

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ  
И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕДИНЕНИЙ СНГ

# ЭНЕРГЕТИКА

2  
МАРТ – АПРЕЛЬ  
2015

МЕЖДУНАРОДНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ  
ИЗДАЕТСЯ С ЯНВАРЯ 1958 ГОДА

## Учредители

Электроэнергетический совет СНГ,  
Министерство образования Республики Беларусь,  
Министерство образования и науки Российской Федерации

---

---

Журнал включен в базу данных РИНЦ

## СОДЕРЖАНИЕ

### ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

<b>Романюк Ф. А., Шевалдин М. А.</b> Направления совершенствования токовых защит линий распределительных сетей . . . . .	5
<b>Фурсанов М. И., Дуль И. И.</b> Выбор номинальной мощности силовых трансформаторов . . . . .	11
<b>Олексюк И. В.</b> Применение суперконденсаторов в установках для испытания силовых электрических кабелей на термическую и динамическую стойкость . . . . .	20
<b>Сивокобыленко В. Ф., Никифоров А. П., Бурлака В. В., Поднебенная С. К.</b> Анализ методов предотвращения автономной работы участков сети Smart Grid 0,4 кВ . . . . .	26

### ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

<b>Кулаков Г. Т., Кухоренко А. Н.</b> Инвариантная система автоматического регулирования уровня воды в барабане котла . . . . .	35
<b>Осипов С. Н., Пилипенко В. М.</b> Энергоэффективные режимы теплоснабжения жилых зданий . . . . .	47
<b>Неуймин В. М.</b> Выбор направления технического перевооружения газомазутных блоков мощностью 300 МВт ТЭС стран Восточно-Европейского региона . . . . .	60
<b>Сорокин В. В.</b> Моделирование элементов активной зоны ядерного реактора с толстым вращающимся слоем микротвэлов для трансмутации радиоактивных отходов . . . . .	72

<b>Бутенко А. Г., Смык С. Ю.</b> Повышение эффективности струйного насоса при малых коэффициентах эжекции .....	80
---	----

#### ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

<b>Ролик Ю. А., Горностай А. В.</b> Анализ основных экономических показателей работы ветроустановок по результатам опыта коммерческой эксплуатации ветропарков Латвии .....	88
---	----

**Главный редактор Федор Алексеевич Романюк**

#### Редакционная коллегия

*С. Н. АСАМБАЕВ, В. ВУЙЦИК, В. В. ГАЛАКТИОНОВ, М. ДАДО, В. А. ДЖАНГИРОВ, К. В. ДОБРЕГО (зам. главного редактора), И. В. ЖЕЖЕЛЕНКО, П. В. ЖУКОВСКИ, А. С. КАЛИНИЧЕНКО, НГО ТУАН КИЕТ, А. И. КИРИЛЛОВ, ЛУ ЧЖУН-У, Б. К. МАКСИМОВ, А. С. МИХАЛЕВ, А. А. МИХАЛЕВИЧ, Е. С. МИШУК, О. Г. ПЕНЯЗЬКОВ, Е. Н. ПИСЬМЕННЫЙ, Э. Н. САБУРОВ, А. С. САУХАТАС, В. С. СЕВЕРЯНИН, И. И. СЕРГЕЙ (зам. главного редактора), Б. С. СОРОКА, В. А. СТРОЕВ, В. И. ТИМОШПОЛЬСКИЙ, Е. В. ТОРОПОВ, Е. УШПУРАС, Б. М. ХРУСТАЛЕВ, Л. В. ШЕНЕЦ, Ю. ЭКМАНИС*

**Ответственный секретарь редакции В. Н. Гурьянчик**

**Издание зарегистрировано в Министерстве информации Республики Беларусь 5 февраля 2010 г.  
Регистрационный номер 1257**

Набор и верстка выполнены в редакции журналов «Энергетика» и «Наука и техника»

---

Подписано к печати 14.04.2015. Формат бумаги 60×84<sup>1</sup>/<sub>8</sub>. Бумага офсетная.  
Отпечатано на ризографе. Гарнитура Таймс. Усл. печ. л. . Уч.-изд. л. . Тираж 250 экз.  
Дата выхода в свет 2015. Заказ .

---

Адрес редакции: 220013, г. Минск, пр. Независимости, 65. Белорусский национальный  
технический университет, корп. 2, комн. 327. Телефон +375 17 292-65-14.  
e-mail: energy@bntu.by

---

Отпечатано в БНТУ. Лицензия ЛП № 02330/74 от 03.03.2014.  
220013, г. Минск, пр. Независимости, 65

© «Известия высших учебных заведений  
и энергетических объединений СНГ – Энергетика», 2015

PROCEEDINGS OF CIS HIGHER  
EDUCATION INSTITUTIONS  
AND POWER ENGINEERING ASSOCIATIONS

**ENERGETIKA**

2  
MARCH – APRIL  
2015

INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL  
PUBLISHED FROM JANUARY, 1958

**Founders**

CIS Electric Power Council,  
Ministry of Education of the Republic of Belarus,  
Ministry of Education and Science of the Russian Federation

---

---

The Journal is included in RSCI

**C O N T E N T S**

ELECTRICAL POWER ENGINEERING

<b>Romaniuk F. A., Shevaldin M. A.</b> Concepts of Improving Current Protection of Power-Grid Lines . . . . .	5
<b>Fursanov M. I., Dul I. I.</b> Selecting Rated Capacity for Power Transformers . . . . .	11
<b>Oleksyuk I. V.</b> Super-Capacitor Application in Electrical Power Cable Testing Facilities in Thermal Endurance and Mechanical Bracing Tests . . . . .	20
<b>Sivokobylenko V. F., Nikiforov A. P., Burlaka V. V., Podnebennaya S. K.</b> Analysis of the 0,4 kV Smart Grid Islanding Prevention Methods . . . . .	26

HEAT POWER ENGINEERING

<b>Kulakov G. T., Kuchorenko A. N.</b> Invariant System of Automatic Water-Level Regulating in the Boiler Shell . . . . .	35
<b>Osipov S. N., Pilipenko V. M.</b> Energy-Efficient Regimes for Heating-Supply of the Residential Buildings . . . . .	47
<b>Neuimin V. M.</b> Selecting the Direction for Technical Re-Equipment of the TPP Oil-Gas Blocks of 300 MW Capacity in the Countries of the East-European Region . . . . .	60
<b>Sorokin V. V.</b> Simulation of the Nuclear-Reactor Active-Zone Elements with Thick Rotating Layer of Micro-Particle Fuel for Radioactive Waste Transmutation . . . . .	72

<b>Butenko A. G., Smik S. Yu.</b> Improving Efficiency of the Jet Pump at Low Coefficients of Ejection .....	80
--	----

#### POWER INDUSTRY ECONOMICS

<b>Rolik Yu. A., Gornostay A. V.</b> Analysis of the Major Economic Factors of the Wind Turbines Performance Based on the Results of Commercial Service Experience of the Wind-Farms in Latvia .....	88
--	----

**Editor-in-Chief Fiodar A. Romaniuk**

#### Editorial Board

*S. N. ASAMBAEV, V. VUITSIK, V. V. GALAKTIONOV, M. DADO, V. A. JANGIROV, K. V. DOBREGO (Deputy Editor-in-Chief), I. V. ZHEZHELENKO, P. V. ZHUKOVSKY, A. S. KALINICHENKO, NGO TUAN KIET, A. I. KIRILLOV, LU CHZHUN-U, B. K. MAK-SIMOV, A. S. MIKHALEV, A. A. MIKHALEVICH, E. S. MISHUK, O. G. PENYAZKOV, E. N. PISMENNYI, E. N. SABUROV, A. S. SAUKHATAS, V. S. SEVERYANIN, I. I. SERGEY (Deputy Editor-in-Chief), B. S. SOROKA, V. A. STROEV, V. I. TIMOSHPOLSKY, E. V. TOROPOV, E. USHPURAS, B. M. KHROUSTALEV, L. V. SHENETS, Yu. EKMANIS*

**Executive Secretary of Editorial Staff V. N. Guryanchyk**

Publication is registered in the Ministry of Information of the Republic of Belarus in 2010, February, 5<sup>th</sup>  
Reg. No 1257

Typesetting and makeup are made in editorial office  
of journals "Energetics" and "Science & Technique"

---

Passed for printing 14.04.2015. Dimension of paper 60×84<sup>1</sup>/<sub>8</sub>. Offset paper.  
Printed on risograp. Type face Times. Conventional printed sheet .  
An edition of 250 copies. Date of publishing 2015. Order list .

---

#### ADDRESS

Belorussian National Technical University  
Nezavisimosty Avenue, 65, Building 2, Room 327  
220013, Minsk, Republic of Belarus  
Tel: +375 17 292-65-14  
e-mail: energy@bntu.by

---

Printed in BNTU. License LP No 02330/74 from 03.03.2014.  
220013, Minsk, Nezavisimosty Avenue, 65

© "Proceedings of Higher Educational Institutions  
and Energetic Societies of CIS-Energetica", 2015

УДК 621.316.925

## НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ ЛИНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Чл.-кор. НАН Беларуси, докт. техн. наук, проф. РОМАНИУК Ф. А.,  
магистр техн. наук ШЕВАЛДИН М. А.

*Белорусский национальный технический университет*

E-mail: faromanuk@bntu.by

Токовые защиты линий распределительных сетей 6–35 кВ используются для их защиты от междуфазных коротких замыканий. Главный недостаток состоит в относительно больших выдержках времени последних ступеней, особенно на головных участках сети, вследствие ступенчатых характеристик срабатывания, а также значительного количества ступеней. Полноценная защита линий 6–35 кВ от междуфазных коротких замыканий может быть обеспечена двухступенчатой токовой защитой, у которой первая ступень – токовая отсечка без выдержки времени, а вторая – максимальная токовая защита с выдержкой времени, линейно зависящей от расстояния от места установки защиты до точки повреждения. В статье представлены формулы расчета характеристик выдержек времени второй ступени и их примерный графический вид. Авторами предложен вариант решения проблемы с расчетом выдержек времени второй ступени защиты в тех случаях, когда от шин подстанции, расположенной в конце защищаемой линии, отходят несколько присоединений.

Совершенствование токовых защит линий 6–35 кВ с односторонним питанием от междуфазных коротких замыканий может быть основано на использовании в совокупности таких принципов, как: учет места и вида коротких замыканий, что обеспечивает расширение зоны мгновенного отключения быстродействующей ступени и ее независимость от вида повреждения и режима работы сети, а также позволяет увеличить чувствительность последней ступени к несимметричным коротким замыканиям; определение места коротких замыканий по результатам измерения только токов повреждения, что упрощает выполнение защиты; выполнение последней ступени защиты с линейно зависимой выдержкой времени, что обеспечивает возможность повышения ее быстродействия.

**Ключевые слова:** энергетика, линии распределительных сетей, релейная защита.

Ил. 2. Библиогр.: 10 назв.

## CONCEPTS OF IMPROVING CURRENT PROTECTION OF POWER-GRID LINES

ROMANIUK F. A., SHEVALDIN M. A.

*Belarusian National Technical University*

The 6–35 kV power-grid current protection serves to protect the transmission lines against phase-to-phase short-circuits. The major disadvantage of it lies in the relatively large

time delays of the last stages especially in the main sections of the grid owing to the stepped relay characteristics as well as a large number of the steps. A full-fledged protection of the 6–35 kV lines against inter-phase short circuits can be provided by the two-stage current protection: the first stage being the current cutoff without any time delay and the second stage – the maximum current protection where the time delay is linear contingent on the distance between the protection placement and the fault-point location. The article introduces the rating formulae for the time delays of the second-stage and their exemplary graphic presentation. The authors offer a variant for solving the problem with computation of the second-stage time delays in those instances where several feeders diverge from the bus bars of the substation located in the end of the protected line.

Improving current protections for the 6–35 kV transmission lines with one-end power supply against interphase short-circuits can be based on the collective application of the following principles: accounting for the type and location of the short-circuit which provides for the high-performance cutoff zone instantaneous expansion and its independence on the mode of failure and the grid operation mode. It also allows increase of the last stage sensitiveness towards asymmetrical short-circuits; detection of the short-circuit location only on the results of fault currents measurement which simplifies the protection implementation; realization of the last (second) protection stage with linear-dependent time delay which ensures potentiality of its operation speed increase.

**Keywords:** power engineering, power-grid lines, relay protection.

Fig. 2. Ref.: 10 titles.

Токовые защиты линий распределительных сетей 6–35 кВ используются для их защиты от междуфазных коротких замыканий (КЗ). Главный недостаток состоит в относительно больших выдержках времени последних ступеней, особенно на головных участках сети, вследствие ступенчатых характеристик срабатывания, а также значительного количества ступеней [1–4].

Одним из направлений совершенствования токовых защит является использование информации о месте повреждения, которая может быть получена путем анализа величины относительного значения расстояния от места установки защиты до точки повреждения  $l_{k*}$ . Для определения  $l_{k*}$  при известном токе повреждения  $I_k$  можно воспользоваться выражением [5]

$$l_{k*} = \frac{(kI_{k(н)}^{(3)} - I_k)I_{k(к)}^{(3)}}{(I_{k(н)}^{(3)} - I_{k(к)}^{(3)})I_k}, \quad (1)$$

где  $k$  – коэффициент, зависящий от вида повреждения; при трехфазных КЗ  $k = 1,0$ , а при двухфазных  $k = 0,5\sqrt{3}$ ;  $I_{k(н)}^{(3)}$ ,  $I_{k(к)}^{(3)}$  – токи КЗ при трехфазных повреждениях соответственно в начале и конце линии;  $I_k$  – среднее значение из трех или двух токов фаз для соответствующего вида КЗ.

Алгоритм определения места повреждения реализуется на временном интервале существования КЗ. При этом фиксируются токи фаз линии, из которых выделяются наибольшее и наименьшее значения с последующим установлением по ним вида КЗ [6–10]. Затем в соответствии с видом КЗ выбираются необходимые значения коэффициента и определяется величина тока  $I_k$ . После этого с использованием (1) вычисляется  $l_{k*}$ . Если  $l_{k*} \leq 1$ , то КЗ находится на защищаемой линии и ее можно отключать без выдержки времени. Когда  $l_{k*} > 1$ , то местом КЗ является смежная линия и отключение ее защитой должно производиться с выдержкой времени.

Учитывая, что оперативное определение места повреждения в реальном времени будет осуществляться по вторичному значению тока  $I_k$ , а также принимая во внимание другие обстоятельства, будем считать, что на достоверность определения  $l_{k*}$  наиболее существенное влияние оказывают следующие факторы:

- вид КЗ;
- переходное сопротивление в месте повреждения;
- погрешности трансформаторов тока;
- нагрузка линии;
- мощность и сопротивление питающей системы;
- погрешности расчета токов КЗ в начале и конце линии.

В [5] приведены результаты исследований методом вычислительного эксперимента погрешностей определения  $l_{k*}$  для различных режимов работы линий 6–35 кВ и видов КЗ в соответствующих точках, а также при учете изменения отмеченных выше влияющих факторов в пределах реально возможных значений. Оценивая результаты выполненных исследований, можно сделать вывод, что контролируя в режиме КЗ только один параметр, а именно протекающий по линии ток КЗ, вполне возможно определить место повреждения с погрешностью, абсолютное значение которой не превышает 15 %.

Области возможных расчетных значений относительных расстояний  $l_{k*}$  при КЗ в различных точках сети, определяемых  $l_*$ , с учетом воздействия влияющих факторов для наихудших случаев показаны на рис. 1.

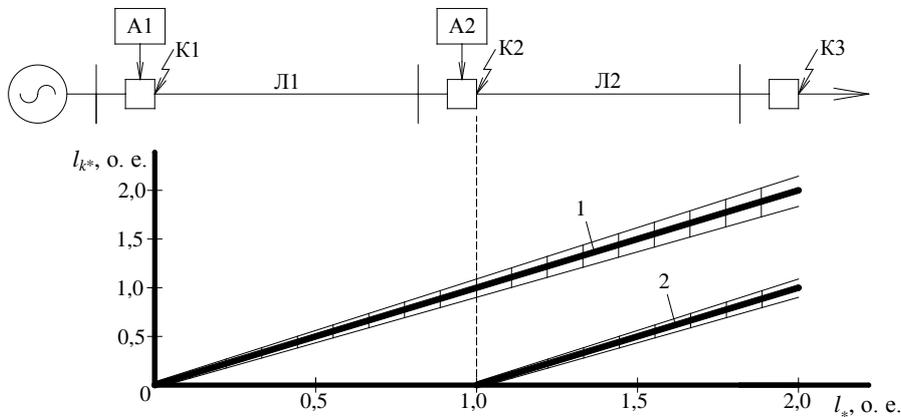


Рис. 1. Области возможных расчетных значений  $l_{k*}$  с учетом воздействия влияющих факторов

Для определения относительного значения расстояний от места установки защиты A1 до точки повреждения на линии Л1  $l_{1k*}$  использовали выражение (1), в котором вместо  $I_{k(н)}^{(3)}$  и  $I_{k(к)}^{(3)}$  фигурировали токи трехфазных КЗ соответственно в точках K1 и K2. Если полученное значение  $l_{1k*} \leq 1$ , то принимали  $l_{k*} = l_{1k*}$ , в противном случае вычисляли относительное значение расстояния от места установки защиты A2 до места повреждения на линии Л2  $l_{2k*}$  по току КЗ, протекающему через защиту A1.

Это осуществляли на основе выражения (1) при использовании вместо  $I_{k(n)}^{(3)}$  и  $I_{k(k)}^{(3)}$  значений токов трехфазных КЗ соответственно в точках К2 и К3. В этом случае  $l_{1k^*}$  определяли как  $l_{k^*} = 1 + l_{2k^*}$ .

Следует отметить, что защитой А1 линии Л1 могут быть зафиксированы точки повреждений как на Л1, так и на Л2, которые с учетом погрешностей образуют область 1 (рис. 1). Защитой А2 линии Л2 могут быть установлены места КЗ как на Л2, так и на смежной линии, которые с учетом влияющих факторов будут располагаться в области 2 (рис. 1).

Полученные результаты позволяют сделать вывод, что расчетное относительное расстояние  $l_{k^*}$  вполне приемлемо отражает местоположение точки КЗ как на защищаемой, так и на смежной линии. Весьма важно, что влияющие факторы не порождают таких погрешностей определения  $l_{k^*}$ , которые приводили бы к наложению областей 1 и 2. Благодаря этому представляется возможным выполнение селективной токовой защиты, у которой время срабатывания линейно зависит от  $l_{k^*}$ .

Полноценная защита линий 6–35 кВ от междуфазных КЗ может быть обеспечена двухступенчатой токовой защитой, у которой первая ступень – токовая отсечка без выдержки времени, а вторая – максимальная токовая защита с выдержкой времени, линейно зависящей от расстояния до точки повреждения. Характеристики выдержек времени такой защиты представлены на рис. 2.

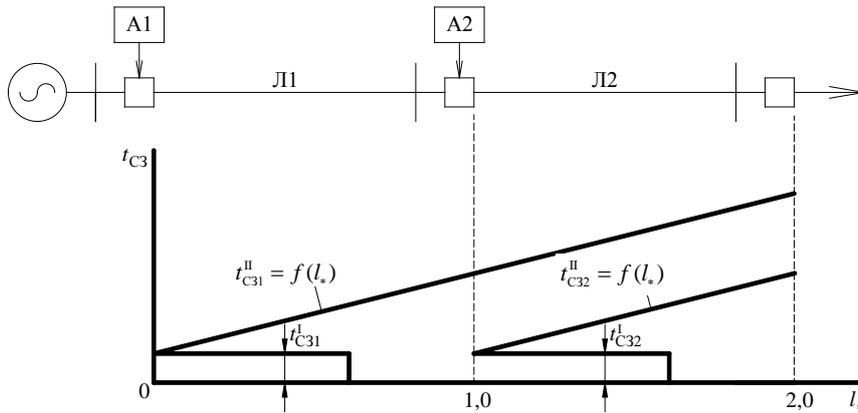


Рис. 2. Характеристики выдержек времени ступеней защиты:

$t_{C31}^I$  – время срабатывания первой ступени соответствующей защиты;

$t_{C31}^{II} = f(l_*)$  – время срабатывания второй ступени соответствующей защиты

Выдержка времени второй ступени защиты А1 при повреждениях на линии Л1 определяется как

$$t_{C31}^{II} = t_{C31}^I + l_{1k^*} \Delta t, \quad (2)$$

где  $\Delta t$  – ступень выдержки времени.

