устойчивости. Может быть нарушена и термическая устойчивость. В этой связи анализ режима включения трансформатора в энергосистеме представляется актуальным и в данной разработке выполнен оригинальным методом, что расширяет общие знания по этому вопросу.

Рассмотрим подключение одной фазы трансформатора к напряжению внешней сети. Это внешнее напряжение должно преодолевать сопротивление цепи, а также уравновешивать противодействующую э.д.с. [1]:

$$u = U_m \sin(\omega t + \varphi) = ir + w \frac{d\Phi}{dt}$$

или, после преобразования

$$d\Phi = \frac{U_m}{w} \sin(\omega t + \varphi) dt - \frac{r}{w} idt.$$

При интегрировании последнего уравнение в пределах от 0 до  $t$ , получаем:

$$|\Phi|_{\phi_0}^{\phi_t} = -\frac{U_m}{\omega W} \cos(\omega t + \varphi) \Big|_0^t - \int_0^t \frac{r}{\omega} i dt,$$

или

$$\Phi_i = \Phi_0 - \frac{U_m}{\omega W} \cos(\omega t + \varphi) + \frac{U_m}{\omega W} \cos\varphi - \int_0^t \frac{r}{W} i dt. \quad (1)$$

Уравнение (1) указывает, что мгновенное значение магнитного потока может быть составлено из четырех слагаемых: первая (постоянная) слагающая  $\Phi_0$  определяет величину потока остаточного магнетизма, который будет пронизывать катушку в момент  $t=0$ . Амплитуда второго слагаемого равняется тому магнитному потоку, который имел бы место при режиме, когда сопротивление цепи равнялось нулю. При малом относительном значении сопротивления и большом сдвиге тока по отношению к напряжению при стационарном режиме ( $\varphi \approx 90^\circ$ ) вторая слагающая может рассматриваться как магнитный поток при стационарном режиме, изменения которого наводят э.д.с., уравновешиваемую внешним напряжением. Третье слагаемое представляет собой величину того свободного магнитного потока

$$(\Phi_{cs})_{t=0} = \frac{U_m}{\omega W} \cos\varphi = -\Phi_{m.np} \cos\varphi,$$

который, слагаясь с потоком принужденного режима, компенсирует последний в начальный момент:

$$(\Phi_{np})_{t=0} + (\Phi_{cs})_{t=0} = -\frac{U_m}{\omega W} \cos\varphi + \frac{U_m}{\omega W} \cos\varphi = 0.$$

Четвертое слагаемое определяет то уменьшение свободного потока  $\Phi_{cs}$ , которое обусловлено падением напряжения в сопротивлении цепи. Таким образом магнитный поток можно выразить:

$$\Phi_t = -\Phi_{m.np} \cos(\omega t + \varphi) + \Phi_{cs} + \Phi_0 - \int \frac{ir dt}{W}.$$

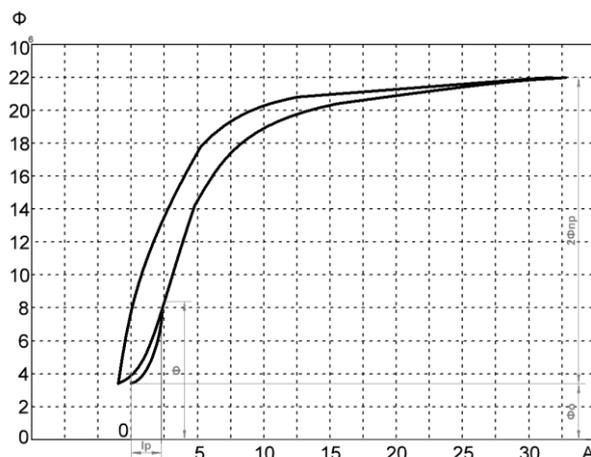


Рис. 1. Петля гистерезиса

Если бы падение напряжения в сопротивлении цепи не снижало с течением времени свободного магнитного потока ( $r = 0$ ), то магнитный поток состоял бы из некоторой постоянной слагающей.

$$\Phi_0 + \Phi_{cs} = \Phi_0 + \Phi_{m.np} \cos\varphi.$$

и переменной слагающей –  $\Phi_{m.np} \cos(\omega t + \varphi)$ .

Первая слагающая имеет наибольшую величину  $\Phi_0 + \Phi_{m.np}$ , когда  $\varphi = 0$ , т.е. когда включение происходит в момент прохождения внешнего напряжения через нуль. В этом случае магнитный поток колеблется в пределах  $\Phi_0 + \Phi_{m.np} \pm \Phi_{m.np}$ , т.е. от  $\Phi_0$  до  $\Phi_0 + 2\Phi_{m.np}$ .



**Рис. 2. Изменение тока от времени при включении ненагруженного трансформатора**

Для нахождения кривой тока как функции времени необходимо по петле гистерезиса для каждого значения  $\Phi$ , найти соответствующее значение  $i$  (рис. 1).

Благодаря насыщению железа первая амплитуда тока при включении ненагруженного трансформатора может оказаться значительно больше амплитуды тока при полной нагрузке. В дальнейшем амплитуды тока будут спадать (рис. 2) вследствие снижения значения  $\Phi_0 + \Phi_{cs} - \int \frac{ir}{w} dt$  (около которого колеблется переменный магнитный поток) из-за падения напряжения в сопротивлении в первые периоды, когда значения тока, направленного в одну сторону, больше значений тока, направленного в другую сторону.

Проведенный анализ позволяет более эффективно разрабатывать устройство защиты трансформаторов и защиты линий с несколькими отпачными трансформаторами.

#### Список цитируемой литературы

1. Круг К.А. Основы электротехники. – М.: Госэнергоиздат, 1946. Т. 2. – 634 с.

---

# ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

---

УДК 621.311

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ПРОВЕРКА АЛГОРИТМА ДИАГНОСТИКИ СИНХРОННОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

*В.П. Будовский, К.Б. Авхимов*

ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы», г. Москва

Приведены результаты экспериментальной проверки разработанного метода диагностики синхронной работы энергосистемы по данным Системы мониторинга переходных режимов (СМПР). Используются архивные данные СМПР главного диспетчерского центра Системного оператора Единой энергетической системы России о технологических нарушениях.

**Ключевые слова:** диагностики синхронной работы энергосистемы, система мониторинга переходных режимов.

## EXPERIMENTAL VERIFICATION OF THE ALGORITHM FOR DIAGNOSIS OF SYNCHRONOUS OPERATION OF THE POWER SYSTEM

*V.P. Budovskiy, K.B. Avkhimov*

JSK «System Operator of the United Power System», Moscow

The results of the experimental validation of the developed method of diagnostics of synchronous working of the power system according to wide area measurement system (WAMS). We used historical data WAMS of the main control center of the System Operator of the united national electric power system of Russia about technological accidents.

**Keywords:** diagnostics of synchronous working, Wide Area Measurement System.

Основным документом, регламентирующим действия диспетчера (и оперативного персонала субъектов электроэнергетики) при нарушениях нормального режима энергосистемы является стандарт Системного оператора «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы» [1]. В соответствии с данным документом первоочередной задачей диспетчерского центра является определение точки (точек) разделения энергосистемы на основании данных информационных систем, опроса оперативного и диспетчерского персонала, анализа действий устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики и назначение диспетчеров, ответственных за регулирование частоты в каждой из отдельно работающих частей операционной зоны с указанием требуемого для поддержания уровня частоты.

Заманчиво переложить решение этой задачи на автоматизированные системы диспетчерского управления, так как эта часть работы диспетчера при ликвидации нарушения нормального режима занимает значительное время. Решение указанной задачи возможно с использованием методов классификации, основанных на идее образования и роста кластеров [2-5].

Настоящая работа посвящена экспериментальной проверке разработанного метода диагностики синхронной работы энергосистемы по данным Системы мониторинга переходных режимов (СМПР). Для этой цели были использованы архивные данные о частоте электрического тока полученные от СМПР в процессе технологических нарушений:

– разделение ОЭС Сибири по связи «Заря – Братская ГЭС» 06.02.2012 (рис. 1);

– отключение блока 1000 МВт на Ленинградской АЭС 19.03.2013 (рис. 2);

– разделение ОЭС Юга по связи «Ростовская АЭС – Волжская ГЭС» 04.11.2014 (рис. 3).

Видно, что разделение энергосистемы на несинхронно работающие части надежно фиксируется в обоих случаях (рис. 1 и 3). Отключение блока на Ленинградской АЭС (рис. 2) не приводит к разделению энергосистемы, однако приводит к возникновению кратковременным синхронным качаниям, что фиксируется как кратковременные (не более 1 сек) периодические нарушения синхронной работы.

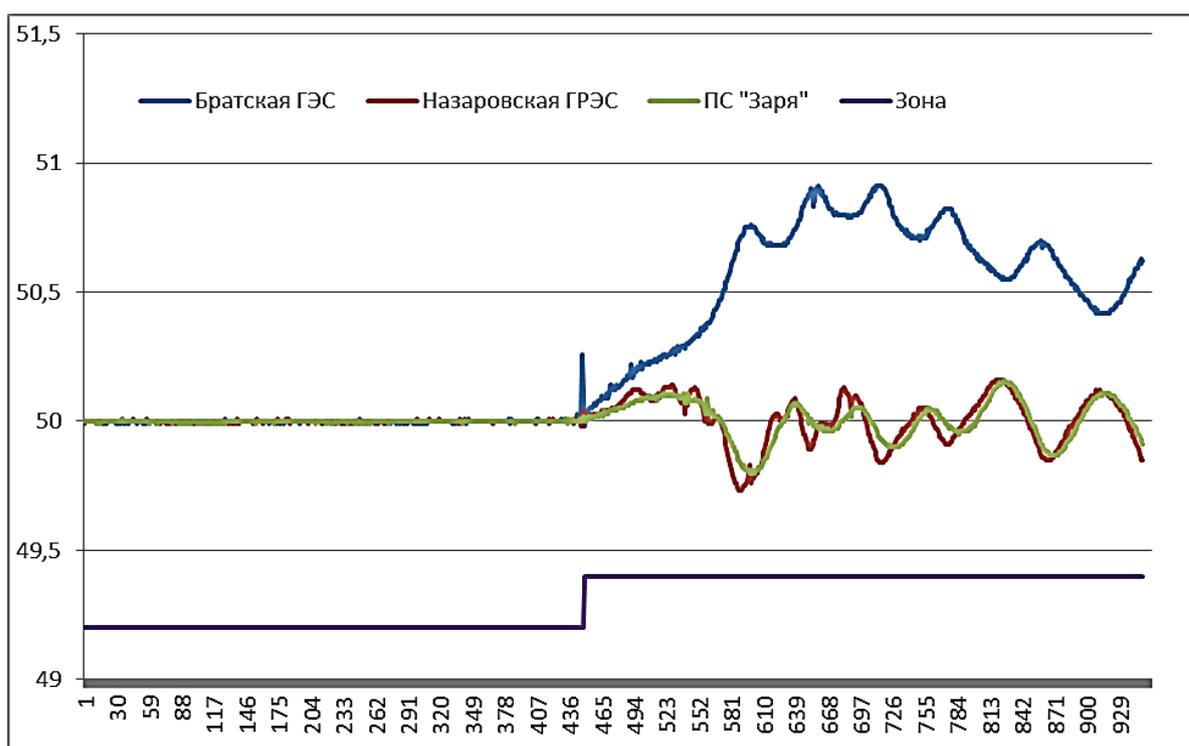
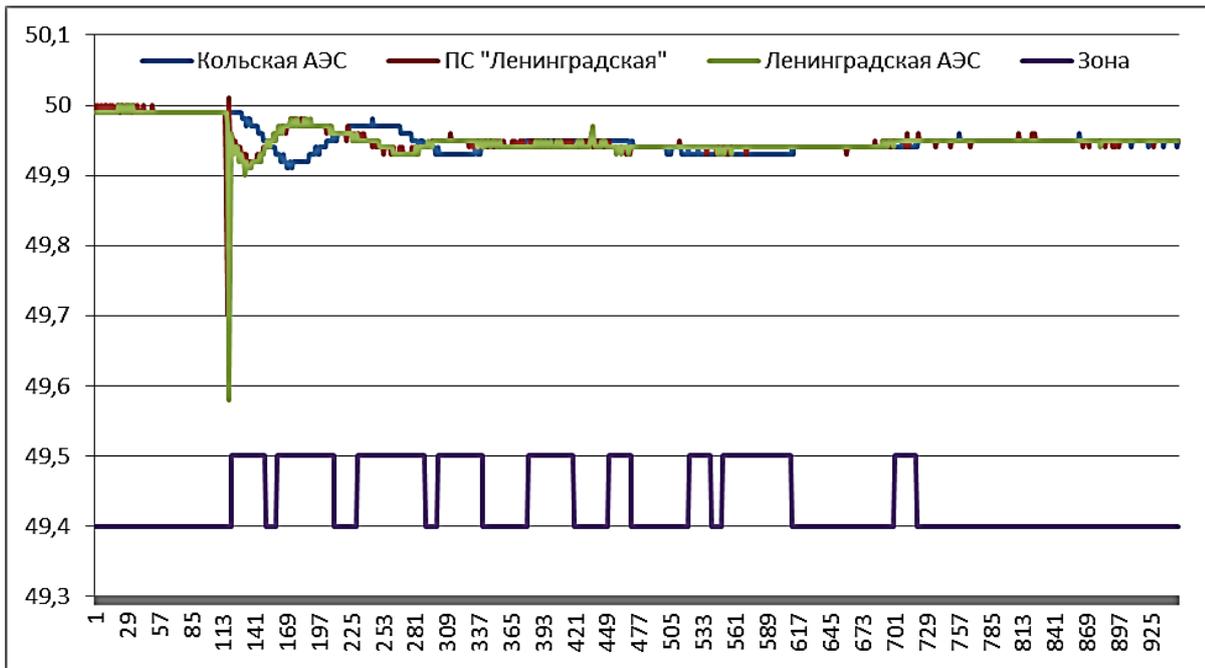
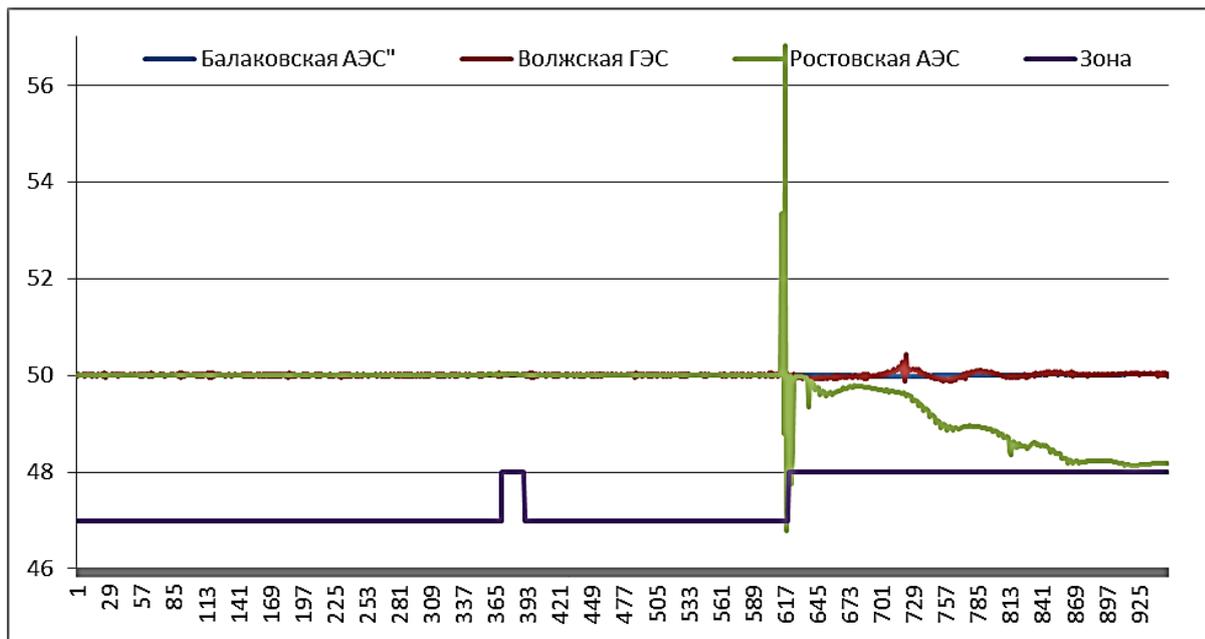


Рис. 1. Частота электрического тока при разделении ОЭС Сибири



**Рис. 2. Частота электрического тока при отключении блока на Ленинградской АЭС**



**Рис. 3. Частота электрического тока при разделении ОЭС Юга**

Результаты проведенных экспериментальных исследований разработанного алгоритма диагностики, основанного на непараметрических методах статистического анализа частоты электрического тока, показали достаточную его надежность для использования в качестве инструмента диспетчерского мониторинга синхронной работы энергосистемы.

### Список цитируемой литературы

1. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.007-2008 «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем».
2. Будовский В.П. Кластерный метод диагностики нарушений нормального режим работы энергосистемы // Энергетик. – 2009. – № 6. – С. 3-5.
3. Будовский В.П. Непараметрический подход к решению классификационных задач электроэнергетики // Электромеханика. – № 6. – 2006. – С. 9-13.
4. Авхимов К.Б., Будовский В.П. Оценка влияния точности телеметрии частоты электрического тока на автоматическое распознавание несинхронно работающих зон // Электрические станции. – № 5. – 2013. – С. 40-44.
5. Авхимов К. Б., Будовский В. П. Реализация метода непараметрического анализа совокупности объектов с учетом их графовой связанности «Коацерват-Граф». – Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2013611264 от 09.01.2013.

© В.П. Будовский, К.Б. Авхимов, 2016

## **E-LEARNING МЕТОДЫ ПОДГОТОВКИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА УПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

***В.П. Будовский, А.Н. Иванченко, А.Ю. Шайда***

ОАО «СО ЕЭС», г. Москва,

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Описываются методы подготовки диспетчерского персонала управлению электро-энергетическими режимами энергосистемы в Системном операторе Единой энергетической системы, основанные на электронном обучении. Подробно описана реализованная в ПК «Эксперт-Диспетчер» подсистема обучения и проверки умения диспетчерского персонала решать практические задачи.

**Ключевые слова:** Системный оператор Единой энергетической системы, электронное обучение, веб-портал, смешанное обучение, проверка умения, практические задачи, граф сценария.

## **E-LEARNING TRAINING METHODS DISPATCHING PERSONNEL MANAGEMENT OF ELECTRIC POWER MODE POWER SYSTEMS**

***V.P. Budovskiy, A.N. Ivanchenko, A.Y. Shayda***

System Operator of the United Power System, Moscow

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

Describes the methods of preparation of dispatching personnel management mode electric power grid in the System Operator of the Unified Power System, based on e-learning. Described in detail implemented in the PC "Expert-Manager" sub-system of training and skills validation dispatching personnel to solve practical problems.

**Keywords:** System Operator of the United Power System, e-learning, web portal, blended learning, test your skill, practical tasks, the script graph.

Аварийное отключение станционного или сетевого оборудования, резкое изменение потребления и многое другое – причины, обуславливающие отклонение режима работы энергосистемы от запланированного. Роль диспетчеров Системного оператора в уменьшении ущерба от перечисленных неблагоприятных факторов сводится к скорости и правильности действий по их устранению.

Минимизация величины ущерба от различных аварийных ситуаций претендует на то, чтобы стать объективным критерием качества работы диспетчеров Системного оператора. При этом, учитывая тот факт, что ситуаций, инициирующих отклонения режима бесконечно много, определить долю влияния Системного оператора на увеличение или снижение ущерба достаточно проблематично (исключая случаи явных и грубых ошибок диспетчерского персонала).

Высокие темпы технического прогресса, быстрое обновление аппаратуры и программных средств поддержки деятельности всего технологического персонала ОАО «СО ЕЭС» приводят к необходимости постоянного обновления знаний и умений специалистов. Необходимость постоянного обучения специалистов ОАО «СО ЕЭС», рассредоточенных в филиалах по всей территории Российской Федерации, требует значительных финансовых затрат как на само обучение, так и на командировочные расходы. Кроме того, требуется отвлечение специалистов от основной деятельности при проведении обучения. Все вышесказанное приводит к необходимости использования электронного обучения (E-learning) и дистанционных образовательных технологий.

Этими факторами обусловлена необходимость применения Системным оператором новых технологий в подготовке диспетчерского персонала, в частности, различных тренажерных компьютерных систем. Эти системы дают диспетчеру возможность рассматривать большое количество разнообразных аварийных ситуаций, нарушений нормального режима работы энергосистем и тем самым изучать методы ликвидации указанных нарушений.

Подготовка диспетчерского персонала, основанная на электронном обучении и существенным образом использующая новейшие дистанционные образовательные технологии (так называемое веб-ориентированное обучение, или веб-обучение) широко применяется в ОАО «СО ЕЭС». Для этих целей широко используется программный комплекс «Эксперт-Диспетчер» [1], который решает задачу дистанционного обучения специалистов в единой корпоративной сети с автоматизированной актуализацией распределенной электронной библиотеки, баз данных контрольных вопросов и ответов тестовой системы и электронных курсов подготовки.

Использование стандартных тестовых процедур не позволяет осуществлять подготовку диспетчерского персонала методам ликвидации нарушений нормального режима энергосистем, поэтому была поставлена задача разработки специальной подсистемы программного комплекса «Эксперт-Диспетчер», предназначенного для обучения и проверки умения диспетчерского персонала указанным методам.

В основу построения данной подсистемы положено формирование графа сценария ликвидации нарушения нормального режима, содержащего как эталонный путь решения задачи, так и возможные ошибочные действия диспетчерского персонала.

В качестве примера реализации указанного метода рассмотрим одну из задач ввода режима условной энергосистемы (рис. 1) в допустимую область после возникновения нарушения нормального режима, вызванного аварийным отключением генерирующего оборудования.

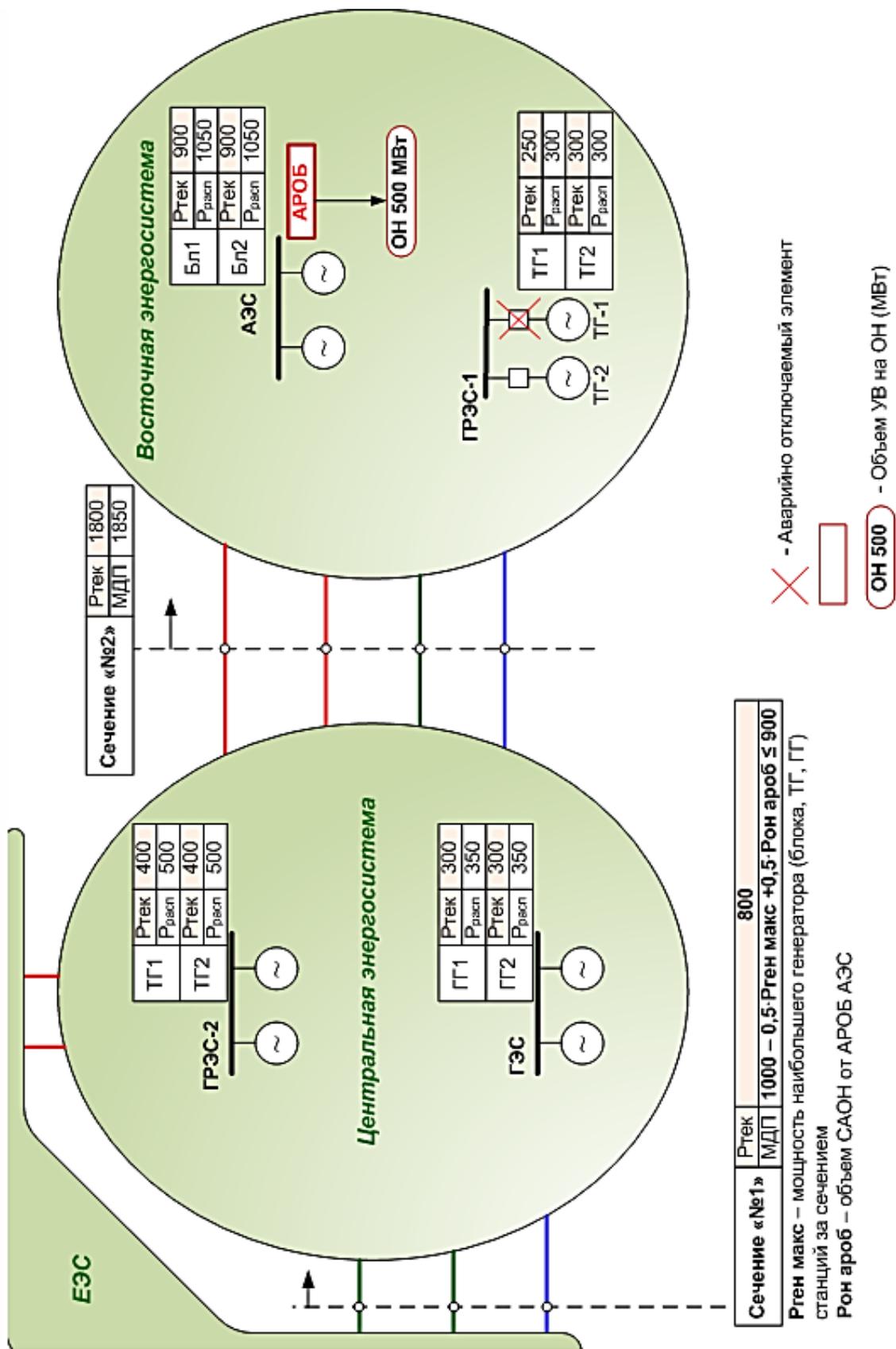


Рис. 1. Схема сети условной энергосистемы

Исходные данные:

1. Для сечения «№ 1» и сечения «№ 2» схема сети соответствует нормальной.

2. Противоаварийное управление по сечению № 1 осуществляется автоматикой разгрузки по факту отключения одного из блоков АЭС (АРОБ). Автоматика выполнена без КПП с воздействием на отключение нагрузки в Восточной энергосистеме. Текущий объем нагрузки, заведенный под ОН от АРОБ, составляет 500 МВт.

3. Текущая загрузка станций, перетоки по сечениям и величина максимально допустимого перетока в сечениях приведены на схеме сети.

Аварийное возмущение:

В Восточной энергосистеме аварийно отключается ТГ-1 ГРЭС-1 с нагрузкой 250 МВт.

Дополнительные условия:

В задаче не учитывать частотные характеристики нагрузки.

Задание:

Ввести режим в допустимую область.

Эталонное решение данной задачи будет следующим:

1. В послеаварийном режиме переток по сечению «№ 2» составит 2050 МВт (сечение полное), по сечению «№ 1» – 925 МВт (сечение частичное, согласно формуле определения МДП коэффициент эффективности загрузки/разгрузки станций, расположенных за сечением, составляет 0,5 соответственно  $P_{ПАР\text{сеч}1}=800+0,5\cdot 250=925$  МВт).

2. В результате аварийного возмущения «ослабления» контролируемых сечений не произошло, соответственно значения МДП остались прежними:

- $P_{МДП\text{ сеч}1}=1000-0,5\cdot 900+0,5\cdot 500=800$  МВт,
- $P_{МДП\text{ сеч}2}=1850$  МВт.

3. Для ввода режима допустимую по сечению «№ 2» необходимо увеличить загрузку станций за сечением суммарно на 200 МВт.

4. Для сечения «№ 2» резервы на загрузку имеются только на АЭС, необходимо выполнить загрузку блока № 1 и блока № 2 на 100 МВт каждый.

5. После загрузки АЭС переток в сечении «№ 2» составит 1850 МВт, что соответствует МДП. МДП в сечении «№ 1» изменится. Согласно формуле  $P_{МДП\text{ сеч}1}=1000-0,5\cdot 1000+0,5\cdot 500=750$  МВт.

6. Текущий переток в сечении «№1» после загрузки АЭС составит  $P_{\text{сеч}1}=925-0,5\cdot 200=825$  МВт. Для ввода режима в допустимую область необходимо уменьшить переток в сечении на  $825-750=75$  МВт. Учитывая коэффициент эффективности загрузки/разгрузки станций, расположенных

за сечением, необходимо увеличить генерацию центральной энергосистемы на  $75/0,5=150$  МВт. Для регулирования перетока в сечении «№ 1» использовать генерацию АЭС нецелесообразно, так как в этом случае снизится МДП в сечении «№ 1».

*Примечание 1:* Нецелесообразно в пункте 4 загружать блоки АЭС неравномерно, так как в этом случае значительней снизится МДП в сечении «№ 1» и потребуются задействовать больше резервов генерации в Центральном энергорайоне.

*Примечание 2:* Нецелесообразно сначала регулировать переток в сечении № 1, а затем в сечении № 2, так как это приведет к перерегулированию.

Для заполнения базы данных ПК «Эксперт-Диспетчер» и настройки среды обучения приведенное эталонное решение удобно представить в табличной форме, с указанием количества баллов за каждый правильный ответ, а также количества штрафов за каждый неправильный ответ (табл. 1).