При КЗ на линии Л2  $t_{C31}^{II}$  вычисляется по выражению

$$t_{C31}^{II} = t_{C31}^I + \Delta t + l_{2k^*} \Delta t. \quad (3)$$

Если от шин на подстанции в конце линии Л1 отходит несколько присоединений, то при определении выдержки времени второй ступени защиты А1 в (3) в качестве  $l_{2k} \cdot \Delta t$  используется наименьшее положительное значение аналогичной величины из рассчитанных для всех присоединений. Реализация этого подхода обеспечит сокращение числа ступеней токовой защиты линии до двух и повышение быстродействия последней ступени, включая головные участки сети, расположенные вблизи источников питания.

Совершенствование токовых защит линий с односторонним питанием от междуфазных КЗ может быть основано на использовании в совокупности таких принципов, как:

- учет места и вида КЗ, что обеспечивает расширение зоны мгновенного отключения быстродействующей ступени и ее независимость от вида повреждения и режима работы сети, а также позволяет увеличить чувствительность последней ступени к несимметричным КЗ;
- определение места КЗ по результатам измерения только токов повреждения, что упрощает выполнение защиты;
- выполнение последней ступени защиты с линейно зависимой выдержкой времени, что обеспечивает возможность повышения ее быстродействия.

## ВЫВОД

Реализация предложенных направлений совершенствования токовой защиты линий от междуфазных коротких замыканий в совокупности позволит сократить число ступеней до двух, расширить зону мгновенного отключения быстродействующей ступени и обеспечить ее независимость от вида повреждения и режима работы сети, а также повысить быстродействие и чувствительность последней ступени защиты.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Федосеев, А. М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей: учеб. пособие для вузов / А. М. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 520 с.
2. Чернобровов, Н. В. Релейная защита энергетических систем / Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 798 с.
3. Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М. А. Шабад. – 4-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.
4. Шнеерсон, Э. М. Цифровая релейная защита / Э. М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
5. Романюк, Ф. А. Определение места повреждения на линиях напряжением 6–35 кВ с односторонним питанием / Ф. А. Романюк, М. А. Шевалдин // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2014. – № 5. – С. 5–14.
6. Ковалевский, А. В. Выбор численного значения критерия для определения вида короткого замыкания в адаптивной микропроцессорной токовой защите линий / А. В. Ковалевский // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2007. – № 6. – С. 5–13.
7. Романюк, Ф. А. Определение вида повреждения на линиях распределительных сетей в объеме функций микропроцессорных токовых защит / Ф. А. Романюк, А. А. Тищенко, Е. В. Булойчик // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2011. – № 4. – С. 5–10.

8. Романюк, Ф. А. Информационное обеспечение микропроцессорных защит электроустановок: учеб. пособие / Ф. А. Романюк. – Минск: Технопринт, 2001. – 133 с.

9. О выборе характеристик срабатывания токовых защит линий в распределительных сетях с односторонним питанием / Ф. А. Романюк [и др.] // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2008. – № 6. – С. 5–10.

10. Романюк, Ф. А. Определение места короткого замыкания на линиях распределительных сетей в объеме функций микропроцессорных токовых защит / Ф. А. Романюк, А. А. Тишечкин, О. А. Гурьянчик // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2010. – № 6. – С. 5–13.

## REFERENCES

1. Fedoseev, A. M. (1984) *Relay Protection of Electric Energy Systems. Relay Protection of Electric Power Networks: Educational Aids for Students*. Moscow, Energoatomizdat. 520 p. (in Russian).

2. Chernobrovov, N. V., & Semenov, V. A. (1998) *Relay Protection of Electric Energy Systems*. Moscow, Energoatomizdat. 798 p. (in Russian).

3. Shabad, M. A. (2003) *The Calculations of the Parameters of Relay Protection and Automation in the Distribution Networks*. 4<sup>th</sup> ed. St. Petersburg, PEIPK. 350 p. (in Russian).

4. Shnereson, E. M. (2007) *Digital Relay Protection*. Moscow, Energoatomizdat. 549 p. (in Russian).

5. Romaniuk, F. A., & Shevaldin, M. A. (2014) Detection of Fault Location on the Power Lines 6–35 kV with Unilateral Feed. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 5, 5–14 (in Russian).

6. Kovalevskij, A. V. (2007) Choice of the Numerical Values Criteria for the Determination of the Type of Short Circuit in Adaptive Microprocessor Current Relay Protections. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 6, 5–13 (in Russian).

7. Romaniuk, F. A., Tishechkin, A. A., & Bulojchik, E. V. (2011) Determination of the Type of Fault on the Lines of Distribution Networks in the Range of Functions of Microprocessor Current Relay Protections. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 4, 5–10 (in Russian).

8. Romaniuk, F. A. (2001) *Information Support of the Microprocessor Relay Protections of the Electrical Installations*. Minsk, Tehnoprинт. 133 p. (in Russian).

9. Romaniuk, F. A., Tishechkin, A. A., Rumiantsev, V. Iu., Novash, V. I., Bobko, N. N., & Glinkii, E. V. (2008) About Choice of Pick-Up Characteristics of the Current Relay Protections in the Distribution Networks with Unilateral Feed. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 6, 5–10 (in Russian).

10. Romaniuk, F. A., Tishechkin, A. A., & Gurjanchik, O. A. (2010) Detection of Short-Circuit Point Location on the Lines of Distribution Networks in the Range of Functions of Microprocessor Current Relay Protections. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 6, 5–13 (in Russian).

Представлена кафедрой  
электрических станций

Поступила 11.12.2014

## **ВЫБОР НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

**Докт. техн. наук, проф. ФУРСАНОВ М. И., асп. ДУЛЬ И. И.**

*Белорусский национальный технический университет*

E-mail: IvanDul88@gmail.com

Предложен способ выбора номинальной мощности силовых масляных трансформаторов с учетом более точного расчета их нагрузочной способности. Аргументирован более точный метод определения нагрузочной способности силовых масляных трансформаторов, допускаемый действующими нормативными техническими документами. Основное внимание уделено анализу требований нормативных технических документов по выбору номинальной мощности силовых масляных трансформаторов. Проведен критический анализ сложившегося предельно упрощенного метода выбора номинальной мощности силовых трансформаторов и обоснована его несостоятельность. Выполнены обзор и анализ существующих нормативных технических документов по выбору номинальной мощности силовых масляных трансформаторов. Проанализирована эволюция требований нормативных технических документов.

Показано, что все методы выбора номинальной мощности силовых трансформаторов являются упрощениями метода определения допустимых нагрузок трансформаторов, основанного на расчете тепловых переходных процессов. Аргументировано, что требования о допустимости любого режима работы трансформатора наиболее точно могут быть выражены в виде допустимых температур критических точек, а допустимые коэффициенты перегрузки, используемые в большинстве применяемых методов, являются лишь косвенно определяемыми величинами. Приведены значения допустимых температур критических точек, регламентированные нормативными техническими документами.

Указаны возможные ошибки упрощенного метода выбора номинальной мощности силовых масляных трансформаторов. Для иллюстрации возможных ошибок приведены результаты расчетов математического моделирования тепловых переходных процессов в трансформаторах при принятых в упрощенном методе условиях. Результаты расчетов тепловых переходных процессов в трансформаторе для произвольного графика электрических нагрузок продолжительностью 168 ч демонстрируют возможности предлагаемого метода.

**Ключевые слова:** силовые масляные трансформаторы, нагрузочная способность, тепловые переходные процессы, математическое моделирование.

Ил. 3. Табл. 1. Библиогр.: 12 назв.

## **SELECTING RATED CAPACITY FOR POWER TRANSFORMERS**

**FURSANOV M. I., DUL I. I.**

*Belorussian National Technical University*

The article proposes a method for selecting the rated capacity of oil-immersed power transformers adjusted for a more accurate calculation of their load-carrying capability. A more precise method to determine load-carrying capability of oil-immersed power transformers, which is admissible with valid technological normative documents, is offered and reasoned. The major attention focuses on the analysis of the requirements of the technological normative documents on selecting the rated capacity of oil-immersed power transformers. The authors present the critical analysis of the well-established and extremely simplified method for rated-capacity selection of power transformers and justify its inconsistency.

The paper shows that all the methods for selecting power-transformers rated capacity are the simplifications of the transformers load-capability assessment method based on thermal

transient-processes computations. It is reasoned that the requirements of any transformer operational-mode acceptability can be most precisely expressed in the form of critical-point allowable temperatures and the allowable overload-factors used in most applied methods are only indirectly calculated values. Allowable-temperature critical points regimented by the technological normative documents are cited.

The authors point to possible errors of the simplified selection-methods for rated capacity of oil-immersed transformers and adduce the computation results of the mathematical modeling of the thermal transient-processes under simplified conditions assumption to illustrate the possible errors. The thermal transient-processes computation results for a transformer with a 168-hour random electrical-load list demonstrate the performance capabilities of the offered method.

**Keywords:** oil-immersed power transformers, load-carrying capability, thermal transient processes, mathematical modeling.

Fig. 3. Tab. 1. Ref.: 12 titles.

В существующей практике проектирования выбор номинальной мощности силовых трансформаторов чаще всего производится на основе упрощенного классического метода [1, 2]. Суть его состоит в учете допустимой нагрузки трансформатора в аварийном режиме с помощью коэффициента аварийной перегрузки  $k_{ав}$ . Метод предназначен для выбора мощности трансформатора на двухтрансформаторной подстанции и рассматривает режим работы при аварийном отключении одного из трансформаторов.

Формула для расчета коэффициента аварийной перегрузки трансформатора записывается в виде

$$k_{ав} = \frac{S_{\max ав}}{S_{тр.ном}} \leq 1,4, \quad (1)$$

где  $S_{\max ав}$  – максимальная нагрузка подстанции с учетом возможного резервирования части нагрузки по сетям низкого напряжения;  $S_{тр.ном}$  – номинальная мощность трансформатора.

В соответствии с классическим методом значение коэффициента аварийной перегрузки принимается равным 1,4 и аргументируется требованиями СП 34.20.501 [3]. Однако без должного внимания остаются значимые детали. В действующей редакции [3] приведена следующая директива: «Допускается перегрузка масляных трансформаторов сверх номинального тока до 40 % общей продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение пяти суток подряд при полном использовании всех устройств охлаждения трансформатора, если подобная перегрузка не обусловлена требованиями, указанными в инструкции по эксплуатации трансформаторов или нормативных технических документах».

Следует обратить внимание на следующие две части указанной директивы [3]:

- первая описывает технические параметры и условия;
- вторая ссылается на возможные требования инструкции по эксплуатации.

Что касается первой части [3], то самое раннее упоминание приведенных в нем требований встречалось в Правилах устройства электроустан-

новок 3-го (экземпляр 1964 г.) и 4-го изданий (1966 г.). В 1977 г. данные требования в более поздних версиях 4-го издания ПУЭ были упразднены. Требования директивы [3] присутствовали также в ГОСТ 14209–69 [4]: «В аварийных случаях, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, трансформаторы с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц допускают в течение не более 5 суток перегрузку на 40 % сверх номинального тока на время максимумов нагрузки общей продолжительностью не более 6 ч в сутки. При этом необходимо принять все меры для усиления охлаждения трансформатора (включение вентиляторов дутья, резервных охладителей и т. д.)». В настоящее время ГОСТ 14209–69 заменен на ГОСТ 14209–85 [5]. В [5] сформулированы требования, аналогичные приведенным в [3], однако формулировки [5] значительно расширены и предусматривают ряд дополнительных условий, отсутствующих в классическом методе.

Проанализируем вторую часть директивы [3], в соответствии с которой перегрузка трансформатора не была обусловлена нормами инструкции по эксплуатации трансформаторов или нормативными техническими документами. В настоящее время в Республике Беларусь действует СТБ 09110.46.500–05 [6]. Требования данного документа в части нагрузочной способности трансформаторов основываются и согласуются [5]. Проанализируем основные требования [5].

При определении допустимой нагрузки трансформатора в [5] предусмотрен учет следующих параметров:

- продолжительность перегрузки (в классическом методе принята 6 ч);
- параметры теплоотдачи трансформатора;
- температура окружающей среды (в классическом методе принята 20 °С);
- форма графика электрических нагрузок.

При этом для трансформаторов с номинальным напряжением до 110 кВ и номинальной мощностью до 100 МВ·А коэффициент аварийной перегрузки при принятых в классическом методе условиях составляет от 1,3 до 1,4 (при предшествующей нагрузке, не превышающей 0,9, коэффициент равен 1,4). Для трансформаторов с номинальным напряжением выше 110 кВ и мощностью до 100 МВ·А коэффициент перегрузки составит от 1,1 до 1,2. При вариации указанных выше параметров ГОСТ 14209–85 [5] допускает коэффициент аварийной перегрузки от 1,1 до 2,0.

Таким образом, выбор номинальной мощности трансформатора на основе классического метода при приведенном в [3] значении перегрузки 40 % из-за неучтенных параметров может быть ошибочным. В таком случае в процессе эксплуатации могут возникнуть аварийные ситуации из-за отказа трансформатора, а также необоснованно завышенный объем инвестиций в строительство электросетевых объектов. Наиболее простой метод выбора номинальной мощности трансформаторов при проектировании систем электроснабжения [5] предусматривает различные значения допустимого коэффициента перегрузки (табл. 1).

Из табл. 1 видно, что даже самый простой метод выбора номинальной мощности трансформаторов по [5] предусматривает учет длительности перегрузки, системы охлаждения и температуры охлаждающего воздуха.

Таблица 1

**Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов\* при выборе их номинальной мощности для промышленных подстанций при предшествующей нагрузке, не превышающей 0,8**

Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузка, в долях номинального тока, в зависимости от эквивалентной температуры охлаждающего воздуха, °С													
	-20		-10		0		+10		+20		+30		+40	
	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ
0,5	2,0	1,9	2,0	1,8	2,0	1,8	2,0	1,7	2,0	1,6	2,0	1,5	2,0	1,5
1,0	2,0	1,8	2,0	1,7	2,0	1,7	2,0	1,6	2,0	1,5	1,9	1,5	1,7	1,4
2,0	2,0	1,7	2,0	1,6	1,9	1,6	1,8	1,5	1,7	1,4	1,6	1,4	1,4	1,3
4,0	1,8	1,6	1,7	1,5	1,7	1,5	1,6	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,3
6,0	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
8,0	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2
12,0	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2
24,0	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2

\* Трансформаторы классов напряжения до 110 кВ включительно.

Следует отметить, что уже в 1986 г. в связи с введением ГОСТ 14209–85 [5] был издан технический циркуляр ТЦ 656–86 [7], который предписывал при определении допустимой аварийной перегрузки трансформаторов в системах электроснабжения промышленных предприятий руководствоваться [5] независимо от категории электроприемников. ТЦ 656–86 [7] отменил требования действующих в то время строительных норм СН 174–75 [8], в которых выбор номинальной мощности трансформаторов на промышленных предприятиях осуществлялся в зависимости от категории подключенных электроприемников:

«7.20. Для трансформаторов цеховых подстанций рекомендуется, как правило, принимать следующие коэффициенты загрузки:

- для цехов с преобладающей нагрузкой I категории при двухтрансформаторных подстанциях – 0,65–0,70;
- для цехов с преобладающей нагрузкой II категории при однитрансформаторных подстанциях с взаимным резервированием трансформаторов – 0,70–0,80;
- для цехов с преобладающей нагрузкой II категории при возможности использования централизованного резерва трансформаторов и для цехов с нагрузками III категории – 0,90–0,95».

В соответствии с [7] выбор мощности трансформаторов предлагается выполнять следующим образом:

а) расчетную суточную продолжительность аварийной перегрузки трансформаторов принимать соответственно количеству рабочих смен предприятия (цеха): при односменной работе – 4 ч; при двухсменной – 8 ч; при трехсменной – 12–24 ч;

б) допустимые аварийные перегрузки трансформаторов определять с учетом вида установки:

- для трансформаторов, установленных на открытом воздухе, – в зависимости от эквивалентной годовой (или сезонной) температуры охлаждающего воздуха;

- для трансформаторов, установленных в закрытых камерах или в неотопливаемых помещениях (цехах), – при эквивалентной годовой температуре 10 °С;

- для внутрицеховых подстанций, установленных в отопливаемых цехах, – при эквивалентной годовой температуре 20 °С.

В настоящее время существуют и другие документы [9, 10], предлагающие осуществлять выбор номинальной мощности силовых масляных трансформаторов способами, отличными от классического метода. Однако анализ указанных документов выявил, что их требования основаны на [5]. Из приведенного описания следует, что ГОСТ 14209–85 является основным документом, нормирующим нагрузочную способность трансформаторов, требованиями которого следует руководствоваться при выборе номинальной мощности силовых масляных трансформаторов.

Анализ требований [5] показал, что в качестве наиболее точного и универсального метода определения допустимых перегрузок трансформаторов рекомендуется использовать метод расчета тепловых переходных процессов. Необходимость в выполнении расчетов тепловых переходных процессов обусловлена снижением прочности изоляции масляного трансформатора при повышении температуры его элементов. Снижение электрической прочности вызвано выделением пузырьков газа в местах с высокой электростатической напряженностью, т. е. в обмотках или соединениях трансформатора. В бумажной изоляции трансформаторов пузырьки газа начинают выделяться при повышении температуры. Чем выше температура обмоток или масла трансформатора, тем больше вероятность его отказа.

Таким образом, требования о допустимости любого режима работы трансформатора наиболее точно могут быть выражены в виде допустимых температур характерных критических точек в трансформаторе. Коэффициенты допустимой перегрузки, используемые в упомянутых выше методах, являются лишь косвенно определенными величинами.

В ГОСТ 14209–85 [5] регламентируются:

- допустимое значение температуры масла в верхних слоях трансформатора;

- допустимое значение температуры наиболее нагретой точки обмотки трансформатора.

Допустимые значения температуры масла в верхних слоях трансформаторов согласно [5]:

- для систематических нагрузок – 95 °С;
- для аварийных перегрузок – 115 °С.

Допустимые значения температуры наиболее нагретой точки обмотки согласно [5]:

- для систематических нагрузок – 140 °С;
  - для аварийных перегрузок трансформаторов классов напряжения 110 кВ и менее – 160 °С; классов напряжения более 110 кВ – 140 °С.
- Температуры верхних слоев масла и наиболее нагретой точки обмотки трансформатора зависят от параметров трансформатора, его системы охлаждения и температуры охлаждающей среды, а также графика электрической нагрузки. Определение допустимых нагрузок трансформаторов

на основе тепловых переходных процессов в нормативных документах пятидесятилетней давности упрощалось из-за необходимости выполнения трудоемких дифференциальных вычислений. В настоящее время проектирование электросетевых объектов осуществляется с использованием компьютеров, поэтому трудоемкость дифференциальных вычислений не может быть основанием для выполнения грубых расчетов, особенно ввиду высокой стоимости трансформаторов по отношению к общей стоимости подстанции.

В качестве примера на рис. 1 показаны результаты расчета тепловых переходных процессов в трансформаторе при условиях, соответствующих классическому методу. Результаты расчета представлены в виде графиков изменения во времени температуры критических точек в трансформаторе. Расчет выполнен для трансформатора напряжением 110 кВ с системой охлаждения М (естественное охлаждение) или Д (охлаждение вентиляторами) [5]. В расчетах приняты следующие условия классического метода:

- продолжительность перегрузки 6 ч;
- температура окружающей среды 20 °С;
- форма суточного графика электрических нагрузок – двухступенчатая: основная нагрузка 80 %, во время перегрузки 140 %.

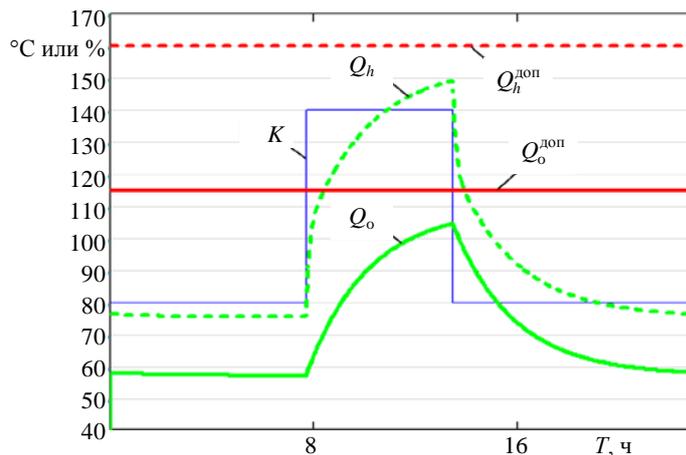


Рис. 1. График изменения температуры критических точек в трансформаторе напряжением 110 кВ с системой охлаждения М или Д: K – коэффициент нагрузки трансформатора;  $Q_o$  – температура верхних слоев масла;  $Q_h$  – температура наиболее нагретой точки обмотки

На рис. 1 показаны:  $K = f(T)$  – график изменения коэффициента нагрузки трансформатора;  $Q_o = f(T)$  – то же температуры верхних слоев масла в баке трансформатора. При допустимой нагрузке трансформатора температура данной критической точки не должна превысить допустимое значение  $Q_o^{\text{доп}} = 115$  °С [5];  $Q_h = f(T)$  – то же температуры наиболее нагретой точки обмотки трансформатора. При допустимой нагрузке трансформатора температура данной критической точки не должна превысить допустимое значение  $Q_h^{\text{доп}} = 160$  °С [5].

Анализ результатов расчета тепловых переходных процессов в трансформаторе, приведенных на рис. 1, показал, что трансформатор может выдержать большее значение аварийной нагрузки, так как наибольшее значение температуры критических точек ( $Q_o$ ,  $Q_h$ ) ниже соответствующих допустимых значений ( $Q_o^{доп}$ ,  $Q_h^{доп}$ ) на 10 °С.

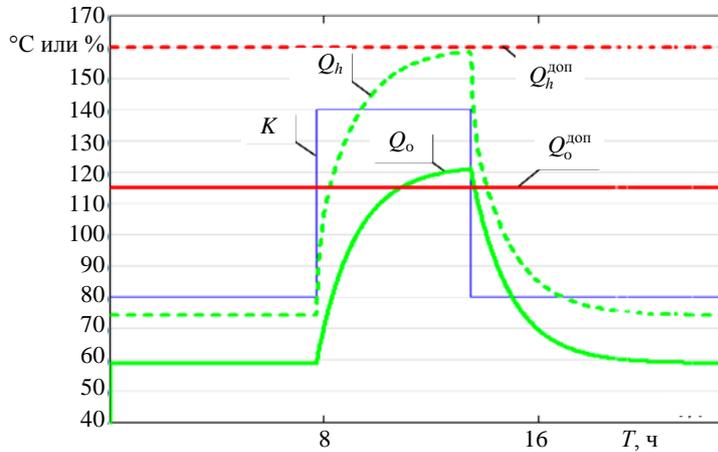


Рис. 2. График изменения температуры критических точек в трансформаторе напряжением 110 кВ с системой охлаждения Ц или ДЦ (обозначения те же, что на рис. 1)

Результаты расчетов тепловых переходных процессов в трансформаторе напряжением 110 кВ с системой охлаждения Ц (охлаждение с принудительной циркуляцией масла) или ДЦ (охлаждение вентиляторами с принудительной циркуляцией масла) приведены на рис. 2. В расчетах, как и ранее, приняты условия классического метода. В соответствии с приведенными на рис. 2 результатами расчета нагрузка для трансформатора недопустима, так как наибольшее значение температуры верхних слоев масла ( $Q_o$ ) превышает допустимое значение  $Q_o^{доп} = 115$  °С [5]. В общем случае при выполнении расчетов тепловых переходных процессов графики нагрузки трансформатора, так же как температура окружающей среды, могут быть произвольными.

Результаты расчетов тепловых переходных процессов в трансформаторе напряжением 110 кВ с системой охлаждения Ц или ДЦ приведены на рис. 3 при следующих условиях:

- форма графика и продолжительность электрических нагрузок произвольная,  $T = 168$  ч;
- температура окружающей среды изменяется от 15 до 30 °С.

График электрических нагрузок (рис. 3) задан в произвольном виде для недельного периода. Результаты расчетов тепловых переходных процессов в трансформаторе приведены для одной недели (168 ч). Первые три дня недели трансформатор работал в нормальном режиме, четыре последующих дня – с аварийной перегрузкой. В соответствии с приведенными на рис. 3 результатами расчета нагрузка для трансформатора допустима, так как наибольшее значение температуры критических точек ( $Q_o$ ,  $Q_h$ ) ниже допустимых значений ( $Q_o^{доп}$ ,  $Q_h^{доп}$ ) [5].

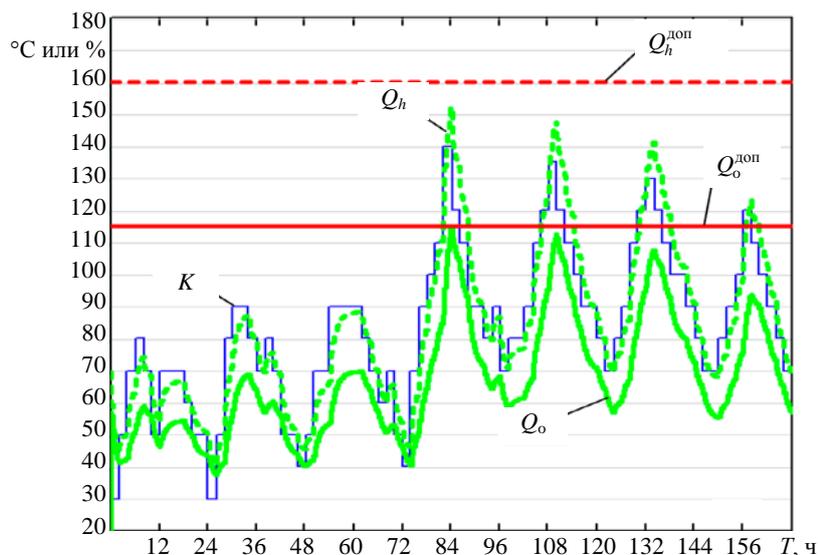


Рис. 3. График изменения температуры критических точек в трансформаторе напряжением 110 кВ с системой охлаждения Ц или ДЦ (обозначения те же, что на рис. 1)

Следует отметить, что во время аварийной перегрузки происходит повышенное сокращение ресурса трансформатора, что приводит к уменьшению срока службы. Основное сокращение ресурса трансформатора обусловлено повышенным тепловым износом изоляции. ГОСТ 14209–85 [5] предусматривает метод расчета теплового износа изоляции. Это позволяет определить допустимый, с точки зрения нормального срока службы, режим работы трансформатора с периодической перегрузкой или рассчитать последствия аварийной перегрузки.

В заключение следует обратить внимание, что ГОСТ 14209–85 нормирует нагрузочную способность силовых масляных трансформаторов мощностью до 100 МВ·А, если иное не оговорено в стандартах или технических условиях на конкретные группы или типы трансформаторов [11]. Для трансформаторов мощностью более 100 МВ·А требования к нагрузочной способности должны быть приведены в инструкции по эксплуатации [11]. Однако метод расчета нагрузочной способности трансформаторов на основе тепловых переходных процессов является более универсальным и при наличии достаточного объема исходных данных может быть применим для силовых трансформаторов любой мощности, что и предусмотрено [12].

## ВЫВОДЫ

1. Выбор номинальной мощности силовых масляных трансформаторов следует выполнять в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих их нагрузочную способность. В настоящее время ГОСТ 14209–85 является основным документом, нормирующим нагрузочную способность трансформаторов.

2. В качестве наиболее точного и универсального метода определения допустимых нагрузок трансформатора следует использовать расчет тепло-

вых переходных процессов в нем. Требования о допустимости любого режима работы трансформатора наиболее точно могут быть выражены в виде допустимых температур критических точек. Коэффициенты допустимой перегрузки, используемые в описанных в статье методах, являются лишь косвенно определенными величинами.

3. В настоящее время проектирование электросетевых объектов осуществляется с использованием компьютеров, поэтому трудоемкость дифференциальных вычислений при расчете переходных процессов не может быть основанием для выполнения грубых расчетов, особенно ввиду высокой стоимости трансформаторов по отношению к общей стоимости подстанции.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В. В. Ершевич [и др.]; под ред. С. С. Рокотьяна и И. М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
2. Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети: учеб. / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин, П. В. Лычев. – Минск: Технопринт, 2004. – 720 с.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей: СТП 34.20.501. – Введ. 20.02.1989. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 288 с.
4. Трансформаторы (и автотрансформаторы) силовые масляные. Нагрузочная способность: ГОСТ 14209–69. – М.: Госстандарт СССР, 1971. – 39 с.
5. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки: ГОСТ 14209–85. – Взамен ГОСТ 14209–69. – Введ. 01.07.1985. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 30 с.
6. Инструкция по эксплуатации трансформаторов в Белорусской энергосистеме: СТП 09110.46.500–05. – Введ. 03.03.2006. – Минск: Белэнерго, 2006. – 80 с.
7. Выбор мощности масляных трансформаторов по их допустимой аварийной перегрузке // Технический циркуляр ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» № 351–86 от 27.01.1986. – М., 1986. – 1 с.
8. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий: СН 174–75. – Взамен СН 174–67. – Введ. 01.10.1976. – М.: Стройиздат, 1976. – 57 с.
9. Нормативы выбора мощности силовых трансформаторов. 8080тм-т1. – М.: Энергосетьпроект, 1989. – 7 с.
10. Методические указания по выбору мощности силовых трансформаторов 10/0,4 кВ на подстанциях сельскохозяйственного назначения с учетом климатических условий Республики Беларусь. – Минск: Белэнергосетьпроект, 1994. – 17 с.
11. Трансформаторы силовые. Общие технические условия: ГОСТ 11677–85. – Взамен ГОСТ 11677–75. – Введ. 01.07.1986. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 58 с.
12. Трансформаторы силовые. – Ч. 7: Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов: BS IEC 60076-7:2005. – Введ. 31.12.2010. – Женева: МЭК, 2005. – 62 с.

#### REFERENCES

1. Ershovich, V. V., Zeiliger, A. N., Illarionov, G. A., Rudyk, L. Ia., Faibisovich, D. L., Frishberg, R. M., Khabachev, L. D., Shapiro, I. M., & Rokotian, S. S. (1985) *Handbook of Electric Power Systems Design*. 3<sup>rd</sup> ed. Moscow, Energoatomizdat. 352 p. (in Russian).
2. Pospelov, G. E., Fedin, V. T., & Lychev, P. V. (2004) *Electrical Systems and Networks*. Minsk, Tehnoprnt. 720 p. (in Russian).
3. Factory Standard 34.20.501. Rules of Technical Operation of Power Plants and Networks. Moscow, Energoatomizdat, 1989. 288 p. (in Russian).
4. State Standard 14209–69. Oil-Immersed Power Transformers (and Autotransformers). Load conditions. Moscow, USSR State Committee on Standards, 1971. 39 p. (in Russian).
5. State Standard 14209–85. General-Purpose Oil-Immersed Power Transformers. Permissible Loads. Moscow, Publishing Standards, 1985. 30 p. (in Russian).

6. F a c t o r y Standard 09110.46.500–05. Transformers Operating Instructions in the Belarusian Energy System. Minsk, Belenergo, 2006. 80 p. (in Russian).
7. T h e C h o i c e Oil-Immersed Power Transformers in Their Allowable Emergency Overload. *Technical Circular VNIPI “Tyazhpromelektroproekt” No 351–86 on 20.01.1986*. Moscow, 1986. 1 p. (in Russian).
8. B u i l d i n g Standards 174–75. Instructions for Designing Industrial Power. Moscow, State Committee USSR Council of Ministers for Construction, Stroyizdat, 1976. 57 p. (in Russian).
9. F a c t o r y Standard 8080ТМ-Т1. Standards of Deciding the Power Transformers. Moscow, Energosetproect, 1989. 7 p. (in Russian).
10. *Methodological Guidelines for the Selection of the Power Transformers Rated Power 10/0,4 kV Substations for Agricultural Purposes, Taking Into Account the Climatic Conditions of Belarus*. Minsk, Belenergosetproect, 1994. 17 p. (in Russian).
11. S t a t e Standard 11677–85. Power Transformers. General Specifications. Moscow, USSR State Committee on Standards, 1990. 58 p. (in Russian).
12. I n t e r n a t i o n a l Standard 60076-7. Power Transformers – Part 7: Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers. IEC 60076-7:2005 (English). Geneva, International Electrotechnical Commission, 2005. 62 p.

Представлена кафедрой  
электрических систем

Поступила 11.11.2014

УДК 621.316

## **ПРИМЕНЕНИЕ СУПЕРКОНДЕНСАТОРОВ В УСТАНОВКАХ ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ СИЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ КАБЕЛЕЙ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ И ДИНАМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ**

**Асп. ОЛЕКСЮК И. В.**

*Белорусский национальный технический университет*

E-mail: [ilya.oleks@gmail.com](mailto:ilya.oleks@gmail.com)

Токопроводящие жилы силовых электрических кабелей должны быть стойкими к воздействию токов короткого замыкания, значения которых зависят от материала жилы, площади ее поперечного сечения, свойств изоляции кабеля, температуры окружающей среды, а также времени протекания тока короткого замыкания (1 и 3–4 с при испытаниях на динамическую и термическую стойкость). Установки для испытания токами короткого замыкания кабелей напряжением 10 кВ с алюминиевыми жилами должны обеспечивать ток динамической стойкости 56,82 кА, ток термической стойкости 11,16 кА. Такие значения испытательных токов наилучшим образом обеспечивают конденсаторы. Использование традиционных конденсаторных установок повлечет большие затраты на строительство и эксплуатацию отдельного помещения. В качестве источника питания испытательных установок, где требуются токи значениями десятки килоампер, целесообразно использовать конденсаторы с двойным электрическим слоем – суперконденсаторы.

При проведении испытаний токами короткого замыкания напряжение на изоляции не стандартизировано, поэтому силовые электрические кабели с изоляцией на 10 кВ токами термической и динамической стойкости не запрещено испытывать при напряжении менее 10 кВ. График изменения напряжения суперконденсатора во времени состоит из двух участков: емкостного и резистивного. Емкостный участок представляет собой изменение напряжения вследствие изменения энергии в суперконденсаторе.

Резистивный участок демонстрирует изменение напряжения из-за наличия активного сопротивления суперконденсатора.

Предложен алгоритм определения необходимого числа суперконденсаторов для испытания силовых электрических кабелей на напряжение 10 кВ токами термической и динамической стойкости. Показано, что при использовании суперконденсаторов в установках испытания кабелей токами короткого замыкания площадь помещения, занимаемого суперконденсаторами, более чем на порядок меньше площади, занимаемой традиционными конденсаторами.

**Ключевые слова:** суперконденсатор, силовой электрический кабель, термическая и динамическая стойкость.

Ил. 1. Табл. 1. Библиогр.: 10 назв.

## **SUPER-CAPACITOR APPLICATION IN ELECTRICAL POWER CABLE TESTING FACILITIES IN THERMAL ENDURANCE AND MECHANICAL BRACING TESTS**

**OLEKSYUK I. V.**

*Belarusian National Technical University*

The current-carrying cores of the electrical power cables should be resistant to effects of short-circuit currents whose values depend on the material of the core, its cross-sectional area, cable insulation properties, environment temperature, and the duration of the short-circuit current flow (1 and 3–4 sec. when tested for thermal endurance and mechanical bracing). The facilities for testing the 10 kV aluminum core cables with short-circuit current shall provide mechanical-bracing current 56,82 kA and thermal endurance current 11,16 kA. Although capacitors provide such values of the testing currents to the best advantage, utilizing conventional capacitor-units will involve large expenditures for erecting and running a separate building. It is expedient to apply super-capacitors qua the electric power supply for testing facilities, as they are capacitors with double-electrical layer and involve the current values of tens of kilo-amperes.

The insulation voltage during short-circuit current testing being not-standardized, it is not banned to apply voltages less than 10 kV when performing short-circuit thermal endurance and mechanical bracing tests for electrical power cables of 10 kV. The super-capacitor voltage variation-in-time graph consists of two regions: capacitive and resistive. The capacitive part corresponds to the voltage change consequent on the energy change in the super-capacitors. The resistive part shows the voltage variation due to the active resistance presence in the super-capacitor.

The author offers the algorithm determining the number of super capacitors requisite for testing 10 kV-electrical power cables with short-circuit currents for thermal endurance and mechanical bracing. The paper shows that installation of super-capacitors in the facilities testing the cables with short-circuit currents reduces the area needed for the super-capacitors in comparison with conventional capacitors more than by one order of magnitude.

**Keywords:** super capacitor, electrical power cable, thermal endurance and mechanical bracing.

Fig. 1. Tab. 1. Ref.: 10 titles.

Токопроводящие жилы силовых электрических кабелей должны быть стойкими к воздействию токов короткого замыкания (КЗ), значения которых зависят от материала жилы, площади ее поперечного сечения, свойств изоляции кабеля, температуры окружающей среды, а также времени протекания тока КЗ (1 и 3–4 с при испытаниях на динамическую и термическую стойкость) [1, 2]. Установки для испытания токами КЗ кабелей напряжением 10 кВ с алюминиевыми жилами должны обеспечивать ток динамической стойкости 56,82 кА, ток термической стойкости 11,16 кА [3]. Такие значения испытательных токов наилучшим образом обеспечивают

конденсаторы [4, 5]. Современные конденсаторные установки выпускаются на напряжение 0,4 кВ в электротехнических шкафах, причем в одном шкафу с габаритами 800×500×2000 мм размещается конденсаторная установка мощностью до 350 квар. При необходимости в большей мощности увеличивается число шкафов. Так, для получения тока 56,82 кА необходимо 107 таких шкафов, а с учетом коридоров обслуживания конденсаторные установки займут помещение размером 7,5×14,4 м, т. е. площадью 108,0 м<sup>2</sup>.

Таким образом, использование традиционных конденсаторных установок повлечет большие затраты на строительство и эксплуатацию отдельного помещения. В качестве источника питания испытательных установок, где требуются токи значениями десятки килоампер, целесообразно использовать конденсаторы с двойным электрическим слоем (ионисторы), известные под названиями суперконденсаторы, гиперконденсаторы (Япония), ультраконденсаторы (Германия, США), электрохимические конденсаторы (Франция, Канада). В ионисторах энергия накапливается в процессе зарядки за счет поляризации двойных электрических слоев на границах «анод – электролит» и «катод – электролит» [6]. Алгоритм выбора ионисторов для установки по испытанию кабелей токами КЗ приведен далее в статье.

Изменение напряжения суперконденсатора во времени состоит из двух участков (рис. 1 [7]) – емкостного и резистивного. Емкостный участок представляет собой изменение напряжения вследствие изменения энергии в суперконденсаторе, а резистивный участок – изменение напряжения из-за наличия активного сопротивления суперконденсатора. График напряжения суперконденсатора при постоянном токе разряда  $i$  изображен на рис. 1.

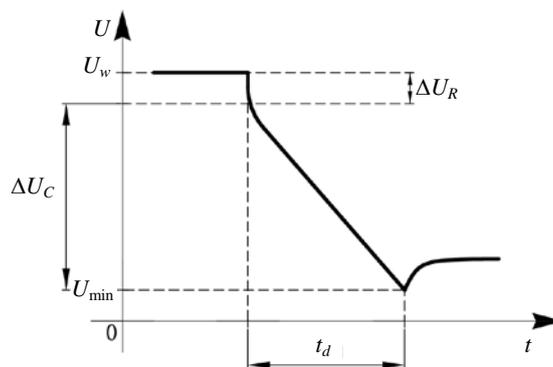


Рис. 1. Изменение напряжения разряда суперконденсатора во времени:  
 $U_w$  – рабочее напряжение;  $\Delta U_R$  – падение напряжения из-за наличия активного сопротивления;  $\Delta U_C$  – падение напряжения вследствие разряда суперконденсатора;  
 $U_{\min}$  – минимальное напряжение после разряда;  $t_d$  – время разряда

Емкостный участок графика напряжения суперконденсатора характеризуется его изменением во времени

$$i = C \frac{dU_C}{dt}, \quad (1)$$

где  $i$  – ток, протекающий через суперконденсатор;  $C$  – емкость суперконденсатора;  $dU_C/dt$  – изменение напряжения во времени.