Таблица 1

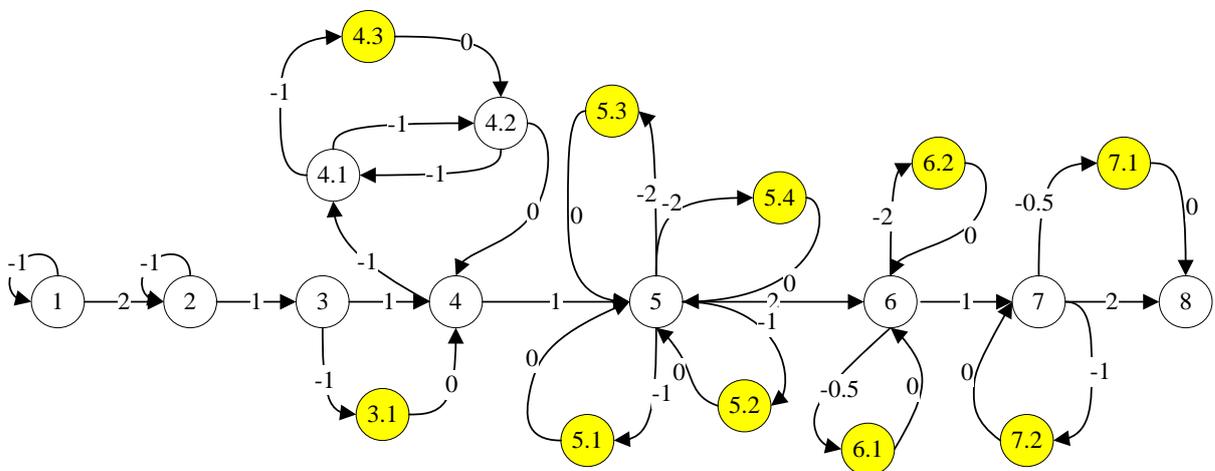
### E-learning алгоритм задачи

|  |  |  |                                    |  |
|--|--|--|------------------------------------|--|
| <b>1. Какова величина перетока в контролируемом сечении № 1 после отключения ТГ-1 на ГРЭС-1?</b> |  |  |                                    |  |
| =925 МВт (Б=2)   |  | ≠925 – неверно (Ш=1)   |                                    |  |
| <b>2. Какова величина перетока в контролируемом сечении № 2 после отключения ТГ-1 на ГРЭС-1?</b> |  |  |                                    |  |
| =2050 МВт (Б=1)  |  | ≠2050 – неверно (Ш=1)  |                                    |  |
| <b>3. Переток в каком сечении регулируем первым?</b>   |  |  |                                    |  |
| № 2<br>(Б=1)   |  | № 1 (Ш=1) →3.1   |                                    |  |
|  |  | 3.1. Регулирование перетока первоначально в сечении № 1 приведет к избыточному вводу резервной мощности при дальнейшем регулировании перетока в сечении № 2 →4 |                                    |  |
| <b>4. Какой станцией будем регулировать переток в сечении № 2?</b>                               |  |  |                                    |  |
| АЭС<br>(Б=1)   | ГРЭС-2 (Ш=1) →4.1  |  | ГЭС (Ш=1) →4.1                     |  |
|  | 4.1. На какую величину необходимо загрузить станцию?                       |  |                                    |  |
|  | ≠0 (Ш=1) →4.2  |  | =0 (Ш=1) →4.3                      |  |
|  | 4.2. Переток в сечении №2 превышает МДП.                                   |  | 4.3. Вы не загрузили станцию. →4.2 |  |
|  | Выбираем другую станцию. (Ш=0) →4  | Меняем загрузку станции. (Ш=1) →4.1  |                                    |  |
| <b>5. Как распределить нагрузку между блоками АЭС?</b>   |  |  |                                    |  |
| Рбл1=Рбл2=100<br>(Б=2)   | Рбл1=200,<br>Рбл2=0<br>(Ш=1) →5.1  | Рбл1=0,<br>Рбл2=200<br>(Ш=1) →5.1  | Рбл1=Рбл2=150<br>(Ш=2) →5.2        | Рбл1=0, Рбл2=100<br>(Ш=2) →5.3               |
|  | 5.1. Неравномерная нагрузка блоков приводит к снижению МДП в сечении 1. →5 |  | 5.2. Станция загружена излишне. →5 | 5.3. Переток в сечении № 2 превышает МДП. →5 |

|  |   |  |
|--|---|--|
| <b>6. Какой станцией будем регулировать переток в сечении № 1?</b> |   |  |
| ГРЭС-2<br>(Б=1)  | ГЭС (Ш=0,5)→6.1   | АЭС (Ш=2)→6.2  |
|  | <i>6.1. Резерв на ГЭС не достаточен для устранения превышения МДП. →6</i> | <i>6.2. Загрузка блоков АЭС приводит к снижению МДП в сечении № 1, что требует избыточного ввода резервных мощностей. →6</i> |
| <b>7. На какую величину необходимо загрузить ГРЭС-2?</b>           |   |  |
| 150 МВт<br>(Б=2)   | >150 МВт (Ш=0,5)→7.1  | < 150 МВт (Ш=1)→7.2  |
|  | 71. Станция загружена излишне →8  | 72. Переток в сечении № 1 превышает МДП. →7  |
| <b>8. Задача решена.</b>   |   |  |

Преобразуем сценарий ввода режима в допустимую область из табличной формы в форму графа по следующему правилу: вершинами графа являются тестовые задания, а ребра – возможные варианты ответов. Также каждому ребру графа поставим в соответствие некоторый вес – количество баллов (штрафов) за правильный (неправильный) ответ.

Полученный граф сценария решения задачи ввода режима в допустимую область представлен на рис. 2.



**Рис. 2. Граф сценария решения задачи по вводу режима в допустимую область**

Стоит отметить, что некоторые вершины графа можно классифицировать, как тестовые задания с одним ответом. Данный ответ заведомо является правильным, и предназначен для отображения некоторой вспомогательной информации.

В отличие от графа переключений, описанного в [2], режимный граф является взвешенным графом переходов, у которого вершины – состояния, а ребра – функции переходов.

Эталонным путем решения будет путь, включающий все ребра графа, имеющие положительный вес.

При переходе от события к событию, находящемуся на эталонном пути, набираются призовые баллы, при отклонении от эталонного пути назначаются штрафы. При этом если на каком-то этапе появляется альтернативный правильный путь, то эталонным является тот, при прохождении которого будут набраны большие баллы.

Задача методиста, разрабатывающего тест по проверке умений управления режимами электроэнергетических систем, заключается в построении графа сценария с указанием эталонного и альтернативных путей. Также методисту необходимо определить, какой максимально допустимый штраф может получить аттестуемый в процессе решения задачи.

В итоге оценка за решение задачи будет вычисляться по формуле:

$$\text{Оценка} = \sum \text{Б} - \sum \text{Ш}.$$

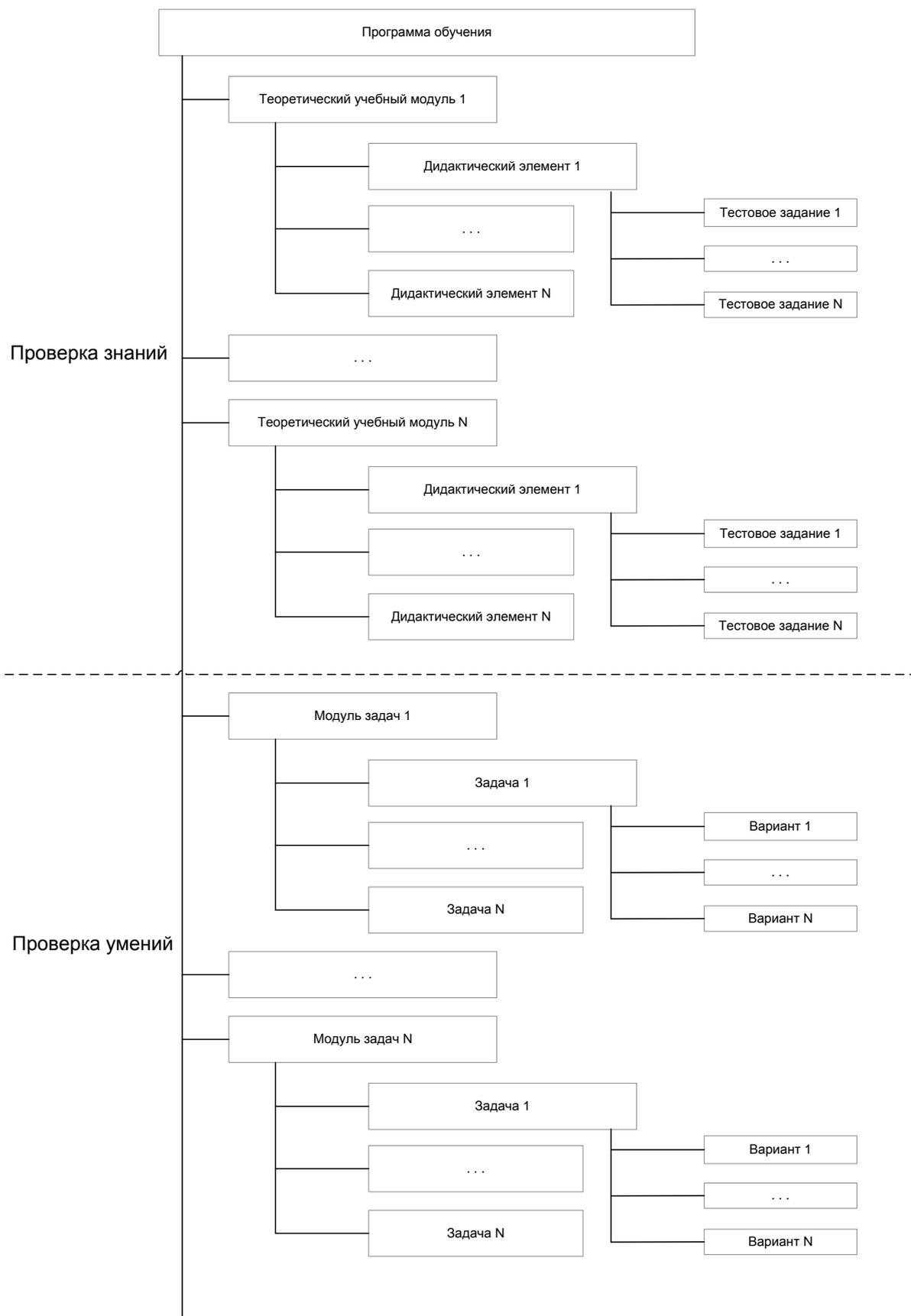
В настоящее время в ПК «Эксперт-Диспетчер» реализована подсистема обучения и проверки умения диспетчерского персонала решать практические задачи по различным аспектам управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Программа обучения состоит из теоретических учебных модулей и модулей, содержащих практические задачи, предназначенных для обучения по нормативно-техническим документам и проверки знаний диспетчерского персонала, а также обучения и проверки умения диспетчерского персонала решать практические задачи соответственно.

В статье [3] авторами подробно описаны принципы формирования программы обучения проверки знаний.

Каждый практический модуль содержит множество задач, содержащих общую формулировку, набор исходных данных и задание. Для любой задачи можно сформировать неограниченное количество вариантов для включения в программу тестирования. При этом можно определить, какие из вариантов будут доступны только при обучении, а какие только при аттестационном тестировании.

Структура программы обучения с учетом внедрения подсистемы обучения и проверки умения диспетчерского персонала решать практические задачи представлена на рис. 3.



**Рис. 3. Структура программы обучения**

При изучении программ допуск слушателя к практическим модулям осуществляется как в произвольной форме, так и по результатам изучения теории. Для этого методистом формируется таблица связи между теоретическими и практическими учебными модулями.

Таблица 2

**Связь между теоретическими и практическими модулями**

| Теоретические учебные модули | Модули задач | Рейтинг |
|------------------------------|--------------|---------|
| MT1                          | M35          | 0,7     |
| MT2                          |              | 0,5     |
| MT2                          | M33          | 0,8     |
| ...                          | ...          |         |

Записи в таблице означают, что доступ к модулю задач M35 возможен только при условии набора рейтинга 0,7 и 0,5 по теоретическим учебным модулям MT1 и MT2 соответственно.

При наличии открытых вариантов задачи слушатель может пройти проверку умений, как по всему практическому модулю, так и по отдельной задаче без ограничений по времени.

При проверке умений по задаче из базы данных будет случайным образом выбран один из разработанных к данной задаче открытых вариантов. Если в процессе решения количество штрафных очков превысит максимально допустимое значение, то вариант считается не решенным.

При проверке умений по практическому модулю будет сформирован тест, включающий в себя последовательность открытых вариантов из каждой задачи. Если количество штрафов превысит максимально допустимое значение, то вариант считается не решенным, и выполняется автоматический переход к следующему варианту.

Аттестационное тестирование в форме выполнения практикума заключается в решении ряда закрытых вариантов задачи, выбираемых в соответствии с заранее установленными условиями.

При итоговой оценке результатов тестирования учитывается общее количество набранных баллов и полученных штрафов по всем вариантам. На рисунке 4 представлена форма проведения аттестационного тестирования по проверки умения диспетчерского персонала решать практические задачи.

Тестирование

Задача №: 1 ОСТАЛОСЬ: 69:52

Максимальный штраф: 5; Текущий штраф: 1; Количество баллов: 0;

311. Каково следующее мероприятие по вводу режима в допустимую область? (Укажите 1 ответ)

Вывести из работы АРБЭЗ и перестроить АПНУ  
 Загрузить ГЭС  
 Вести ГВО

**Рис. 4. Форма проверки умения решать практические задачи в ПК «Эксперт-Диспетчер»**

В настоящее время база данных ПК «Эксперт-Диспетчер» содержит около 300 задач по различным аспектам управления электроэнергетическим режимом энергосистемы. Использование предложенного метода подготовки диспетчерского персонала позволило интенсифицировать процесс поддержания их квалификации и повысить надежность их работы при принятии диспетчерских решений.

#### Список цитируемой литературы

1. Будовский В.П., Иванченко А.Н., Шайда А.Ю. Использование электронного обучения при подготовке персонала Системного оператора // Электрические станции. – 2013. – № 10. – С. 2-6.
2. Будовский В.П., Иванченко А.Н., Шайда А.Ю. Задачи по переключениям в электроустановках в форме тестовых заданий // Электрические станции. – 2014. – № 9. – С. 35-40.
3. Будовский В.П., Иванченко А.Н., Шайда А.Ю. Корпоративная система управления обучением компаний энергетического сектора // Изв. вузов. Электромеханика. – 2012. – № 2. – С. 34-38.

© ЮРГПУ(НПИ), В.П. Будовский, 2016

## **РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТРОЙСТВА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ВОЛНОВЫМ МЕТОДОМ ДВУХСТОРОННИХ ИЗМЕРЕНИЙ НА ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 220 кВ**

*А.Н. Смирнов*

ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского», г. Москва

Приведены результаты опытно промышленной эксплуатации устройства волнового определения места повреждения. Проанализированы высокочастотные осциллограммы переходного процесса при коротком замыкании в воздушной линии электропередачи.

**Ключевые слова:** волновой метод двухсторонних измерений, определение места повреждения, опытно-промышленная эксплуатация.

## **RESULTS OF EXPERIMENTAL-INDUSTRIAL OPERATION OF TWO-ENDED TRAVELLING WAVE FAULT LOCATOR ON 220 kV OVERHEAD TRANSMISSION LINE**

*A.N. Smirnov*

JSC «Power institute of G.M. Krzhizhanovsky», Moscow

Results of experimental-industrial operation of travelling wave fault locator have been presented. High frequency oscillograms of short circuit transient process have been analyzed.

**Keywords:** two-ended travelling wave method, fault location, experimental-industrial operation.

Воздушные линии (ВЛ) электропередачи подвержены коротким замыканиям (КЗ) и обрывам проводов. Важным фактором для быстрого устранения последствий повреждений является точное дистанционное определение места повреждения (ОМП), позволяющее уменьшить зону обхода ВЛ оперативно-ремонтным персоналом электрических сетей. Точность ОМП особенно важна, если на элементах ВЛ отсутствуют видимые следы пробоя, не позволяющие достоверно определить место повреждения при осмотре ВЛ, а также – при успешных автоматических повторных включениях (АПВ) ВЛ, поскольку после устранения повреждения возможно ослабление уровня изоляции ВЛ, ведущее к повторным КЗ.

Наибольшее распространение в России и мире получила группа методов и устройств ОМП, осуществляющая измерение параметров аварийного режима (ПАР) на промышленной частоте. Однако погрешность данных методов и устройств составляет не менее 1-2 % от длины ВЛ. Начиная с конца XX века интенсивно развиваются методы и разрабатываются устройства ОМП, основанные на контроле волновых переходных процессов в ВЛ.

В настоящей статье приводятся результаты опытно-промышленной эксплуатации устройства волнового ОМП ЭНИС, разработанного ОАО «ЭНИН» по заказу ОАО «ФСК ЕЭС». Устройство реализует волновой метод двухсторонних измерений [1], который основан на определении времени между моментами достижения концов ВЛ фронтами электромагнитных волн, возникающих непосредственно в месте повреждения. Устройство состоит из двух полукомплектов, связь между которыми осуществляется через сеть передачи данных. Синхронизация измерений двух полукомплектов производится с помощью спутниковой радионавигационной системы GPS.

Опытно-промышленная эксплуатация устройства ОМП ЭНИС проводится начиная с июля 2015 года на ВЛ 220 кВ МЭС Центра Парская – Сасово.

3 сентября 2015 года в 0:40 на ВЛ 220 кВ Парская – Сасово произошло КЗ фазы В. При этом произошло отключение выключателей ВЛ 220 кВ Парская – Сасово по основной защите (ДФЗ-504). Автоматика ВЛ 220 кВ Парская – Сасово провела успешное АПВ.

На ПС Парская и ПС Сасово находятся в эксплуатации приборы, осуществляющие односторонний замер ПАР для ОМП. Прибор ОМП по ПАР, установленный на ПС Парская, показал расстояние до КЗ – 41 км, прибор ОМП по ПАР, установленный на ПС Сасово – 24 км. Длина ВЛ 220 кВ Парская – Сасово по расчетам персонала службы РЗ Приокского ПМЭС составляет 73,6 км. Сумма расстояний от ПС Парская до места КЗ и от ПС Сасово до места КЗ должна быть равна длине ВЛ 220 кВ Парская – Сасово. Однако сумма расстояний зафиксированных приборами ОМП по ПАР составляет  $41 \text{ км} + 24 \text{ км} = 65 \text{ км}$ .

Персонал службы РЗ Приокского ПМЭС согласно типовой инструкции по организации работ для определения мест повреждений воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше [2] рассчитал расстояние до места КЗ по осциллограммам аварийного процесса с помощью специального программного обеспечения методами по ПАР. Расстояние до места КЗ согласно расчетам службы РЗ Приокского ПМЭС составило 46,7 км от ПС Парская.

По данным осциллограмм и журналу событий в ОМП ЭНИС расстояние до места повреждения составило 44,85 км от ПС Парская. Данная информация была передана службе РЗ Приокского ПМЭС.

В процессе получения информации от ОМП ЭНИС выявлен недостаток программного обеспечения, не позволивший отработать устройству в полностью автоматическом режиме. Обнаружено, что синхронизация измерений в устройствах, установленных на ПС Парская и ПС Сасово, отличается

друг от друга ровно на 1 секунду. Устройство ОМП ЭНИС при работе использует время спутниковой радионавигационной системы GPS для пересчета в всемирное координированное время UTC. Рассинхронизация вызвана коррекцией секунды синхронизации UTC (добавление високосной секунды), проведенной 30 июня 2015 года Международной службой вращения Земли, и не учетом данного факта в программном обеспечении устройства.

Утром 3 сентября 2015 года линейная бригада выехала на осмотр зоны повреждения. В точке 46,7 км от ПС Парская (расчет службы РЗ Приокского ПМЭС) следов повреждения ВЛ не обнаружено. В точке 44,9 км – 45,0 км от ПС Парская обнаружены предположительно следы повреждения. Достоверно определить факт повреждения невозможно, так как разрушенных изоляторов обнаружено не было. Расстояние до вероятного места повреждения (44,9 км – 45 км от ПС Парская) наиболее близко к расстоянию, рассчитанному устройством ОМП ЭНИС (44,85 км от ПС Парская).

Основная критика при практическом применении волновых методов для ОМП направлена на частотные характеристики измерительных трансформаторов напряжения (ТН) и трансформаторов тока (ТТ), установленных на ПС. Измерительные ТН и ТТ спроектированы для измерения сигналов промышленной частоты и не предназначены для измерения высокочастотных (выше 1 кГц) волновых переходных процессов.

Осциллограммы КЗ на ВЛ 220 кВ Парская – Сасово, зафиксированные устройством ЭНИС, позволяют оценить частотные характеристики измерительных ТН и ТТ, установленных на ПС Парская и ПС Сасово.

На рис. 1 и 2 представлены фрагменты осциллограмм переходных процессов, зафиксированных на ПС Парская и ПС Сасово. Частота дискретизации представленных осциллограмм составляет 1 МГц. На осциллограммах легко различимы фронты напряжения волны и тока волны в поврежденной фазе. Фронты напряжения волны и тока волны с меньшими амплитудами присутствуют в неповрежденных фазах, вследствие наличия индуктивности и емкости между проводами относительно земли.

На рис. 3 представлен увеличенный фрагмент фронта волны на ПС Парская. Время нарастания напряжения волны в поврежденной фазе составляет 25 мкс, время нарастания тока волны в поврежденной фазе составляет 5 мкс. Стоит отметить, что оценка произведена для сигналов в фазных координатах, и, как правило, устройства волновых ОМП, в том числе и устройство ЭНИС, осуществляют преобразование фазных координат в модальные

(междуфазные волновые каналы). Данное преобразование позволяет уменьшить степень влияния земли при измерении времени достижения фронтом волны места установки устройства [1].

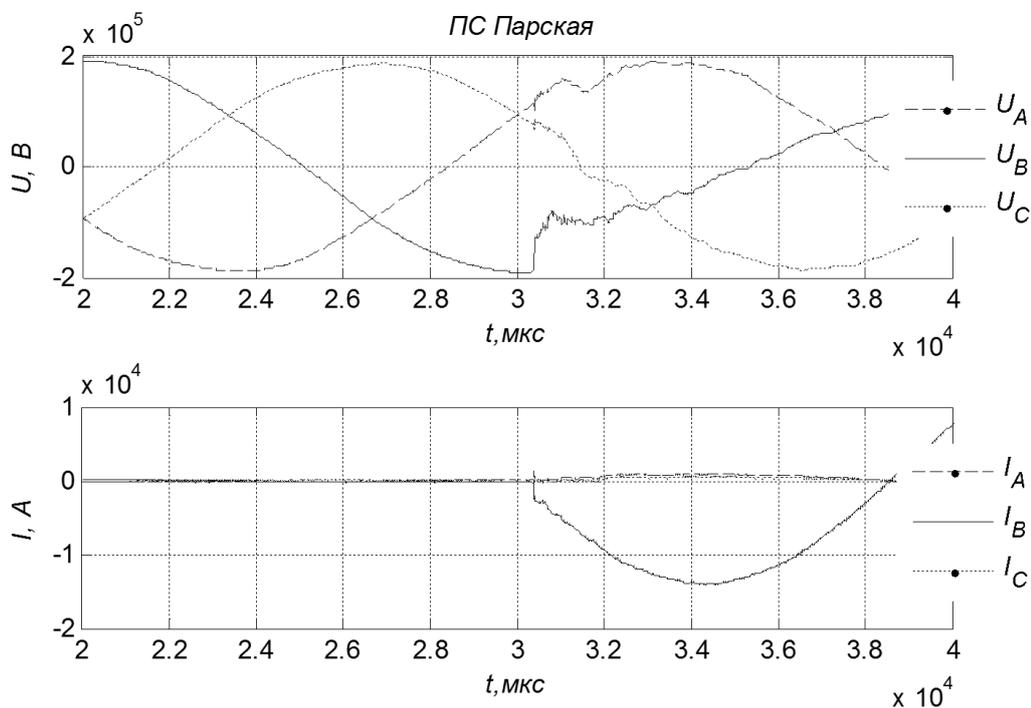


Рис. 1. Осциллограмма КЗ на ВЛ 220 кВ Парская – Сасово со стороны ПС Парская

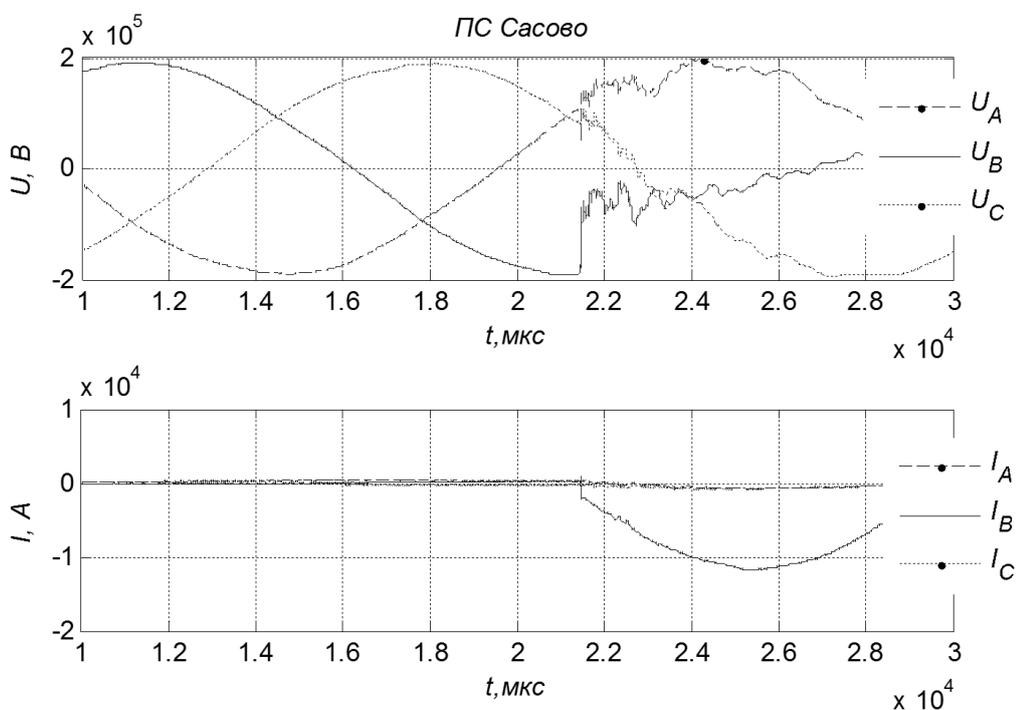
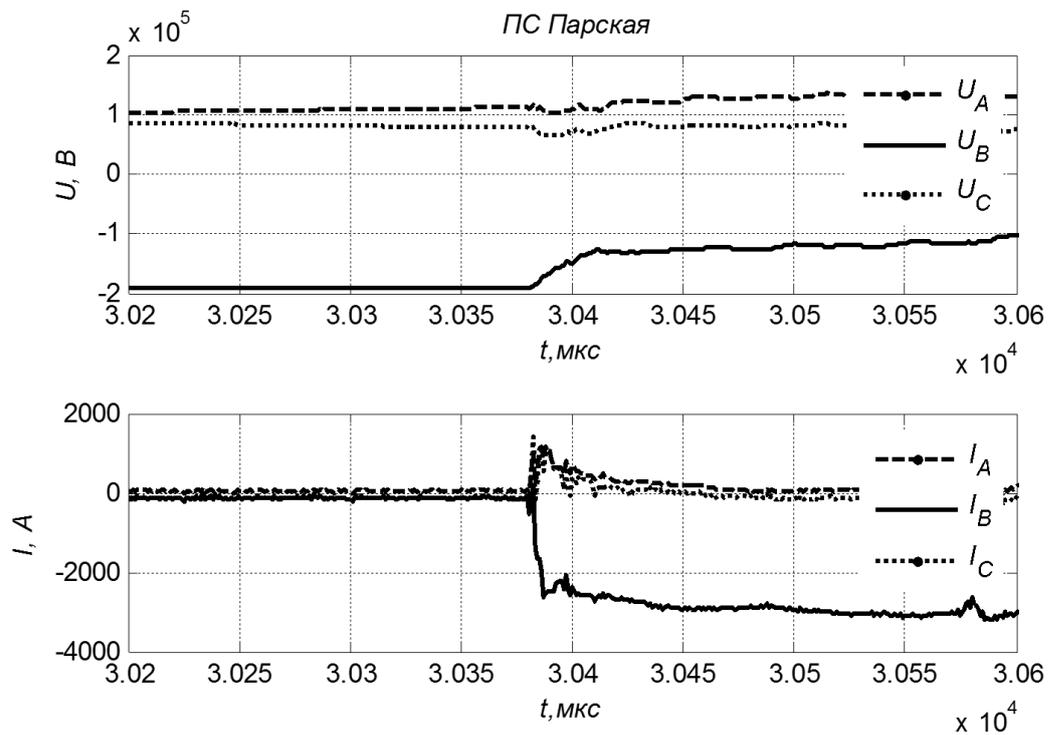
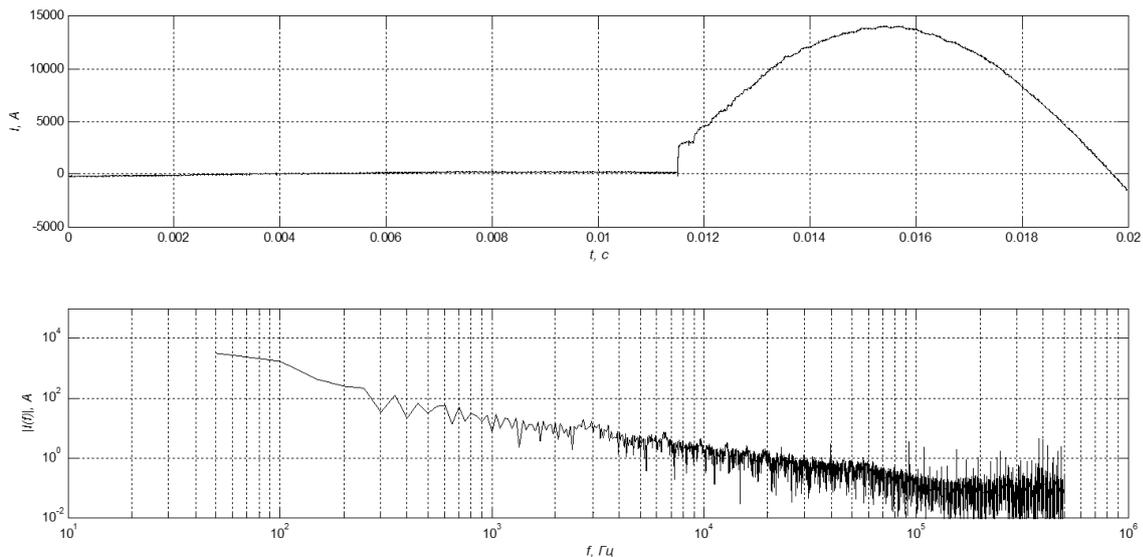


Рис. 2. Осциллограмма КЗ на ВЛ 220 кВ Парская – Сасово со стороны ПС Сасово



**Рис. 3. Фрагмент осциллограммы КЗ 3.09.15 на ВЛ 220 кВ Парская – Сасово со стороны ПС Парская**

Гармонический анализ сигналов напряжений и токов (рис. 4) в поврежденной фазе показал, что в сигналах напряжения содержатся составляющие до 40 кГц, а в сигналах тока – до 200 кГц. Результаты данного анализа согласуются с результатами полученными другими авторами [3] при исследовании частотных характеристики измерительных ТН и ТТ для волновых ОМП.