Выразим из формулы (1) изменение напряжения

$$dU_C = i \frac{di}{C}. \quad (2)$$

Изменение напряжения на резистивном участке графика напряжения описывается известной формулой

$$\Delta U_R = iR, \quad (3)$$

где  $\Delta U_R$  – падение напряжения на активном сопротивлении суперконденсатора;  $R$  – активное сопротивление суперконденсатора.

Суммарное изменение напряжения во время заряда или разряда суперконденсатора включает в себя обе составляющие (резистивную и емкостную). Используя формулы (2) и (3), запишем выражение для суммарного изменения напряжения

$$dU = i \frac{dt}{C} + iR. \quad (4)$$

Ионистор, как правило, характеризуется невысоким рабочим напряжением (до 2,7 В) и пиковым односекундным током до нескольких килоампер, поэтому отдельные элементы нужно соединять параллельно (для получения более высоких токов) и последовательно (для увеличения рабочего напряжения).

Емкость батареи ионисторов находим по формуле

$$C = C_0 \frac{N_{\text{пар}}}{N_{\text{посл}}}, \quad (5)$$

где  $C_0$  – емкость одного элемента;  $N_{\text{пар}}$  – число ветвей батареи, соединенных параллельно;  $N_{\text{посл}}$  – число элементов каждой ветви, соединенных последовательно.

Активное сопротивление батареи ионисторов

$$R = R_0 \frac{N_{\text{посл}}}{N_{\text{пар}}}, \quad (6)$$

где  $R_0$  – активное сопротивление одного элемента (ионистора).

Некоторые суперконденсаторы компании Maxwell Technologies представлены в табл. 1 [8].

При проведении испытаний токами КЗ напряжение на изоляции не стандартизировано, т. е. испытание силовых электрических кабелей с изоляцией на 10 кВ токами термической и динамической стойкости не запрещено испытывать при напряжении менее 10 кВ.

Процесс выбора суперконденсаторов для испытательной установки разделяется на два этапа: первый – определение исходных данных; второй – расчет параметров и проверка по граничным условиям. На первом этапе выбираем параметры, которые требует испытательная установка:  $U_p$ ,  $U_{\text{min}}$  – рабочее и минимальное напряжения установки соответственно;  $I_p$  – рабочий ток (ток испытания кабелей,  $I_p = 56,82$  кА [3, 9, 10]). Проанализировав

технические характеристики суперконденсаторов, представленных в табл. 1, становится очевидным, что одного конденсатора для питания испытательной установки будет недостаточно, поэтому их нужно будет собирать в батарею. Так как напряжение при проведении испытаний в стандартах не оговорено, то его удобно взять таким, чтобы номинальное напряжение отдельного суперконденсатора соответствовало рабочему напряжению установки. В этом случае батарея конденсаторов будет состоять только из параллельно соединенных элементов и процесс выбора несколько облегчается. Из табл. 1 выбираем суперконденсатор ВМ0D0063 P125 В04 со следующими характеристиками:  $U_n = 125$  В;  $I_{\max} = 1800$  А;  $R_0 = 18$  м·Ом;  $C_0 = 63$  Ф. В качестве минимального напряжения условно примем величину, равную 10 % от номинального, т. е.  $U_{\min} = 0,1 \cdot 125 = 12,5$  В.

Таблица 1

**Технические характеристики суперконденсаторов компании Maxwell Technologies**

Наименование	Номинальная емкость, $C_0$ , Ф	Номинальное напряжение $U_n$ , В	Сопротивление постоянному току $R_0$ , м·Ом	Зарядный ток, мА	Пиковый односекундный ток, А	Масса, кг	Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм
ВМ0D0058 E016 В02	58,0	16	22,0	25,0	200	0,63	226,5×49,5×76,0
ВМ0D0500 P016 В01 (В02)	500,0	16	2,1	5,2 (170,0)	2000	5,51	418×68×179
ВМ0D0083 P048 В01	83,0	48	10,0	3,0	1100	10,30	418×191×179
ВМ0D0165 P048 В01	165,0	48	6,3	5,2	1900	13,50	418×194×179
ВМ0D0130 P056 В03	130,0	56	8,1	120,0	1800	18,00	683×177×175
ВМ0D0094 P075 В02	94,0	75	13,0	50,0	1600	25,00	515×263×220
ВМ0D0063 P125 В04 (В08)	63,0	125	18,0	10,0	1800	60,50	619×425×265
ВМ0D0006 E160 В02	5,8	160	220	25,0	200	5,10	367×235×79

На втором этапе определяем падение напряжения на конденсаторе, которое задано параметрами испытательной установки:

$$dU = 125 - 12,5 = 112,5 \text{ В.}$$

По формулам (4)–(6) вычисляем число суперконденсаторов, необходимых по условию допустимого падения напряжения:

$$112,5 = 56820 \frac{1}{N_{\text{пар}} \cdot 63} + 56820 \cdot \frac{0,018}{N_{\text{пар}}}, \quad (7)$$

где  $N_{\text{пар}} = n_U$  – количество элементов, выбранное по условию допустимого падения напряжения.

Из формулы (7) получаем  $n_U = 17,1$ , т. е. по условию падения напряжения требуется не менее 18 суперконденсаторов выбранной серии. Но каждый конденсатор характеризуется максимальным односекундным током, что требует проверки по максимальному току:

$$n_I = \frac{I_p}{I_{\max}} = \frac{56820}{1800} = 31,56 \approx 32 \text{ шт.} \quad (8)$$

Требуемое количество элементов определяется как максимальное значение из двух полученных по условиям (7) и (8)

$$n = \max\{n_U, n_I\}. \quad (9)$$

По формуле (8) получаем  $n = 32$  шт. для испытания каждой жилы, для трех жил необходимо 96 таких элементов. Таким образом, для питания установки испытания силовых электрических кабелей токами термической и динамической стойкости необходимо 96 суперконденсаторов марки ВМ0D0063 P125 B04. Размеры одного элемента составляют 265×619×425 мм, а в связи с тем, что суперконденсаторы не требуют обслуживания, их можно разместить в любом помещении либо контейнере с внутренним объемом 6,7 м<sup>3</sup>.

### ВЫВОДЫ

1. Показано, что при использовании суперконденсаторов в установках испытания кабелей токами короткого замыкания площадь помещения, занимаемого суперконденсаторами, более чем на порядок меньше площади, занимаемой традиционными конденсаторами.

2. Предложен алгоритм определения необходимого числа суперконденсаторов для испытания силовых электрических кабелей на напряжение 10 кВ токами термической и динамической стойкости.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией. Технические условия: ГОСТ 18410–73. – Введ. 01.01.1975. – М.: Изд-во стандартов, 1975. – 23 с.
2. Кабели силовые с пластмассовой изоляцией. Технические условия: ГОСТ 16442–80. – Введ. 01.01.1982. – М.: Изд-во стандартов, 2000. – 22 с.
3. Короткевич, М. А. Испытания кабельной продукции на термическую и динамическую стойкость / М. А. Короткевич, И. В. Олексюк // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2010. – № 1. – С. 25–32.
4. Пичугина, М. Т. Мощная импульсная энергетика / М. Т. Пичугина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 98 с.
5. Накопители энергии: учеб. пособие для вузов / Д. А. Бут [и др.]; под ред. Д. А. Бута. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 400 с.
6. Конденсаторы с двойным электрическим слоем (ионисторы): разработка и производство [Электронный ресурс] / В. Кузнецов [и др.] // Компоненты и технологии. – 2005. – № 6. – Режим доступа: [http://www.kit-e.ru/articles/condenser/2005\\_6\\_12.php](http://www.kit-e.ru/articles/condenser/2005_6_12.php). – Дата доступа: 28.12.2014.
7. Maxwell Technologies. Application Note. Boostcap Ultracapacitor. Cell Sizing. Document No 10073627, Rev 3 [Electronic resource]. – Mode of access: [http://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/docs/10073627.3\\_how\\_to\\_determine\\_the\\_appropriate\\_size.pdf](http://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/docs/10073627.3_how_to_determine_the_appropriate_size.pdf). – Date of access: 20.12.2014.
8. Maxwell Technologies. Product Comparison Matrix [Electronic resource]. – Mode of access: [http://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/docs/maxwell\\_technologies\\_product\\_comparison\\_matrix.pdf](http://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/docs/maxwell_technologies_product_comparison_matrix.pdf). – Date of access: 20.12.2014.
9. Муфты для силовых кабелей на напряжение до 35 кВ включительно: ГОСТ 13781.0–86. – Введ. 24.06.1986. – М.: Изд-во стандартов, 1986. – 18 с.
10. Муфты термоусаживаемые для силовых кабелей на напряжение 10 кВ. Технические условия: ТУ РБ 500030832.001–2000. – Введ. 15.06.2000. – Минск: БГПА, 2000. – 25 с.

## REFERENCES

1. State Standards 18410–73. Power Cables with Impregnated Paper Insulation. Standard Specifications. Moscow, Publishing House of Standards, 1975. 23 p. (in Russian).
2. State Standards 16442–80. Power Cables with Plastic Insulation. Standard Specifications. Moscow: Publishing House of Standards, 2000. 22 p. (in Russian).
3. Korotkevich, M. A., & Oleksyuk, I. V. (2010) Testing of Cables on the Thermal and Dynamic Stability. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 1, 25–32 (in Russian).
4. Pichgina, M. T. (2005) *Powerful Pulsed Power Engineering*. Tomsk: Publishing House of Tomsk Polytechnic University. 98 p. (in Russian).
5. But, D. A., Alievskii, B. L., Miziurin, S. R., & Vasiukevich, P. V. (1991) *Energy Storage Devices*. Moscow, Energoatomizdat. 400 p. (in Russian).
6. Kuznetsov, V., Pan'kina, O., Machkovskaia, N., Shuvalov, E., & Vostrikov, I. (2005) Electric Double Layer Capacitors (Ultracapacitors): Development and Production. *Komponenty i tekhnologii* [Components and Technologies], № 6. Available at: [http://www.kit-e.ru/articles/condenser/2005\\_6\\_12.php](http://www.kit-e.ru/articles/condenser/2005_6_12.php) (Accessed 28.12.2014).
7. Maxwell Technologies. Application Note. Boostcap Ultracapacitor. Cell Sizing. Document No 10073627, Rev 3. Available at: [http://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/docs/10073627.3\\_how\\_to\\_determine\\_the\\_appropriate\\_size.pdf](http://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/docs/10073627.3_how_to_determine_the_appropriate_size.pdf). (Accessed 20 December 2014).
8. Maxwell Technologies. Product Comparison Matrix [Digital Resource]. Available at: [http://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/docs/maxwell\\_technologies\\_product\\_comparison\\_matrix.pdf](http://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/docs/maxwell_technologies_product_comparison_matrix.pdf). (Accessed 20 December 2014).
9. State Standards 13781.0–86. Boxes for Power Cables with Voltage Up to and Including 35 kV. Moscow, Publishing House of Standards, 1986. 18 p. (in Russian).
10. Technical Specifications of the Republic of Belarus 500030832.001–2000. Heat-shrinkable Boxes for Power Cables for a Voltage of 10 kV. Minsk: Belarusian State Polytechnic Academy, 2000. 25 p. (in Russian).

Представлена кафедрой  
электрических систем

Поступила 29.10.2014

УДК 621.316.13; 621.316.06

## АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ АВТОНОМНОЙ РАБОТЫ УЧАСТКОВ СЕТИ SMART GRID 0,4 кВ

Докт. техн. наук, проф. СИВОКОБЫЛЕНКО В. Ф.<sup>1)</sup>,  
кандидаты техн. наук, доценты НИКИФОРОВ А. П.<sup>1)</sup>, БУРЛАКА В. В.<sup>2)</sup>,  
ПОДНЕБЕННАЯ С. К.<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup>Донецкий национальный технический университет,

<sup>2)</sup>Приазовский государственный технический университет

E-mail: vburlaka@rambler.ru

Проанализированы методы, влияющие на режим автономной работы участков сети с распределенными источниками электроэнергии (распределенной генерацией), подключение которых к энергосистеме осуществляется посредством специальных распределенных инверторов. Выявлены причины, по которым автономная работа является нежелательной; рассмотрены последствия автономно-несинхронной работы участков сети при изоляции. Эти проблемы характерны для современных электрических распределительных сетей Smart Grid. Для выявления изолированного режима использовали пассивные и активные методы. Пассивные методы – это только наблюдение за напряжением и/или частотой в точке общего присоединения, и если измеряемые величины

выходят за установленные пределы, инвертор отключается. Несмотря на свою простоту, пассивные методы не могут обеспечить выявление изолированного режима, особенно в тех случаях, когда количество распределенной выработки электроэнергии равняется нагрузке потенциально изолированного участка сети. Активные методы предполагают воздействие со стороны инвертора на сеть с тем, чтобы выявить отклонение от нормальных параметров режима в точке общего присоединения. Такие методы помогают лучше выявлять изолированный режим, но их использование снижает качество работы энергосистемы.

Отмечено, что распознавание режима автономной работы участков сети, по существу без нулевой зоны необнаружения, возможно только с использованием эффективных антиизолирующих схем, таких как подключение к отключенному сегменту сети батареи конденсаторов. При необходимости обеспечения повышенной живучести и бесперебойности электроснабжения рекомендуется предусматривать в инверторах для источников распределенной генерации блокировку функции обнаружения автономной работы.

**Ключевые слова:** интеллектуальная сеть Smart Grid, распределенная генерация, фотоэлектрические системы, ветровая энергетика, режим изолированной работы.

Ил. 3. Библиогр.: 11 назв.

### ANALYSIS OF THE 0,4 kV SMART GRID ISLANDING PREVENTION METHODS

SIVOKOBYLENKO V. F.<sup>1)</sup>, NIKIFOROV A. P.<sup>1)</sup>, BURLAKA V. V.<sup>2)</sup>,  
PODNEBENNAYA S. K.<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup>Donetsk National Technical University,

<sup>2)</sup>Priazovsk State Technical University

The article analyzes the methods affecting autonomous operation regimes of the power-grid sections with distributed electric-power sources (distributed generation) whose connection to the electric-power grid is realized by means of special distributed generation inverters. The authors evidenciate the reasons for which autonomous operation is undesirable; examine consequences of the autonomous asynchronous operation of the grid-sections during islanding. These problems are innate for the modern Smart Grid networks. Islanding detection methods include passive and active ones. The passive methods rely only on observation of the voltage and/or frequency at the point of common coupling (PCC) disconnecting the inverter if the measured values are outside the specified limits. Despite their simplicity, passive methods cannot assure reliable islanding detection, especially in the cases when distributed generation power equals the power of loads in the potential grid-island. The active methods assume the inverter affecting the grid with the view of detecting deviation from the standard regime parameters in the PCC. Although these methods have much better islanding detection ability, their utilization reduces the power-grid operation quality.

The paper holds that the grid-sections autonomous regime detection without virtually no failure-to-detect zone is only possible with employment of effective anti-islanding schemes such as connecting capacitor batteries to the disconnected power-grid sector. If appropriate providing enhanced survivability and continuity of power supply, the authors recommend providing islanding detection lock option in the inverters of the distributed generation sources.

**Keywords:** intellectual network Smart Grid, distributed generation, photovoltaic systems, wind power engineering, islanding regime.

Fig. 3. Ref.: 11 titles.

Концепция «интеллектуальных сетей» Smart Grid предполагает использование в энергосистеме распределенных источников электроэнергии. В качестве последних выступают ветрогенераторы, солнечные батареи и т. п., подключение которых к энергосистеме осуществляется с использованием специальных инверторов. Таким образом, помимо основных источников электроэнергии имеет место так называемая распределенная генерация (РГ) (distributed generation). Работа энергосистемы с источниками РГ предполагает изменение принципов работы релейной защиты и автомати-

ки, поскольку распределение энергии неоднозначно и меняется в зависимости от включения или отключения источников РГ. При этом в энергосистеме с РГ есть проблема выявления и ликвидации режимов автономной работы участков сети (АРУС) (islanding), когда при отключении участка сети Smart Grid от основного источника (энергосистемы) его питание обеспечивается за счет источников РГ этого участка [1].

Рассмотрим влияние режимов АРУС на живучесть сети, при этом под живучестью будем понимать обеспечение бесперебойности питания потребителей электроэнергией приемлемого качества при различных режимах эксплуатации сети, отказах оборудования, повреждениях изоляции и др. Из определения следует, что режим автономной работы участков Smart Grid сети является необходимым и важным режимом работы сети и желателен для повышения ее живучести. Однако несмотря на это, в определенных смысловых ситуациях, рассмотренных далее в статье, основные недостатки, присущие режиму АРУС, приводят к ухудшению живучести сети. Нумерация смысловых ситуаций продолжается исходя из [2].

*Смысловая ситуация 4.* При отключении участка сети Smart Grid от энергосистемы, например, устройствами релейной защиты вследствие короткого замыкания (КЗ), питание поврежденного участка осуществляется от источника РГ этого участка. Таким образом, происходит подпитка точки КЗ токами, многократно превышающими рабочие, что ведет к повреждению электрооборудования и дальнейшему распространению аварии.

*Смысловая ситуация 5.* При проведении ремонтных работ (плановых или аварийных) участок сети Smart Grid, отключенный от энергосистемы, продолжает получать питание от источников РГ, находящихся в этом участке, вследствие чего появляется опасность поражения электрическим током людей, проводящих работы.

*Смысловая ситуация 6.* При отключении участка сети Smart Grid от энергосистемы, например вследствие природных явлений и процессов, возможно нарушение нормальной работы электроприемников участка сети Smart Grid [1].

Описанные смысловые ситуации обуславливают необходимость выявления режима АРУС сети Smart Grid, сложность определения которого также является одним из факторов, ухудшающих живучесть сети. Необходимо заметить, что отключение инверторов РГ при АРУС вступает в противоречие с требованием обеспечения бесперебойного питания. Тем не менее на уровне стандартов IEEE Std. 929–2000, UL 1741, IEC 62116 введено требование к инверторам РГ отключаться от сети при возникновении режима АРУС либо при существенном отклонении напряжения/частоты сети от номинальных значений.

**Обзор методов АРУС.** На сегодняшний день существуют два основных подхода к выявлению АРУС [1]:

- мониторинг процессов, протекающих в инверторе РГ;
- мониторинг процессов со стороны энергосистемы.

Первый подход может быть осуществлен пассивными или активными методами. К пассивным методам относятся [1]:

- мониторинг повышения/понижения напряжения;
- мониторинг повышения/понижения частоты;
- выявление скачкообразного изменения фазы напряжения;

- мониторинг изменения спектрального состава напряжения/тока.

К активным относятся методы, связанные с анализом процессов в инверторе [1]:

- измерение сопротивления на частоте сети;
- измерение сопротивления на частоте, отличной от частоты сети;
- выявление сдвига частоты и/или напряжения;
- активное смещение частоты/напряжения с положительной обратной связью;
- изменение активной/реактивной мощности инвертора РГ.

Методы, в основе которых лежит мониторинг процессов при воздействии со стороны энергосистемы [1], следующие:

- введение добавочного сопротивления (impedance insertion);
- передача данных о коммутациях по силовой сети (PLCC – Power Line Carrier Communication);
- использование SCADA-систем (централизация управления).

Пассивные методы, основанные на мониторинге процессов, протекающих в инверторе, базируются на определении отклонения от нормального напряжения в точке общего присоединения (ТОП) инвертора и энергосистемы. Активные методы, связанные с анализом процессов в инверторе, предполагают воздействие со стороны инвертора на сеть с тем, чтобы в случае АРУС выявить отклонение от нормальных параметров режима в ТОП инвертора с сетью. Активные методы, основанные на анализе процессов со стороны энергосистемы, также предполагают исследование изменения режима в ТОП, но при воздействии со стороны энергосистемы. Известны и пассивные методы, базирующиеся на отслеживании изменения режима в ТОП со стороны энергосистемы, однако они применимы только при соизмеримых мощностях энергосистемы и источников РГ. Общий недостаток активных методов определения АРУС в системах с несколькими источниками РГ – вероятность их взаимного влияния, что может привести к отказам обнаружения режима АРУС и снизить живучесть сети Smart Grid.