**Рис. 4. Ток фазы В при КЗ во временной и частотной областях**

Первые результаты опытно-промышленной эксплуатации и результаты оценки частотных характеристик измерительных ТН и ТТ показывают эффективность применения волновых методов ОМП в общем, так и конкретной реализации волнового метода двухсторонних измерений в устройстве ЭНИС.

#### **Список цитируемой литературы**

1. Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях / Г.М. Шалыт. – М.: Энергоиздат, 1982. – 312 с.
2. СТО 56947007-29.240.55.159-2013 Типовая инструкция по организации работ для определения мест повреждений воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше ОАО «ФСК ЕЭС», 2013.
3. Elhaffar M. Power Transmission Line Fault Location Based on Current Travelling Waves, Doctoral Dissertation, Helsinki University of Technology, Helsinki, 2008.

© А.Н. Смирнов, 2016

## **ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВОГО СПАДА ТОКА ПЛАВКИ ГОЛОЛЁДА НА ВЛ ПРИ РАЗЛИЧНОЙ ДЛИНЕ ГОЛОЛЁДНОЙ МУФТЫ**

*А.С. Засыпкин (мл.), А.Д. Тетерин*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Разработана физическая модель теплового спада тока при плавке гололёда в повторно-кратковременном режиме на проводах воздушной линии электропередачи при различной относительной длине гололёдного участка. Экспериментально обоснован критерий окончания плавки гололёда.

**Ключевые слова:** плавка гололёда, гололёдная муфта, тепловой спад тока.

## **PHYSICAL MODELING OF THERMAL RECESSION OF ICE MELTING CURRENT ON THE OVERHEAD LINES WITH VARIOUS LENGTH OF THE ICE COUPLING**

*A.S. Zasytkin (jr.), A.D. Teterin*

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novochoerkassk

Physical model of thermal recession of ice melting current in the intermittent duty on the overhead lines with various length of the ice coupling was developed. The measure of the end of ice melting was proved by experiment.

**Keywords:** ice melting, ice coupling, thermal recession of current.

При плавке гололёда на проводах ВЛ в повторно-кратковременном режиме постоянным или переменным током происходит нагрев провода во время импульса тока на участке без гололёда [1]. При этом активное сопротивление участка без гололёда увеличивается пропорционально температуре провода. На участке ВЛ, покрытом гололёдом, до его расплавления температура провода практически не меняется и активное сопротивление остаётся постоянным. Поэтому тепловой спад тока во время импульса тока тем больше, чем меньше длина гололёдной муфты. При полном удалении гололёда с проводов ВЛ тепловой спад тока максимален.

Эти соображения легли в основу контроля окончания плавки гололёда, на который получен патент [2].

В докладе приводятся результаты исследования предложенного способа с помощью физической модели. Схема физической модели приведена на рис. 1.

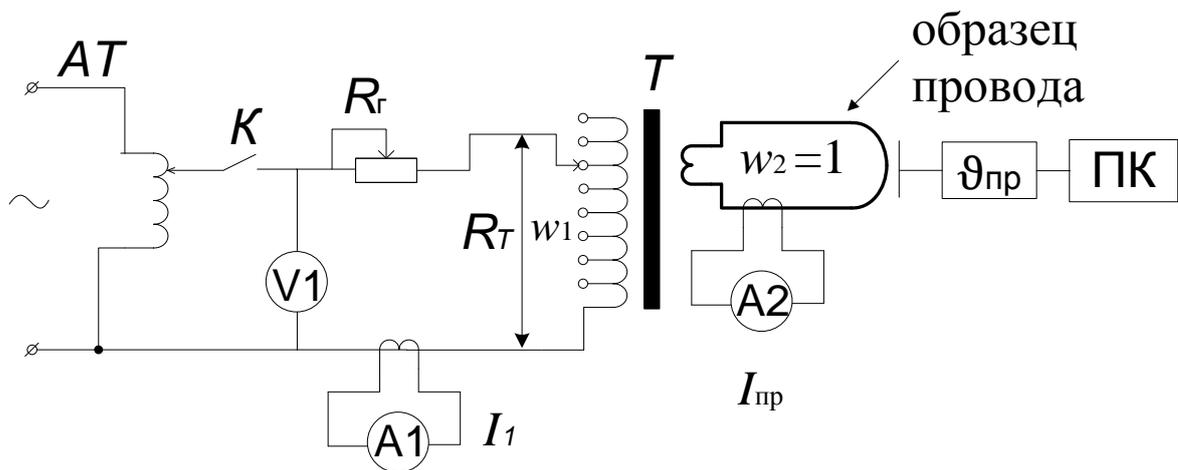


Рис. 1. Схема физической модели

Основным элементом установки является нагрузочный трансформатор  $T$  с дискретно изменяемым числом витков первичной обмотки  $w_1 = 131, 113, 94, 60, 40, 30$  и со вторичной обмоткой  $w_2 = 1$  из сталеалюминиевого провода марки АС-35/6.

Ток в проводе  $I_{\text{пр}}$ , измеряемый регистрирующим амперметром А2, превышает в  $w_1/w_2$  раз ток в первичной цепи  $I_1$ , измеряемый регистрирующим амперметром А1, поэтому провод нагревается. Его температура  $\vartheta_{\text{пр}}$  измеряется регистрирующим прибором. Обмотка  $w_1$  практически не нагревается.

Активное сопротивление установки со стороны первичной обмотки трансформатора  $R_T$  можно представить в виде:

$$R_T = R_{\text{ог}} + R_{w_1} = R_{\text{пр}} \left( w_1/w_2 \right)^2 + R_{w_1},$$

где  $R_{\text{пр}} \left( w_1/w_2 \right)^2$  – сопротивление, изменяющееся пропорционально температуре провода  $\vartheta_{\text{пр}}$ , приведённое к первичной цепи. Это сопротивление имитирует участок ВЛ без гололёда и обозначается  $R_{\text{ог}}$ ;  $R_{w_1}$  – электрическое сопротивление обмотки  $w_1$ , практически не изменяющееся во время импульса тока.

Поскольку  $R_{w_1} \ll R_{\text{пр}} \left( w_1/w_2 \right)^2$  на всех ответвлениях, то можно считать  $R_T = R_{\text{ог}}$ . Сопротивление регулируемого термостабильного резистора  $R_r$ , не изменяется во время импульса тока, поэтому оно имитирует участок ВЛ, покрытый гололёдом.

Относительная длина гололёдной муфты

$$l_{г.м*} = \frac{l_{г.м}}{l_{ВЛ}} = \frac{R_{г}}{R_{г} + R_{ог(0)}}, \quad (1)$$

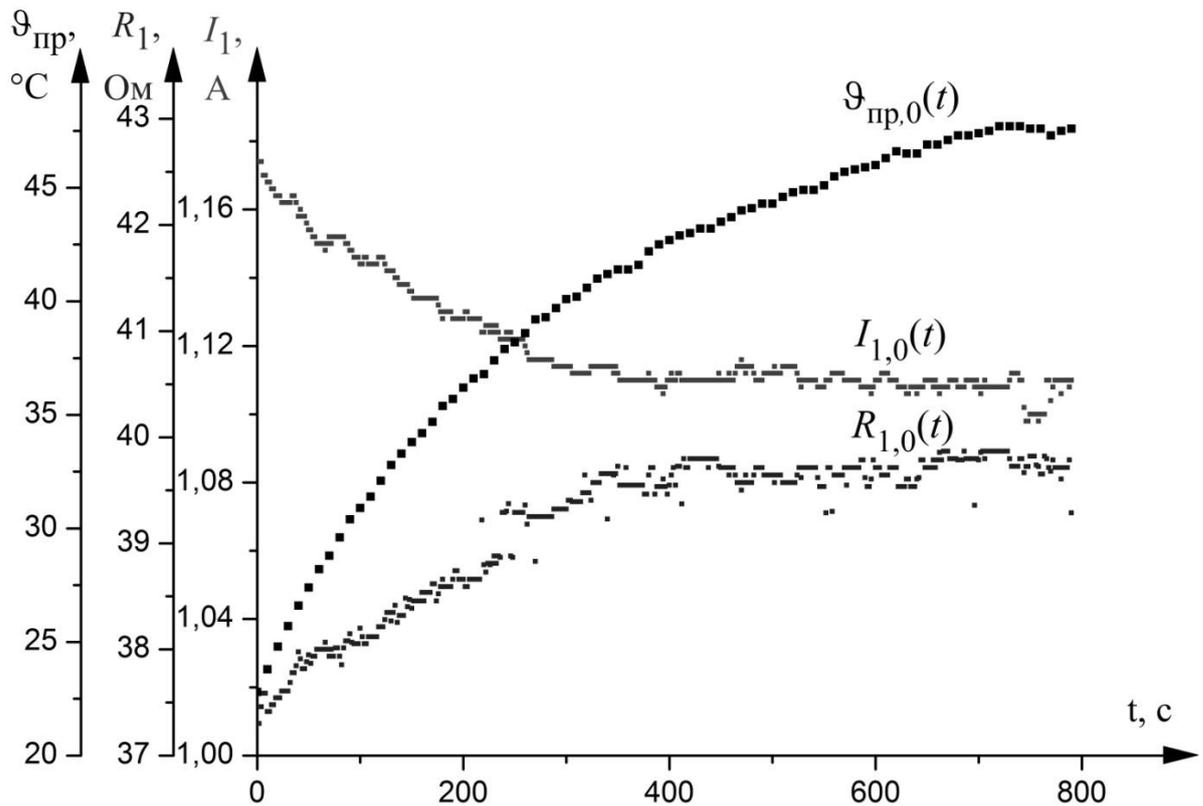
где  $R_{ог(0)} = R_{г}$  при начальной температуре провода, равной температуре окружающей среды.

Имитация режима пробной плавки без гололёда (или после удаления гололёда) осуществляется при  $R_{г} = 0$  и  $w_1 = w_{1max}$ . С помощью автотрансформатора  $AT$  устанавливается напряжение  $U_1$ , измеряемое регистрирующим вольтметром  $V1$ , таким, чтобы температура провода  $\vartheta_{пр}$  в установившемся режиме не превышала максимально допустимое значение  $\vartheta_{пр} = 90^{\circ}C$ .

После отключения установки ключом  $K$  и охлаждения провода осуществляется повторное включение установки и регистрация во времени значений  $\vartheta_{пр}(t)$ ,  $I_1(t)$ ,  $U_1(t)$ ,  $\cos \varphi_1(t)$ . Активное сопротивление первичной цепи рассчитывается по формуле  $R_1(t) = \frac{U_1(t)}{I_1(t)} \cdot \cos \varphi$ .

В качестве прибора, регистрирующего ток и напряжение, а также фазу между ними в первичной цепи ( $A1$  и  $V1$  на рис. 1 соответственно) использовался вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ-А(М) с функцией регистрации измерительной информации с интервалом дискретизации записываемых данных 2 с. Токоизмерительный орган данного прибора представляет собой ручные амперметрические клещи ИПТ-300 с диапазоном измерения от 10 до 300 А. Поскольку измеряемые значения тока  $I_1$  не превышали 10 А, то путём увеличения числа ампервитков первичной обмотки, проходящих через окно магнитопровода токоизмерительных клещей ИПТ-300, обеспечивалась достаточная чувствительность. Число витков для каждого ответвления трансформатора выбиралось так, чтобы значение ампервитков не превышало 300 А (предел используемого токоизмерительного органа). Для измерения тока в проводе  $I_{пр(0)}$  в начале каждого опыта применялись токоизмерительные клещи СМР-600. Измерение температуры образца провода осуществлялось с помощью терморегистратора TESTO 175-Т3 с интервалом дискретизации записываемых данных 10 с. Все регистрируемые данные фиксировались в памяти персонального компьютера ПК.

Пример полученных зависимостей  $I_{1,0}(t)$ ,  $\vartheta_{пр,0}(t)$ ,  $R_{1,0}(t)$  показан на рис. 2. Нижний индекс «0» определяет режим с  $l_{г.м*} = 0$ .



**Рис. 2. Графики зависимостей**  
 $I_{1,0}(t)$ ,  $\vartheta_{\text{пр},0}(t)$ ,  $R_{1,0}(t)$  при  $l_{\text{Г.М}^*} = 0$  ( $w_1 = 131$ )

Имитация режима при минимальной длине гололёдной муфты  $l_{\text{Г.М}^*} = 0,257$  ( $w_1 = 113$ ) осуществляется в следующем порядке: первичная обмотка  $w_1$  переключается с  $w_{1\text{max}}$  на следующее ответвление с меньшим числом витков; измеряется значение  $R_{\text{Г},1}(0) = R_{\text{ог},1}(0)$  при ненагретом проводе; устанавливается

$$R_{\text{Г}1} = R_1(0) - R_{\text{T}(1)}(0), \quad (2)$$

где сопротивление  $R_1(0)$  такое же, как в предыдущем опыте (без гололёда), что обеспечивает идентичность моделируемой ВЛ; автотрансформатором  $AT$  устанавливается ток ненагретого провода  $I_{\text{пр}}(0)$  таким же, как и в предыдущем опыте. При этом относительная длина гололёдной муфты определяется по (1). Снятые зависимости показаны на рис. 3 кривыми, соответствующими  $l_{\text{Г.М}^*} = 0,257$  ( $w_1 = 113$ ).

Аналогично повторяются опыты при других ответвлениях  $w_1$  трансформатора  $T$ . При этом соблюдаются критерии идентичности модели:

$$R_1(0) = idem; I_{\text{пр}}(0) = idem.$$

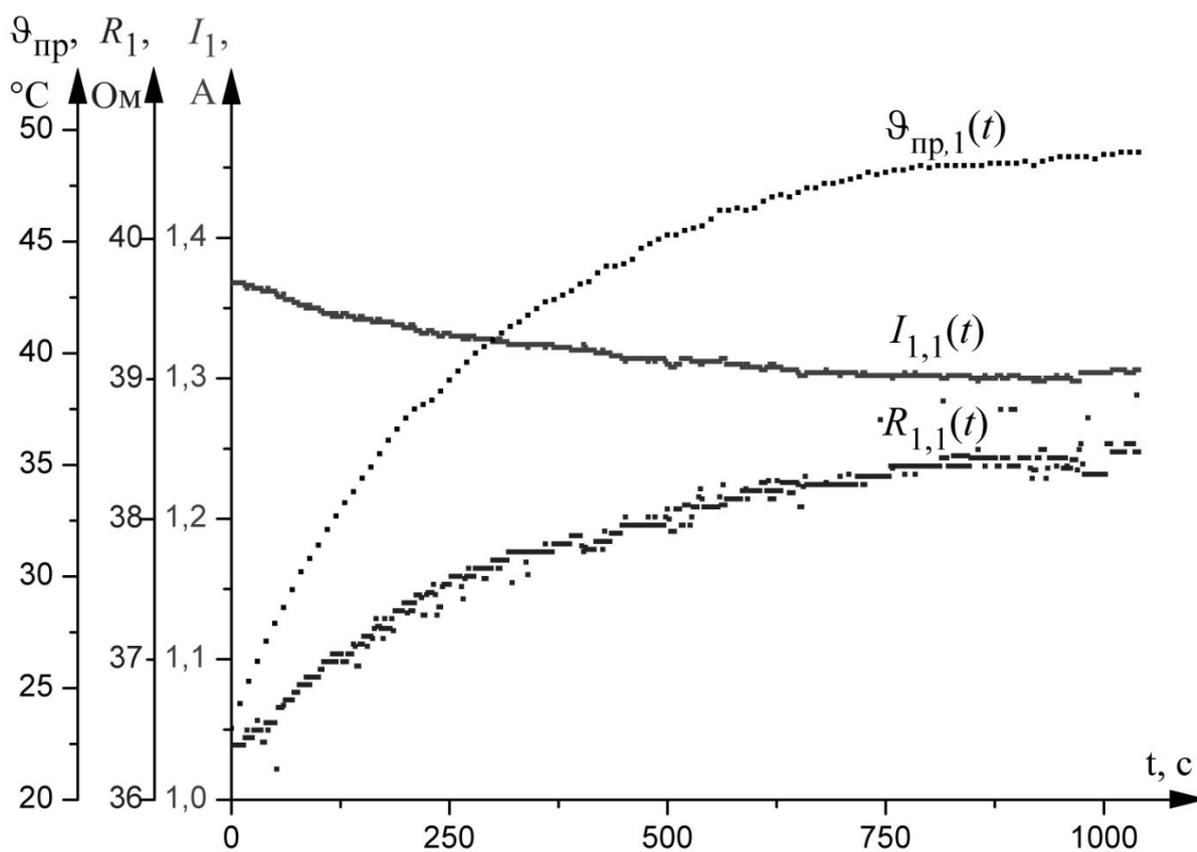


Рис. 3. Графики зависимостей  $I_{1,1}(t)$ ,  $\vartheta_{пр,1}(t)$ ,  $R_{1,1}(t)$  при  $l_{Г.М*} = 0,257$  ( $w_1 = 113$ )

Моделируемые значения относительной длины гололёдной муфты представлены в табл. 1.

Таблица 1

**Числа витков первичной обмотки  $w_1$  трансформатора  $T$  и относительные длины гололёдной муфты  $l_{Г.М*}$**

|            |     |       |       |       |       |       |
|------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|
| $n$        | 0   | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     |
| $w_{1,n}$  | 131 | 113   | 94    | 60    | 30    | 20    |
| $l_{Г.М*}$ | 0   | 0,257 | 0,494 | 0,738 | 0,915 | 0,953 |

Полученные экспериментальные значения  $\vartheta_{пр}(t)$ ,  $I_1(t)$  аппроксимировались с помощью программы OriginPro 8.5.1 функцией вида  $f = f_0 + Ae^{-x/t}$ . Напряжение в лабораторной сети в ходе эксперимента незначительно изменялось (в пределах 1 В), поэтому при расчёте сопротивления использовалось его среднее арифметическое значение. По полученным величинам определялась зависимость сопротивления от времени  $R(t)$ . Вычислялись значения гладких функций  $R(t)$  и  $\vartheta_{пр}(t)$  в моменты времени 0, 100,

200

и 300 с. Для каждого значения  $l_{Г.М.*}$ , определяемого числом витков  $w_1$ , по полученным зависимостям вычислялся обобщённый параметр процесса

$$y = \frac{R_k - R_n}{\vartheta_k - \vartheta_n}; \quad R_{н,к} = \left( \frac{U_1}{I_1} \cdot \cos_1 \varphi \right)_{н,к}, \quad (3)$$

где  $R_n$ ,  $R_k$  – начальные и конечные (через 100, 200, 300 с) значения активного сопротивления первичной цепи модели,  $\vartheta_n$ ,  $\vartheta_k$  – начальные и конечные значения температуры провода.

Результатом вычислений являются зависимости  $y(l_{Г.М.*})$ , представленные на рис. 4.

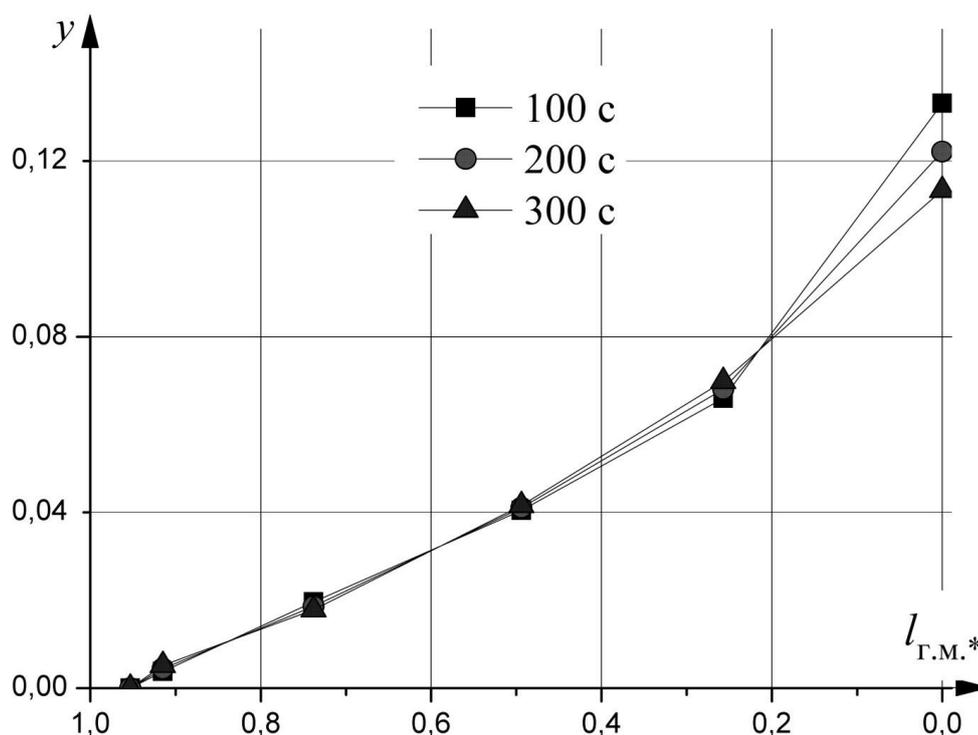


Рис. 4. Зависимость  $y(l_{Г.М.*})$

Полученные зависимости имеют монотонный характер, близкий к линейному, и незначительный разброс, что экспериментально подтверждает критерий окончания плавки гололёда – достижение обобщённым параметром  $y$  максимального значения, соответствующего отсутствию гололёдообразования ( $l_{Г.М.*} = 0$ ).

### Выводы

1. Разработанная физическая модель адекватно отражает процессы нагрева провода и теплового спада тока повторно-кратковременного режима в воздушной линии при различной относительной длине гололёдного участка.

2. Экспериментально обоснован критерий окончания плавки гололёда, когда относительная длина гололёдной муфты становится равной нулю, используемые значения тока плавки, напряжения источника питания и температуры провода в начале и конце каждого импульса.

3. Следует продолжить исследования для оценки влияния изменений внешних факторов (температуры воздуха, скорости ветра), марки провода, параметров плавки гололёда (тока плавки, длительности импульсов), погрешностей измерения и др. на алгоритм фиксации момента окончания плавки гололёда с целью использования алгоритма в программе системы управления дискретно управляемой выпрямительной установкой плавки гололёда ДУ ВУПГ.

#### **Список цитируемой литературы**

1. Засыпкин А.С., Засыпкин А.С (мл.). Нагрев проводов ВЛ электрическим током при плавке гололёда в повторно-кратковременном режиме // Изв. вузов. Электромеханика. – 2014. – № 4. – С. 75-83.
2. Пат. 2569318 Российская Федерация, МПК H02G7/16. Способ плавки гололёда на проводах воздушной линии электропередачи / А.С. Засыпкин, А.С. Засыпкин (мл.), А.Д. Тетерин, А.Н. Щуров; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО ЮРГПУ (НПИ) имени М. И. Платова. – № 2014133594/07; заявл. 14.08.2014; опубл. 20.11.2015, Бюл. № 32. – 10 с.

© ЮРГПУ(НПИ), 2016

## АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОИСКА ПОВРЕЖДЕННОГО КАБЕЛЯ ПРИ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ

*В.А. Шелест*

Донской государственной технической университет, г. Ростов-на-Дону

Природные явления и человеческий фактор зачастую становятся причинами возникновения замыканий на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью. Многие применяемые защиты от замыканий на землю не обладают гарантированной селективностью. Для автоматизации поиска поврежденной линии после неселективного действия защиты предлагается использовать автоматическое повторное включение с временным согласованием для всех присоединений распределительных пунктов.

**Ключевые слова:** Электрические сети, замыкания на землю, защиты от замыканий, селективность, изолированная нейтраль, поиск, повторное включение, распределительные пункты.

## SEARCH AUTOMATION DAMAGED CABLE TO EARTH FAULTS

*V.A. Shelest*

Don State Technical University, Rostov-on-Don

Natural phenomena and human factors are often the causes of earth faults in networks with isolated neutral. Many used protection against ground faults do not have a guaranteed selectivity. To automate the search of the damaged line after the nonselective action of protection is offered to use automatic reclosing with a temporary agreement for all the connections of distribution points.

**Keywords:** electrical networks, earth-fault, fault protection, selectivity, insulated neutral, search, re-enabling, distribution centers.

Применяемые защиты от замыканий на землю не всегда работают селективно. Это обусловлено сложностью переходных процессов при замыканиях на землю. Токи и напряжения содержат целый спектр гармонических составляющих, особенно при перемежающейся электрической дуге в месте повреждения [1]. На практике из-за ложных срабатываний направленные защиты от замыканий на землю переводятся в режим работы с выдачей сигнала. После получения сигнала о замыкании дежурный персонал путем отключений и включений выключателей присоединений находит поврежденный кабель. Из-за удаленного расположения распределительных пунктов эта работа может выполняться более часа. И все это время кабели и оборудование поврежденной сети находятся под линейным напряжением. Это сокращает ресурс работы оборудования и кабелей, а иногда приводит к их повреждению, обусловленного пробоем электрической изоляции. В этой связи представляется нецелесообразным перевод работы таких защит на сигнал.

Для решения этой проблемы уместно вспомнить о примерах совместной работы релейной защиты и противоаварийной автоматики, позволяющей существенно улучшить работу электрической сети. Классическим

примером является совместная работа релейной защиты и автоматического повторного включения (АПВ) линий электропередач, дающая положительный эффект при неустойчивых коротких замыканиях [2].

В соответствии с изложенным лучшим решением было бы сохранение работы защиты нулевой последовательности на отключение выключателей и применение автоматизации поиска поврежденного кабеля. Для автоматизации поиска поврежденной линии предлагается использовать автоматическое повторное включение (АПВ) с временным согласованием для всех присоединений распределительных пунктов. Такое АПВ используется только при неселективной работе защиты нулевой последовательности и значительно уменьшит время, в течении которого к фазам прикладывается линейное напряжение относительно земли.

Разработаны два варианта АПВ при наличии терминалов на всех присоединениях. При этом внутренних изменений в терминалах не требуется. Первый вариант используется при наличии подключения напряжения  $3U_0$  ко всем терминалам (рис. 1).

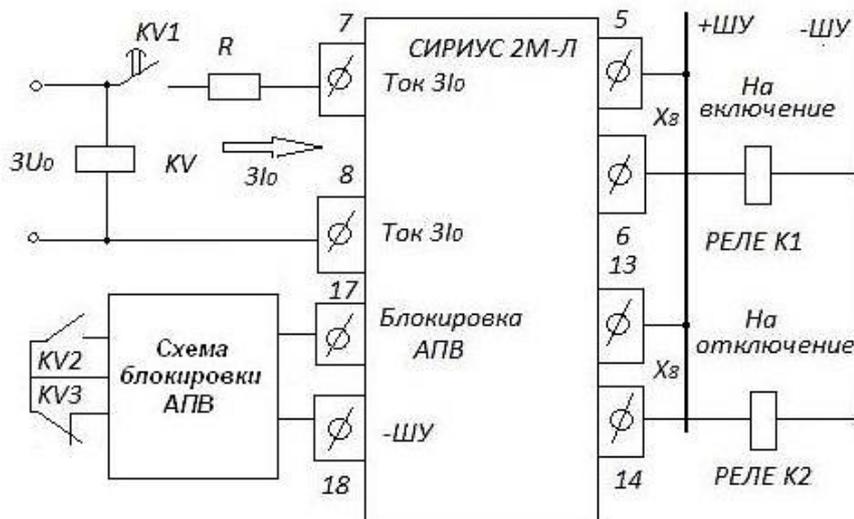


Рис. 1. Схема АПВ с блокировкой на базе Сириус 2М-Л (вариант 1)

Терминал Сириус 2М-Л дополнен реле напряжения нулевой последовательности с выдержкой времени и схемой блокировки АПВ. При появлении в сети напряжения нулевой последовательности  $3U_0$  реле напряжения KV срабатывает и через время, достаточной для селективной работы защиты нулевой последовательности, контактом KV1 замыкает цепь для формирования тока  $3I_0$ . Пусковой токовый орган защиты нулевой последовательности запускает свое реле времени. Контакты KV2 и KV3 управляют схемой блокировки АПВ. После заданной выдержки времени терминал отключает выключатель присоединения и запускает АПВ. Если напряжение  $3U_0$  исчезло, то схема блокировки запрещает работу АПВ, сохраняя присоединение в отключенном состоянии. Если же напряжение  $3U_0$  не исчезло,

то через некоторое время срабатывает АПВ и включают выключатель присоединения.

Предлагается вариант АПВ, когда к терминалам не подведено напряжение  $3U_0$ , т.е. отсутствует разводка по ячейкам присоединений цепей от обмотки с разомкнутым треугольником измерительного трансформатора напряжения. Для измерительного трансформатора вместо такой разводки безопасней сформировать ток  $3I_0$  через сопротивление  $R$  и последовательно соединенные выводы А и В всех терминалов (рис. 2). На рис. 2 не показаны блокировки АПВ, управляемые от датчиков тока ДТ.