Рассмотрим более подробно пассивные методы: принцип действия, достоинства, недостатки и величину (и характер) зоны неопределения (ЗН, NDZ – Not Detection Zone) АРУС. Упрощенная схема сети Smart Grid, состоящая из энергосистемы, источника (источников) РГ и эквивалентной нагрузки, приведена на рис. 1. Предположим, что энергосистема является системой бесконечной мощности, что даст возможность считать ее полное сопротивление равным нулю. Представим эквивалентную нагрузку в виде параллельно соединенных элементов  $R$ ,  $L$ ,  $C$  как наиболее сложный случай при выявлении АРУС. Инверторы для источников РГ в подавляющем большинстве имеют токовый выход [1], поэтому на схеме замещения их можно представлять источниками тока.

Методы, основанные на исследовании повышения/понижения напряжения или частоты, относятся к пассивным методам, так как они не предполагают дополнительных воздействий на систему [3–5]. Все инверторы систем РГ оснащены защитой от повышения/понижения напряжения и частоты в ТОП. Для пояснения работы этих защит обратимся к балансу активной и реактивной мощностей в ТОП. Уравнения баланса выглядят следующим образом (рис. 1):

$$\begin{aligned} \Delta P &= P_n - P_{\text{PГ}}; \\ \Delta Q &= Q_n - Q_{\text{PГ}}, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $P_{\text{PГ}} + jQ_{\text{PГ}}$  – мощность, отдаваемая в сеть источником PГ в ТОП;  $P_n + jQ_n$  – то же нагрузки.

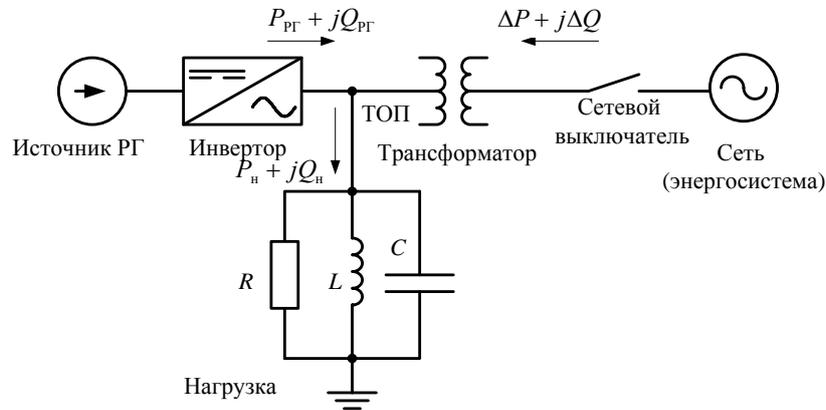


Рис. 1. Упрощенная схема сети Smart Grid

При единичном коэффициенте мощности инвертора источника PГ  $Q_{\text{PГ}} = 0$ , а  $\Delta Q = Q_n$ . Поведение Smart Grid при отключенном выключателе будет определяться величинами  $\Delta P$  и  $\Delta Q$ . Если  $\Delta P \neq 0$ , напряжение в ТОП изменится и сработает защита от повышения/понижения напряжения. Если  $\Delta Q \neq 0$ , то начнет изменяться фаза напряжения в ТОП и система управления инвертором изменит частоту выходного тока. В результате этого сработает защита от повышения/понижения частоты [3, 4].

Все инверторы, обеспечивающие подключение источников PГ к энергосистеме, должны иметь различную степень защиты от повышения/понижения напряжения или частоты. Поэтому если либо активные мощности нагрузки и источника PГ несоизмеримы, либо резонансная частота нагрузки не находится вблизи частоты сети, в большинстве случаев АРУС не происходит. К недостаткам метода относится то, что время выявления АРУС изменяется и порой непредсказуемо. Кроме того, данный метод обладает достаточно большой ЗН АРУС (рис. 2).

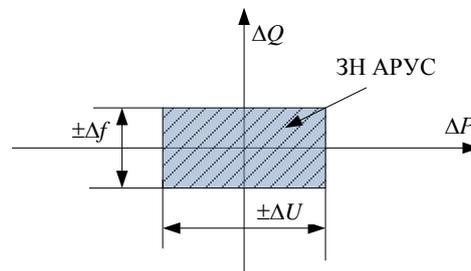


Рис. 2. Зона неопределения АРУС при изменении напряжения и частоты

Если  $\Delta P = \Delta Q = 0$ , то при отключении энергосистемы изменение напряжения или частоты в ТОП может быть недостаточным для срабатыва-

ния защит соответствующих инверторов источников РГ. Это относится к случаям, когда мощность, генерируемая источниками РГ, соизмерима с мощностью, потребляемой нагрузкой, а также при единичном коэффициенте мощности нагрузки на частоте сети. Следует также отметить, что поскольку напряжение и частота сети обычно несколько отличаются от номинальных, установка малых порогов срабатывания защиты от повышения/понижения напряжения или частоты может привести к ложным срабатываниям [6–9].

Методы, основанные на выявлении скачкообразного изменения фазы, базируются на отслеживании появления разницы между фазой выходного тока инвертора и фазой напряжения на нем. Это реализуется следующим образом.

В нормальном режиме работы выходной ток инвертора синхронизирован по фазе с напряжением сети в моменты перехода через ноль с помощью петли фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) [1]. Для инверторов с токовым выходом при отключенной энергосистеме напряжение в ТОП не имеет жесткой «привязки» к напряжению сети. Выходной ток инвертора определяется петлей ФАПЧ и имеет синусоидальную форму. Синхронизация выполняется в моменты перехода через ноль, в остальное время инвертор работает без обратной связи. Непосредственно после отключения энергосистемы напряжение в ТОП изменяется, а ток, сформированный инвертором, синхронизирован с напряжением в ТОП до отключения. Появляются фазовый скачок, как показано на рис. 3, и соответственно фазовая ошибка. Если фазовая ошибка превышает пороговое значение, инвертор отключается.

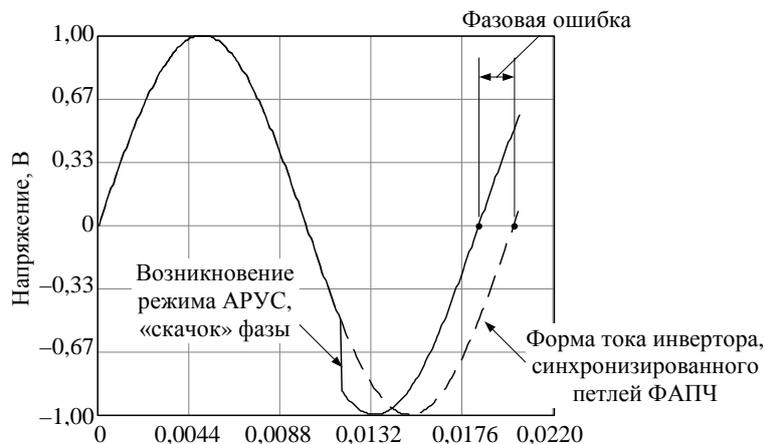


Рис. 3. Появление фазового «скачка» при возникновении режима АРУС

Основным достоинством данного метода является его простота реализации, поскольку в подавляющем большинстве инверторов с токовым выходом выходной ток синхронизируется с напряжением в ТОП с помощью петли ФАПЧ. Достаточно добавить возможность отключения инвертора при превышении фазовой ошибкой порогового значения. Так как метод относится к пассивным, он не оказывает влияния на качество работы инвертора и всей энергосистемы. Кроме того, метод может быть эффективно использован при определении АРУС с несколькими источниками РГ.

Основным недостатком описанного метода является сложность определения пороговых значений фазовой ошибки, поскольку при наличии не-

которых видов нагрузок, например двигателей, в пусковых режимах также будет наблюдаться появление фазовой ошибки, что может привести к ложным отключениям инвертора [1]. Если фазовый угол нагрузки равен нулю на частоте сети, отключение энергосистемы не приведет к появлению фазовой ошибки, что определяет ЗН АРУС. Зона неопределения АРУС может быть уменьшена, если обеспечить неединичный коэффициент мощности инвертора. Однако это приведет к его удорожанию и смещению ЗН АРУС.

При использовании мониторинга спектрального состава напряжения осуществляются мониторинг коэффициента несинусоидальности напряжения ( $THD_U$ ) в ТОП и отключение инвертора при превышении  $THD_U$  порогового значения. В нормальном режиме энергосистема, представляющая собой «жесткий» источник напряжения, обеспечивает в ТОП напряжение с низким уровнем высших гармоник. Токи высших гармоник, генерируемые инвертором, при включенной энергосистеме потекут в низкоимпедансную сеть и, учитывая их низкий уровень и практически нулевое сопротивление сети, вызовут незначительное искажение напряжения в ТОП [1, 3].

При отключении энергосистемы и возникновении режима АРУС уровень высших гармоник напряжения в ТОП может вырасти по двум причинам. Первой причиной является работа непосредственно самого инвертора. Так как при отключенной энергосистеме токи высших гармоник, сгенерированные инвертором, потекут в нагрузку, которая имеет больший импеданс по сравнению с сетью, они увеличат  $THD_U$  в ТОП. Таким образом, повышение уровня высших гармоник в ТОП может свидетельствовать о возникновении режима АРУС. Второй причиной появления высших гармоник в напряжении в ТОП может быть трансформатор (рис. 1), который представляет собой нелинейную нагрузку и при отключении выключателя со стороны энергосистемы может обеспечивать увеличение уровня высших гармоник напряжения в ТОП из-за нелинейности вебер-амперной характеристики [1]. Теоретически данный метод позволяет однозначно определить АРУС, однако на практике он оказывается неэффективным, поскольку в спектре напряжения сети уже присутствуют высшие гармоники. Основную сложность метода составляет правильный выбор пороговых значений определения АРУС во избежание ложных срабатываний при отключении инвертора. Пороговое значение коэффициента несинусоидальности должно быть больше, чем коэффициент несинусоидальности напряжения сети в нормальном режиме, и меньше коэффициента несинусоидальности напряжения в ТОП при АРУС. Кроме того, эффективность метода значительно снижается, если инвертор источника РГ имеет низкий уровень гармоник выходного тока [1, 3].

Большой интерес представляют методы активного смещения частоты/напряжения с положительной обратной связью [10, 11]. Выходная частота (или напряжение) инвертора устанавливается таким образом, чтобы усилить отклонение от номинала. Например, частота напряжения в ТОП составляет 49,8 Гц, а выходной ток инвертора формируется с частотой 49,7 Гц, т. е. инвертор пытается «отклонить» частоту от номинальной 50,0 Гц. В случае повышения частоты напряжения в ТОП инвертор будет формировать ток с еще большей частотой. При этом синхронизация

с напряжением производится, как было сказано ранее, при переходах его через нуль, что предотвращает возникновение биений.

Подобный способ применим и к напряжению, т. е. выходной ток инвертора РГ корректируется в зависимости от отклонения напряжения в ТОП от номинала. При уменьшении напряжения ток снижается, при повышении – увеличивается, т. е. также использован принцип положительной обратной связи. При включенной энергосистеме частота и/или напряжение в ТОП не могут быть существенно изменены за счет инвертора РГ. При отключении же ситуация изменяется и работа системы активного смещения частоты/напряжения приводит к срабатыванию защиты от повышения/понижения частоты или защиты от повышения/понижения напряжения.

**Полученные результаты.** Несмотря на достоинства всех вышеперечисленных методов, нулевой ЗН АРУС не обладает ни один из них. Кроме того, нормируется (ограничивается) также и время, которое есть у инвертора РГ для распознавания режима АРУС. Обеспечение надежного предотвращения АРУС возможно при обеспечении взаимодействия с энергосистемой. Так, можно через некоторое время после отключения энергосистемы подключить к отключенному сегменту сети батарею конденсаторов (Impedance insertion [1]). АРУС будет выявлена либо сразу после отключения, либо после включения конденсаторов из-за скачкообразного снижения резонансной частоты системы. Также информация о предстоящем отключении может быть передана инверторам РГ непосредственно через силовую сеть. Это тоже полностью устраняет возможность возникновения режима АРУС.

## ВЫВОДЫ

1. Показаны влияние режимов автономной работы участков сети на живучесть сети Smart Grid и недопустимость таких режимов. Проведен анализ методов выявления и предотвращения режимов автономной работы участков сети.

2. Гарантированное устранение режимов автономной работы участков сети невозможно без взаимодействия с энергосистемой.

3. При необходимости обеспечить повышенную живучесть сети и бесперебойность электроснабжения целесообразно предусмотреть в инверторах для источников распределенной генерации соответствующие блокировки, позволяющие работать в автономном режиме.

## ЛИТЕРАТУРА

1. B o w e r, W. Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems / W. Bower, M. Ropp; Sandia National Laboratories, Operated for the United States Department of Energy by Sandia Corporation. – USA, 2002. – 60 p.

2. П о в ы ш е н и е живучести комплекса электротехнического оборудования участков сети Smart Grid на основе применения активных фильтров / В. Ф. Сивокобыленко [и др.] // Наукові праці Донецького нац. техн. ун-ту. Сер. Електротехніка і енергетика. – 2014. – № 1 (16). – С. 198–205.

3. R o p p, M. Design Issues for Grid-Connected Photovoltaic Systems: Ph.D. Dissertation. – Atlanta, Georgia Institute of Technology, 1998.

4. R o p p, M. E. Determining the Relative Effectiveness of Islanding Prevention Techniques Using Phase Criteria and Non-Detection Zones / M. E. Ropp [and others] // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2000. – Vol. 15, No 3. – P. 290–296.

5. M a h a t, P. Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation / P. Mahat, Z. Chen, B. Bak-Jensen // 3<sup>rd</sup> International Conference on Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT 2008. – Nanjing; China, 2008. – P. 2743–2748.

6. D e t e r m i n i n g the Sufficiency of Standard Protective Relaying for Islanding Prevention in Grid-connected PV Systems / M. Begovic [et al.] // Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion. Congress Center, Vienna, Austria, 6–10 July 1998. – Vienna, 1998. – P. 2519–2524.
7. K o b a y a s h i, H. Statistical Evaluation of Optimum Islanding Preventing Method for Utility Interactive Small Scale Dispersed PV Systems / H. Kobayashi, K. Takigawa // Proceedings of the First IEEE World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 1994. – Vol. 1. – P. 1085–1088.
8. I E E E Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, Sponsored by IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Photovoltaics, IEEE Std. 929–2000, Published by the IEEE. – New York, NY, 2000.
9. A n a l y s i s of Active Islanding Detection Methods for Grid-Connected Microinverters for Renewable Energy Processing / C. L. Trujillo [et al.] // Applied Energy. – 2010. – No 87 (11). – P. 3591–3605.
10. L o p e s, L. A. C. Performance Assessment of Active Frequency Drifting Islanding Detection Methods / L. A. C. Lopes, H. Sun // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2006. – No 21 (1). – P. 171–180.
11. L i u, F. Analysis and Optimization of Active Frequency Drift Islanding Detection Method / F. Liu, Y. Kang, S. Duan // Proc. of the 22<sup>nd</sup> Annual IEEE Applied Power Electronics Conference APEC 2007. – United States, 2007. – P. 1379–1384.

#### R E F E R E N C E S

1. B o w e r, W., & Ropp, M. (2002) Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems. Doi: 10.2172/806700.
2. S i v o k o b i l e n k o, V. F. [and others] (2014) Enhancement of Electro-Technical Equipment Complex Survivability of Smart Grid Islands on the Base of Active Front Ends Using. *Naukovi Pratsi Donets'kogo Nats. Tekhnical Universitu. Series Elektrotekhnika i Energetika* [Scientific Works of Donetsk National Technical University. Series Electrical and Power Engineering], No 1 (16), 198–205 (in Russian).
3. R o p p, M. Design Issues for Grid-Connected Photovoltaic Systems, Ph.D. Dissertation, Georgia Institute of Technology. – Atlanta, GA, 1998.
4. R o p p, M. E., Begovic, M., Rohatgi, A., Kern, G. A., Bonn Sr., R. H., & Gonzalez, S. (2000) Determining the Relative Effectiveness of Islanding Prevention Techniques Using Phase Criteria and Non-Detection Zones. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 15 (3), 290–296. Doi: 10.1109/60.875495.
5. M a h a t, P., Chen, Z., & Bak-Jensen, B. (2008) Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation. *3<sup>rd</sup> International Conference on Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT 2008*, Article Number 4523877, 2743–2748. Doi: 10.1109/DRPT.2008.4523877.
6. B e g o v i c, M., Ropp, M. E., Rohatgi, A., & Pregelj, A. (1998) Determining the Sufficiency of Standard Protective Relaying for Islanding Prevention in Grid-Connected PV Systems. *Proceedings of the 2<sup>nd</sup> World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion*. Congress Center, Vienna, Austria. – P. 2519–2524.
7. K o b a y a s h i, H., & Takigawa, K. (1994) Statistical Evaluation of Optimum Islanding Preventing Method for Utility Interactive Small Scale Dispersed PV Systems. *Proceedings of the First IEEE World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Vol. 1*, 1085–1088. Doi: 10.1109/WCPEC.1994.520150.
8. *IEEE 929–2000 Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. Sponsored by IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Photovoltaics. Published by the IEEE, New York, 2000.
9. T r u j i l l o, C. L., Velasco, D., Figueres, E., & Garcerá, G. (2010) Analysis of Active Islanding Detection Methods for Grid-Connected Microinverters for Renewable Energy Processing. *Applied Energy*, 87 (11), 3591–3605. Doi: 10.1016/j.apenergy.2010.05.014.
10. L o p e s, L. A. C., & Sun, H. (2006) *Performance Assessment of Active Frequency Drifting Islanding Detection Methods*. IEEE Transactions on Energy Conversion, 21 (1), 171–180. Doi: 10.1109/TEC.2005.859981.
11. L i u, F., Kang, Y., & Duan, S. (2007) Analysis and Optimization of Active Frequency Drift Islanding Detection Method. *Proc. of the 22<sup>nd</sup> Annual IEEE Applied Power Electronics Conference APEC 2007*, 1379–1384. Doi: 10.1109/APEX.2007.357696.

Представлена кафедрой электрификации  
промышленных предприятий ПГТУ

Поступила 24.12.2014

УДК 621.181.6

## ИНВАРИАНТНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ УРОВНЯ ВОДЫ В БАРАБАНЕ КОТЛА

Докт. техн. наук, проф. КУЛАКОВ Г. Т.<sup>1)</sup>, асп. КУХОРЕНКО А. Н.<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup>Белорусский национальный технический университет,

<sup>2)</sup>Командно-инженерный институт МЧС Республики Беларусь

E-mail: ank-17@ya.ru

Качество регулирования уровня воды в барабане котлов тепловых электростанций и парогенераторов атомных электростанций во многом определяют надежность и экономичность их работы. Последнее может быть достигнуто путем значительного уменьшения времени работы исполнительных механизмов, что напрямую зависит от качества регулирования.

Рассмотрены зарубежные методы настройки ПИД-регулятора в каскадной системе автоматического регулирования уровня воды в барабане котла, на базе которой предложена инвариантная каскадная система автоматического регулирования. В такой системе предложено не измерять внешнее возмущение, например расход пара, а параллельно реальному инерционному участку объекта регулирования реализовать модель этого участка. Разница текущего значения уровня воды в барабане и выхода модели инерционного участка объекта регулирования подается на вход устройства компенсации эквивалентного внешнего возмущения. Это позволяет использовать устройство компенсации в замкнутом контуре, следовательно, качество регулирования улучшается при воздействии любых внешних возмущений. Сравнительный анализ результатов моделирования каскадной системы автоматического регулирования с ПИД-регулятором, настроенным по зарубежным методам, и предлагаемой инвариантной системы показал значительное улучшение качества регулирования в последней, а именно: в 2,5 раза повышается быстродействие системы при отработке скачка задания, максимальная величина перерегулирования уменьшается с 42,5 до 10,0 %; при отработке внутреннего возмущения время регулирования сокращается на 33 %, максимальная динамическая ошибка регулирования – на 65 %; время отработки внешнего топочного возмущения уменьшается в два раза, максимальная динамическая ошибка регулирования – на 63 %; максимальная динамическая ошибка регулирования при отработке внешнего возмущения расходом перегретого пара уменьшается на 71 %, время регулирования сокращается в 1,5 раза.

**Ключевые слова:** каскадная система автоматического регулирования, барабан котла, уровень воды.

Ил. 5. Табл. 1. Библиогр.: 10 назв.