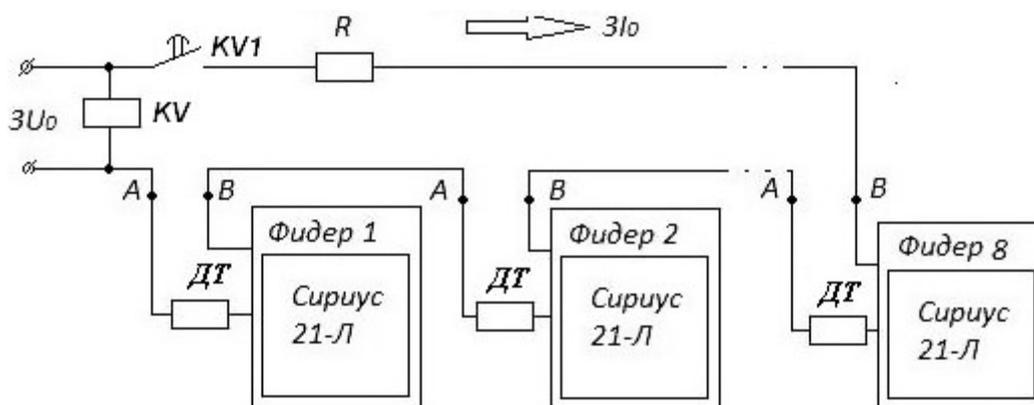


Рис. 2. Формирование тока  $3I_0$  (вариант 2)

Для распределительных пунктов без терминалов разработано АПВ с контроллером. Программа контроллера фиксирует появление напряжения  $3U_0$  и после выдержки времени, достаточной для селективной работы защиты нулевой последовательности, начинает поочередное отключение и включение выключателей присоединений с проверкой наличия напряжения  $3U_0$ . Применяется матричная схема подключения для уменьшения количества проводов между контроллером и исполнительными реле.

Предлагаемые схемы сохраняют полноценную работу защиты нулевой последовательности, уменьшают время существования перенапряжения в сети и создают дополнительную функцию для терминалов. Вне рамок этой статьи остались вопросы распределения приоритетов отключения между присоединениями и вопросы согласования с производителями терминалов.

#### Список цитируемой литературы

1. Вайнштейн Р.А., Пашковский С.Н., Понамарев Е.А., Шестакова В.В., Юдин С.М. Условие функционирования защиты от замыканий на землю в сетях с компенсацией емкостного тока при дуговых перемежающихся замыканиях // *Электричество*. – 2009. – № 12. – С. 26-32.
2. Засыпкин А.С. Автоматизация энергетических систем. Часть 2. Общая противоаварийная автоматика // Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ). – 2008. – с. 133.

---

# ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

---

УДК 541.183

## ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ СОРБЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ НА ПОВЕРХНОСТИ ОБРАТНООСМОТИЧЕСКИХ МЕМБРАН

*Е.В. Веселовская, А.Г. Шишло*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Особенности протекания сорбционных процессов на поверхности обратноосмотических мембран особенно важны при прогнозировании возможных сбоев в работе обессоливающих установок теплоэнергетических предприятий, в том числе при наличии в исходной воде значительных концентраций высокомолекулярных органических соединений природного происхождения. Исследование динамики сорбции примесей поверхностью мембран осуществлялось в лабораторных условиях с помощью специально сконструированной двухкамерной ячейки в широком диапазоне концентраций модельных растворов различных классов органических соединений.

**Ключевые слова:** Обессоливающие установки, сорбция, обратноосмотические мембраны.

## STUDY OF THE DYNAMICS OF SORPTION PROCESSES ON THE SURFACE OF A REVERSE OSMOSIS MEMBRANE

*E.V. Veselovskaya, A.G. Shishlo*

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

Features flow sorption processes on the surface of the reverse osmosis membranes are particularly important in predicting possible failures in the desalting plants of thermal power enterprises, including in the presence of significant concentrations of source water of high molecular organic compounds of natural origin. Study of sorption dynamics impurities membrane surface was carried out in laboratory conditions using a specially designed two-chamber cells concentration in a wide range of model solutions of various classes of organic compounds.

**Keywords:** Desalters, adsorption, reverse osmosis membranes.

В последнее десятилетие на водоподготовительных установках теплоэнергетических предприятий на стадии обессоливания все больше используются технологии обратного осмоса [1]. Эффективность фильтрации и продолжительность работы обратноосмотических мембран сильно зависят от характеристик исходной воды, поэтому исследованиям динамики изменения проницаемости мембран должно уделяться особое внимание.

На работу обратноосмотического модуля оказывает влияние огромное количество факторов, в том числе химическая природа и концентрация растворенных примесей, присутствующих в воде, поступающей на обессоливающую установку. При построении математических моделей работы обратноосмотического модуля при прогнозировании влияния растворенных примесей на состояние материала мембраны, как правило, используется величина коэффициента диффузии в мембране. Однако, экспериментальное определение данной величины представляет определенные трудности и, самое главное, использование коэффициента диффузии в мембране не позволяет оценить динамику изменения активности сорбционных процессов на мембране за счет формирования с течением времени на ее поверхности новых активных центров адсорбции, существенно изменяющих транспортные и разделительные характеристики мембран [2].

Для проведения данных экспериментов была создана установка, представляющая собой двухсекционную ячейку, камеры которой разделены исследуемой ацетатцеллюлозной мембраной площадью  $3,2 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ . Корпус ячейки помещен в специальный кожух для поддержания постоянной температуры на протяжении всего эксперимента. Каждая ячейка снабжена магнитной мешалкой и термопарами, позволяющими контролировать температуру раствора, что особенно важно при исследовании адсорбционных процессов. Двухсекционная ячейка снабжена штуцерами подачи исходного раствора и отбора фильтрата, позволяющими при необходимости имитировать режим тупиковой фильтрации.

Коэффициент осмотической проницаемости рассчитывался по известным зависимостям с учетом величины объема раствора, прошедшего через мембрану, разницы концентраций растворенных соединений в исходном растворе и фильтрате, времени проведения эксперимента и характеристик самой исследуемой мембраны.

В качестве модельных растворов применялись водные растворы хлорида натрия в широком диапазоне концентраций. Отдельная серия экспериментов проводилась в аналогичных условиях, но помимо минеральной составляющей модельные растворы были дополнены сантимолярными концентрациями высокомолекулярных органических соединений, имитирующих присутствие в воде, подвергаемой обессоливанию, гуминовых веществ. Эта серия экспериментов позволила оценить динамику прироста несмываемого осадка на мембране и определить предельную продолжительность работы установки до наступления необратимых изменений в структуре материала мембран, препятствующих дальнейшей ее эксплуатации.

Проведенные эксперименты показали, что повышение концентрации растворенных минеральных солей приводит к снижению проницаемости мембраны, причем с увеличением концентрации исходного раствора скорость снижения проницаемости уменьшается. Данные явления могут быть объяснены явлением сорбции растворенных веществ на поверхности мембраны, приводящий к изменению характера ее пористой структуры – растворенные примеси диффундируют в поровое пространство мембраны, адсорбируются на их поверхности и, соответственно, частично закупориваются. Данный процесс значительно интенсифицируется в присутствии органических высокомолекулярных соединений, который, по всей видимости, выступают в качестве дополнительных активных центров адсорбции.

#### **Список цитируемой литературы**

1. Самодуров А.Н., Лысенко С.Е., Громов С.Л., Пантелеев А.А., Федосеева Е.Б. Использование метода обратного осмоса для водоподготовки в теплоэнергетике // ОАО «Новочеркасская ГРЭС» - НПК «Медиана-Фильтр». URL: [http://www.mediana-filter.ru/water\\_reverse\\_osmos\\_use.html](http://www.mediana-filter.ru/water_reverse_osmos_use.html) (дата обращения: 18.05.2015).
2. Андрианов А.П., Первов А.Г. Перспективы применения мембранных методов ультрафильтрации и нанофильтрации на крупных водопроводных станциях: Сб. науч. трудов // Проекты развития инфраструктуры города. Вып. 4. – М., 2004.

© ЮРГПУ(НПИ), 2016

## СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НОВЫХ ФИЛЬТРУЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ВОДОПОДГОТОВКИ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

*Е.В. Веселовская, Д.Г. Ткаченко, К.В. Зажигаева*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Приведены основные характеристики современных фильтрующих материалов, которые в настоящее время находят все большее применение при подготовке добавочной воды на тепловых электростанциях, как на стадии предварительной очистки исходной воды, так и при последующем ее обессоливании. Выполнен сравнительный анализ фильтрующих материалов различных фирм-производителей по ценовым показателям, прочностным характеристикам, качеству фильтрата и определены возможные области их применения.

**Ключевые слова:** водоподготовка, тепловые электростанции, фильтрующие материалы.

## THE COMPARATIVE CHARACTERISTIC OF THE NEW FILTERING MATERIALS APPLIED FOR WATER TREATMENT ON THERMAL POWER PLANTS

*E.V. Veselovskaya, D.O. Tkachenko, K.V. Zazhigaeva*

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

The main characteristics of the modern filtering materials which find the increasing application by preparation of additional water on thermal power plants now as at a stage of preliminary purification of initial water, and at its subsequent desalting. A comparative analysis of different filter materials firm- producers according to price indices, strength characteristics, the quality of leachate and identify possible areas of application.

**Keywords:** water preparation, thermal power plants, filter materials.

Процессы фильтрования широко используются в практике водоподготовки, в том числе и на тепловых электростанциях. Методы фильтрования чрезвычайно разнообразны и включают как удаления взвешенных примесей различной степени дисперсности и коллоидных соединений, так и вещества, присутствующие в природных водах в истинно растворенном состоянии [1]. На водоподготовительных установках тепловых электростанций используют, как правило, весь спектр фильтрующих материалов для извлечения из воды примесей, относящихся к различным классам соединений.

Наиболее активно в последнее десятилетие развивается рынок таких специфических материалов, как мембраны, которые гармонично вписываются в технологические схемы водоподготовительных установок тепловых

электростанций, обладая по сравнению с традиционными материалами рядом преимуществ, основным из которых является их экологичность. Первые опыты практического использования мембран в процессах водоподготовки относятся к 60-м годам прошлого века. Предпосылкой для этого стало получение принципиально новой модифицированной целлюлозы - ацетатцеллюлозы, обладающей определенными прочностными характеристиками и специфическим показателем распределения пор, делающих возможным эффективное использование данного материала для обессоливания вод различной степени минерализации.

За прошедшие десятилетия мембранная технология шагнула далеко вперед и в настоящее время широко используются мембраны на основе различных материалов - полимеров растительного происхождения, синтетических полимеров, силикатных стекол, керамических и композиционных материалов [2]. К последним, например, относятся мембраны типа полимер-полимер, керамика-металл, керамика-графит.

Несмотря на то, что все вышеперечисленные виды мембран эффективны и каждому из них присущи свои уникальные свойства в практике водоподготовки на тепловых электростанциях нашли применение полимерные мембраны. Их производство превышает 80 % мирового производства мембран. К основным производителям мембранного оборудования можно отнести такие фирмы как «Дау Кемикал Компани» и «Дженерал Электрик» (США), «Сайхан» (Южная Корея), отдел «Research & Development» фирмы «Самсунг», «Асахи» (Япония), «Норит» (Нидерланды) и некоторые другие. Эти фирмы являются не только лидерами в области производства данного вида оборудования, но и открыли свои представительства в России.

В Российской Федерации основным производителем мембран промышленного назначения является ЗАО НТЦ «Владипор», организованное в 1998 г. Данное предприятие изготавливает следующие типы мембран и мембранных элементов: полимерные мембраны (обратноосмотические, нанофильтрационные, ультрафильтрационные, микрофильтрационные, газоразделительные, первапарационные) на основе полиамидов, фторопласта, ацетатов целлюлозы и др. полимеров, а также рулонные, трубчатые, фильтрующие элементы различной длины (250, 350, 475, 500, 750, 950, 1016 и 2000 мм) и различного диаметра на основе вышеуказанных мембран.

Обратноосмотические ацетатцеллюлозные мембраны ЗАО НТЦ «Владипор» типа МГА (марки 70П, 80П, 90П, 95П, 100П) представляет собой пористую полимерную полупрозрачную или белого цвета пленку на основе ацетатов целлюлозы на подложках из нетканого лавсана и полипропилена,

позволяющих осуществлять эксплуатацию в условиях рабочего диапазона рН 3-8 единиц и рабочей температуры до 50°С при следующих рабочих характеристиках: рабочее давление – до 5,0 МПа, минимальная производительность по фильтрату от 25,0 до 92,0 дм<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>ч селективность по 0,5 % NaCl – от 70 до 92 %. Помимо этого выпускаются мембраны типа МГЭ на основе этилцеллюлозы и МГП на основе ароматических полиамидов с гораздо более широким диапазоном рабочих значений рН (1-12 единиц) и температур.

#### **Список цитируемой литературы**

1. Первов А.Г., Андрианов А.П. Метод ультрафильтрации в современном водоснабжении: проблемы и перспективы // Сантехника. – 2006. – № 5.
2. Первов А.Г., Козлова Ю.В., Андрианов А.П., Мотовилова Н.Б. Разработка технологии очистки поверхностных вод с помощью нанофильтрационных мембран // Критические технологии. Мембраны. – 2006. – № 1 (29).

© ЮРГПУ(НПИ), 2016

## РАЗРАБОТКА МЕТОДА СТРУЙНО-ВИХРЕВОЙ ГАЗИФИКАЦИИ НИЗКОРЕАКЦИОННЫХ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ

*В.С. Пряткина*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

В данной статье рассмотрены основные результаты диссертационного исследования по теме «Разработка метода струйно-вихревой газификации низкореакционных твердых топлив». Газификация осуществляется в потоке окислителя, активированного нанокатализаторами с возможностью добавления водяного пара.

**Ключевые слова:** газификация угля, математическая модель, дифференциальные уравнения.

## DEVELOPMENT OF THE METHOD FOR GASIFICATION OF THE LOW-REACTIVE COAL IN THE JET-VORTEX FLOW

*V.S. Pryatkina*

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

The paper deals with the thesis results of the solid fuels gasification process in an upward jet-vortex flow by the oxidant, activated by nanocatalyst.

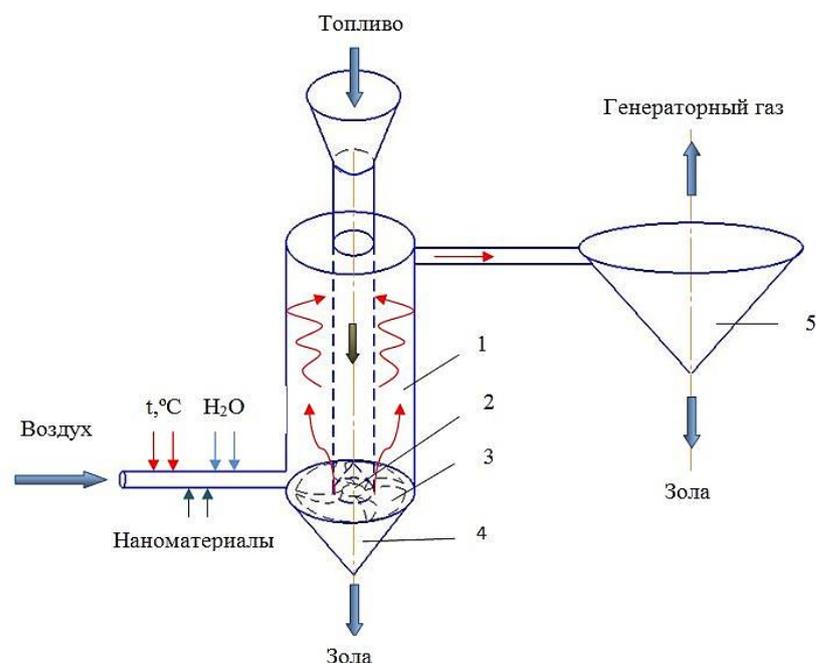
**Keywords:** coal gasification, differential equations, mathematical model.

Актуальность развития технологий газификации в России обусловлена наличием больших запасов угля по сравнению с природным газом. Генераторный газ может не только заменить дорогое подсветочное топливо для растопки факела котла при использовании низкореакционных углей, но и может использоваться на уже существующих газотурбинных установках. Важным преимуществом технологии газификации является снижение вредных выбросов оксида серы и азота в атмосферу по сравнению с традиционным сжиганием.

В ходе диссертационного исследования был произведен аналитический обзор литературы совместно с патентным поиском и выявлен современный уровень техники в области технологий газификации, наряду с основными недостатками существующих методов.

Была поставлена задача о создании метода газификации низкореакционных твердых топлив в восходящем струйно-вихревом потоке окислителя, направленного на повышение производительности установки газификации и интенсификацию процесса в целом.

Для решения поставленной задачи была разработана установка струйно-вихревой газификации, принцип работы которой представлен на рис. 1.



**Рис. 1. Принципиальная схема работы установки струйно-вихревой газификации низкореакционных твердых топлив в потоке окислителя:**  
 1 – камера газификации; 2 – рассекаль потока; 3 – лопастной аппарат;  
 4, 5 – бункеры приема золы

Камера газификации 1 представляет собой цилиндрический канал, в который поступает пылевидное топливо с помощью шнекового питателя. Расход топлива дополнительно регулируется рассекаль потока 2. Одновременно с подачей угольной пыли горячая воздушная или паровоздушная струя дутьевым вентилятором подается в камеру газификации и закручивается лопастным аппаратом 3. Далее происходит интенсивное смешение топлива с окислителем в восходящем струйно-вихревом потоке с равномерным переносом тепла и массы. Температура в камере газификации составляет 700-1000 °С. Образующийся генераторный газ удаляют в верхней части установки газификации, а зола осаждается в бункерах приема золы 4, 5. Существующие аналоги реализуют способ газификации в потоке при более высоких температурах, как правило, выше температуры плавления золы и как следствие имеют дополнительное оборудование для охлаждения горячего шлака, которое в нашем случае не нужно.

Преимуществом газификации угля в потоке окислителя является возможность переработки любой марки углей в том числе низкореакционных. С целью интенсификации процесса газификации в данном методе предлагается использовать нанокатализаторы для активации кислорода, содержащегося в воздушном дутье (рис. 1). Как показали экспериментальные исследования [1, 2], такие углеродные наноматериалы, как фуллерены, астралены способствуют в условиях электромагнитного излучения фотофизическим

реакциям образования синглетно-возбужденного состояния контактирующего с ними молекулярного кислорода воздуха. При отсутствии эффективных тушителей время жизни синглетно-возбужденного кислорода может достигать десятков минут. Этого времени вполне достаточно для реагирования активированного окислителя с углеродом топлива со значительно большей кинетической эффективностью по сравнению с использованием известных форм активного кислорода (атомарный кислород и озон).

При разработке метода струйно-вихревой газификации низкорационных твердых топлив, учитывался современный уровень техники в области газификационных технологий. Сопоставление основных технических показателей приведено в табл. 1.

Таблица 1

**Сопоставление основных технических показателей различных технологий газификации**

| Наименование показателей            | Значения показателей              |                                      |                              |
|-------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|------------------------------|
|                                     | Разрабатываемый метод             | Объекты аналогичного назначения      |                              |
|                                     |                                   | «Лурги» (Германия)                   | «Копперс-Тотцек» (Финляндия) |
| Размеры кусков угля                 | < 0,1 мм                          | 6-40                                 | < 0,1                        |
| Принцип газификации                 | Струйно-вихревой восходящий поток | Слоевой, вращающаяся решетка         | Взвешенный поток             |
| Давление                            | Атмосферное                       | 2-3 МПа                              | Атмосферное                  |
| Теплота сгорания генераторного газа | 12,7 МДж/м <sup>3</sup>           | 11,5                                 | 10,6-11,8                    |
| Марка углей                         | Любая                             | БУ, КУ                               | Любая                        |
| Побочный продукт                    | Отсутствуют                       | Смола, мазут, газовый бензин, аммиак | Отсутствуют                  |
| Степень конверсии угля,             | 90-96 %                           | 99                                   | 90-96                        |
| к.п.д. газификации                  | 85 %                              | 75-85                                | 70-77                        |
| Термический к.п.д.                  | 75 %                              | 75                                   | 75-85                        |

Оценка патентоспособности, созданной установки и метода показала, что они могут быть защищены патентным правом. Для определения целесообразности патентования были проанализированы известные аналоги. В результате анализа было установлено, что известные аналоги обладают невысокой интенсификацией процесса газификации вследствие ряда существенных недостатков, к которым относятся: отсутствие возможности

увеличения скорости реакции газификации топливной смеси, в ряде аналогов для процесса характерна невысокая интенсивность из-за конструктивных ограничений, заключающихся, например, в использовании газификаторов горизонтального типа, а вследствие высоких температур в камере газификации предусмотрено жидкое шлакоудаление, что усложняет конструкцию и понижает экономичность.

Разработке установки струйно-вихревой газификации предшествовало математическое моделирование. Описанию математической модели посвящены статьи [3, 4, 5], в которых подробно описаны дифференциальные уравнения, лежащие в основе модели, основные допущения и граничные условия.

В результате математического моделирования процесса газификации низкорреакционных углей, появилась возможность прогнозировать изменение макропараметров процесса, таких как концентрации компонентов, изменение температуры и скорости потока по высоте установки. Зависимости, представленные на рисунках 2 и 3, иллюстрируют концентрацию компонентов генераторного газа в зависимости от температуры и коэффициента избытка воздуха при воздушном дутье.

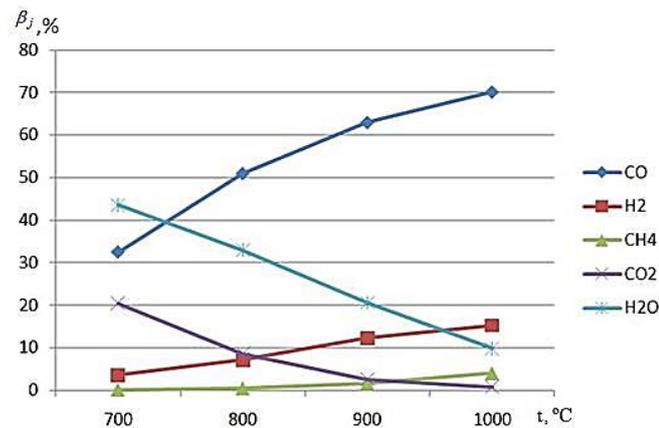


Рис 2. Объемные доли компонентов генераторного газа в зависимости от температуры при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha = 0,2$

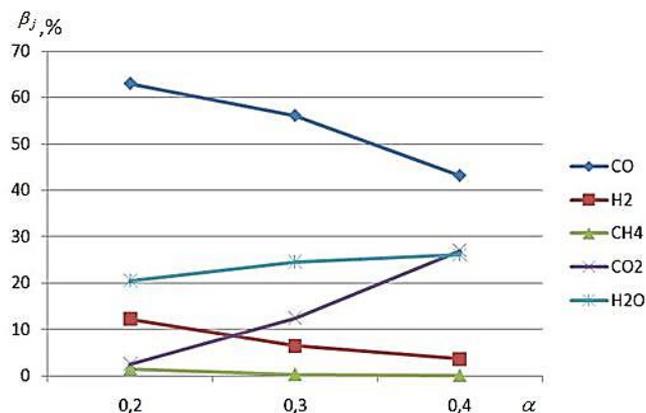


Рис 3. Объемные доли компонентов генераторного газа в зависимости от коэффициента избытка воздуха при температуре 900 °C

Анализ этих зависимостей приводит к тому, что концентрация горючих компонентов возрастает с повышением температуры из-за увеличения константы скорости реакций, подчиняющиеся закону Аррениуса

$$k = (k_0)e^{\frac{-E}{RT}},$$

где  $k_0$  – предэкспоненциальный множитель;  $E$ , кДж/кмоль – минимальная энергия, которой должны обладать молекулы, чтобы вступить в реакцию (энергия активации);  $R$ , кДж/(кмоль К) – универсальная газовая постоянная (8,314);  $T$  – абсолютная температура.

В тоже время при постоянстве температуры на концентрацию горючих компонентов будет влиять коэффициент избытка воздуха  $\alpha$ . С возрастанием концентрации кислорода компоненты генераторного газа будут выгорать интенсивнее и как следствие снизится их концентрация.

### **Заключение**

Предложен метод газификации низкорреакционного угля в потоке окислителя (воздуха), а также представлены результаты математического моделирования.

### **Список цитируемой литературы**

1. Ощепков А.С., Рыжков А.В., Папин В.В., Ефимов Н.Н. Экспериментальные исследования возможности изменения теплофизических характеристик твердого топлива на основе использования наноматериалов [Текст] // Изв. вузов. Электромеханика. Спец. Выпуск, 2008. – С. 182-184.
2. Ефимов Н.Н., Ощепков А.С., Рыжков А.В., Шафорост Д.А. Способ повышения активности окислителя в процессах воспламенения и горения твердых топлив [Текст] // Изв. вузов. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2011. – № 6. – С. 53-55.
3. Ефимов Н.Н., Белов А.А., Шафорост Д.А., Федорова Н.В., Ощепков А.С., Рыжков А.В., Пряткина В.С. Моделирование процесса газификации низкорреакционного угля в кольцевом потоке [Текст] // Уголь. – 2015. – № 9. – С. 88-91.
4. Efimov N.N., Belov A. A, Shaforost D.A., Fedorova N.V., Pryatkina V.S. The Mathematical Model of the Coal Gasification Process in a Flow / Modern Applied Science. Vol. 9. – No. 2. – 2015. – p. 223-227.
5. Ефимов Н.Н., Белов А.А., Шафорост Д.А., Федорова Н.В., Ощепков А.С., Рыжков А.В., Пряткина В.С. Метод газификации низкорреакционного угля в восходящем струйно-вихревом потоке активированного окислителя [Текст] // Изв. вузов. Северо-Кавказский регион. Серия: Технические науки. – 2015. – № 2. – С. 40-44.

© ЮРГПУ(НПИ), 2016

**СИСТЕМА УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА БАЗЕ ВИХРЕВЫХ  
ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ РАСХОДА РОССИЙСКОГО  
ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ 200 МВт КОТЕЛЬНОЙ  
ООО «ТЕПЛОВАЯ ГЕНЕРАЦИЯ» г. ТАГАНРОГА**

*Д.А. Безуглый, В.Н. Карпов, А.Ю. Забелина, А.Б. Попов, Г.В. Тюрнин*  
ООО НПП «ВНИКО», г. Новочеркасск

Применение отечественных преобразователей расхода «Ирга-РВ», их устройство и характеристики.

**Ключевые слова:** проектирование, преобразователь, устройство, характеристики.

**SYSTEM OF ACCOUNTING FOR THERMAL ENERGY BASED  
ON THE RUSSIAN VORTEX FLOW CONVERTERS FOR A BOILER  
STATION 200 MW**

*D.A. Bezugliy, V.N. Karpov, A.Y. Zabelina, A.B. Popov, G.V. Tyurnin*  
ООО NPP «VNIKO», Novocherkassk

The use of domestic flow converters "Irga-RV", their structure and characteristics are described.

**Keywords:** projecting, converter, device, characteristics.

В соответствии с требованиями Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» количество тепловой энергии, теплоносителя, поставляемых по договору теплоснабжения или договору поставки тепловой энергии, а также передаваемых по договору оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, подлежит коммерческому учету [1].

При проектировании системы учета тепловой энергии зачастую возникают трудности, ввиду того, что конструктивное исполнение трубопроводных систем крупных котельных и промышленных ТЭЦ не всегда даёт возможность установки узла учета тепловой энергии (УУТЭ), поскольку существуют множество критериев минимизации погрешности учета. В частности, требуются прямые участки трубопроводов определенной протяженности, равного диаметра и не имеющие поворотов и врезок. Существует проблема дифференцирования потоков теплоносителя по направлениям. Также, немаловажную роль играет достоверность исходных данных – присоединённых тепловых нагрузок, параметров теплоносителя.

С подобным комплексом проблем пришлось столкнуться специалистам ООО НПП «ВНИКО» при оснащении узлом учёта тепловой энергии котельной ООО «Тепловая генерация» в г. Таганроге, мощностью 200 МВт.

На предприятии остро стала необходимость строгого учета отпускаемой тепловой энергии в сложной структуре экономических взаимоотношений с несколькими объектами потребления и несколькими организациями, транспортирующими теплоноситель к абонентам.

Изначально прокладка трубопроводов котельной выполнена таким образом, что исключает возможность установки приборов учёта в непосредственной близости к выходным задвижкам котельной. Трубопроводы проложены на эстакадах высотой 9 метров и имеют условный диаметр от 500 до 600 мм, что сильно затрудняет монтаж.

В ходе решения этих проблем была оптимизирована схема трассировки трубопроводов, для чего потребовалась выполнение их перекладки. Силами Ростовского центра метрологии и стандартизации были проведены замеры овальности и шероховатости участков трубопроводов, на которые предполагалась установка приборов. Поскольку установка УУТЭ предусматривалась на трубопроводах большого диаметра, было принято решение об установке отечественных преобразователей расхода «Ирга-РВ» погружного исполнения, производимые ООО «Глобус», г. Белгород. Несомненным преимуществом вихревых расходомеров погружного типа является существенно упрощенная технология их монтажа на трубопроводах. Это существенно снижает себестоимость узла учёта тепловой энергии.