## INVARIANT SYSTEM OF AUTOMATIC WATER-LEVEL REGULATING IN THE BOILER SHELL

KULAKOV G. T.<sup>1)</sup>, KUCHORENKO A. N.<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup>*Belorussian National Technical University,*

<sup>2)</sup>*Command-Engineering Institute of the Ministry of Emergency Situations  
of the Republic of Belarus*

The quality of water-level regulation in the boiler-shells of heat-power and nuclear-power plants largely determines reliable and economical operation. The latter can be accomplished by means of massive reduction of the actuation-mechanism running time which depends directly on the regulator performance.

The paper examines some foreign methods of PID-regulator adjusting in the cascade system of boiler-shell water-level automatic regulation. The authors derive an invariant cascade system of automatic regulation in which they offer not to measure external disturbance, the steam rate for instance, but to realize a concurrent model of the real inertial section of the controlled member. The disparity between the current value of the water-level in the shell and the output from the inertial section of the controlled-member model is fed to the input of the external-disturbance equivalent compensating device. This allows employing the compensating device in closed circuit, and consequently, the regulation quality improves under the influence of any external disturbances. The comparative analysis of the modeling results of the Cascade-System Automatic Regulation (CSAR) with PID-regulator adjusted according to the foreign methods and of the proposed invariant system shows considerable improvement in regulation quality of the latter, viz.: system performance grows 2,5 times when working through the task jump, the peak value of overcorrection lowers from 42,5 to 10,0 %; while working through the internal disturbance, the regulating time reduces by 33 %, the maximum dynamic error of the regulation lowers by 65 %; the time of external combustion disturbance workout completion reduces two times, the maximum dynamic error of regulating – by 63 %; the maximum dynamic error of regulation while working through external disturbance with overheated steam rate diminishes by 71 %, the regulating time reduces by 1,5 times.

**Keywords:** cascade system of automatic adjustment, boiler shell, water level.

Fig. 5. Tab. 1. Ref.: 10 titles.

Автоматизация работы энергетического оборудования электростанций ведется по многим направлениям, при этом одним из основных является регулирование уровня воды в барабане котла (парогенератора). Качество регулирования уровня воды в барабане котлов тепловых электростанций (ТЭС) и парогенераторов атомных электростанций (АЭС) во многом определяют надежность и экономичность работы ТЭС и АЭС. В соответствии с этим актуальными становятся вопросы существенного улучшения качества регулирования уровня воды в барабане котла (парогенератора).

Трехимпульсные системы автоматического регулирования (САР) уровня воды в барабане получили наибольшее распространение на ТЭС и АЭС [1–3]. Применение в этих САР классических регуляторов с устройством жесткой обратной связи повышает устойчивость системы, но не обеспечивает качественного регулирования уровня воды в барабане котла [4, 5]. Типовая трехимпульсная САР уровня воды в барабане котла обладает такими недостатками, как:

- наличие трех датчиков измерения (уровня, расходов перегретого пара и питательной воды);

- наличие статической ошибки регулирования в конце переходного процесса при внутреннем возмущении, а также при внешнем возмущении расходом перегретого пара с явлением «набухания уровня» [3].

Для устранения указанных недостатков в [5] на примере САР питания котла БКЗ-210-140 предложено использовать структурно-параметрическую оптимизацию каскадной САР. При этом ликвидация статической ошибки регулирования при отработке внутреннего возмущения осуществляется стабилизирующим регулятором, а устранение статической ошибки регулирования при отработке крайнего внешнего возмущения с явлением «набухания уровня» производится соответствующим выбором структуры корректирующего устройства, а также коррекцией задания последнему на величину статической ошибки регулирования в момент времени, когда основная регулируемая величина стабилизируется. Вместе с тем в этом случае интеграл от модуля ошибки регулирования по уровню при отработке внешних возмущений хотя и меньше, чем в типовой трехимпульсной САР, однако возможность существенного улучшения качества регулирования уровня воды имеется.

Из всех типовых алгоритмов регулирования ПИД-регуляторы обеспечивают наилучшее качество регулирования для теплоэнергетических объектов. Каскадная система автоматического регулирования (КСАР) получила широкое распространение в области автоматизации технологических процессов [6, 7]. Уровень воды в барабане парогенератора при возмущении расходом питательной воды относится к объектам без самовыравнивания и описывается передаточными функциями идеального интегрирующего звена с запаздыванием

$$W_1(p) = \frac{e^{-\tau_1 p}}{T_1 p}, \quad (1)$$

где  $T_1$  – постоянная времени интегрирующего звена;  $\tau_1$  – время запаздывания по каналу регулирующего воздействия;  $p$  – оператор Лапласа.

Кроме того, экспериментальная кривая по уровню воды в барабане котла при возмущении расходом питательной воды может быть представлена в виде реального интегрирующего звена типа

$$W_1^*(p) = \frac{1}{T_1 p(\tau_1 p + 1)}. \quad (2)$$

Динамика объекта регулирования по уровню при возмущении расходом питательной воды и перегретого пара парогенератора БКЗ-210-140 имеет следующие параметры:  $\tau_1 = 21$  с;  $T_1 = 37$  с [3]. Передаточная функция внешнего возмущения расходом перегретого пара с явлением «набухания уровня» воды в барабане котла может быть аппроксимирована разностью передаточных функций инерционного звена первого порядка и идеального интегрирующего звена вида [8]

$$W_b^*(p) = W_2(p) - W_3(p) = \frac{k_3}{T_3 p + 1} - \frac{1}{T_4 p}, \quad (3)$$

где  $T_3 = 20$  с;  $T_4 = 67$  с;  $k_3 = 1,5$ .

При этом величина «набухания уровня» будет тем больше, чем больше численное значение коэффициента передачи инерционного звена первого порядка  $k_3$ . Передаточная функция топочного возмущения имеет вид инерционного звена первого порядка

$$W_B(p) = \frac{k_B}{T_B p + 1} = \frac{5}{30p + 1}, \quad (4)$$

где  $k_B$  – коэффициент усиления возмущения;  $T_B$  – постоянная времени топочного возмущения.

Передаточная функция опережающего участка по расходу питательной воды при скачкообразном перемещении регулирующего клапана имеет вид инерционного звена второго порядка

$$W_{оп}(p) = \frac{k_{оп}}{(T_{оп}p + 1)(\sigma_{оп}p + 1)} = \frac{1}{(10p + 1)(1,2p + 1)}, \quad (5)$$

где  $k_{оп}$  – коэффициент передачи;  $T_{оп}$  – большая постоянная времени опережающего участка;  $\sigma_{оп}$  – меньшая постоянная времени опережающего участка.

Структурная схема моделирования КСАР питания котла приведена на рис. 1.

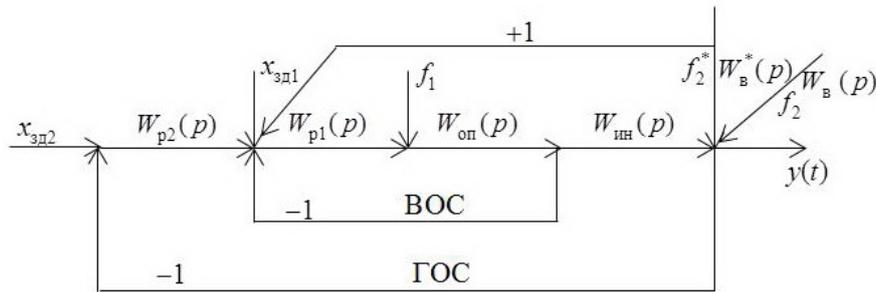


Рис. 1. Структурная схема моделирования КСАР питания котла:

$y(t)$  – основная регулируемая величина (уровень воды в барабане котла);

$x_{зд1}$  – заданное значение промежуточной регулируемой величины;

$x_{зд2}$  – заданное значение основной регулируемой величины;  $f_1$  – внутреннее возмущение;

$f_2$  – внешнее топочное возмущение;  $f_2^*$  – внешнее возмущение расходом перегретого пара;

$W_{p1}(p)$  – передаточная функция стабилизирующего регулятора;

$W_{p2}(p)$  – то же корректирующего регулятора;  $W_{оп}(p)$  – то же опережающего участка объекта регулирования;  $W_{ин}(p)$  – то же инерционного участка объекта регулирования;

$W_B(p)$  – то же внешнего топочного возмущения;  $W_B^*(p)$  – то же внешнего возмущения расходом перегретого пара; ВОС – внутренняя обратная связь;

ГОС – главная обратная связь

Методика определения оптимальных параметров динамической настройки регуляторов типовой КСАР основана на возможности расчета одного контура независимо от другого. Вначале производят настройку стаби-

лизирующего регулятора, после чего выполняют расчет динамической настройки корректирующего регулятора. Обычно в типовой КСАР используют в качестве корректирующего и стабилизирующего регуляторов ПИ-алгоритмы формирования регулирующего воздействия, хотя известно, что из всех линейных регуляторов лучшее качество переходных процессов обеспечивают ПИД-регуляторы. В связи с этим выполним замену ПИ-регуляторов КСАР на ПИД-регуляторы. При этом вывод передаточной функции оптимального стабилизирующего регулятора произведем исходя из обратной модели объекта регулирования и заданной оптимальной передаточной функции замкнутой САР по задающему воздействию. Запишем передаточную функцию замкнутой САР  $W_{y, x_{зд1}}(p)$  по задающему воздействию

$$W_{y, x_{зд1}}(p) = \frac{W_{р1}(p)W_{оп}(p)}{1 + W_{р1}(p)W_{оп}(p)}. \quad (6)$$

Передаточную функцию внутреннего контура выбираем так, чтобы она соответствовала критерию качества по задающему воздействию:

$$W_{y, x_{зд1}}(p) = W_{зд1}^{opt}(p), \quad (7)$$

где  $W_{зд1}^{opt}(p)$  – оптимальная передаточная функция внутреннего контура по задающему воздействию.

С учетом (7) передаточная функция (6) примет вид

$$W_{зд1}^{opt}(p) = \frac{W_{р1}(p)W_{оп}(p)}{1 + W_{р1}(p)W_{оп}(p)}. \quad (8)$$

Из (8) находим оптимальную передаточную функцию стабилизирующего регулятора

$$W_{р1}(p) = \frac{1}{W_{оп}(p)} \frac{W_{зд1}^{opt}(p)}{1 - W_{зд1}^{opt}(p)}, \quad (9)$$

где  $W_{р1}(p)$  – оптимальная передаточная функция регулятора, которая реализует заданную оптимальную передаточную функцию внутреннего контура САР по задающему воздействию  $x_{зд1}$ .

Производим выбор структуры и оптимальной динамической настройки стабилизирующего регулятора. Так как передаточная функция опережающего участка (5) имеет второй порядок,  $W_{зд1}^{opt}$  принимаем в следующем виде:

$$W_{зд1}^{opt}(p) = \frac{1}{(T_{зд1}p + 1)^2}, \quad (10)$$

где  $T_{зд1}$  – заданная постоянная времени инерционного звена второго порядка.

Подставив (5) и (10) в (9), получим (для стабилизирующего регулятора) передаточную функцию реального ПИД-регулятора с одним параметром динамической настройки  $T_{зд1}$

$$W_{p1}(p) = \frac{(T_{оп}p + 1)(\sigma_{оп}p + 1)}{2k_{оп}T_{зд1}p\left(\frac{T_{зд1}}{2}p + 1\right)} = \frac{(10p + 1)(1,2p + 1)}{2T_{зд1}p\left(\frac{T_{зд1}}{2}p + 1\right)}. \quad (11)$$

Определение численного значения  $T_{зд1}$  осуществляем с использованием ряда чисел правила золотого сечения [9], приняв за целое  $T_{оп}^* = T_{оп} + \sigma_{оп} = 11,2$  с. Выбираем следующее значение постоянной времени критерия оптимальной обработки задания внутренним контуром:

$$T_{зд1} = 0,146T_{оп}^* = 1,63 \text{ с.} \quad (12)$$

Настройку корректирующего регулятора (табл. 1) осуществим по некоторым зарубежным методам. В качестве рациональной структуры регулятора выберем классический ПИД-регулятор, передаточная функция которого имеет следующий вид [10]:

$$G(s) = K_c \left(1 + \frac{1}{T_i p}\right) \frac{1 + pT_d}{1 + p\frac{T_d}{N}}, \quad (13)$$

где  $K_c$  – коэффициент передачи регулятора;  $T_i$  – время интегрирования регулятора;  $T_d$  – время дифференцирования регулятора;  $N$  – коэффициент уменьшения времени дифференцирования при формировании балластной постоянной времени регулятора.

Таблица 1

Зарубежные методы динамической настройки ПИД-регулятора [10]

Автор метода оптимизации (год)	Параметры динамической настройки регулятора
Ford (1953)	$k_p = 1,48 \frac{T_1}{\tau_1} = 2,6$ ; $T_n = 2\tau_1 = 41$ с; $T_d = 0,37\tau_1 = 7,77$ с
Hay (1998)	$k_p = 0,4 \frac{T_1}{\tau_1} = 0,7$ ; $T_n = 3,2\tau_1 = 67,2$ с; $T_d = 0,8\tau_1 = 16,8$ с
NI Labview (2001)	$k_p = 1,1 \frac{T_1}{\tau_1} = 1,93$ ; $T_n = 2\tau_1 = 42$ с; $T_d = 0,5\tau_1 = 10,5$ с
Sree and Chidambaram (2005)	$k_p = 0,896 \frac{T_1}{\tau_1} = 1,57$ ; $T_n = 2,5\tau_1 = 52,5$ с; $T_d = 0,55\tau_1 = 11,55$ с

Согласно [10], выбранный регулятор используется в следующих изделиях (продуктах): toshiba TOSDIC 200 product with  $3.33 \leq N \leq 10$  (McMillan, 1994); foxboro EXACT Model 761 product with  $N = 10$  (McMillan, 1994); honeywell TDC3000 Process Manager product – Type A, interactive mode with

$N = 10$  (ISMC, 1999), в соответствии с чем численную величину коэффициента  $N$  примем равной 10, так как с уменьшением балластной составляющей передаточной функции реальный регулятор в динамике приближается к идеальному.

Результаты моделирования переходных процессов КСАР питания котла при основных возмущениях с использованием пакета Simulink программного обеспечения MatLab представлены на рис. 2.

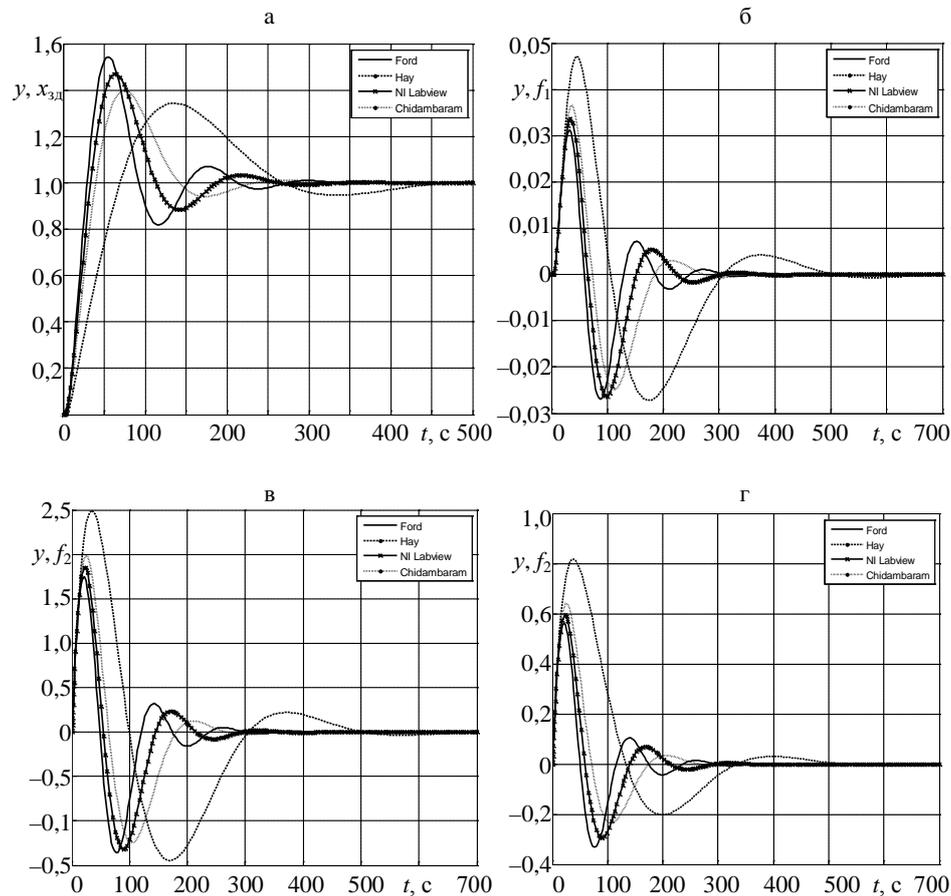


Рис. 2. Графики переходных процессов КСАР питания котла:  
 а – отработка скачка задающего воздействия  $x_{зд}$ ; б – то же внутреннего возмущения  $f_1$ ;  
 в – то же внешнего топочного возмущения  $f_2$ ; г – то же внешнего возмущения  
 расходом перегретого пара  $f_2$ ;  $t$  – время, с

Из графиков переходных процессов видно, что при отработке скачка задания появляется перерегулирование до 50 %, минимальное время регулирования составляет 250 с. При отработке внутреннего и внешнего возмущений статические ошибки регулирования отсутствуют, минимальное время регулирования составляет 300 с. Минимальные величины максимальной динамической ошибки регулирования составляют: при отработке внутреннего возмущения – от +3,0 до –2,5 %; при отработке внешнего топочного возмущения – от +36,0 до –25,0 %; при отработке внешнего возмущения расходом пара – от +58,0 до –22,0 %. Лучшие прямые показатели

качества при основных воздействиях соответствуют методу NI Labview (2001) (табл. 1) ( $k_p = 1,93$ ;  $T_n = 42$  с;  $T_d = 10,5$  с).

На регулируемую величину оказывают влияние возмущающие воздействия, причем самое опасное – возмущение расходом перегретого пара, приложенное к выходу САР. В инвариантных САР компенсацию влияния возмущения на регулируемую величину осуществляют за счет введения дополнительного сигнала на вход регулятора с выхода устройства компенсации соответствующей структуры. Структурная схема моделирования предлагаемой инвариантной КСАР питания парогенератора приведена на рис. 3.

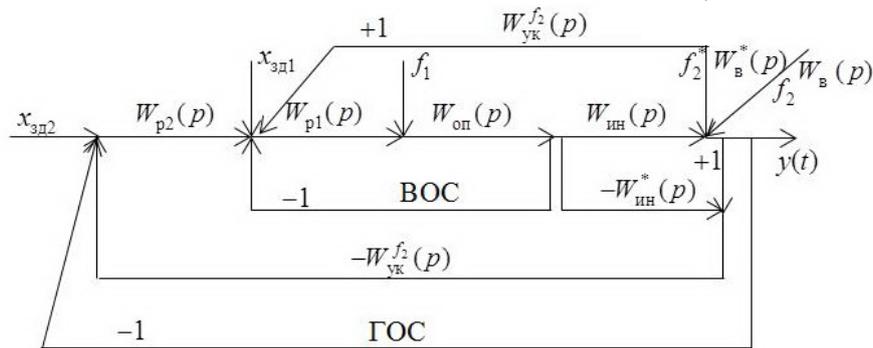


Рис. 3. Структурная схема моделирования инвариантной КСАР питания парогенератора:

$W_{ук}^{f_2}(p)$  – передаточная функция устройства компенсации внешнего возмущения;

$W_{ин}^*(p)$  – то же модели инерционного участка объекта регулирования, адекватная  $W_{ин}(p)$  (остальные обозначения на рис. 1)

Выбор рациональной структуры и параметров оптимальной динамической настройки корректирующего регулятора производим на основе передаточной функции оптимального регулятора. Для этого определяем передаточную функцию эквивалентного объекта с учетом передаточных функций объекта (2) и заданной передаточной функции внутреннего контура (10)

$$W_{эkv}(p) = W_{об}(p)W_{зд1}^{opt} = \frac{1}{T_1 p (\tau_1 p + 1) (T_{зд1} p + 1)^2}. \quad (14)$$

Динамику объектов регулирования с самовыравниванием описывают передаточными функциями инерционных звеньев, а динамику объектов регулирования без самовыравнивания, к которым относится уровень воды в барабане котла, – передаточными функциями интегрирующих звеньев. При этом графики переходных процессов у данных объектов при скачке регулирующего воздействия будут совпадать до момента времени, когда у объекта регулирования с самовыравниванием график не начнет стабилизироваться на установившемся значении. Исходя из этого свойства до определенного момента нет разницы, какой передаточной функцией описывают динамику объекта регулирования без самовыравнивания (пере-

даточной функцией реального интегрирующего звена или передаточной функцией инерционного звена второго порядка). Исходя из этого передаточную функцию эквивалентного объекта представим в виде инерционного звена второго порядка, как для объекта регулирования с самовыравниванием:

$$W_1^*(p) = \frac{1}{(T_1 p + 1)(\tau_1 p + 1)}. \quad (15)$$

В этом случае передаточная функция эквивалентного объекта (14) примет следующий вид:

$$W_{\text{эkv}}^*(p) = \frac{1}{(T_1 p + 1)(\tau_1 p + 1)(T_{\text{зд1}} p + 1)^2}. \quad (16)$$

Так как передаточная функция эквивалентного объекта (16) имеет четвертый порядок, то заданная передаточная функция  $W_{\text{зд2}}^{\text{opt}}(p)$  критерия оптимальности основной регулируемой величины при отработке скачка задания  $x_{\text{зд2}}$  принимает следующий вид:

$$W_{\text{зд2}}^{\text{opt}}(p) = \frac{1}{(T_{\text{зд2}} p + 1)^4}, \quad (17)$$

где  $T_{\text{зд2}}$  – заданная постоянная времени инерционного звена первой степени.