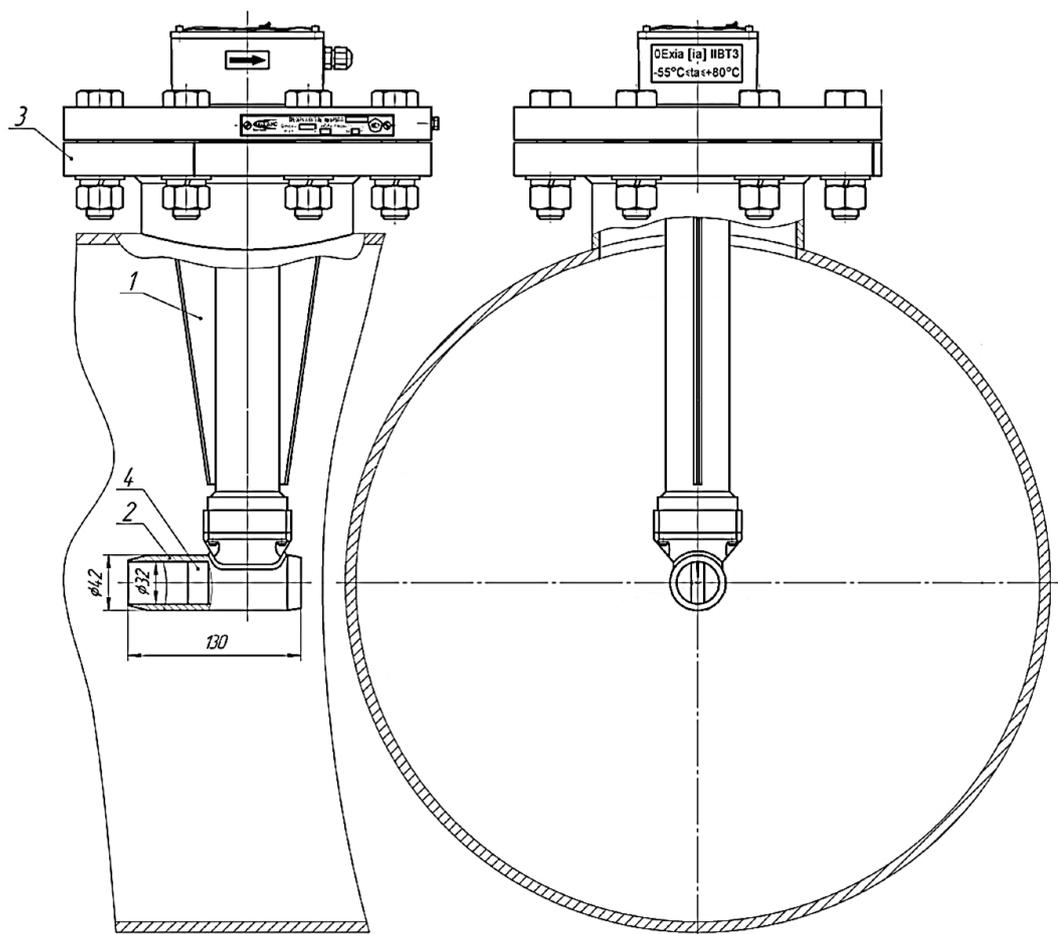
Конструктивно расходомер состоит из трех блоков:

- первичного гидродинамического преобразователя расхода погружного типа «Ирга-РВП»;
- электронного блока вихревого расходомера «ВР-100»;
- блока питания «Ирга-БП» со встроенным барьером искрозащиты (при необходимости обеспечения взрывозащиты).

Первичный преобразователь расхода состоит из погружной штанги с вихревым зондом и основания. Проточная часть вихревого зонда расположена на оси трубопровода (рис. 1).

Принцип измерения расхода, проходящего через вихревой зонд, основан на использовании явления периодического образования и отрыва вихрей, образующихся при обтекании потоком среды вихреобразующего тела в виде призмы, смонтированного перпендикулярно потоку. Частота вихреобразования измеряется детекторами вихрей, преобразующими пульсации давления, вызванные вихреобразованием, в электрический сигнал.

Частота сигнала зависит от геометрических размеров вихреобразующего тела, диаметра трубопровода и скорости потока.



**Рис. 1. Устройство расходомера «Ирга-РВП»:**

1 – погружная штанга; 2 – вихревой зонд; 3 – основание; 4 – вихреобразующее тело

Основные метрологические характеристики нормируются для следующих условий:

- температура окружающей среды от минус 55 до плюс 80 °С;
- атмосферное давление от 84 до 107 кПа;
- напряжение питания от 187 до 242 В, частота от 49 до 51 Гц;
- минимальное время выдержки расходомера во включенном состоянии до начала измерений 15 минут.

Диапазон измеряемых расходов установленных расходомеров на котельной ООО «Тепловая генерация» составляет 40-7000 м<sup>3</sup>/ч.

Опыт эксплуатации показал, что отечественные приборы по своему качеству, надежности и точности измерений не уступают зарубежным аналогам, а их стоимость ниже на 20-30 %.

#### Список цитируемой литературы

1. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», ст. 19.

© Д.А. Безуглый, В.Н. Карпов, А.Ю. Забелина,  
А.Б. Попов, Г.В. Тюрнин, 2016

## ВОЗМОЖНОСТИ МОНИТОРИНГА КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ

*Т.В. Козлова, Т.В. Липкина*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Настоящая работа направлена на оптимизацию условий анализа оксидных пленок и более подробное изучение закономерностей восстановления в солянокислых электролитах оксидов, наиболее встречающихся в составе пленок на внутренней поверхности трубопровода, таких как:  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Cr}_2\text{O}_3$ . Для изучения кинетики восстановления оксидов использовались методы катодной импульсной хронопотенциометрии в варианте локального электрохимического анализа (ЛЭА) и методы ступенчатой потенциостатической кулонометрии. В результате проведенных исследований было установлено, что восстановление оксидов, содержащих ионы железа 3 и хрома 3 содержат начальную стадию принятия одного электрона и последующие стадии, связанные с образованием нестехиометричных оксидов.

**Ключевые слова:** оксидные пленки, коррозия, фазовый состав, восстановление оксидов, поверхности нагрева, потенциостатическая кулонометрия, импульсные хронопотенциограммы.

## POSSIBILITIES OF MONITORING OF CORROSION PROCESSES IN THE HEAT POWER EQUIPMENT

*T.V. Kozlova, T.V. Lipkina*

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

The real work is directed on optimization of conditions of the analysis of oxidic films and more detailed studying of regularities oxide reduction in hydrochloric acid electrolyte which are most found as a part of films on the inner surface of the pipeline, such as:  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Cr}_2\text{O}_3$ . To study the kinetics of oxide reduction were used methods cathodic pulse chronopotentiometry version of the local electrochemical analysis (LEA) and methods step potentiostatic coulometry/ As a result of studies it was found that the recovery of oxides containing iron ions 3 and chromium 3 contain the initial stage of taking one electron and the subsequent steps associated with the formation of non-stoichiometric oxides.

**Keywords:** oxide films, corrosion, phase composition, reduction of oxides, the heating surface, potentiostatic coulometry, pulsed chronopotentiograms.

### Введение

Современная энергетика несет значительный ущерб от снижения работоспособности и ресурса тепломеханического оборудования из-за коррозионных поражений поверхности конструкционных материалов [1].

Важным фактором, определяющим скорость коррозионных процессов в пароводяной среде, является коррозионная стойкость оксидных пленок, образующихся на внутренних поверхностях паропроводных труб. Защитные свойства оксидных пленок во многом зависят от их фазового и

элементного состава, толщины и пористости. Для оценки защитных свойств пленок применяют ультразвуковой контроль [2-3], сканирующую электронную микроскопию [4-5] и многие другие методы [6-7].

Однако, коррозионные процессы поверхностей нагрева в паровоздушной среде отличаются большой сложностью механизма и разными масштабами по пространству и времени. Так например, на железе состав пленки изменяется от FeO через Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> до Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, т.е. состав оксидной пленки по толщине неоднороден [8]. Поэтому актуальной является разработка методов контроля, позволяющих учитывать функциональные свойства защитных оксидных пленок, а также обладающих экспрессностью, мобильностью и достаточной точностью. Всеми этими свойствами обладают электрохимические методы [9-10], которые предлагают систему комплексной оценки пленок, основанную на двух регрессионных соотношениях [11]:

$$K_m = a_0 + a_2ks + a_3\delta + a_4R$$

где  $K_m$  – комплексная оценка свойств пленки;  $ks$  – доля свободной поверхности;  $\delta$  – толщина пленки;  $R$  – электропроводность пленки.

Толщина пленки, рассчитывается по уравнению:

$$\delta = b_0 + b_1dv + b_2R + b_3ks + b_4E_1 + b_5E_2$$

В этом уравнении  $E_1$ ,  $E_2$  – потенциалы горизонтальных участков хронопотенциограмм,  $dv$  означает толщину внутреннего слоя, выраженную в безразмерном количестве значений в индикаторном диапазоне.

Предложенная методика прогнозирования свойств пленок включала:

- 1) определение доли свободной поверхности по анодным поляризационным кривым и определение доли свободной поверхности,  $ks$ ;
- 2) оценку фазового состава по потенциалам горизонтальных участков импульсных хронопотенциограмм,  $E_i$ ;
- 3) определение толщины внутреннего, топотактического слоя,  $dv$ ;
- 4) определение электропроводности пленки,  $R$ .

Настоящая работа направлена на оптимизацию условий анализа оксидных пленок и более подробное изучение закономерностей восстановления в солянокислых электролитах оксидов, наиболее встречающихся в составе пленок на внутренней поверхности трубопровода, как: Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub>.

### Методика эксперимента

Вольтамперометрические исследования проводили в трехэлектродной ячейке с помощью потенциостата P8-nano «Ellins». Образцами служили подготовленные стеклоуглеродные электроды с нанесенным на них порошком оксидов Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (1×1 см). Нанесение оксидов проводили в виде пасты, содержащей порошок оксида, фторопластовый лак (раствор

фторопластового порошка Ф-32 (10 %) в N-метилпирролидоне) и графит (5 %). Фазовую идентификацию проводили с использованием комплекса электрохимического анализа «ЭЛАМ-1С», включающего устройство локального электрохимического экспресс-анализа и комплект датчиков прижимной конструкции. В оценках фазового состава в качестве электролита использовали 0,5 молярную хлороводородную кислоту и режим поляризации, включающий 30 импульсов амплитудой 0,004 мА при длительности импульса 2000 мс и длительности паузы между импульсами 300 мс. Общее время измерения составляет 54 с.

### Результаты и обсуждения

Для идентификации фазового состава оксидов были проведены измерения на электродах из порошков чистых фаз  $Fe_3O_4$ ,  $Fe_2O_3$ ,  $Cr_2O_3$ . Импульсные хронопотенциограммы катодного восстановления этих электродов (рис. 1) преобразовывали путем отбора значений бестоковых потенциалов (рис. 2) и сравнивали с потенциалами возможных редокс-пар компонентов анализируемых материалов (табл. 1).

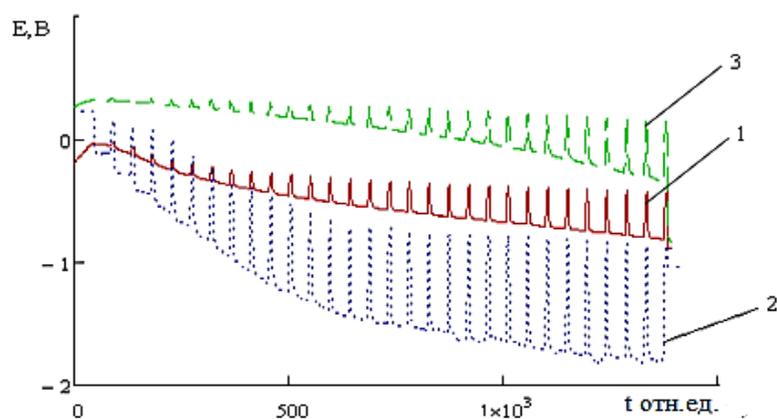
Для оксида  $Fe_3O_4$  на зависимостях бестоковых потенциалов обнаруживаются участки задержек потенциала, соответствующих редокс-парам восстановления гидроксида железа (III) до гидроксида железа (II), восстановления магнетита до металлического железа и восстановления сольватированных ионов железа (II), а также восстановления оксида железа (III) до металлического железа. Полученные данные свидетельствуют о быстрой гидратации поверхности исследуемого оксида с появлением гидроксидных поверхностных функциональных групп, восстановление которых и соответствует наблюдаемым редокс-парам. Редокс-пары, связанные с сольватированными катионами, появляются, вероятно, вследствие частичного химического растворения оксида в кислом электролите.

Таблица 1

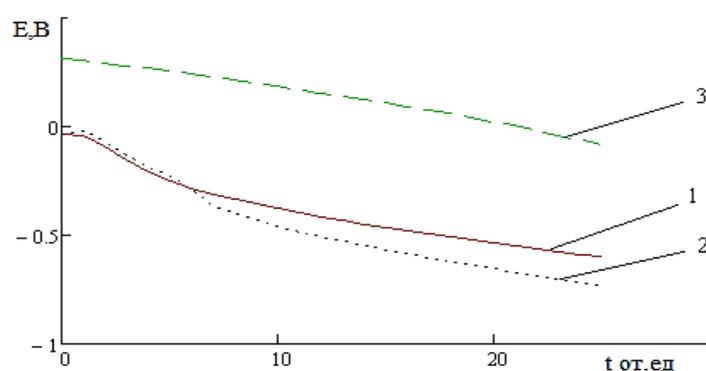
### Потенциалы возможных редокс-пар восстановления оксидов

| Оксид     | Редокс-пара                                | Е эксп, В | Е <sub>в.ш</sub> справ., В |
|-----------|--|-----------|----------------------------|
| $Fe_3O_4$ | $Fe(OH)_2 + H_2O = Fe(OH)_3 + H^+ + e$     | 0,198     | 0,271                      |
|           | $3Fe + 4 H_2O = Fe_3O_4 + 8H^+ + 8e$       | -0,149    | -0,085                     |
|           | $Fe = Fe^{2+} + 2e$                        | -0,483    | -0,444                     |
| $Fe_2O_3$ | $2Fe + 3H_2O = Fe_2O_3 + 6H^+ + 6e$        | -0,051    | *                          |
|           | $Fe(OH)_2 + H_2O = Fe(OH)_3 + H^+ + e$     | 0,183     | 0,271                      |
|           | $Fe^{2+} = Fe^{3+} + 2e$                   | 0,526     | 0,771                      |
| $Cr_2O_3$ | $2Cr + 7H_2O = Cr_2O_7^{2-} + 14H^+ + 12e$ | 0,279     | 0,294                      |
|           | $Cr^{2+} = Cr^{3+} + e$                    | -0,326    | -0,407                     |

\* – справочные данные отсутствуют



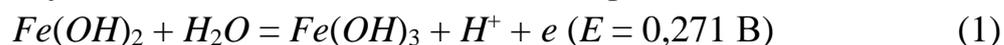
**Рис. 1. Импульсные хронопотенциогаммы восстановления оксидов:**  
1 –  $Cr_2O_3$ , 2 –  $Fe_3O_4$ , 3 –  $Fe_2O_3$



**Рис. 2. Зависимости мгновенного бестокового потенциала восстановления оксидов:** 1 –  $Cr_2O_3$ , 2 –  $Fe_3O_4$ , 3 –  $Fe_2O_3$

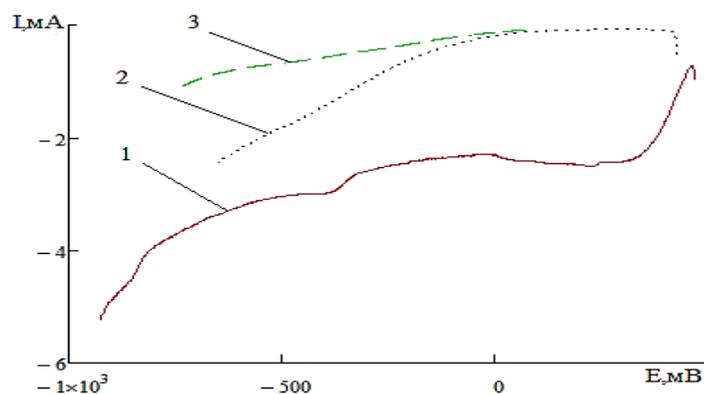
Область потенциалов равновесной кривой для  $Cr_2O_3$  и  $Fe_3O_4$  соответствует, вероятно, двухстадийному процессу восстановления до с.о. +2 (начальный горизонтальный участок) и до металлического состояния. Для  $Fe_2O_3$  можно предположить непрерывный переход с образованием нестехиометричных соединений.

Вольтамперометрические зависимости восстановления (рис. 3) оксидов  $Cr_2O_3$  и  $Fe_3O_4$  содержат неявно выраженные перегибы, в то время как  $Fe_2O_3$  имеет два предельных тока при потенциалах  $E_1 = 0,016$  В и  $E_2 = 0,013$  В, чему можно поставить в соответствие процессы восстановления:



что подтверждает результаты импульсной хронопотенциометрии.

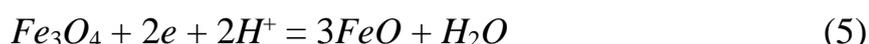
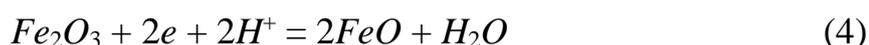
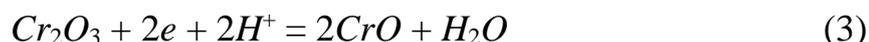
Для более подробного изучения восстановления оксидов был использован метод ступенчатой потенциостатической кулонометрии (рис. 4-6). Как видно, процессы восстановления имеют сложный характер и включают: первую стадию, на которую затрачивается максимальное количество электричества, и последующие стадии, непрерывно переходящие друг в друга.



**Рис. 3. Катодные поляризационные кривые для оксидов:**  
1 –  $Fe_2O_3$ , 2 –  $Cr_2O_3$ , 3 –  $Fe_3O_4$

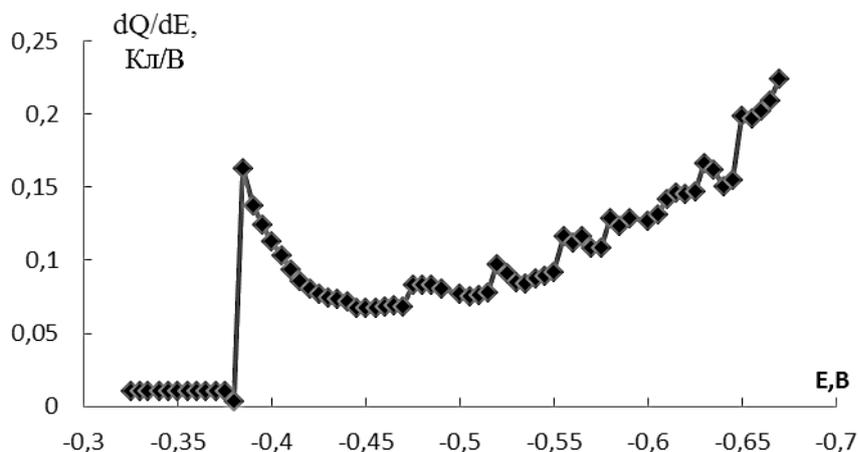
Поскольку процессы восстановления оксидов в кислой среде можно представить как процессы одновременного транспорта электронов к поверхности со стороны металла и внедрения протонов в кристаллическую структуру со стороны раствора, катодное восстановление оксидов можно рассматривать как электрохимическую интеркаляцию протона.

Для процессов электрохимической интеркаляции дифференциальная зависимость количество электричества – потенциал в общем случае состоит из трех участков: первый, монотонно возрастающая функция, соответствует преобладанию отталкивания интеркалированных частиц, второй, функция с максимумом или практически постоянный участок, соответствует взаимодействию интеркалированных частиц со структурой основы, для третьего участка характерен рост, аналогичный первому. Как видно из зависимостей, приведенных на рис. 4-6, первый участок для всех зависимостей отсутствует, то есть на начальных этапах внедрения ионы водорода заполняют вакантные позиции в структуре оксида, практически не взаимодействуя друг с другом, что можно связать с их малым радиусом, даже с учетом сольватации. При этом происходит восстановление оксидобразующего металла до с.о. +2:



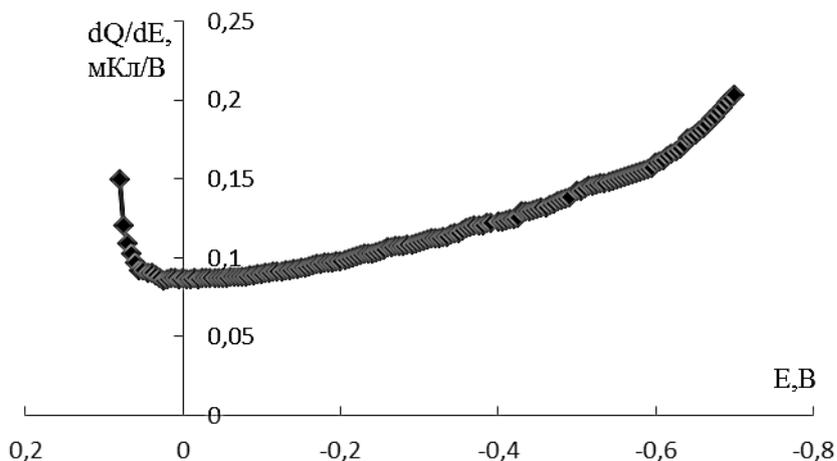
Дальнейший ход кривых показывает, что восстановление оксидов (II) происходит значительно сложнее, с образованием серии промежуточных нестехиометрических оксидов. Для  $Fe_3O_4$  эти промежуточные соединения образуют непрерывный ряд, для  $Fe_2O_3$  образуется два промежуточных соединения. Этот факт свидетельствует о том, что реакции восстановления

(3)-(5) не совсем точно отражают происходящие процессы, т.е. начальное восстановление  $Fe_3O_4$  и  $Fe_2O_3$  приводит к разным продуктам. Для  $Cr_2O_3$  количество промежуточных оксидов составляет около 5. На завершающей стадии восстановления, приводящей к металлу, наблюдаются возрастающие зависимости, что соответствует преобладанию отталкивания между внедренными ионами водорода.

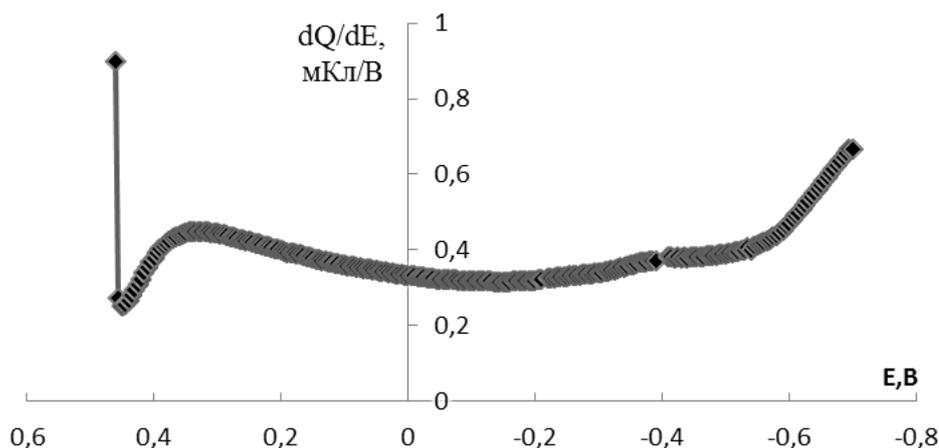


**Рис. 4. Зависимость количества электричества от потенциала для оксида хрома (III)**

Имеются некоторые отличия в зависимостях потенциал – количество электричества, получаемых на макроэлектроде и с помощью датчика прижимной конструкции. В последнем случае на исследуемой зависимости появляется дополнительный участок при более положительных потенциалах для оксида хрома, в то же время для оксидов железа наблюдается обратный эффект, потенциалы восстановления оксидов на макроэлектродах находятся в более отрицательной области.



**Рис. 5. Зависимость количества электричества от потенциала для  $Fe_3O_4$**



**Рис. 6. Зависимость количества электричества от потенциала для  $Fe_2O_3$**

Отличия в обоих применяемых методах связаны с тем, что, как следует из приведенных литературных данных, состав оксида и его свойства неравномерно изменяются по его толщине. Поверхностные слои, состав которых, в первую очередь, регистрируется методами ЛЭА, в случае оксидов хрома могут содержать тонкие слои оксидов с более высокой степенью окисления (например, +4), в случае оксидов железа поверхностные слои, вероятнее, будут содержать фазы со степенью окисления +2.

### **Выводы**

Восстановление оксидов имеет сложный характер и включает три стадии: на первой, затрачивается наибольшее количество электричества, здесь ионы водорода занимают вакантные позиции в структуре оксида, практически не взаимодействуя друг с другом; на втором этапе образуются нестехиометрические промежуточные продукты; на третьей стадии, завершающей, приводящей к металлу, наблюдается возрастание, что свидетельствует о преобладании отталкивания между внедренными ионами водорода.

### **Список цитируемой литературы**

1. Энергетика. ТЭС и АЭС. Все о тепловой и атомной энергетике. – URL: <http://tesiaes.ru/?p=487>(дата обращения 04.10.2015)
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 14 ноября 2013 г. № 538 // М.: ЗАО «НТЦ «Промышленная безопасность» Серия 26. Выпуск 12. – 2014. – 24 с.
3. ГОСТ 28702-90 Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования». – Введ. 1992-01-01. – М.: Изд-во стандартов.
4. Motta A. T Zirconium Alloys for Supercritical Water Reactor Applications: Challenges and Possibilities / A. T. Motta // Journal of Nuclear Materials. – 2007. – Vol. 371. – № 1-3. – P. 61-75.

5. Yilmazbayhan A. Transmission Electron Microscopy Examination of Oxide Layers Formed in Zr Alloys / A.Yilmazbayhan [идр.] // Journal of Nuclear Materials. – 2006. – Vol. 349. – № 3. – P. 265-281.
6. Воропай Е.К. Рентгенографическое определение тонких пленок / Е.К. Воропай // Сборник работ 59-й научной конференции студентов и аспирантов Белорус. гос. ун-та: в 3 ч. – Минск: изд-во БГУ. – 2002. – Ч. 1. – С. 183-187.
7. Розенфельд И.Л. Антикоррозионные грунтовки и ингибированные лакокрасочные покрытия / И.Л. Розенфельд, Ф.И. Рубинштейн. – М.: Химия, 1980. – 200 с.
8. Молявко М.А. Коррозия металлов: учеб. пособие / М.А. Молявко, О.Б. Чалова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. – 100 с.
9. Белый В.И., Захарчук Н.Ф., Смирнова Т.П., Юделевич И.Г. Электрохимические методы анализа технологических сред и тонких слоев // Электронная промышленность. – 1980. – № 11. – 12. С. 35-41.
10. Слепушкин В.В. Электрохимический анализ с прижимными ячейками / В.В. Слепушкин // Журнал аналитической химии. – 1987. – Т. 42. – № 4. – С. 606-616.
11. Липкина Т.В., Липкин М.С., Гайдар А.И., Нарочная В.М., Кучеренко Е.И., Астахов А.С., Кучеренко С.В., Пожидаева С.А., Шишка В.Г. Прогнозирование защитной способности оксидных пленок поверхностей нагрева теплоэнергетического оборудования // Контроль. Диагностика. – 2014. – № 4. – С. 45-54.

© ЮРГПУ(НПИ), 2016

## **ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЙ КОМПАКТНЫЙ АККУМУЛЯТОР ТЕПЛОТЫ КАК ЭЛЕМЕНТ СИСТЕМЫ, ИСПОЛЬЗУЮЩЕЙ РАЗНОСТЬ СРЕДНЕСЕЗОННЫХ ТЕМПЕРАТУР**

*Н.Н. Ефимов, Р.В. Безуглов,  
В.В. Папин, Д.С. Католиченко*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

В рамках общего направления «Использование разности среднесезонных температур для автономного энергоснабжения индивидуального потребителя» предложенного и описанного в работах [1, 2] предлагается рассмотреть один из его аспектов – высокоэффективное аккумулирование тепловой энергии. Разработанный принцип позволит с высокой эффективностью накапливать не только среднесезонную теплоту, но и иметь широкое прикладное значение в современных системах отопления.

**Ключевые слова:** аккумулятор тепла, фазовый переход, парафин, глауберова соль, энергоэффективность.

## **HIGH EFFICIENTLY COMPACT THERMAL ACCUMULATOR AS A ELEMENT OF SYSTEM USING THE DIFFERENCE BETWEEN THE AVERAGE SEASONAL TEMPERATURES**

*N.N. Efimov, R.V. Bezuglov, V.V. Papin, D.S. Katolichenko*  
Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novochechassk

As part of the general direction of «Using the difference between average seasonal temperatures for independent power supply of the individual consumer» proposed and described in [1, 2] is invited to consider one of its aspects – highly efficient thermal energy accumulation. Developed the principle of high efficiency to allow not only to accumulate seasonal mean thermal energy, but also have a broad practical significance in modern heating systems.

**Keywords:** heat accumulator, phase transition, paraffin, Glauber's salt, energy efficiency.

В индивидуальных тепловых пунктах в подавляющем большинстве случаев используются устройства накопления тепла. В системе отопления это делается чтобы котел работал в номинальном наиболее экономичном режиме: котел при номинальной мощности нагревает накопитель (буферную емкость), из которой разбирается тепло системой в необходимом количестве, а котел периодически включается для подогрева емкости. Современные отопительные приборы, такие как теплые полы и фанкойлы доказали свою эффективность в сравнении с радиаторами отопления, поэтому современные системы отопления работают с наиболее оптимальной для данных приборов температурой 29-35 °С. Однако остается необходимость в горячем водоснабжении, температуру которого отечественные СНиПы регламентируют не менее 55 °С, что приводит к необходимости иметь дополнительную

емкость (бойлер), воду в которой котел нагревает до более высокой температуры, чем в системе отопления. Все это оборудование занимает большое пространство и для некоторых потребителей это является серьезной проблемой. Например, для семьи из четырех человек, проживающих в доме 150 м<sup>2</sup> необходимая емкость бойлера составит минимум 300 л, а буферная емкость системы отопления 200 л, с учетом их обвязки и теплоизоляции весь тепловой пункт займет как минимум 6 м<sup>2</sup>, что равносильно полноценному санузелу. Предлагаемое нами устройство позволит сократить занимаемое пространство до 1,5 м<sup>2</sup>. В нашей стране есть регионы, где для регулирования суточной неравномерности потребления электроэнергии введены ночные тарифы на нее, которые значительно дешевле дневных тарифов. Люди, отапливающиеся электричеством, накапливают тепловую энергию в аккумуляторных емкостях ночью, когда она дешевле, и используют днем для отопления, однако существующие водяные аккумуляторы теплоты не способны накопить столько, чтобы полностью покрыть дневное потребление на отопление из-за своей громоздкости. Наша разработка позволит при том же объеме аккумулятора теплоты накапливать в 4,5 раза больше тепловой энергии (чем водяные аккумуляторы), что позволит больше экономить на отоплении электричеством используя дешевый ночной тариф.

В последние десятилетия стала широко развиваться возобновляемая энергетика, в том числе гелиосистемы, использующие солнечную энергию для нагрева воды и использования ее в дальнейшем для отопления и горячего водоснабжения. Наш высокоэффективный аккумулятор теплоты позволит накапливать в светлое время энергию солнца в составе гелиоустановки и выдавать ее в систему отопления и горячего водоснабжения по необходимости, в том числе и ночью.

На сегодняшний день известны аккумуляторы тепла, работающие на эффекте теплоемкости разных веществ: щебень, камни, вода и др. Наиболее теплоемким и дешевым накопителем является вода. Однако такие бойлеры имеют большие размеры, так как вода ограничена теплоемкостью 4,19 кДж/кг и процесс теплоемкостного аккумуляирования ограничен температурным режимом. Поэтому в последнее время больше внимания уделяется аккумуляторам, работающим на эффекте фазового перехода, при постоянной температуре. Они обладают большей теплоемкостью, чем может обеспечить вода. Наиболее распространенными теплоносителями для аккумуляторов фазового перехода стали глауберова соль и парафин, за счет своей доступности, дешевизны и высокой теплоемкости.

Предлагаемая концепция аккумулятора тепла позволит обеспечить температурный режим до 60 °С, необходимый для осуществления горячего водоснабжения, и при этом объем аккумулятора сократится до 3-4,5 раз по сравнению с водяным аккумулятором, при том, что существующий аналог снижает объем только в 1,3-2 раза.

Данный эффект достигается тем, что большая часть энергии хранится при низкой температуре фазового перехода глауберовой соли 32 °С, а часть энергии необходимой для догрева воды до температуры 55-60 °С хранится в парафине. Теплоемкая глауберова соль замещает больше половины объема всей необходимой энергии. Этим достигается существенное сокращение объемов аккумулятора. То есть, одновременно используется большая теплоемкость глауберовой соли и высокий температурный потенциал парафина.

Данные аккумуляторы могут эффективно применяться в системах солнечных водонагревательных и теплонасосных установках для условий России и Европы.

*Статья подготовлена при поддержке стипендии Президента Российской Федерации молодым ученым и аспирантам, осуществляющим перспективные научные исследования и разработки по приоритетным направлениям модернизации российской экономики на 2013-2015 годы (грант № СП-4066.2013.1), а также при поддержке стипендии Президента Российской Федерации молодым ученым и аспирантам, осуществляющим перспективные научные исследования и разработки по приоритетным направлениям модернизации российской экономики на 2015-2017 годы (грант № СП-2340.2015.1).*

#### **Список цитируемой литературы**

1. Папин В.В., Безуглов Р.В., Малышев П.А., Мороз В.В. Высокоэффективный аккумулятор теплоты, патент РФ № 149420 на полезную модель, заявка № 2014108115 от 05.09.2014 г., приоритет полезной модели от 03.03.2014.
2. Безуглов Р.В. Компактный аккумулятор теплоты для нужд отопления и горячего водоснабжения потребителей // Материалы XII Международной научно-практической конференции «Современные энергетические системы и комплексы и управление ими», ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова, г. Новочеркасск. – 2014.

© ЮРГПУ(НПИ), 2016

---

# ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

---

УДК 658:621.31

## АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ МСФО

***Н.А. Пономарева***

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

***Л.Ф. Отверченко***

С.-Петербургский государственный университет гражданской авиации,  
г. Санкт-Петербург

***Н.Р. Пономарев***

ООО "Донсетьэнерго", г. Ростов-на-Дону

В статье проведен сравнительный финансовый анализ энергетических компаний. В качестве предмета исследования выступает оценка финансового состояния пяти дочерних компаний ПАО «Россети», двух генерирующих компаний и диверсифицированной компании ПАО «Интер РАО». Информационной базой исследования является отчетность, составленная согласно МСФО. Анализ выполнен с использованием относительных показателей. Проведено сравнение полученных результатов со средними показателями по группам, а также с показателями по группе коммунальных компаний США.

Сделан вывод о динамике финансовых показателей, об эффективности в зависимости от вида бизнеса.

**Ключевые слова:** энергетические компании, оценка финансового состояния, РСБУ, МСФО, динамика финансовых показателей, сравнительный анализ финансового состояния российских энергетических компаний с зарубежными.

## FINANCIAL ANALYSIS OF ELECTRIC COMPANIES ON IFRS DATA

***N.A. Ponomaryova***

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

***L.F. Otverchenko***

St. Petersburg State University of Civil Aviation, St. Petersburg

***N.R. Ponomarev***

Ltd. "Donsetenergo", Rostov-on-Don

The article gives a comparative financial analysis of power companies. Estimation of financial condition of five PJSC "Rosseti" subsidiary companies, two power generating companies and PJSC "Inter RAO" diversified company are as a study subject. Information base of research is an accounting prepared in accordance with IFRS. The analysis is performed with use of relative activities. Comparison of received results with average for the group and average for the USA municipal companies groups is performed as well. Dynamics of financials and efficiency depending on kind of business are concluded.

**Keywords:** power companies, financial condition estimation, Russian GAAP, IFRS, financial dynamics, comparative analysis of financial condition of Russian power companies and foreign ones.

Начиная с 1998 г., Россия включилась в процесс перехода на международные стандарты составления финансовой отчетности. Программа реформирования российского бухгалтерского учета была принята постановлением Правительства РФ № 283 от 06.03.1998 г. «Об утверждении программы реформирования бухгалтерского учета в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности» [1].

Приказом Минфина РФ № 180 от 01.07.2004 г. «Об одобрении концепции развития бухгалтерского учета и отчетности в Российской Федерации на среднесрочную перспективу» одобрена одноименная концепция, которая предусматривала двухэтапный переход на МСФО:

- с 2007 г. обязателен перевод на МСФО консолидированной отчетности общественно значимых хозяйствующих субъектов, кроме тех, ценные бумаги которых обращаются на фондовых рынках других стран и которые составляют такую отчетность по иным международным стандартам;
- с 2008 по 2010 гг. планировался обязательный перевод на МСФО консолидированной отчетности других хозяйствующих субъектов.

Согласно закону «О консолидированной финансовой отчетности» [2] переход на МСФО всех российских предприятий предполагалось осуществить к 01.01.2009 г. Однако возникли определенные трудности, связанные с культурно-историческими и экономическими особенностями хозяйственной деятельности в РФ [3-5]. Все энергетические компании представляют финансовую отчетность по МСФО с 2007 г.

Основные различия между МСФО и российскими стандартами по бухгалтерскому учету (РСБУ заключаются в том, что [5, 6, 8, 10] МСФО, в первую очередь, ориентированы на инвестора, РСБУ – на контролирующие инстанции; отчетность по МСФО формируется в соответствии с переходом рисков и преимуществ владения, бухгалтерская отчетность в России – по переходу права собственности на основе ГК РФ; в МСФО в рамках принципа соответствия расходы признаются в периоде ожидаемого получения дохода, в отечественной практике обязательное условие – оформление необходимой документации; в основе МСФО лежит справедливая стоимость, тогда как формирование российской отчетности основано на концепции исторической (фактической) стоимости; отчетность по МСФО формируется в соответствии с экономическим содержанием операции, а в России – с юридической формой договора; в МСФО прибыль – это рост чистых активов компании, не связанный с вкладами акционеров, и рассчитывается по балансу (балансовый подход), а в российском учете прибыль рассчитывается из данных отчета о финансовом состоянии, и др.

Вопросы комплексной оценки деятельности нескольких электросетевых компаний подробно рассмотрены авторами [9-12], выявлена сопоставимость результатов комплексного анализа финансового состояния, произведенного на основе бухгалтерской отчетности, сформированной в соответствии с РСБУ и МСФО.

В ходе данного исследования были поставлены следующие задачи:

- 1) на основе финансовой отчетности, сформированной в соответствии с МСФО, выполнить расчет наиболее важных показателей оценки финансового состояния генерирующих и электросетевых компаний за ряд лет;
- 2) произвести сравнительный анализ относительных финансовых показателей деятельности российских и зарубежных компаний;
- 3) сделать выводы.

Международные стандарты финансовой отчетности предполагают обязательное заполнение следующих консолидированных по энергокомпаниям форм: отчет о финансовом положении; отчет о прибылях и убытках и прочем совокупном доходе; отчет о движении денежных средств; отчет об изменениях в капитале; примечания.

Для оценки абсолютного эффекта от хозяйственной деятельности в соответствии с МСФО используются комплексные аналитические показатели, характеризующие способность предприятия покрывать расходы и генерировать прибыль[1]:

– операционная прибыль или прибыль до выплаты процентов и налога на прибыль – *EBIT (Earnings Before Interest and Taxes)* – является показателем близким к показателю «Прибыль от продаж» российского отчета о финансовых результатах. Используется для оценки суммы дохода, покрывающего задолженность перед бюджетом (по налогу на прибыль) и кредиторами (в части расходов по обслуживанию долга, отражаемых в составе операционных расходов,) и достаточного для формирования чистой прибыли как источника расширенного воспроизводства и выплаты дивидендов;

– прибыль до вычета амортизации, выплаты процентов и налога на прибыль – *EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization)* – отражает то, насколько прибыльна основная деятельность компании. Показатель используется при проведении сравнения с отраслевыми аналогами, позволяет определить эффективность деятельности компании независимо от ее задолженности перед различными кредиторами и государством, а также от метода начисления амортизации. На его основе рассчитывается коэффициент покрытия как доля EBITDA в выручке от продаж.

Для сравнительного анализа финансового состояния выбраны следующие энергетические компании:

➤ электросетевые: публичные акционерные общества (ПАО) «МРСК Северо-Запада», «МРСК Волги», «МРСК Урала», «МРСК Юга», «Кубань-энерго», компании, основным видом бизнеса которых является передача электроэнергии по распределительным сетям;

➤ генерирующие компании: ПАО «Мосэнерго», «ОГК-2», основным видом деятельности которых является конкурентный бизнес по производству электро- и теплоэнергии;

➤ диверсифицированный энергетический холдинг ПАО «Интер РАО», управляющий активами в России, а также в странах Европы и СНГ.

Деятельность «Интер РАО» охватывает: производство электрической и тепловой энергии; энергосбыт; международный энерготрейдинг; инжиниринг, экспорт энергооборудования; управление распределительными электросетями за пределами РФ.

Для оценки финансового состояния энергетических компаний [13-20] использованы следующие показатели:

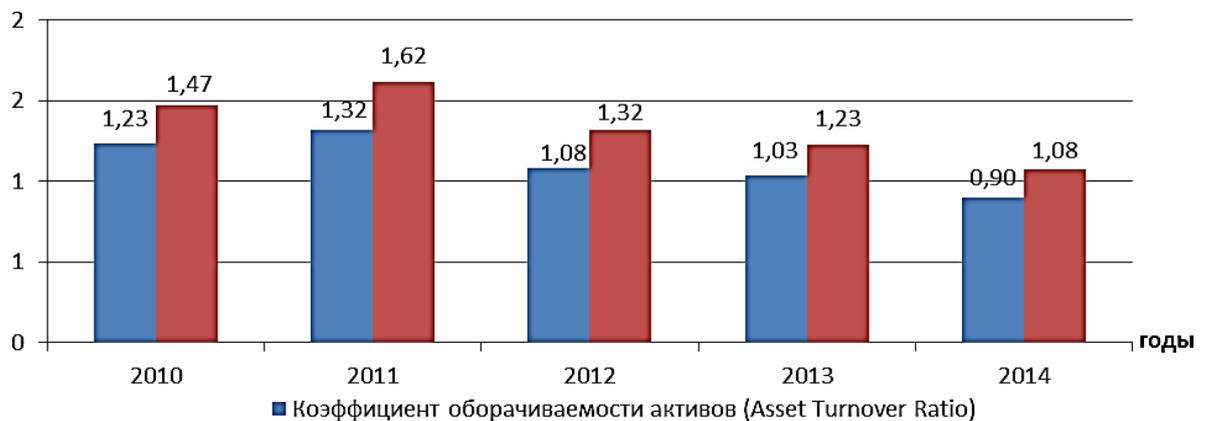
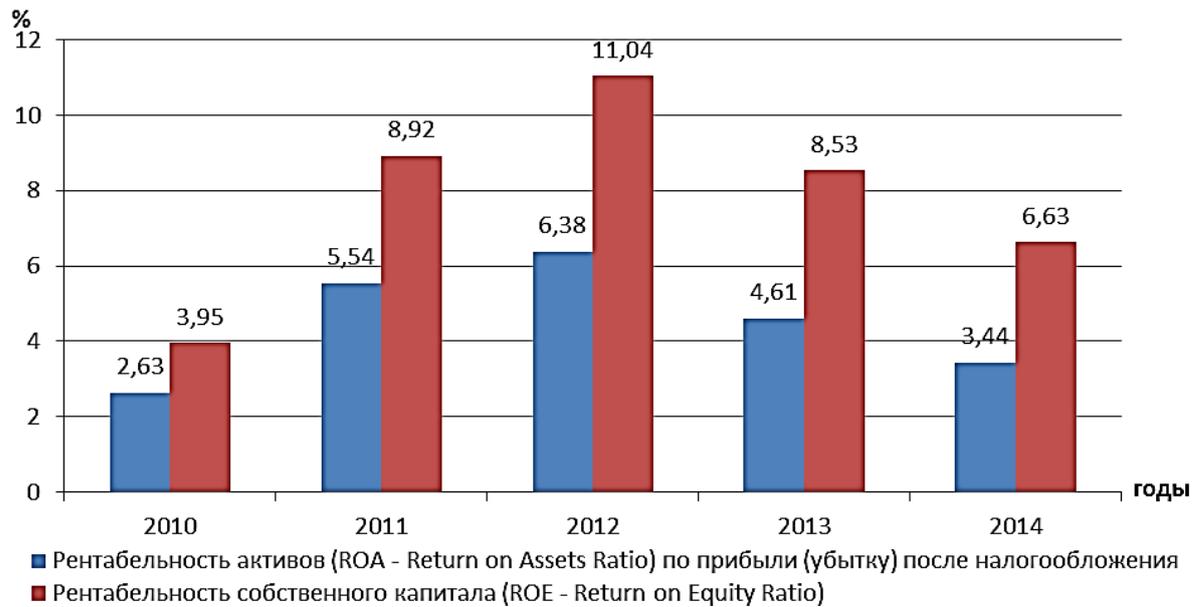
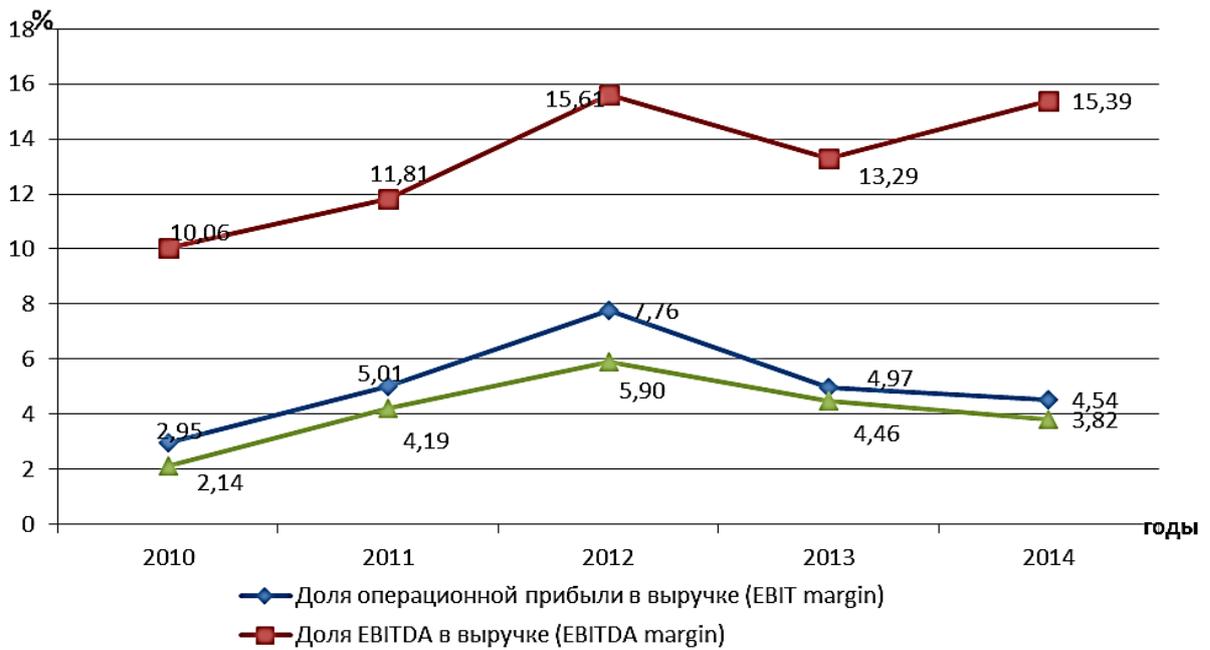
- EBIT margin – доля операционной прибыли в выручке, %;
- EBITDA margin – (коэффициент покрытия) доля EBITDA в выручке, %; доля операционной прибыли и амортизации в выручке;
- Profit margin – доля прибыли (убытка) после налогообложения в выручке, %;
- ROA (Return on Assets Ratio) – рентабельность активов по прибыли (убытку) после налогообложения, %;
- ROE (Return on Equity Ratio) – рентабельность собственного капитала по прибыли (убытку) после налогообложения, %;
- Asset Turnover Ratio – коэффициент оборачиваемости активов;
- Fixed Assets Turnover Ratio – коэффициент оборачиваемости внеоборотных активов.

В табл. 1 и на рис. 1 представлены показатели финансового состояния ПАО «МРСК Волги» за период 2010-2014 гг.

Таблица 1

#### Динамика финансовых показателей ПАО «МРСК Волги»

| Показатели   | 2010 г. | 2011 г. | 2012 г. | 2013 г. | 2014 г. |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|
| Доля операционной прибыли в выручке (EBIT margin), %           | 2,95    | 5,01    | 7,76    | 4,97    | 4,54    |
| Доля EBITDA в выручке (EBITDA margin), %                       | 10,06   | 11,81   | 15,61   | 13,29   | 15,39   |
| Доля прибыли после налогообложения в выручке Profit margin, %  | 2,14    | 4,19    | 5,90    | 4,46    | 3,82    |
| Рентабельность активов по прибыли после налогообложения ROA, % | 2,63    | 5,54    | 6,38    | 4,61    | 3,44    |
| Рентабельность собственного капитала ROE, %                    | 3,95    | 8,92    | 11,04   | 8,53    | 6,63    |
| Коэффициент оборачиваемости активов                            | 1,23    | 1,32    | 1,08    | 1,03    | 0,90    |
| Коэффициент оборачиваемости внеоборотных активов               | 1,47    | 1,62    | 1,32    | 1,23    | 1,08    |



**Рис. 1. Динамика финансового состояния ПАО «МРСК Волги»**

Анализ показывает, что данная энергетическая компания рентабельна, с положительной динамикой финансовых показателей.

Наиболее благополучными компаниями за анализируемый период были МРСК Волги и МРСК Урала; МРСК Северо-Запада в 2014 г. имели убыток от операционной деятельности; МРСК Юга и Кубаньэнерго ряд лет были убыточными.

Среди анализируемых генерирующих и диверсифицированных компаний наилучшие результаты показала одна из крупных региональных генерирующих компаний – Мосэнерго (табл. 2), ОГК-2 имела убыток от операционной деятельности в 2014 г., Интер РАО за период 2011-2013 гг. имела убытки от операционной деятельности (табл. 3), следовательно, ряд показателей имеет отрицательное значение.

В ходе исследования показатели отдельной энергетической компании сравнивались со средними показателями по распределительным сетям, по генерирующим компаниям, по группе коммунальных компаний США: American Electric Power Co. Inc.; CMS Energy Corporation; Centerpoint Energy, Inc. (распределительная энергокомпания); DTE Energy Holding Co.; Edison International; Consolidated Edison Inc.; Entergy Corporation. В табл. 4 представлены результаты сравнительного анализа.

Таблица 2

**Динамика финансовых показателей  
ПАО «Мосэнерго»**

| <b>Показатели</b>  | <b>2010 г.</b> | <b>2011 г.</b> | <b>2012 г.</b> | <b>2013 г.</b> | <b>2014 г.</b> |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Доля операционной прибыли в выручке (ЕВIT margin), %           | 5,42           | 6,76           | 4,16           | 6,31           | 0,97           |
| Доля ЕВITDA в выручке (ЕВITDA margin), %                       | 13,83          | 14,85          | 12,89          | 15,22          | 10,58          |
| Доля прибыли после налогообложения в выручке Profit margin, %  | 3,82           | 5,47           | 3,08           | 5,22           | 1,32           |
| Рентабельность активов по прибыли после налогообложения ROA, % | 2,19           | 3,41           | 1,82           | 2,71           | 0,62           |
| Рентабельность собственного капитала ROE, %                    | 2,92           | 4,50           | 2,39           | 3,52           | 0,85           |
| Коэффициент оборачиваемости активов                            | 0,57           | 0,62           | 0,59           | 0,52           | 0,47           |
| Коэффициент оборачиваемости внеоборотных активов               | 0,72           | 0,82           | 0,76           | 0,62           | 0,56           |

**Динамика финансовых показателей  
ПАО «Интер РАО»**

| Показатели   | 2010 г. | 2011 г. | 2012 г. | 2013 г. | 2014 г. |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|
| Доля операционной прибыли в выручке (ЕБИТ margin), %           | 9,26    | -0,84   | -5,71   | -2,79   | 2,69    |
| Доля ЕБИТДА в выручке (ЕБИТДА margin), %                       | 13,78   | 1,50    | -2,72   | 0,79    | 5,56    |
| Доля прибыли после налогообложения в выручке Profit margin, %  | 5,38    | -2,77   | -5,36   | -2,33   | 1,72    |
| Рентабельность активов по прибыли после налогообложения ROA, % | 3,43    | -3,80   | -5,62   | -2,96   | 2,31    |
| Рентабельность собственного капитала ROE, %;                   | 5,88    | -5,61   | -8,01   | -4,48   | 3,73    |
| Коэффициент оборачиваемости активов                            | 0,64    | 1,37    | 1,05    | 1,27    | 1,35    |
| Коэффициент оборачиваемости внеоборотных активов               | 0,85    | 2,24    | 1,62    | 1,89    | 2,09    |

**Пределы изменения относительных финансовых показателей  
энергетических компаний за период 2010-2014 гг.**

| Анализируемые показатели и компании | ROA, %     | ROE, %     | Asset Turnover Ratio | ЕБИТ margin, % | ЕБИТДА margin, % |
|-------------------------------------|------------|------------|----------------------|----------------|------------------|
| Средние по 5 МРСК                   | -0,44÷2,43 | -1,1÷4,12  | 0,87÷0,98            | 0,59÷4,50      | 9,09÷12,08       |
| Centerpoint Energy, Inc.            | 1,39÷6,49  | 7,21÷36,58 | 0,33÷0,43            | 9,66÷14,51     | 22,99÷30,39      |
| Средние по 2 генерирующим компаниям | -0,16÷3,52 | 0,85÷6,62  | 0,57÷0,735           | 0,185÷6,47     | 7,18÷12,73       |
| По диверсифицированной компании     | -5,62÷3,52 | -8,01÷5,88 | 0,64÷1,37            | -5,71÷9,26     | -2,72÷13,78      |
| По группе коммунальных компаний США | 2,27÷2,71  | 8,81÷13,72 | 0,3÷0,39             | 12,9÷15,3      | 24,59÷27,37      |

На рис. 2 и 3 приведена динамика двух показателей: рентабельности активов по прибыли до налогообложения (ROA) и оборачиваемости активов (Asset Turnover Ratio).

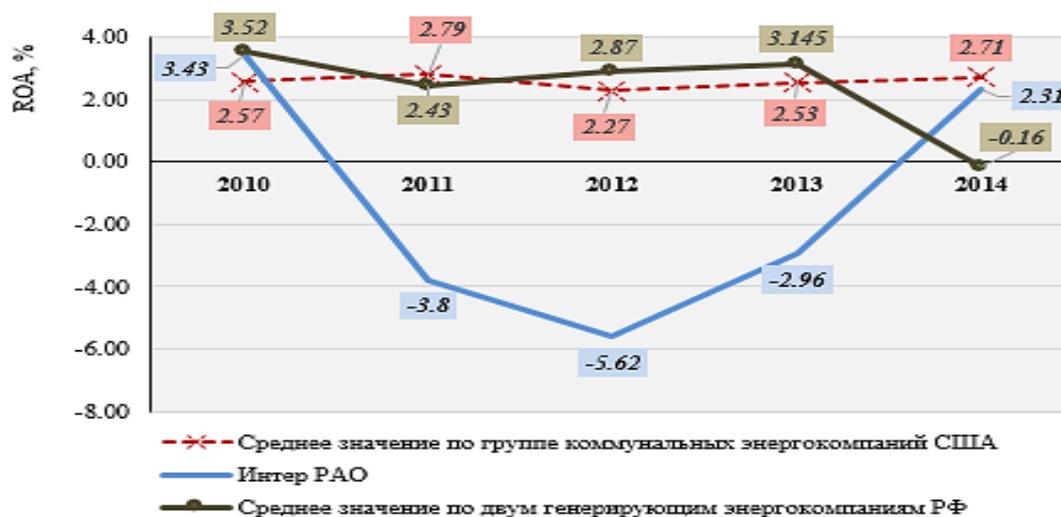
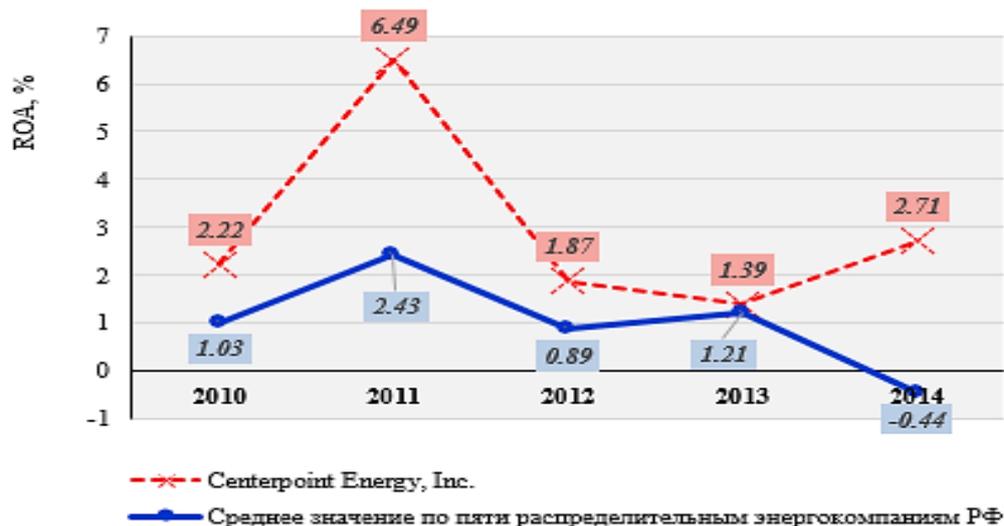


Рис. 2. Сравнительный анализ рентабельности активов по прибыли до налогообложения (ROA)

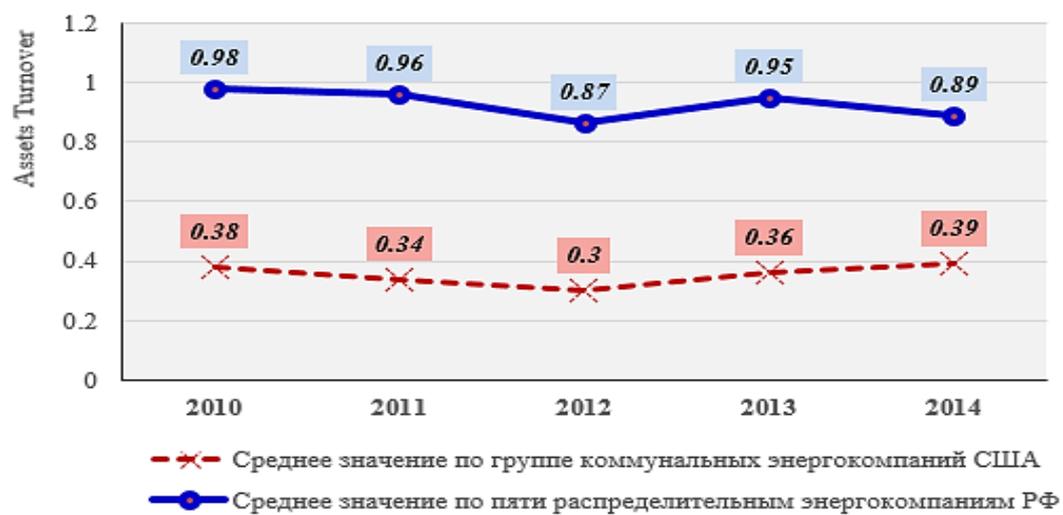
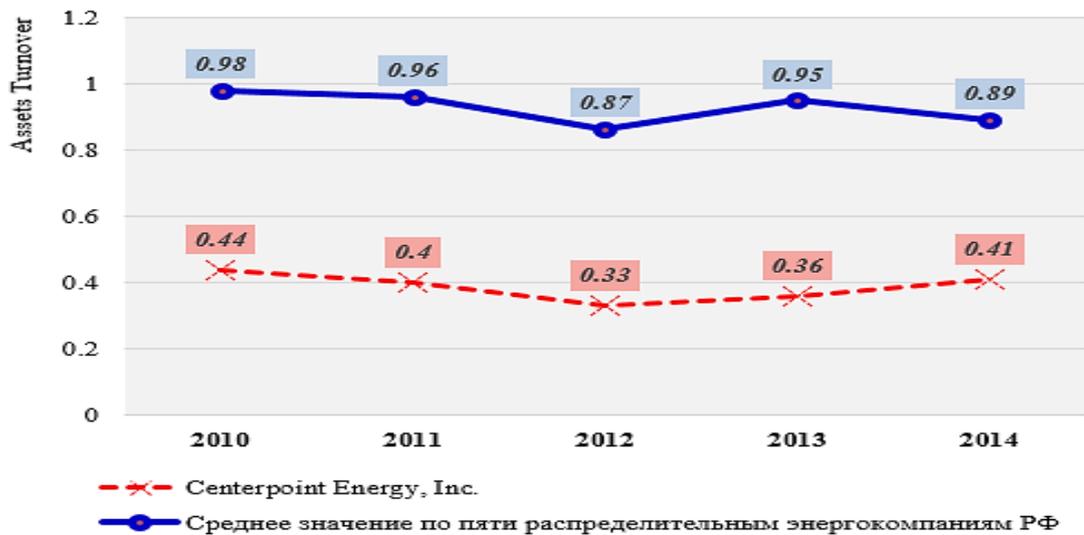


Рис. 3. Сравнительный анализ оборачиваемости активов энергокомпаний

## Выводы

1. Монопольный или конкурентный вид бизнеса не является определяющим фактором для финансового состояния энергокомпании.
2. В сравнении с зарубежными энергетическими компаниями в российских компаниях наблюдается значительно более высокая оборачиваемость активов, как в монопольном, так и в конкурентном бизнесе при низких долях прибыли в выручке.
3. Необходима комплексная оценка финансового состояния энергетических компаний на основе данных по МСФО, что позволит произвести объективный сравнительный анализ, как отечественных компаний, так и в сравнении их с зарубежными.
4. Нужен анализ причин отрицательной рентабельности энергокомпаний, поскольку государственное регулирование тарифов в монопольных компаниях (и расчет тарифов в конкурентном бизнесе) предполагает получение прибыли от операционной деятельности.