Подставив (16) и (17) в (9), получим передаточную функцию корректирующего устройства с одним параметром динамической настройки  $T_{\text{зд2}}$

$$W_{\text{p2}}(p) = W_{\text{ф}}(p) \frac{1}{1 - W_{\text{зд2}}^{\text{opt}}(p)} = [W_{\text{эkv}}^*(p)]^{-1} W_{\text{зд2}}^{\text{pc}}(p), \quad (18)$$

где  $W_{\text{ф}}(p)$  – передаточная функция фильтра;  $W_{\text{зд2}}^{\text{pc}}(p)$  – то же разомкнутой системы,

$$W_{\text{ф}}(p) = \frac{W_{\text{зд2}}^{\text{opt}}(p)}{W_{\text{эkv}}^*(p)}. \quad (19)$$

Выбор численных значений  $T_{\text{зд2}}$  осуществляем с использованием ряда чисел правила золотого сечения [9], приняв за целое  $\tau_1$ . Выбираем следующие значения заданной постоянной времени:

$$T_{\text{зд2}} = 0,146\tau_1 = 3,06 \text{ с}; \quad T_{\text{зд2}} = 0,236\tau_1 = 4,96 \text{ с}. \quad (20)$$

Из условия компенсации  $f_2$  с учетом передаточной функции (17) находим передаточную функцию устройства компенсации

$$W_{\text{ук}}^{f_2}(p) = \frac{(1 - W_{\text{зд2}}^{\text{opt}})}{W_{\text{зд2}}^{\text{opt}}} = [W_{\text{зд2}}^{\text{pc}}(p)]^{-1} =$$

$$= \frac{4T_{зд2}P \left( \frac{T_{зд2}^3 P^3}{4} + T_{зд2}^2 P^2 + 1,5T_{зд2}P + 1 \right)}{(T_{зд2}P + 1)^4}. \quad (21)$$

Графики переходных процессов предлагаемой инвариантной КСАР при основных воздействиях приведены на рис. 4.

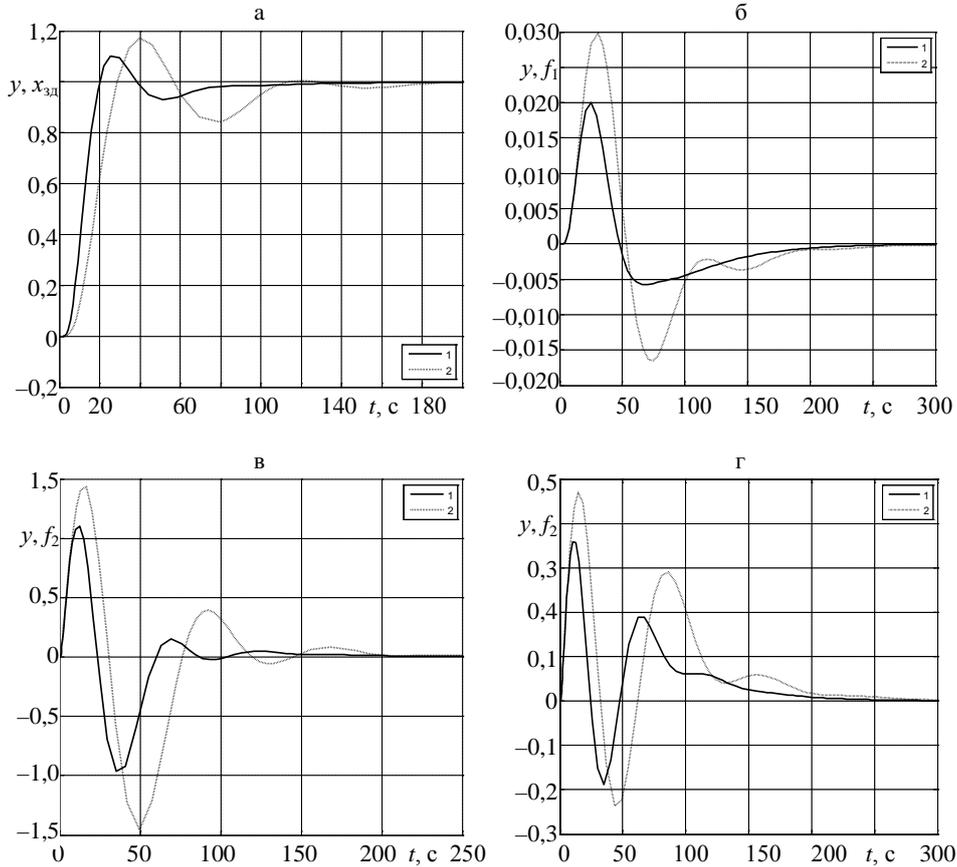


Рис. 4. Графики переходных процессов инвариантной КСАР при основных воздействиях: а–г – то же, что на рис. 1;  $t$  – время, с;

$$1 - T_{зд1} = 0,146(T_{оп} + \sigma_{оп}) = 1,63 \text{ с}, \quad T_{зд2} = 0,146\tau_1 = 3,06 \text{ с};$$

$$2 - T_{зд1} = 0,146(T_{оп} + \sigma_{оп}) = 1,63 \text{ с}, \quad T_{зд2} = 0,236\tau_1 = 4,96 \text{ с}$$

Из графиков переходных процессов видно, что при обработке скачка задания происходит перерегулирование до 18 %, минимальное время регулирования составляет 160 с. При обработке внутреннего и внешнего возмущений статические ошибки регулирования отсутствуют, минимальное время регулирования 240 с. Минимальные величины максимальной динамической ошибки регулирования составляют: при обработке внутреннего возмущения от +2,00 до –0,52 %; при обработке внешнего топочного возмущения от +22 до –18 %; при обработке внешнего возмущения расходом пара от +35 до –18 %. Лучшие прямые показатели качества соответствуют численным значениям:  $T_{зд1} = 0,146(T_{оп} + \sigma_{оп}) = 1,63 \text{ с}$ ;  $T_{зд2} = 0,146\tau_1 = 3,06 \text{ с}$ .

Сравнительный анализ результатов моделирования КСАР с ПИД-регулятором, настроенным по лучшему зарубежному методу (кривая 1), и предлагаемой инвариантной КСАР (кривая 2) представлен на рис. 5.

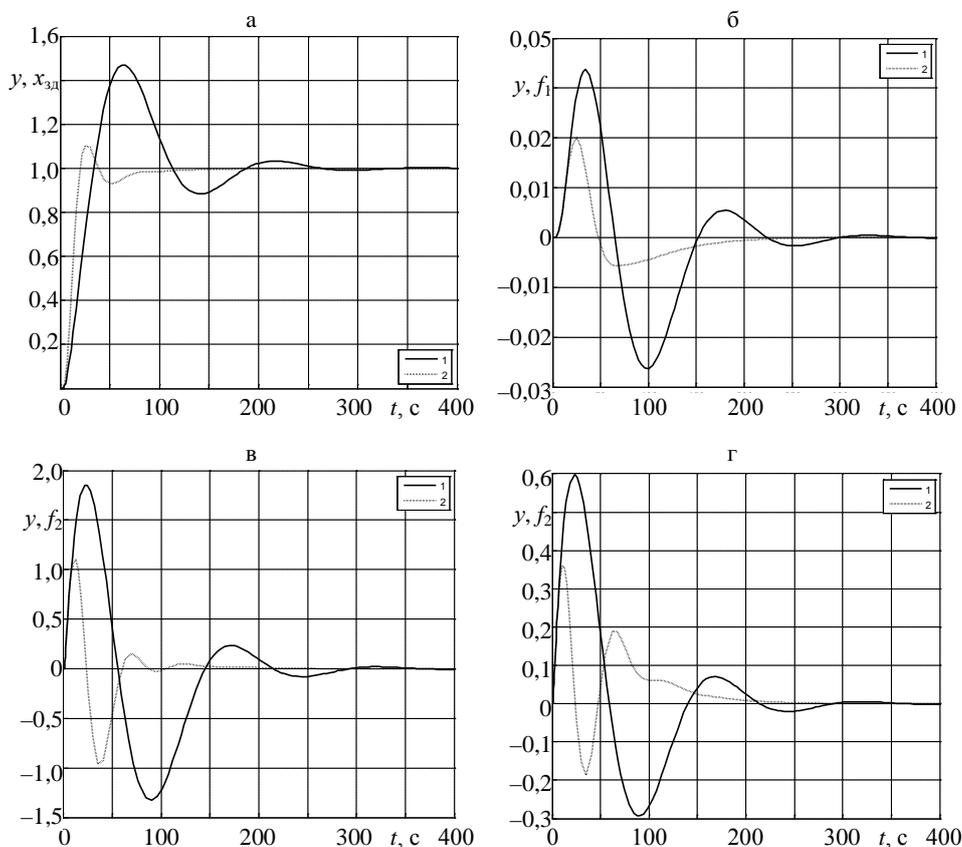


Рис. 5. Сравнительный анализ результатов моделирования КСАР с ПИД-регулятором и предлагаемой инвариантной КСАР: а–г – то же, что на рис. 1;  $t$  – время, с; 1 – КСАР (рис. 1), где корректирующий регулятор оптимизирован по лучшему зарубежному аналогу [10]; 2 – инвариантная КСАР

Из анализа графиков переходных процессов видно, что предлагаемая инвариантная КСАР повышает быстродействие при обработке скачка задания в 2,5 раза. При этом максимальная величина перерегулирования уменьшается с 42,5 до 10,0 % по сравнению с лучшим зарубежным аналогом. При обработке внутреннего возмущения время регулирования сокращается на 33 %, максимальная динамическая ошибка регулирования – на 65 %. При этом степень затухания переходного процесса увеличивается с 0,85 до 1,00. Время отработки внешнего топочного возмущения уменьшается в два раза, максимальная динамическая ошибка регулирования – на 63 %; максимальная динамическая ошибка регулирования при отработке внешнего возмущения расходом перегретого пара – на 71 %, время регулирования сокращается в 1,5 раза.

## ВЫВОДЫ

1. Предложена инвариантная каскадная система автоматического регулирования уровня воды в барабане котла, отличающаяся от типовой тем, что:

- структуру и оптимальную динамическую настройку стабилизирующего регулятора выбирают на базе передаточной функции оптимального регулятора, при этом заданную постоянную времени критерия оптимальности по промежуточной регулируемой величине выбирают по правилу золотого сечения, приняв за целое эквивалентную постоянную времени опережающего участка;

- структуру и оптимальную динамическую настройку корректирующего устройства выбирают на базе передаточной функции оптимального регулятора с учетом передаточной функции эквивалентного объекта регулирования, включая внутренний контур стабилизирующего регулятора. При этом передаточная функция корректирующего устройства соответствует произведению инверсной передаточной функции эквивалентного объекта регулирования на заданную передаточную функцию разомкнутой системы по основной регулируемой величине;

- передаточная функция модели инерционного участка объекта регулирования на время отработки внешнего возмущения расходом перегретого пара представлена в динамике объектом регулирования с самовыравниванием;

- структура передаточной функции устройства компенсации внешнего возмущения соответствует инверсной заданной передаточной функции разомкнутой системы и выбрана таким образом, что нет необходимости дополнительно определять динамические параметры передаточной функции внешнего возмущения.

2. Результаты моделирования инвариантной каскадной системы автоматического регулирования по сравнению с КСАР, настроенной по лучшему зарубежному методу, показали существенное улучшение качества регулирования при всех основных возмущающих воздействиях.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. П л е т н е в, Г. П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учеб. для студ. вузов / Г. П. Плетнев. – 4-е изд., перераб. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с.

2. Д е м ч е н к о, В. А. Автоматизация и моделирование технологических процессов АЭС и ТЭС / В. А. Демченко. – Одесса: Астропринт, 2001. – 308 с.

3. К л ю е в, А. С. Наладка систем автоматического регулирования барабанных паровых котлов / А. С. Ключев, А. Т. Лебедев, С. И. Новиков. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 280 с.

4. К у л а к о в, Г. Т. Математическое моделирование переходных процессов трехимпульсной системы автоматического регулирования питания водой парогенератора на сброс нагрузки / Г. Т. Кулаков, А. Т. Кулаков, А. Н. Кухоренко // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2014. – № 1. – С. 57–64.

5. К у л а к о в, Г. Т. Оптимизация переходных процессов изменения уровня воды в барабане паровых котлов. / Г. Т. Кулаков, А. Н. Кухоренко // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2014. – № 4. – С. 63–74.

6. Р о т а ч, В. Я. Теория автоматического управления: учеб. для вузов / В. Я. Ротач. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 396 с.

7. К у з ь м и ц к и й, И. Ф. Теория автоматического управления: учеб. / И. Ф. Кузьмицкий, Г. Т. Кулаков. – Минск: БГТУ, 2010. – 574 с.

8. Ш и р о к и й, Д. К. Расчет параметров промышленных систем регулирования: справ. пособие / Д. К. Широкий, О. Д. Куриленко. – Киев: Техника, 1972. – 232 с.

9. С о р о к о, Э. М. Золотые сечения, процессы самоорганизации и эволюции систем: введение в общую теорию гармонизации систем / Э. М. Сороко. – М.: КомКнига, 2006. – 264 с.

10. A i d a n, O'D w y e r. Handbook of PI and PID Controller Tuning Rules / O'Dwyer Aidan. – 3<sup>rd</sup> Edition. – Dublin: Institute of Technology; Ireland, Imperial College Press, 2009. – 529 p.

#### REFERENCES

1. P l e t n e v, G. P. (2007) *Automation of Technological Processes and Productions in Heat-and-Power Engineering*. 4th Edition. Moscow: Publishing House Moscow Power Engineering Institute. 352 p. (in Russian).

2. D e m c h e n k o, V. A. (2001) *Automation and Modeling of Technological Processes in Atomic Power Plants and Thermal Power Plants*. Odessa, Astroprint. 308 p. (in Russian).

3. K l y u e v, A. S., Lebedev, A. T., & Novikov, S. I. (1985) *Adjustment of the Automatic Control Systems in Steam Boilers of the Drum-Type*. Moscow, Energoatomizdat. 280 p. (in Russian).

4. K u l a k o v, G. T., Kulakov, A. T., & Kuchorenko, A. N. (2014) Mathematical Modeling of Transient Processes in Three-Pulses Automatic Control System of Steam-Boiler Water Feed for Load Release. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of the Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 1, 57–64 (in Russian).

5. K u l a k o v, G. T., & Kuchorenko, A. N. (2014) Optimization of Transient Processes of Water Level Changing in the Steam Drum of the Boiler. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of the Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 4, 63–74 (in Russian).

6. R o t a c h, V. Ya. (2008) *The Theory of Automatic Control*. Moscow: Publishing House Moscow Power Engineering Institute. 396 p. (in Russian).

7. K u z' m i t s k i y, I. F., & Kulakov, G. T. (2010) *The Theory of Automatic Control*. Minsk: BSTU (Belarusian State Technological University). 574 p. (in Russian).

8. S h i r o k i y, D. K., & Kurilenko, O. D. (1972) *Parameter Computation of Industrial Controlling Systems*. Kiev, Technics. 232 p. (in Russian).

9. S o r o k o, E. M. (2006) *Golden Sections, Processes of Self-Organizing and Evolution in Systems: Introduction into the General Theory of System Harmonizing*. Moscow: KomKniga. 264 p. (in Russian).

10. A i d a n, O'D w y e r. (2009) Handbook of PI and PID Controller Tuning Rules. 3<sup>rd</sup> Edition. Dublin: Institute of Technology; Ireland, Imperial College Press. 529 p.

Представлена кафедрой ТЭС БНТУ

Поступила 07.07.2014

УДК 697.9

## ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ РЕЖИМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ

Доктора техн. наук, профессора ОСИПОВ С. Н., ПИЛИПЕНКО В. М.

ГП «Институт жилища – НИПТИС имени Атаева С. С.»

E-mail: up-niptis@rambler.ru

Повышение комфортности и безопасности жилья – одно из основных требований при капитальном ремонте, реконструкции старых и строительстве новых жилых зданий. Существенным фактором этого является замена источников приготовления бытовой горячей воды с квартирных газовых водонагревателей на общедомовое горячее водо-

снабжение за счет централизованного теплоснабжения. Крайне неравномерное потребление горячей воды жильцами за сутки приводит к необходимости резкого увеличения уровня централизованного теплоснабжения в течение нескольких часов в сутки, что требует существенного повышения тепловой мощности источников. Поэтому предлагается на период кратковременного пикового потребления горячей воды значительную часть (до 50 %) расхода теплоты на централизованное отопление и вентиляцию направить на приготовление горячей воды.

При замене квартирных газовых водонагревателей на общедомовое горячее водоснабжение высвобождается большое количество природного газа, которое можно использовать не только для получения необходимой тепловой, но и электрической энергии. Особенно выгодна такая замена при доставке к жилым районам теплоты от ТЭЦ, где значительная часть теплоты, особенно в относительно теплое время года, выбрасывается в атмосферу. Содержание статьи основано на нескольких полученных ранее патентах.

**Ключевые слова:** комфортность, безопасность жилья, газовый водонагреватель, капитальный ремонт, реконструкция жилья, горячая вода, отопление и вентиляция, неравномерность теплоснабжения, режим теплоснабжения, ТЭЦ.

Ил. 4. Библиогр.: 12 назв.

## ENERGY-EFFICIENT REGIMES FOR HEATING-SUPPLY OF THE RESIDENTIAL BUILDINGS

OSIPOV S. N., PILIPENKO V. M.

*Government Enterprise Institute of Habitation – NIPTIS named after Ataev S. S*

Rise in comfort and inhabitation safety is one of the main requirements of the general maintenance, reconstruction of the old and construction of the new residential houses. One of the essential factors of it is substitution in the household hot-water preparing sources: from the individual domestic gas water-heaters to the common entire-building hot-water supply at the expense of the centralized heat supply. Extremely erratic hot-water daily consumption by tenants leads to the necessity of sharp increase in central heat-supply level during a few hours of the day, which requires a significant increase of the source heat-power. On that score, the authors propose to direct a significant part (up to 50 %) of the centralized heating and ventilation heat power-consumption to the hot water preparation during the period of short-term hot water consumption peak.

Substitution of the individual domestic gas water-heaters with the common entire-building hot-water supply releases a huge amount of natural gas which can be utilized not only for production of the necessary heat power but as well for electric power producing. This substitution is especially advantageous if heat-power is delivered to the residential area from a HPC where significant part of heat especially in a relatively warm season of the year is thrown out into the air. The content of the article is based on several patents received earlier.

**Keywords:** comfort, inhabitation safety, gas boiler, general maintenance, housing reconstruction, hot water, heating and ventilation, irregularity of the heating supply, heating-supply regime, HPC.

Fig. 4. Ref.: 12 titles.