## Список цитируемой литературы

1. Экономика и управление в современной электроэнергетике России: пособие для менеджеров электроэнергетических компаний / Под ред. А.Б. Чубайса. – М.: НП «КОНЦ ЕЭС», 2009. – 616 с.
2. Федеральный закон № 208-ФЗ «О консолидированной финансовой отчетности» от 27 июля 2010 г. [Электронный ресурс] / Гарант. – Режим доступа: <http://base.garant.ru/12177506/#ixzz3DGjzNoTV>, свободный. – Загл. с экрана.
3. Основные проблемы перехода России на МСФО. [Электронный ресурс] / Консалтинговая группа IAS. – Режим доступа: [http://i-ias.ru/publikacia/problemi\\_perehoda\\_msfo.html](http://i-ias.ru/publikacia/problemi_perehoda_msfo.html), свободный. – Загл. с экрана.
4. Афанасьев А. Переход на МСФО: проблемы и перспективы. [Электронный ресурс] / Институт независимой оценки. – Режим доступа: <http://www.ipnou.ru/print/000727/>, свободный. – Загл. с экрана.
5. Переход от исторических оценок к справедливой стоимости в финансовой отчетности. [Электронный ресурс] / Издательский дом «Регламент». – Режим доступа: [http://www.reglament.net/ins/nalog/2009\\_1\\_article.htm](http://www.reglament.net/ins/nalog/2009_1_article.htm), свободный. – Загл. с экрана.
6. Шеремет А.Д., Сайфулин Р.С. Финансы предприятий. – М.: ИНФРА-М, 1997. – 343 с.
7. Дыбаль С.В. Финансовый анализ: теория и практика: учеб. пособие. – СПб.: Издательский дом «Бизнес-пресса», 2006. – 304 с.
8. Пласкова Н.С. Экономический анализ: учебник / Пласкова Н.С. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Эксмо, 2010. – 704 с.
9. Пономарева Н.А. Комплексная оценка финансового состояния и хозяйственной деятельности электросетевых компаний // Изв. вузов. Электромеханика. – 2014. – № 3. – С. 164-167.
10. Пономарева Н.А., Отверченко Л.Ф., Пономарев Н.Р. Комплексный анализ финансового состояния электросетевых компаний на основе данных отчетности по РСБУ и МСФО // Вестник ЮРГПУ (НПИ) имени М.И. Платова. – 2015. – № 1. – С. 34-42.
11. Пономарева Н.А. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности энергопредприятий: учеб. пособие / Н.А. Пономарева; Юж.-Рос. гос. техн. ун-т. – Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2010. – 283 с.

12. Отверченко Л.Ф., Пономарев Н.Р. Некоторые аспекты инновационной деятельности межрегиональных распределительных электрических сетей // Изв. вузов. Электромеханика. – 2014. – № 3. – С. 175-177.
13. ПАО «МРСК Волги» [Электронный ресурс] / Официальный сайт. – Режим доступа: <http://www.mrsk-volgi.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.
14. ПАО «Интер РАО» [Электронный ресурс] / Официальный сайт. – Режим доступа: <http://interrao.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.
15. ПАО «МРСК Северо-Запада» [Электронный ресурс] / Официальный сайт. – Режим доступа: <http://www.mrsksevzap.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.
16. ПАО «МРСК Урала» [Электронный ресурс] / Официальный сайт. – Режим доступа: <http://www.mrsk-ural.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.
17. ПАО «МРСК Юга» [Электронный ресурс] / Официальный сайт. – Режим доступа: <http://mrsk-yuga.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.
18. ПАО «Кубаньэнерго» [Электронный ресурс] / Официальный сайт. – Режим доступа: <http://www.kubanenergo.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.
19. ПАО «ОГК-2» [Электронный ресурс] / Официальный сайт. – Режим доступа: <http://www.ogk2.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.
20. ПАО «Мосэнерго» [Электронный ресурс] / Официальный сайт. – Режим доступа: <http://mosenergo.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.

© ЮРГПУ(НПИ), Л.Ф. Отверченко,  
Н.Р. Пономарев, 2016

## ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ СТРАТЕГИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НАПРАВЛЕНИЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

*А.В. Никитенко, М.М. Лежаев*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Рассмотрена специфика формирования производственной стратегии, направленной на воспроизводство мощностей ТЭС. Представлено обоснование целесообразной последовательности этапов модернизации основного оборудования и технологии энергетического предприятия.

**Ключевые слова:** производственная стратегия, модернизация оборудования и технологии, обоснование строительства новых энергоблоков, современные методы водоподготовки, решение экологических проблем, инвестиции, эффективность производства.

## THE PRODUCTION STRATEGY IS THE DEVELOPMENT DIRECTION OF MODERNIZATION OF THERMAL POWER PLANT EQUIPMENT

*A.V. Nikitenko, M.M. Lezhaev*

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

Consider the specificity of the formation of a production strategy for the reproduction capacity of TPP. Presented justification of the steps of modernization of the main equipment and technology power plants.

**Keywords:** manufacturing strategy, modernization of equipment and technology, the rationale for the construction of new units, modern methods of water treatment, environmental issues and investment efficiency.

Реализация производственной стратегии ТЭС направлена на воспроизводство мощностей для выработки электрической и тепловой энергии. Производство энергии напрямую зависит от состояния основного энергетического оборудования. При анализе состояния имущества учитывается срок эксплуатации оборудования, устанавливаются степень его износа (в некоторых случаях он достигает 80 %) и параметры годности [1, 2].

Возможны два пути развития энергопредприятия. *Экстенсивный путь* реализуется в количественном увеличении факторов производства. *Интенсивный путь* предполагает более эффективное использование уже имеющихся ресурсов. Возможность обеспечить неуклонный рост и достаточно высокие темпы экономической эффективности производства дает переход к преимущественно интенсивному типу развития [3].

Капитальные ремонты и реконструкции энергоблоков в большинстве случаев помогают «продлить жизнь» оборудования. При этом в некоторых ситуациях необходима замена. Причины этого могут быть различные [4].

На Новочеркасской ГРЭС последовательно проводится модернизация основного энергетического оборудования [5].

Так, на энергоблоках №№ 1-7 была произведена замена турбопитательного насоса на насос фирмы «Sulzer Pumps». Модернизация заключалась в том, что в российском насосе был установлен новый внутренний корпус. Проточная часть и его узлы были изготовлены с применением новейших разработок и современных зарубежных ноу-хау. В результате станция получила практически новый насос. При этом затраты оказались существенно ниже, чем при покупке нового изделия. КПД насоса увеличился на 12 %, существенно (в 5-7 раз) снизился уровень вибрации, а также сократились расходы на эксплуатацию за счет увеличения межремонтных периодов.

На энергоблоках № 6 и 7 была проведена замена паровых турбин, которые имели наибольшую наработку и физический износ. В результате было обеспечено продление ресурса энергоблоков в целом, повышение эффективности их работы и надежности основного и вспомогательного оборудования. Парковый ресурс модернизированных турбин – 170 тыс. ч, ожидаемый срок эксплуатации – 230-250 тыс. ч. Удельный расход топлива энергоблоков № 6 и 7 после замены турбин – на уровне 348-354 г/кВт·ч. Годовая выработка электроэнергии – в объеме 1,6-1,8 млрд. кВт·ч. Обновленному блоку № 7 на 30 МВт была увеличена установленная мощность. В течение последующих 30 лет блок будет конкурентоспособен и сможет эффективно работать, так как в его конструкцию внедрены современные достижения энергетического машиностроения [6, 7].

При этом мероприятия по замене оборудования обуславливаются необходимостью повышения конкурентоспособности станции на рынке электроэнергии и мощности, обеспечения надежности работы энергоблоков, увеличения прибыли предприятия за счет повышения экономичности их работы.

В этой связи важным направлением развития производства является совершенствование организации управления. Для Новочеркасской ГРЭС это выразилось в объединении ОГК-6 и ОГК-2 в одну компанию, собственником которых является «Газпром». В результате появились новые возможности совершенствования работы. Теперь инвестиционные планы формируются на уровне единого бизнес-плана ОГК-2, куда предприятия подают свои предложения. Такое укрупнение предоставляет новые возможности по инвестированию и модернизации, больше вариантов для маневра силами и средствами.

В целом инвестиционная программа ОАО «ОГК-2» предусматривает строительство новых эффективных мощностей в регионах, испытывающих

дефицит электроэнергии. [8, 9]. Суммарный объем вводимой мощности составляет 2580 МВт. Финансирование инвестиционной программы будет осуществляться за счет собственного и заемного капитала (табл. 1).

Таблица 1

### Инвестиционные проекты ОАО «ОГК-2»

| Электростанция         | Проект  | Реконструируемая/<br>вводимая<br>мощность, МВт | Сроки<br>ввода,<br>годы | Вид<br>топлива |
|------------------------|---|--|-------------------------|----------------|
| Троицкая ГРЭС          | Объект №1 (ПСУ-660).<br>Территория Троицкой<br>ГРЭС         | 660/660  | 2014/2015               | уголь          |
| Серовская ГРЭС         | Объект №2 (ПГУ-420).<br>Территория Серовской<br>ГРЭС        | 420/420  | 2014/2015               | газ            |
| Ставропольская<br>ГРЭС | Объект №3 (ПГУ-420).<br>Территория Ставро-<br>польской ГРЭС | 420/420  | 2016                    | газ            |
| Новочеркасская<br>ГРЭС | Объект №2 (ПСУ-330).<br>Территория Новочер-<br>касской ГРЭС | 330/330  | 2014/2015               | уголь          |
| Череповецкая<br>ГРЭС   | Объект №4 (ПГУ-420).<br>Территория Череповец-<br>кой ГРЭС   | 420/420  | 2014/2015               | газ            |
| Рязанская ГРЭС         | Объект №5 (ПСУ-330).<br>Территория Рязанской<br>ГРЭС        | 270/330  | 2014                    | уголь          |

Основным обоснованием проектов, связанных со строительством энергообъектов являются:

- возможность применения современных технологий;
- улучшение технико-экономических показателей, в том числе увеличение КПД, снижение удельного расхода топлива на производство электроэнергии, улучшение экологических показателей;
- возможность покрытия дефицита электрической мощности за счет дополнительных введённых мощностей электростанции;
- замещение и возможность ремонта действующего оборудования.

В рамках инвестиционной программы ОАО «ОГК-2» реализованы проекты, представленные в табл. 2.

Важным направлением является реализация экологических проектов [10]. Общая сумма инвестиционной программы Новочеркасской ГРЭС в 2011 год составила 400 млн руб. На мероприятия по снижению нагрузки на окружающую среду было потрачено 108 млн руб., то есть больше четверти всех средств, в 2012 году – 424,959 млн руб.

**Характеристики реализованных проектов**

| Электростанция         | Проект  | Реконструируемая/<br>вводимая<br>мощность, МВт | Вид<br>топлива |
|------------------------|---|--|----------------|
| Киришская ГРЭС         | Объект №1 (ПГУ-800).<br>Территория Киришской ГРЭС<br>(модернизация конденсационной<br>части Киришской ГРЭС на базе<br>парогазовой технологии) | 300/800  | газ            |
| Новочеркасская<br>ГРЭС | Объект №6 (ПСУ-300).<br>Территория Новочеркасской ГРЭС<br>(реконструкция угольного энерго-<br>блока с заменой основного обору-<br>дования)    | 260/300  | уголь          |

В настоящее время идёт строительство нового энергоблока № 9 с использованием технологии сжигания твёрдого топлива в циркулирующем кипящем слое (ЦКС). Одно из главных преимуществ новой технологии – высокая экологичность. Ожидается, что после введения энергоблока с котлом ЦКС сократится количество вредных выбросов по сравнению с традиционными технологиями. Инвестиции в этот проект составят больше 20 млрд руб.

На Новочеркасской ГРЭС внедрена высокоэффективная система водоподготовки. Технология производства электроэнергии на тепловой станции требует значительного расхода воды [11]. Сжигаемое в котлах топливо превращает основной теплоноситель – воду – в пар высокого давления. Энергопредприятию требуется много воды, она берётся из реки Дон по обводному каналу. Многие десятилетия оборудование цеха химводоочистки НчГРЭС было крайне громоздким. Применялись вредные для здоровья работников химикаты. Изначально здесь использовалась пусковая котельная, была двухступенчатая очистка при пуске первого энергоблока станции. При запуске последующих блоков, с учётом наработанного опыта, была внедрена трёхступенчатая водоочистка.

Для реконструкции предпочтение было отдано варианту, реализующему переход к промышленно-мембранным технологиям. Новая технология предопределила объём инвестирования в 124 млн руб. К её преимуществам можно отнести уход от всех химических реагентов, снижение затрат на электроэнергию, автоматизацию всех процессов, гораздо лучшие условия труда для персонала.

Для этого в 2004-м году была введена в эксплуатацию установка предочистки, использующая мембранную технологию очистки воды методом обратного осмоса. В 2007-2008-м годах сданы в эксплуатацию установки ультрафильтрации, позволившие полностью отказаться от устаревшей технологии очистки речной воды методом осаждения её в осветителях. Технология ультрафильтрации полностью исключила применение химических реагентов. Введение метода электродеионизации воды позволило впервые в отечественной энергетике ввести на станции полностью замкнутый цикл водоподготовки, что существенно облегчило труд персонала цеха. Сведено на нет применение кислоты и щёлочи, которое раньше составляло 1100 тонн в год. В результате удалось получить трёхкратное снижение эксплуатационных затрат. Значительно повысилась надёжность работы, поскольку качество выдаваемой очищенной воды определяется десятью действующими нормами.

Запускаемая установка является крупнейшей в России интегрированной мембранной системой и входит в тройку крупнейших систем в Европе. Её производительность составляет от 175 до 215 м<sup>3</sup> воды в час. Система использует наиболее экологичный «безреагентный» метод. В результате на Новочеркасской ГРЭС появилась возможность сократить негативное влияние на окружающую среду, экологию города.

Управление инвестиционной деятельностью ОАО «ОГК-2» в дальнейшем предполагает финансирование проектов, включённых в инвестиционную программу «Улучшение качества подпиточной воды». Статистика свидетельствует о значительном уменьшении количества отказов оборудования после внедрения новых технологий водоподготовки. Полученный положительный результат позволил разработать общую программу по модернизации водоподготовки в масштабах объединённой компании ОГК-2, которая насчитывает 10 крупных федеральных электростанций. Развёрнуты работы на Ставропольской и Киришской ГРЭС.

Среди основных экологических мероприятий следует выделить и дальнейшую модернизацию воздушных электрофильтров на 7-м и 8-м блоках. На 1-м энергоблоке планируется установка более производительных фильтров, изготовленных фирмой «Альстом», где КПД по улавливанию твёрдых частиц составляет 99,5 %. Продолжаются работы по рекультивации золоотвала станции в направлении того, чтобы полностью исключить отрицательное воздействие пыли и золы на прилегающую территорию. Рекультивация территории отвала практически закончена, и поверхность защищена высаженной растительностью.

## Выводы

1) Экстенсивный путь реализации программы модернизации оборудования энергопредприятия в чистом виде используется не часто, требует серьёзного научно-технического и маркетингового обоснования, а также значительных инвестиционных вложений.

2) Инвестиционные проекты, связанные с реконструкцией, модернизацией и вводом нового оборудования, а также с совершенствованием технологии производства должны комплексно увязываться с решением соответствующих экологических проблем.

3) Приоритетом для модернизации является оборудование, имеющее не только физический, но и моральный износ. Причём вывод его в ремонт должен производиться в последовательности, при которой не снижаются показатели основной деятельности – производство энергии.

4) Для Новочеркасской ГРЭС строительство новых блоков, скорее всего, будет связано с созданием резервных мощностей для последовательного поэтапного обновления как оборудования, так и технологии.

## Список цитируемой литературы

1. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, одобренная распоряжением Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 215 р.
2. Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 года, ОАО РАО «ЕЭС России» от 19.06.2008 № 291.
3. Кучеров Ю. Надёжность электроснабжения – общественное достояние или рыночная услуга? // Энергорынок. – 2004. – № 11 [Электронный ресурс] / Энергорынок: профессиональный журнал. – Режим доступа: <http://www.e-m.ru/er/2004-11/22620/>, свободный. – Загл. с экрана.
4. Зуева Н.А., Коцепалова В.И., Ложкин А.Ю. Условия работы ТЭЦ на рынке системных услуг // Вестник ЮРГТУ(НПИ). – 2015. – № 1. – С. 43-48.
5. ОАО «ОГК-2» [Электронный ресурс] / Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.ogk2.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.
6. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1976. – 448 с.
7. Тумановский А.Г. Основные направления совершенствования котельной техники при техническом перевооружении угольных ТЭС. – М.: Теплоэнергетика, 2000. – 215 с.
8. Резанова В.Н., Губский К.В. Экономическая оценка экологических мероприятий на объектах тепловой генерации (на примере Новочеркасской ГРЭС) // Вестник ЮРГТУ(НПИ). – 2015. – № 1. – С. 62-66.
9. Никитенко А.В., Коротков Е.В. Особенности выбора оптимального варианта поставок топлива на ГРЭС // Энергетик. – 2011. – № 6. – С. 41-43.
10. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Энергетический бизнес: Учеб. пособие. – М.: Дело, 2006. – 600 с.
11. Никитенко А.В. О повышении эффективности водоподготовки и энергосбережении на ТЭС // Энергосбережение и водоподготовка. – 2009. – № 5. – С. 12-15.

## **ДОБЫЧА УГЛЯ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ РОСТОВСКОЙ ОБЛАСТИ: КРИЗИСНЫЕ ЯВЛЕНИЯ, ИСТОЧНИКИ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ**

*Д.И. Крютченко*

Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург

*Н.В. Лысенко*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

В данной статье рассматриваются предпосылки возникновения кризисных ситуаций в угледобывающей отрасли Ростовской области. Выявлены возможные варианты выхода из них, а также определены ключевые направления развития. Также отмечены наиболее перспективные инвестиционные проекты.

**Ключевые слова:** угольная промышленность, Ростовская область, кризис отрасли, перспективы, инвестиционные решения.

## **COAL MINING IN THE ENERGY SYSTEM OF ROSTOV REGION: CRISIS, SOURCES OF INVESTMENT ATTRACTION AND POSSIBILITIES OF DEVELOPMENT**

*D.I. Kryutchenko*

St. Petersburg State University, St. Petersburg

*N.V. Lysenko*

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novochoerkassk

In this article the background of crisis in the coal mining of Rostov region is considered and analyzed. Possible variants of overcoming the crisis are identified and the main directions of the development are determined. The most perspective projects of the investments are marked.

**Keywords:** coal industry, Rostov region, the crisis in the industry, perspectives, investment solutions.

В структуре экономики Ростовской области в силу ряда причин, имеющих различную природу возникновения, историческую и географическую обусловленность, прочно укрепила свои позиции угольная промышленность в контексте добычи и переработки полезных ископаемых. Различные временные промежутки, выделяемые в рамках протекания различных экономических, политических и также социокультурных процессов, отмечаются особой спецификой в объемах, местах добычи и рынках сбыта антрацита, а также коксующего угля угольной сырьевой базы Восточного Донбасса. Несмотря на выгодное экономико-географическое положение Ростовской области, обширную и развитую инфраструктуру, значительные запасы полезных ископаемых, высокий трудовой и научный потенциал, в пределах

территорий, специализирующихся на добыче угля, последние несколько десятилетий наблюдаются глубокие кризисные явления.

Изменения, направленные на проведение качественных преобразований в различных сферах общественной жизни, обусловили необходимость реформирования угольной промышленности России в целом, и Ростовской области в частности. Из-за неблагоприятных тенденций, отмечаемых в экономике государства, произошло широкомасштабное закрытие горнодобывающих предприятий, повлекшее за собой ряд взаимообусловленных негативных последствий. В рамках разработанной и реализуемой до настоящего времени программы реструктуризации угольной промышленности Ростовской области, которая, безусловно, требует значительных капитальных вложений со стороны государства, к настоящему времени не удалось устранить все негативные последствия, возникшие в результате упадка отрасли.

К таким последствиям следует отнести: 1. Утрату традиционных рынков сбыта в таких странах, как Молдавия, Украина и Белоруссия из-за массового закрытия шахт; 2. Значительная изношенность имеющихся в рамках отрасли объектов шахтной инфраструктуры и выемочного оборудования; 3. Низкий уровень заработной платы при значительной ее доле в структуре себестоимости продукции; 4. Высокий уровень социальной напряженности в традиционно шахтерских районах Ростовской области, обусловленный, как социальными, так и значительной мере экологическими причинами; 5. Длительный срок эксплуатации шахт повлек за собой резкое сокращение благоприятных для дальнейшей выработки запасов угля.

Вышеперечисленные последствия, характерные непосредственно для Ростовской области, сопровождаются кризисными явлениями, присущими в целом угольной отрасли: 1. Сокращение внутреннего спроса на энергетический уголь; 2. Высокая себестоимость добычи угля, увеличивающаяся за счет значительного объема социальной нагрузки, отсутствующей во многих других отраслях; 3. Низкий потенциал отрасли для снижения затрат на производство продукции; 4. Жесткие условия кредитования предприятий отрасли, серьезно препятствующие наращиванию объема инвестиций на развитие производства.

Безусловно, сложившаяся ситуация, а также наблюдаемые кризисные явления имеют в будущем как возможные пути решения, так и положительный вектор своего развития. Одной из главных целей, поставленных в рамках проведения «антикризисных» мероприятий в угледобывающей отрасли Ростовской области, является строительство новых высокорентабельных

шахт. Безусловно, для обеспечения реализации условия высокорентабельности необходимо внедрение современных и высокотехнологичных методов работы на угольных шахтах, привлечение высококвалифицированных кадров, а также значительного объема различного рода инвестиций. При условии строительства новых шахт, соответствующих современному техническому уровню с достижением производительности труда не ниже среднероссийского возможна реализация следующих проектов [1]:

1. Использование в полной мере мощностей обогатительных фабрик Ростовской области по переработке горной массы, работа которых будет направлен на переработку угля, непосредственно добываемого в регионе;

2. Строительство двух обогатительных фабрик: обогатительной фабрики шахты «Шерловская-Наклонная» и обогатительной фабрики «Садкинская» [1], что позволит реализовывать необходимый объем переработки угля, предусмотренный в рамках Долгосрочной программы развития угольной промышленности России на период до 2030 года [2];

3. Основная работа шахт будет направлена на удовлетворение внутреннего спроса в регионе, а также будет подразумевать возможность экспорта продукции, за счет высокого качества добываемого угля.

Проводимые мероприятия по реструктуризации предприятий угледобывающей отрасли Ростовской области позволят обеспечить поставки данного сырья на внутренний рынок, в связи с растущей на него потребностью. Это связано как с изменением структуры потребления топливно-энергетических ресурсов, так и реконструкцией некоторых теплоэлектростанций в европейской части страны в разрезе внедрения высокотехнологичного оборудования, работающего на угле.

Для возможности реализации всех вышеуказанных мероприятий, а также для появления положительных тенденций в развитии всей угольной отрасли Ростовской области закономерно возникновение необходимости в значительных капитальных вложениях. Отсутствие прямого и жесткого государственного регулирования отрасли в рамках современной рыночной экономики Российской Федерации – важный толчок к привлечению денежных ресурсов в рамках реализации различных инвестиционных программ. В частности, можно говорить о том, что долгосрочное финансирование отрасли в настоящее время способны обеспечить крупные холдинговые компании, заинтересованные в консолидации отрасли и приобретении поставщиков сырья для базовых производств [3]. Также в рамках проводимой Агентством инвестиционного развития Ростовской области работы необходимо выделить следующие проекты: проект строительства шахты

«Быстрянская № 1-2» (возобновление добычи коксующихся углей для удовлетворения растущего спроса на металлургических производствах России и зарубежья), реконструкция шахты № 37 предприятия «Сулиноуголь» (проект включен в Комплексный инвестиционный план развития экономики г. Гуково) [4]. Также немаловажным шагом к решению проблем отрасли в современных кризисных условиях экономики является развитие государственно-частного партнерства. В данном случае интересы государства связаны с реализацией зафиксированных в Энергетической стратегии России на период до 2030 года положений государственной энергетической политики, частью которой является и развитие угледобывающей промышленности Ростовской области [5].

#### **Список цитируемой литературы**

1. Концепция развития угольной промышленности Ростовской области на период до 2030 года // <http://www.donland.ru/Default.aspx?pageid=111881>.
2. Долгосрочная программа развития угольной промышленности России на период до 2030 года // [http://www.rosugol.ru/upload/pdf/dpup\\_2030.pdf](http://www.rosugol.ru/upload/pdf/dpup_2030.pdf).
3. Стратегия привлечения инвестиций Ростовской области. Приложение к постановлению Законодательного Собрания Ростовской области от 28.06.04 № 402 «О стратегии привлечения инвестиций Ростовской области» (в редакции постановления Законодательного Собрания от 15.09.05 № 1063).
4. Агентство инвестиционного развития Ростовской области. Угледобывающая отрасль // <http://www.ipa-don.ru/presentation/1/prom/uo>.
5. Стратегия социально-экономического развития Ростовской области до 2020 года. <http://www.donland.ru/Default.aspx?pageid=85416>.

© ЮРГПУ(НПИ), Д.И. Крютченко, 2016

**УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ.  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ СТАНДАРТ ISO 50001:2011  
«СИСТЕМЫ ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТА – ТРЕБОВАНИЯ  
С РУКОВОДСТВОМ ПО ПРИМЕНЕНИЮ»**

***Е.П. Родионова***

ООО «Систем Менеджмент», г. Киев

***Н.В. Лысенко***

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

В статье исследованы вопросы системного управления процессами энергосбережения и повышения энергоэффективности на предприятиях. В качестве инструмента эффективного управления предложено использовать стандарты серии ИСО 50001:2011, ориентированные на реализацию ключевых принципов цикла Деминга – Шухарта: планирование, действие, проверка (контроль), корректировка (принятие решений).

**Ключевые слова:** энергосбережение, энергоэффективность, энергоменеджмент, стандарт ИСО 50001:2011

**OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY. THE INTERNATIONAL  
STANDARD ISO 50001:2011 "ENERGY MANAGEMENT SYSTEMS –  
REQUIREMENTS WITH GUIDANCE FOR USE"**

***E.P. Rodionova***

Ltd. "System Management", Kiev

***N.V. Lysenko***

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

In the article the questions of system management processes energy conservation and efficiency in the workplace. As a tool of effective management is proposed to use the standards of ISO 50001:2011, focused on the implementation of the key principles of the Deming cycle - Shewhart: planning, action, checking (supervision), the adjustment (decision-making).

**Keywords:** energy conservation, energy efficiency, energy management, ISO 50001:2011.

Требования, направленные на энергосбережение и повышение энергоэффективности, предъявляют к организациям и государство, и гражданское общество. А выгоды от усилий в этой области осознаются все большим числом людей.

По мнению Марко Маттейни (MarcoMatteini), представляющем Организацию ООН по промышленному развитию (UnitedNationsIndustrial-DevelopmentOrganization, UNIDO), энергоэффективность в современной промышленности достигается сегодня большей частью не за счет внедрения новых энергосберегающих технологий, а за счет изменений в методах и способах управления.

Вопросы энергобезопасности и энергоэффективности стали новым вызовом для всех стран мира. Россия не стала исключением.

На сегодняшний день уделяется огромное внимание решению проблем неэффективного использования энергии и реализации потенциала повышения энергоэффективности, разрабатываются законы по энергосбережению, проводится сотрудничество с международными организациями.

На рис. 1 и рис. 2 отображены результаты анализа потребления энергоресурсов в России в различных секторах экономики, проведенного совместно с Группой Всемирного банка (Всемирный банк и IFC).



Рис. 1. Потенциал повышения энергоэффективности в России, вложения и отдача

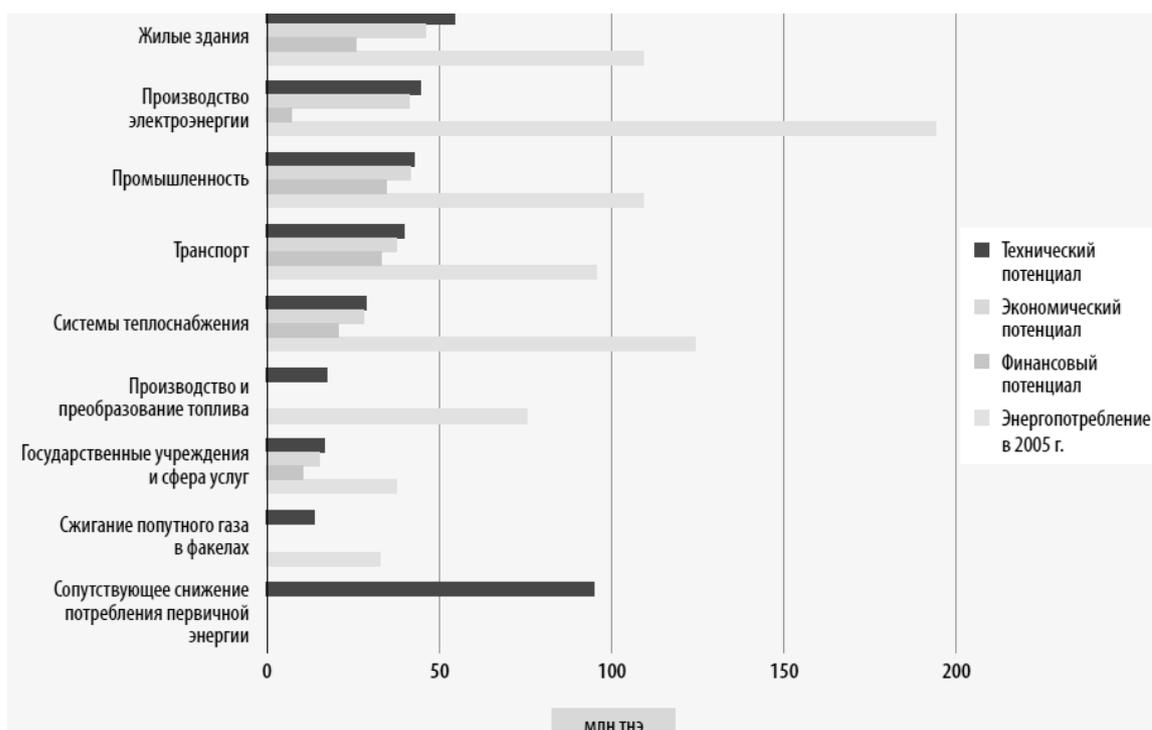


Рис. 2. Потенциал повышения энергоэффективности по секторам

Повышение энергоэффективности снизит риски и затраты, связанные с высокой энергоемкостью российской экономики, и позволит:

1. Сохранить конкурентоспособность промышленности;
2. Увеличить доходы от экспорта нефти и газа;
3. Сократить расходы бюджета: более эффективное использование энергии приведет к ежегодной экономии федеральным и местными бюджетами 3-5 млрд долл.;
4. Улучшить экологическую обстановку.

Разработка международных, региональных, национальных и профессиональных стандартов в области энергоменеджмента постепенно становится приоритетной.

Международная Организация по Стандартизации ISO опубликовала летом 2011 стандарт ISO 50001:2011 «Energy management systems – Requirements with guidance for use» (Системы энергетического менеджмента – Требования к руководству по применению).

ISO 50001 предназначен для применения во всех организациях, вне зависимости от их типа и размера, географических, культурных и социальных условий [1]. Данный стандарт особенно необходим организациям, которые используют энергоемкие процессы или сталкиваются с проблемой выбросов парниковых газов.

По структуре стандарт ISO 50001:2011 сходен со стандартом ISO 14001:2004 «Система экологического менеджмента».

Таблица 1

### Структура стандартов ISO 50001:2011 и ISO 14001:2004

| EMS - ISO 14001   | EnMS – ISO 50001  |
|---|---|
| Система экологического менеджмента делает упор на:<br>– Защиту окружающей среды<br>– Предотвращение загрязнений<br>– Утилизацию отходов<br>– Экологические показатели | Система энергетического менеджмента делает упор на:<br>– Энергоэффективность<br>– Энергосбережение<br>– Энергоменеджмент<br>– Энергетические показатели |

#### Стимулы для организации внедрять СЭнМ:

- 1) Повышение энергетической результативности;
- 2) Снижение эксплуатационных затрат;
- 3) Повышение энергоэффективности;
- 4) Снижение энергоемкости;
- 5) Снижение воздействия на окружающую среду (снижение выбросов парниковых газов);
- 6) Обеспечение соответствия законодательству;

- 7) Демонстрация социальной ответственности;
- 8) Улучшение имиджа на рынке;
- 9) Повышение устойчивости бизнеса;
- 10) Привлекательность для инвестиций;
- 11) Стимул для инноваций.

### **Результаты от внедрения СЭнМ:**

1. Дополнительные преимущества перед конкурентами за счет определения скрытых «резервов» снижения себестоимости продукции.

2. Качественно проведенный энергоаудит покажет «слабые стороны» по использованию ТЭР.

3. В результате обследования будут разработаны мероприятия по энергосбережению индивидуально для вашего предприятия.

4. Вся разработанная документация будет согласована в СРО.

5. Вы выполните требования, предписанные законом.

Следует обратить внимание, что простая установка узлов учета на все виды ресурсов не является энергосберегающим решением. Внедрение и поддержание политики энергосбережения на предприятии является приоритетом. Необходима разработка программы по энергосбережению и назначение ответственного за её реализацию. Необходим мониторинг последних инновационных энергосберегающих решений на предприятии.

Таким образом, основой успешного функционирования энергоэффективного предприятия являются две компоненты, во-первых, техническая – надлежащее оборудование, технологии и инфраструктура, во-вторых, управленческая – рациональный менеджмент организации [4]. Эти две компоненты определяют экономический результат деятельности предприятия и его инвестиционную привлекательность.

### **Список цитируемой литературы**

1. ГОСТ Р ИСО 50001-2012 Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство к применению. ISO 50001:2011 Energy management systems – Requirements with guidance for use (IDT)/Москва/Стандартинформ – 2013.
2. Данилов Н.И. Основы энергосбережения: учеб. – 2-е изд., доп. и перераб. / Н.И. Данилов, Я.М. Щелоков; под общ. ред. Н.И. Данилова. – Екатеринбург: Издательский дом «Автограф», 2010. – 528 с.
3. Елтышев Д.К., Хорошев Н.И. Системный подход к формированию и реализации программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 5-4. – С. 697–701.
4. Осадчиев А.А. Практика внедрения современных стандартов энергоменеджмента и подготовка к применению ИСО 50001/А. Осадчиев // Журнал "Сертификация". – 2012. – № 1.

## НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ

*В.В. Кощей*

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)  
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

В статье проведена оценка разработанных Минэнерго методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, рассмотрена система оценки эффективности деятельности электросетевых компаний.

Рассмотрена взаимосвязь между представленными показателями и формированием оптимального баланса между уровнем тарифа и уровнем надежности, для повышения обоснованности принимаемых управленческих решений.

**Ключевые слова:** Интегральный критерий потребительских свойств, интегральный критерий затрат, электросетевые компании, объем недоотпущенной энергии, стоимость инвестиционного портфеля.

## NEW APPROACHES TO THE ASSESSMENT OF THE PERFORMANCE ELECTRIC GRID COMPANY

*V. V. Koshchey*

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk

In the article estimation of the energy developed methodical instructions by calculation of level of reliability and quality of supplied goods and rendered services, we consider a system of evaluating the performance of grid companies.

Examined the relationship between the indicators and formation of an optimal balance between the level of tariff and level of reliability to enhance the validity of management decisions.

**Key words:** Integral criterion of consumer properties, integral criteria of cost, electro-setevaya of the company, the amount nepotushenny energy, the value of the investment portfolio.

Для повышения обоснованности принимаемых управленческих решений необходим мониторинг эффективности передачи и распределения электроэнергии сетевыми компаниями.

В систему регулирования должно быть заложено отслеживание повышения эффективности. Необходимость разработки и внедрения методики сравнительного анализа деятельности сетевых организаций, в том числе с использованием международных показателей, возникла давно, но особо остро встал вопрос с началом внедрения нового подхода к установлению тарифов на электроэнергию – метода RAB-регулирования [5].

Регуляторный сравнительный анализ – определяет эталонный уровень эффективности как по операционной, так и по инвестиционной деятельности, как по надежности, так и по затратам и потерям, а также создает условия квазиконкуренции в монопольной отрасли.

Так как у потребителей нет возможности контролировать качество услуг сетевых компаний, частоту и длительность перебоев электроснабжения, а также обоснованность установленных тарифов, ФСТ совместно с Минэнерго разработало систему оценки эффективности деятельности электросетевых компаний. Данная система показателей позволит контролировать количество и среднее время отключений электроэнергии, соблюдение сроков выполнения мероприятий по жалобам клиентов, а также даст возможность сравнить качество и стоимость услуг сетевых организаций.

Уровень надёжности и качества услуг определяется как обобщенный интегрированный показатель и состоит из показателя уровня надёжности оказываемых услуг и показателя уровня качества оказываемых услуг [2].

**Прекращение передачи** – возникновение технологического нарушения на объектах электросетевой организации, сопровождаемое полным (частичным) ограничением режима потребления электрической энергии потребителя услуг по передаче электрической энергии.

Для ПАО «ФСК ЕЭС» – *объем недоотпущенной энергии (ENS)* [4].

Для распределительных сетевых компаний:

- индекс частоты прерываний электроснабжения потребителей (SAIFI);
- индекса длительности прерываний электроснабжения потребителей (SAIDI).

Для ПАО «ФСК ЕЭС»: показатель объема недоотпущенной электрической энергии определяется по следующей формуле:

$$ENS = \sum P_i \cdot T_i,$$

где  $P_i$  – суммарный объем фактической нагрузки (мощности) на присоединениях потребителей услуг, по которым в результате технологического нарушения произошло  $i$ -ое прекращение передачи электрической энергии, на момент возникновения такого события, МВт;

$T_i$  – продолжительность  $i$ -го прекращения передачи электрической энергии в результате технологического нарушения, час.

$I$  – количество прекращений передачи электрической энергии потребителям услуг в расчетном периоде регулирования, шт.

В целях оценки качества предоставляемых услуг предлагается использование интегрального показателя, отражающего не только качество услуг по передаче электрической энергии, но и качество обслуживания потребителей, в том числе при осуществлении технологического присоединения [3].

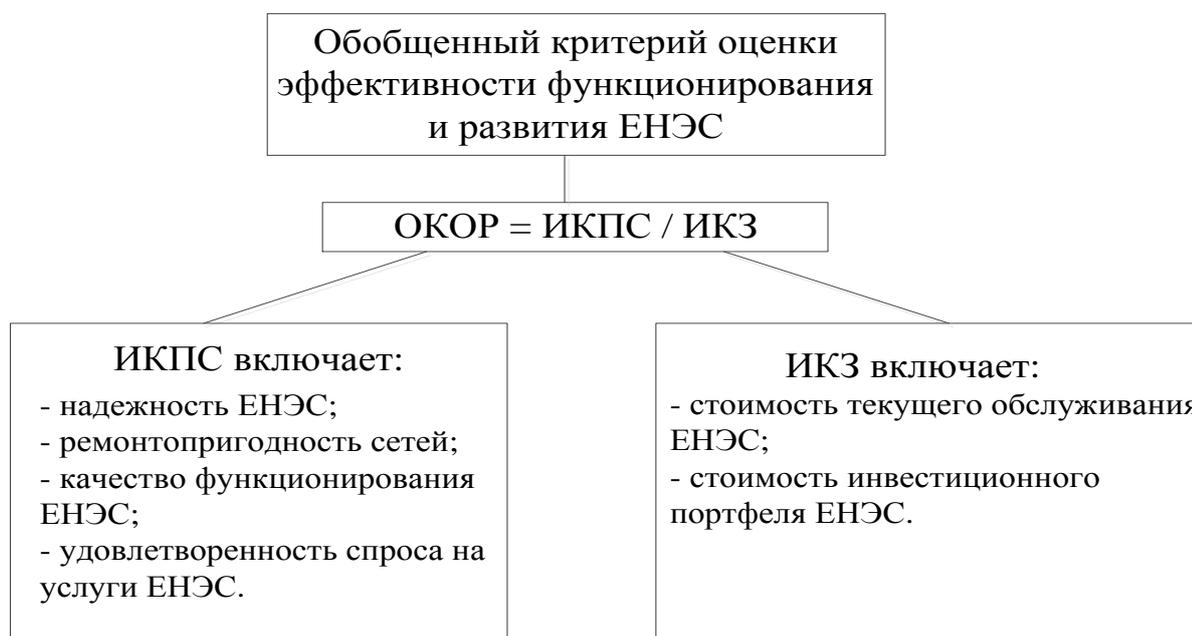
Наиболее полным образом множественность факторов, влияющих на принятие решений, может быть выражена через «Обобщенный критерий оценки эффективности функционирования и развития ЕНЭС» (ОКОР).

Как инструмент, ОКОР используется:

- для осуществления контроля изменения во времени состояния ЕНЭС, как системы в целом;
- для проведения стратегических исследований по следующим направлениям:
  - пути развития ЕНЭС, как сложной системы;
  - обоснование выбора новых технологий для ЕНЭС;
  - другие условия, влияющие на стратегию функционирования и развития ЕНЭС.

Численное выражение ОКОР представляет собой в общем виде отношение показателей, характеризующих деятельность ЕНЭС – «Интегральный критерий потребительских свойств ЕНЭС» (ИКПС) и затрат, произведенных для обеспечения этой деятельности / «Интегральный критерий затрат ЕНЭС» (ИКЗ).

Каждый из критериев представляется суммой функциональных показателей, приведенных в сопоставимые условия путем умножения на коэффициент нормализации данного показателя.



**Рис. 1. Обобщенный критерий оценки эффективности функционирования и развития ЕНЭС (ОКОР)**

$$\text{ОКОР} = \text{ИКПС} / \text{ИКЗ}$$

Число функциональных показателей при корректировке Стратегии ЕНЭС может изменяться в зависимости от оценки значимости влияющих на ОКОР факторов (см. рис. 1).

Интегральный критерий потребительских свойств (ИКПС) отражает уровень соответствия результатов функционирования ЕНЭС требованиям, предъявляемым к ней потребителями услуг ЕНЭС и другими заинтересованными сторонами.

ИКПС включает следующие функциональные показатели, которые отражают состояние отдельных наиболее значимых свойств сети, характеризующих эффективность ее функционирования и развития, в том числе:

- надежность ЕНЭС,
- ремонтпригодность сетей,
- качество функционирования ЕНЭС,
- удовлетворенность спроса на услуги ЕНЭС.

Интегральный критерий затрат (ИКЗ) отражает уровень затрат, обеспечивающих текущее функционирование ЕНЭС, а также инвестиционных средств, которые приходится нести организации, обеспечивающей функционирование и развитие ЕНЭС – ПАО «ФСК ЕЭС» и других собственников сетевых активов ЕНЭС.

*ИКЗ* включает конкретные функциональные показатели, отражающие объем затрат, направляемых на функционирование и развитие ЕНЭС, в том числе:

– ***Стоимость текущего обслуживания ЕНЭС***

Стоимость текущего обслуживания ЕНЭС отражает относительные показатели основных направлений затрат, включаемых в цену услуг на передачу электрической энергии по ЕНЭС. При оценке динамики изменения стоимостных показателей учитывается уровень инфляции по каждому из рассматриваемых периодов. При оценке стоимости текущего обслуживания применяются следующие показатели:

– Общая сумма затрат на текущее обслуживание (за вычетом затрат на оплату труда персонала), отнесенная к балансовой стоимости основных фондов ЕНЭС.

– Сумма затрат на оплату труда персонала, отнесенная к общей сумме затрат на текущее обслуживание (за вычетом затрат на оплату труда персонала).

– Стоимость потерь электроэнергии в ЕНЭС, отнесенная к балансовой стоимости основных фондов ЕНЭС.

– ***Стоимость инвестиционного портфеля ЕНЭС***

Стоимость инвестиционного портфеля отражает относительное приращение капитала компаний, собственников электрических сетей ЕНЭС, полученное как за счет собственных, так и за счет заемных средств.

При оценке стоимости инвестиционного портфеля ЕНЭС применяются следующие показатели:

– Сумма инвестиционных средств (включая амортизацию), предусмотренная в тарифе на передачу электрической энергии по ЕНЭС, отнесенная к балансовой стоимости основных фондов ЕНЭС.

– Сумма заемных (привлеченных с рынка капитала) средств, направляемых на развитие ЕНЭС, отнесенная к балансовой стоимости основных фондов ЕНЭС.

Для электросетевых организаций, регулирующих органов и потребителей указанные показатели будут являться основными для определения **оптимального баланса между уровнем тарифа и уровнем надежности.**

Показатели качества и надежности (средний индекс частоты прерываний электроснабжения конечных потребителей в электроэнергетической системе и средний индекс длительности прерываний электроснабжения конечных потребителей в электроэнергетической системе либо аналогичные общепринятые в мире показатели) должны стать одними из основных критериев при формировании инвестиционных и ремонтных программ электросетевых компаний [6].

К 2017 году все российские сетевые компании будут обеспечивать сбор данных по надежности системы и качеству электроснабжения, а также осуществлять расчет советующих показателей по международным методикам.

#### Список цитируемой литературы

1. Кощей В.В. Маркетинг в электроэнергетике: учеб. пособие / Юж.-Рос. гос. техн. ун-т. – Новочеркасск: ЮРГТУ(НПИ), 2006. – 144 с.
2. Кощей В.В. Основные подходы к разработке программы энергоэффективности энергокомпаний // Изв. вузов. Электромеханика. – 2013. – № 1. – С. 186-188.
3. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
4. Приказ Минэнерго России от 14 октября 2013 года № 718 «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».
5. Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (утв. Постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 года № 1178).
6. Сайт ОАО «Российские сети» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rosseti>.

© ЮРГПУ(НПИ), 2016

## СОДЕРЖАНИЕ

|   |    |
|---|----|
| <b>СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ</b> .....   | 4  |
| <b>Агеев С.П. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НОРМ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА РАСПИЛОВКУ ДРЕВЕСИНЫ</b> .....  | 4  |
| <b>Клюев Р.В., Котова О.А., Гаврина О.А. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЕДИНОЙ ПРОМЫШЛЕННО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ В ГОРНЫХ ТЕРРИТОРИЯХ</b> .....                               | 9  |
| <b>Клюев Р.В., Котова О.А., Галкина О.Ю. МЕТОДИКА РАСЧЕТА РЕЗОНАНСНЫХ РЕЖИМОВ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 6 кВ С НЕЛИНЕЙНОЙ НАГРУЗКОЙ</b> .....                          | 13 |
| <b>Колпахчян П.Г., Лобов Б.Н., Аль Джурни Рагхад А.М. АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ В СИСТЕМЕ АВТОНОМНОГО СОЛНЕЧНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ</b> .....  | 17 |
| <b>Богдан А.В., Нетребко Д.С. ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «РЭТП» ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МАЛОЗАТРАТНЫХ СПОСОБОВ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6-10 кВ</b> .....                           | 23 |
| <b>Курилова Н.А., Варганова А.В. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ПОВЫШАЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ И ПОСТАВКАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ</b> .....    | 32 |
| <b>Сошинов А.Г. ВНЕДРЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4-35 кВ</b> .....  | 35 |
| <b>Винников А.В., Масенко А.В., Тропин В.В. ТИРИСТОРНО-ДИОДНЫЕ УСТРОЙСТВА ФОРМИРОВАНИЯ ЗАДАННЫХ РЕАКТИВНЫХ ТОКОВ ОСНОВНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ</b> .....    | 42 |
| <b>Винников А.В., Кучеренко Д.Е., Тропин В.В. УСТРОЙСТВО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ, КАК ЭЛЕМЕНТ ЕГО СИСТЕМЫ ПОДСУШКИ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПАУЗЕ</b> ..... | 47 |
| <b>Сапронов А.А., Никуличев А.Ю., Лещенко А.Г., Волкова О.В. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНАЯ СИСТЕМА ОСВЕЩЕНИЯ АВТОМОБИЛЬНОГО ТОННЕЛЯ</b> .....   | 50 |
| <b>Галушак В.С., Сошинов А.Г. СОВРЕМЕННЫЕ ОСВЕТИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ КАК ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ИСТОЧНИК РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ ПОТРЕБИТЕЛЯ</b> .....  | 54 |
| <b>Надтока И.И., Павлов А.В. ОБЗОР ИЗМЕНЕНИЙ УДЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК КВАРТИР С ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ ПЛИТАМИ</b> .....   | 60 |
| <b>Вялкова С.А., Надтока И.И. КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ МЕТОДАМИ НЕЙРОННОЙ И НЕЙРОНЕЧЕТКОЙ СЕТИ</b> .....  | 66 |
| <b>Булочкин Г.И., Кудинов И.Д. ПЕРСПЕКТИВЫ УЧАСТИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В РЕЖИМНОМ И ПРОТИВОАВАРИЙНОМ УПРАВЛЕНИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ</b> .....   | 69 |
| <b>Шелест В.А. АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ПРОГРАММА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ</b> .....   | 72 |

|  |            |
|--|------------|
| <b>Бреславец В.П., Котелевский А.А., Гуммель А.А., Виличинский А.В.,<br/>Нефёдов В.М., Суховерхов Д.А. ПОТЕНЦИОСТАТИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА<br/>НИКЕЛЬ-КАДМИЕВЫХ АККУМУЛЯТОРОВ SLP12 И НОРРЕСКЕ FNC333<br/>С ПОМОЩЬЮ УСТРОЙСТВА УДАК.....</b>           | <b>76</b>  |
| <b>Кузнецов А.В., Аргентова И.В. УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМОМ ПОТРЕБЛЕНИЯ<br/>РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТИМУЛИРУЮЩИХ<br/>ТАРИФОВ .....</b>  | <b>80</b>  |
| <b>Сенько В.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ГРАНИЦ ОБЛАСТИ УСТОЙЧИВОСТИ<br/>ДЛЯ ЦЕПЕЙ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ<br/>СИСТЕМОЙ .....</b>   | <b>84</b>  |
| <b>Некрасов А.С., Савченко А.В. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ СРЕДСТВАМИ<br/>АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА НАСОСНОГО АГРЕГАТА<br/>ТРЕХЭТАЖНОГО ЖИЛОГО ДОМА .....</b>   | <b>89</b>  |
| <b>Надтока И.И., Махмаджонов Ф.Д. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ<br/>МОЩНОСТИ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТАДЖИКИСТАНА<br/>ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ .....</b>   | <b>92</b>  |
| <b>РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ<br/>УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ .....</b>  | <b>96</b>  |
| <b>Нагай В.И., Нагай И.В., Сарры С.В., Киреев П.С. МЕТОДИКА<br/>РАСПОЗНАВАНИЯ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ<br/>РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ .....</b>  | <b>96</b>  |
| <b>Киреев П.С., Нагай И.В., Украинцев А.В., Пилипенко А.В., Нагай В.И.<br/>ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАЗМЫ<br/>ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ДУГИ ДЛЯ НУЖД РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ .....</b>   | <b>102</b> |
| <b>Нагай В.И., Кравченко В.Ф., Бураков И.Ф., Золоев Б.П., Костинский С.С.<br/>ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ УЗЛОВ<br/>СЕТИ С ПРИВЕДЕНИЕМ ДАННЫХ АКТИВНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА<br/>К ОДНОМУ УРОВНЮ НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ.....</b> | <b>107</b> |
| <b>Черноусова Л.В. АНАЛИЗ БРОСКА ТОКА ВКЛЮЧЕНИЯ В ФАЗЕ<br/>ТРАНСФОРМАТОРА С КОММЕНТАРИЯМИ .....</b>  | <b>113</b> |
| <b>ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И РЕЖИМЫ<br/>РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ .....</b>  | <b>116</b> |
| <b>Будовский В.П., Авхимов К.Б. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ПРОВЕРКА<br/>АЛГОРИТМА ДИАГНОСТИКИ СИНХРОННОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ.....</b>  | <b>116</b> |
| <b>Будовский В.П., Иванченко А.Н., Шайда А.Ю. E-LEARNING МЕТОДЫ<br/>ПОДГОТОВКИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА УПРАВЛЕНИЮ<br/>ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ.....</b>   | <b>120</b> |
| <b>Смирнов А.Н. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ<br/>УСТРОЙСТВА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ВОЛНОВЫМ<br/>МЕТОДОМ ДВУХСТОРОННИХ ИЗМЕРЕНИЙ НА ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ<br/>ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 220 кВ .....</b>                                      | <b>130</b> |
| <b>Засыпкин А.С. (мл.), Тетерин А.Д. ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ<br/>ТЕПЛОВОГО СПАДА ТОКА ПЛАВКИ ГОЛОЛЁДА НА ВЛ ПРИ РАЗЛИЧНОЙ<br/>ДЛИНЕ ГОЛОЛЁДНОЙ МУФТЫ .....</b>  | <b>136</b> |

|   |     |
|---|-----|
| <b>Шелест В.А. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОИСКА ПОВРЕЖДЕННОГО КАБЕЛЯ ПРИ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ</b> .....  | 143 |
| <b>ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ</b> .....   | 146 |
| <b>Веселовская Е.В., Шишло А.Г. ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ СОРБЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ НА ПОВЕРХНОСТИ ОБРАТНООСМОТИЧЕСКИХ МЕМБРАН</b> .....  | 146 |
| <b>Веселовская Е.В., Ткаченко Д.Г., Зажигаева К.В. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НОВЫХ ФИЛЬТРУЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ВОДОПОДГОТОВКИ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ</b> .....  | 149 |
| <b>Пряткина В.С. РАЗРАБОТКА МЕТОДА СТРУЙНО-ВИХРЕВОЙ ГАЗИФИКАЦИИ НИЗКОРЕАКЦИОННЫХ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ</b> .....   | 152 |
| <b>Безуглый Д.А., Карпов В.Н., Забелина А.Ю., Попов А.Б., Тюрнин Г.В. СИСТЕМА УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА БАЗЕ ВИХРЕВЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ РАСХОДА РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ 200 МВт КОТЕЛЬНОЙ ООО «ТЕПЛОВАЯ ГЕНЕРАЦИЯ» г. ТАГАНРОГА</b> ..... | 157 |
| <b>Козлова Т.В., Липкина Т.В. ВОЗМОЖНОСТИ МОНИТОРИНГА КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ</b> .....   | 160 |
| <b>Ефимов Н.Н., Безуглов Р.В., Папин В.В., Католиченко Д.С. ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЙ КОМПАКТНЫЙ АККУМУЛЯТОР ТЕПЛОТЫ КАК ЭЛЕМЕНТ СИСТЕМЫ, ИСПОЛЬЗУЮЩЕЙ РАЗНОСТЬ СРЕДНЕСЕЗОННЫХ ТЕМПЕРАТУР</b> .....   | 168 |
| <b>ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ</b> .....   | 171 |
| <b>Пономарева Н.А., Отверченко Л.Ф., Пономарев Н.Р. АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ МСФО</b> .....  | 171 |
| <b>Никитенко А.В., Лежаев М.М. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ СТРАТЕГИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НАПРАВЛЕНИЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС</b> .....  | 182 |
| <b>Крюгченко Д.И., Лысенко Н.В. ДОБЫЧА УГЛЯ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ РОСТОВСКОЙ ОБЛАСТИ: КРИЗИСНЫЕ ЯВЛЕНИЯ, ИСТОЧНИКИ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ</b> .....   | 188 |
| <b>Родионова Е.П., Лысенко Н.В. УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ. МЕЖДУНАРОДНЫЙ СТАНДАРТ ISO 50001:2011 «СИСТЕМЫ ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТА – ТРЕБОВАНИЯ С РУКОВОДСТВОМ ПО ПРИМЕНЕНИЮ»</b> .....  | 192 |
| <b>Кощей В.В. НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ</b> .....   | 196 |

*Научное издание*

---

## **Кибернетика энергетических систем**

Сборник материалов XXXVII сессии семинара  
по тематике «Электроснабжение»

Издается в авторской редакции

Подписано в печать 20.09.2016 г.

Формат 60x84 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага офсетная. Печать цифровая.

Усл. печ. л. 11,62. Уч.-изд. л. 12,5. Тираж 300 экз. Заказ № 46-1530.

Южно-Российский государственный политехнический  
университет (НПИ) имени М.И. Платова

Адрес университета:

346428, г. Новочеркасск, ул. Просвещения, 132

Отпечатано в ИД «Политехник»

346400, г. Новочеркасск, ул. Первомайская, 166, тел. 227-097.