Начиная с последней трети XX в. в странах СНГ в связи с резким ростом цен на энергоресурсы проводятся обширные работы по уменьшению трансмиссионных и иных теплопотерь зданий с целью экономии расходов на отопление. Так, проводимая в Республике Беларусь тепловая модернизация зданий позволяет сократить трансмиссионные потери примерно в два раза, что уменьшает общий расход теплоты на отопление на  $\approx 30\%$  [1]. Использование канальных теплообменников-рекуператоров «воздух – воздух» [2] позволяет снизить общие тепловые затраты на отопление жилых

зданий еще примерно в два раза, что сокращает общие потери теплоты по сравнению с первоначальными до тепловой реабилитации почти в три раза. Полученную экономию теплоты можно частично направить на теплоснабжение новых зданий, построенных для уплотнения застройки старых микрорайонов и жилых массивов, имеющих внутри застроенных периметров кварталов значительные свободные площади, а также на устройство централизованного горячего водоснабжения вместо квартирных газовых проточных водонагревателей. Такое использование сэкономленной теплоты в системах теплоснабжения со значительной долей теплофикационного режима ТЭЦ позволяет оправдать существенные затраты на тепловую модернизацию зданий и использование квартирных теплообменников «воздух – воздух». При замене одного газового водонагревателя на централизованное горячее водоснабжение в соответствии с п. 6.3 СНБ 4.03.01–98 годовой расход природного газа уменьшается на  $150 \text{ м}^3$  (с  $250$  до  $100 \text{ м}^3$  на приготовление пищи). Поэтому в связи с постоянным ростом стоимости газа, особенно интенсивным (почти в четыре раза) в период 2007–2012 гг., повышение эффективности использования теплофикационного режима ТЭЦ путем замены газовых проточных водонагревателей может иметь особое значение для увеличения устойчивости энергосбережения жилого сектора. Кроме того, переход на централизованное горячее водоснабжение существенно повышает уровень безопасности жизнедеятельности людей, так как с каждым годом количество смертельных случаев при использовании газовых проточных водонагревателей увеличивается.

Существенную экономию теплоты при реконструкции теплоснабжения здания можно получить при уменьшении уровня теплопотребления на отопление в результате тепловой модернизации и применения теплообменников-рекуператоров «воздух – воздух», в случае перевода нагрева бытовой горячей воды с газовых проточных водонагревателей на централизованную домовую систему горячего водоснабжения, работающую от общей сети теплоснабжения. При этом в системе газоснабжения города в соответствии с укрупненным нормативом СНБ 4.03.01–98 (п. 6.3) высвобождается  $150 \text{ м}^3/\text{год}$  природного газа на одного человека, горячее водоснабжение которого централизовано за счет теплоснабжения.

В качестве примера можно привести результаты расчетов для старого городского жилого массива с домами, оборудованными газовыми проточными водонагревателями, где проживают 16045 человек [3, с. 221, табл. 4.2]. Для такого жилого массива расход теплоты на отопление  $Q_t$  в зависимости от наружной температуры  $t_n$  графически представлен линией 1 на рис. 1, а линией 2 – расход теплоты на вентиляцию общественных зданий, который достаточно мал. Общий расход теплоты на отопление и вентиляцию жилого района до тепловой модернизации изображен линией 3. После тепловой модернизации всех зданий расход теплоты на отопление уменьшился примерно на 30–35 % [1], что представлено пунктирной линией 4. В случае повсеместного применения теплообменников-рекуператоров «воздух – воздух» расход теплоты на отопление уменьшается примерно в два раза [2] от уровня теплопотребления после тепловой модернизации (рис. 1, линия 5).

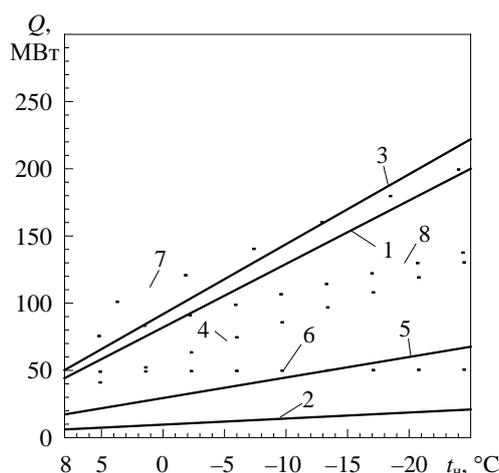


Рис. 1. Зависимость расхода теплоты на отопление от наружной температуры

Как показывают расчеты, приведенные в [3, с. 222], средний расход теплоты на централизованное горячее водоснабжение жилого района составляет  $Q_t = 50$  МВт (рис. 1, линия 6), и общая замена всех газовых проточных водонагревателей на централизованное горячее водоснабжение прибавляет эту величину к общему централизованному теплоснабжению (линия 7 – в случае только тепловой модернизации всех зданий и линия 8 – в случае тепловой модернизации зданий и повсеместного использования в жилом секторе теплообменников-рекуператоров «воздух – воздух»). Если принять в качестве начальной границы использования пиковых источников теплоты  $-2$  °C ( $Q = 100$  МВт), то из сравнения линий 3 и 7 на рис. 1 видно, что необходимая мощность пиковых источников остается примерно прежней и не требует какой-либо перестройки. При этом вся необходимая тепловая мощность до 100 МВт получается за счет теплофикационного режима в течение всего года, кроме небольшого (две недели) периода профилактического ремонта теплосети. Таким образом, перевод старых жилых зданий после тепловой модернизации с газовых проточных водонагревателей на централизованное горячее водоснабжение позволяет без каких-либо переделок использовать имеющуюся систему теплоснабжения и за счет теплого периода года (для условий г. Минска – около 160 суток) расширить использование теплофикационного периода работы ТЭЦ.

В случае, когда кроме тепловой модернизации квартиры оборудуются теплообменниками-рекуператорами «воздух–воздух», а газовые проточные водонагреватели заменяются системой централизованного горячего водоснабжения, общее потребление теплоты заметно уменьшается (рис. 1, линия 8), что позволяет использовать пиковые источники теплоты только при наружной температуре  $t_n < -7$  °C и существенно экономит топливо. При этом доля теплофикационной теплоты ТЭЦ увеличивается, что уменьшает расход топлива на отопление и горячее теплоснабжение старых жилых массивов в результате модернизации. Кроме того, на 16045 жителей высвобождается средний расход газа около 2,4 млн м<sup>3</sup>/год.

В связи с резким (примерно в три раза) уменьшением расхода теплоты на отопление жилых помещений после их тепловой модернизации и рекуперации воздуха ранее установленные обогревательные приборы (радиаторы, конвекторы и т. п.) обладают явно излишней греющей способностью,

что требует либо их замены, либо резкого изменения параметров внутридомового теплоносителя. Однако этот вопрос не однозначен, так как такие условия создают возможности корректировки температуры прямой сетевой воды до величины, при которой не требуется использование пиковых источников теплоты, а достаточно температуры воды теплофикационного цикла ТЭЦ. На рисунке [4, с. 52] представлены графики изменения температур наружного воздуха  $t_{нар}$  (рис. 2а), процентной доли тепловой нагрузки  $Q$  (рис. 2б) и температуры прямой  $t_{пс}$  и обратной  $t_{ос}$  сетевой воды от годовой продолжительности теплоснабжения для условий г. Минска. С ростом стоимости топлива оптимальные значения коэффициентов теплофикации  $\alpha_{тэц}$  будут возрастать, так как при теплофикации наиболее полно используется скрытая теплота парообразования воды. Поэтому представляется целесообразным снизить температуру прямой сетевой воды даже для пиковой наружной температуры ( $t_{нар} = -25\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) до  $95\text{--}100\text{ }^{\circ}\text{C}$  и отказаться от использования пиковых источников теплоты, непосредственно расходующих топливо, и осуществлять теплоснабжение жилого района за счет теплофикационного режима ТЭЦ.

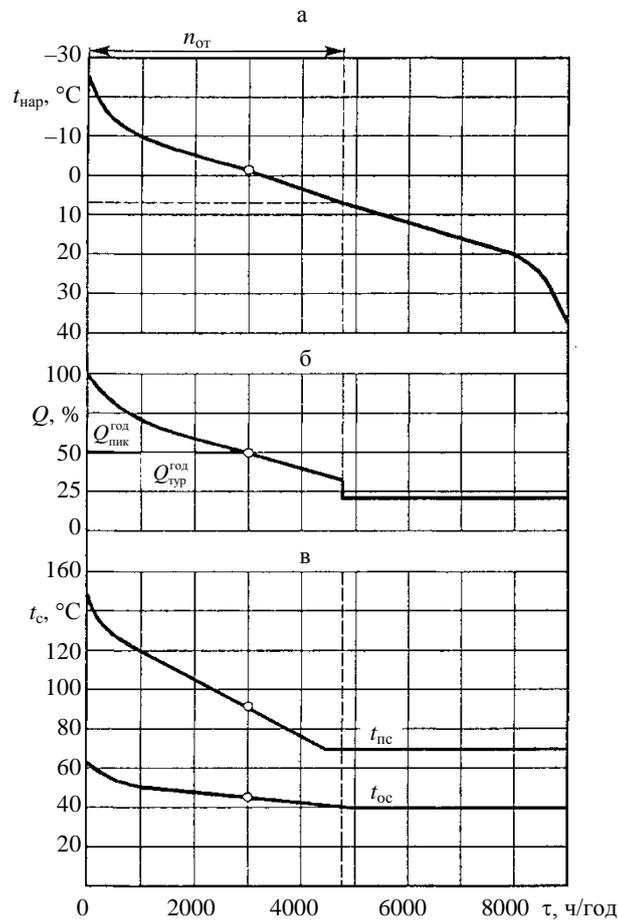


Рис. 2. Типичные годовые графики: а – температура наружного воздуха; б – тепловая нагрузка; в – температура сетевой воды;  $Q_{тур}^{год}$ ,  $Q_{пик}^{год}$  – годовой отпуск теплоты от турбины и пикового источника;  $t_{пс}$ ,  $t_{ос}$  – температура прямой и обратной сетевой воды;  $n$  – годовая продолжительность;  $n_{от}$  – отопительный период; о – расчетная предельная точка отборов пара турбины ( $\alpha_{тэц}^{час} = 0,5$ , где  $\alpha_{тэц}^{час}$  – коэффициент часовой теплофикации)

В качестве примера эффективности использования теплофикационного режима ТЭЦ по сравнению с конденсационным можно привести результаты исследований В. К. Балабановича [5, с. 156], который определил, что средний удельный расход топлива на турбоустановку типа Т Минской ТЭЦ-2 составляет 240 г у. т./кВт·ч (энергетический КПД  $\approx 45,5$  %), а это означает выработку основной части электроэнергии с теплофикационной теплотой с общим удельным расходом топлива 150 г у. т./кВт·ч (энергетический КПД  $\approx 82$  %) и остальной электроэнергии по конденсационному циклу с удельным расходом топлива в 800–1200 г у. т./кВт·ч (энергетический КПД  $\approx 15$  %).

Необходимо отметить, что переход на централизованное горячее водоснабжение позволяет понизить температуру обратной сетевой воды до 20–30 °С. В последние годы в бытовом электропотреблении произошли существенные изменения. С одной стороны, электропотребление отдельных новых электроприборов (телевизоры, холодильники и др.) несколько уменьшилось в связи с более высоким КПД, но с другой – установленные мощности и ассортимент бытовых электроприборов резко увеличились, что в целом привело к росту пиковых значений электропотребления, особенно в отдельные часы выходных и праздничных дней. Поэтому существующие системы электроснабжения реконструируемых жилых массивов и микрорайонов также нуждаются в серьезной и дорогостоящей реконструкции.

Учитывая высвобождение значительного количества природного газа (около 2,4 млн м<sup>3</sup>/год на 16000 жителей) в результате перевода горячего водоснабжения с проточных газовых водонагревателей на централизованную систему теплоснабжения, представляется возможным использовать этот газ на локальную выработку электро- и даже тепловой энергии, особенно в периоды максимумов энергопотребления. Разработанные в последние годы блочные мини-ТЭЦ и газопоршневые установки позволяют в автоматическом режиме производить электроэнергию и теплоту в непосредственной близости от потребителей с высоким КПД, что делает их выгодными для покрытия пиковых электрических нагрузок в реконструируемых микрорайонах. Для этих условий особое значение имеют не столько средние величины высвобожденных объемов газа, сколько расчетные значения расходов газа, на которые рассчитана существующая распределительная системы газоснабжения.

Как пример уменьшения расчетного расхода газа при переводе горячего водоснабжения с газовых проточных водонагревателей на централизованное теплоснабжение можно привести расчеты для 60-квартирного 5-этажного дома, оборудованного 4-конфорочными газовыми плитами для приготовления пищи с расчетным расходом газа  $q_{п} = 1,1$  м<sup>3</sup>/ч и газовыми проточными водонагревателями с расчетным расходом газа  $q_{в} = 2,1$  м<sup>3</sup>/ч. Тогда с учетом величины коэффициента одновременности в соответствии с СНБ 4.03.01–98 (приложение В, с. 79) для 4-конфорочных плит с проточными водонагревателями с  $K_{п+в} = 0,203$  и для 4-конфорочных плит с  $K_{п} = 0,220$  расчетные расходы газа составят:  $q_{п+в} = 60 \cdot 0,203 (1,1 + 2,1) = 39$  м<sup>3</sup>/ч и  $q_{п} = 60 \cdot 0,220 \cdot 1,1 = 14,6$  м<sup>3</sup>/ч, что примерно в 2,7 раза меньше. Таким образом, в наиболее напряженные периоды энергопотребления

только за счет одного 60-квартирного дома для мини-ТЭЦ высвобождается около  $34,4 \text{ м}^3/\text{ч}$  природного газа, из которых можно выработать около 100–120 кВт электроэнергии и значительное количество теплоты.

Многие жилые здания, включая пятиэтажные старых жилых районов, оборудованы газовыми проточными водонагревателями, которые недостаточно безопасны и потребляют много природного газа (согласно п. 6.3 СНБ 4.03.01–98, в среднем в 1,5 раза больше, чем на приготовление пищи, и максимально примерно в два раза больше по сравнению с 4-конфорочной газовой плитой). Эти здания необходимо при модернизации или реконструкции переводить на централизованное горячее водоснабжение. При этом также высвобождаются значительные расчетные расходы газа, что позволяет обеспечить газом надстроенные части старых жилых зданий и новые жилые здания без повышения пропускной способности существующей газораспределительной сети. Однако высокая неравномерность потребления горячей воды создает известные трудности, что требует нетривиального решения.

Общепринятым способом определения расчетных расходов горячей воды и теплоты [6] рекомендуется отдельно рассчитывать графики подачи теплоты на отопление в зависимости от параметров наружной атмосферы и на горячее водоснабжение в зависимости от времени суток, а также график расхода воды по часам суток. При этом учитываются потери теплоты подающими теплопроводами. Однако регулирование расхода теплоты на отопление и горячее водоснабжение выполняется отдельно и независимо. Если изменение подачи теплоты на отопление производится сравнительно медленно в соответствии с изменением температуры наружного воздуха, то изменение подачи теплоты на горячее водоснабжение может быть очень резким, например в зоне прихода новых суток (24 ч), где расход теплоты [6, с. 178, рис. 3.4] может в 3,3 раза (с  $2,77 \cdot 10^5$  до  $0,83 \cdot 10^3$  кДж/ч) и более превышать средний уровень.

При расчете теплопотребления квартала [6, с. 221, табл. 4.2] максимальные расходы теплоты на отопление и средние для горячего водоснабжения в климатических условиях г. Минска составляют соответственно около 70 и 30 %. Для отдельных жилых зданий это соотношение может достигать 50 и 50 %, а коэффициент неравномерности теплопотребления на горячее водоснабжение в течение суток быть равным 2,5 и более. Поэтому расчетное максимальное общее теплопотребление жилого здания может быть значительно (на 20–30 %) больше необходимого по климатическому фактору, что является существенным недостатком.

В качестве примера методики расчета можно использовать предложенный в [3] способ совместного регулирования систем отопления и горячего водоснабжения с учетом применения балансового коэффициента  $\chi = 1,2$  к среднему уровню расхода теплоты на горячее водоснабжение, основная часть которой должна компенсироваться за счет тепловой инерции зданий. Однако такая компенсация неравномерности, которая характеризуется коэффициентом  $K_n = 2-3$ , возможно, необходима для жилых зданий старой постройки с массивными стенами из кирпича и железобетонных плит и перекрытий при небольшом термическом сопротивлении ограждающих конструкций ( $R \approx 1,0 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$ ). После же тепловой модернизации зданий

с увеличением термического сопротивления до 2,5–3,5 м<sup>2</sup>·°C/Вт за счет наружной облицовки теплоизолирующим слоем эта методика расчета не учитывает происходящих изменений, что является недостатком.

Задача реконструкции – это также уменьшение или устранение неравномерности теплопотребления, связанной с неравномерностью расхода теплоты на горячее водоснабжение, повышение эффективности использования преимущества теплофикационного режима ТЭЦ и пропускной способности централизованной наружной распределительной системы теплоснабжения, а также условий применения регулирования подачи теплоты потребителям в зависимости от наружной температуры. Эта задача решается достижением технического результата посредством регулирования подачи теплоты для здания или группы зданий, горячее водоснабжение которых обеспечивается по централизованной схеме теплоснабжения от ТЭЦ. Последнее характеризуется тем, что для каждого здания или группы зданий определяют суммарный максимальный расчетный расход теплоты на отопление и горячее водоснабжение в течение суток как сумму максимального расчетного расхода теплоты на отопление в течение суток и среднесуточного расчетного расхода теплоты на горячее водоснабжение, обеспечивают в зависимости от наружных климатических условий перераспределение расчетного расхода теплоты на отопление и среднесуточного расчетного расхода теплоты на горячее водоснабжение взаимосвязано в зависимости от неравномерности потребления горячей воды в течение суток. При этом осуществляют регулирование распределения расхода теплоты между системами отопления и горячего водоснабжения при сохранении суммарного расчетного расхода теплоты на отопление и горячее водоснабжение не более суммарного максимального расчетного расхода теплоты на отопление и горячее водоснабжение для данного здания или группы зданий, а перераспределение теплоносителя в соответствии с его параметрами из распределительной системы теплоснабжения производится автоматически по сигналам датчиков температур.

При превышении часового расчетного расхода теплоты на горячее водоснабжение по отношению к максимальному расчетному расходу теплоты на отопление в течение суток в соответствии с наружной температурой и к среднесуточному расходу теплоты на горячее водоснабжение регулирование подачи теплоты в здание производят не только по наружной температуре, но и по часам реализации максимального теплопотребления на горячее водоснабжение. Достижение необходимого результата обеспечивается посредством предложенного способа при реконструкции отопления и горячего водоснабжения здания или группы зданий путем подачи расчетного расхода теплоты, который соответствует сумме суточного максимального расчетного расхода теплоты на отопление и среднесуточного расчетного расхода теплоты на горячее водоснабжение.

Учитывая небольшую (около 4 ч – с 20 до 24 ч [6, с. 178, рис. 3.4]) продолжительность максимального теплопотребления на горячее водоснабжение, для уменьшения общей пиковой нагрузки предлагается в период стояния наружных низких температур ограничить общее теплопотребление здания суммарным значением максимального в течение данных суток расхода теплоты  $Q_T$  на отопление в соответствии с температурой наружного

воздуха и среднесуточным расходом теплоты на горячее водоснабжение в соответствии с выражением

$$\Sigma Q_{\max} = Q_{\text{т}} + Q_{\text{г}}, \quad (1)$$

где  $\Sigma Q_{\max}$  – суммарный максимальный расчетный расход теплоты на отопление и горячее водоснабжение;  $Q_{\text{т}}$  – расчетный расход теплоты на отопление в течение суток, кДж/ч;  $Q_{\text{г}}$  – среднесуточный расход теплоты на горячее водоснабжение, кДж/ч.

При этом временные колебания теплоснабжения выше среднесуточного на горячее водоснабжение и компенсируются за счет снижения подачи теплоты на отопление, что с учетом тепловой инерции здания может приводить к временному снижению температуры внутреннего воздуха на 1–2 °С. Зато в периоды пониженного теплоснабжения на горячее водоснабжение продолжается подача теплоты  $\Sigma Q_{\max}$ , но с увеличением подачи теплоты в систему отопления, что приводит к плавному повышению температуры внутреннего воздуха на 1–2 °С от среднего расчетного уровня и вполне допустимо с точки зрения физиологии человека. При этом перераспределение теплоносителя в соответствии с его параметрами из распределительной системы теплоснабжения должно производиться автоматически по сигналам датчиков температур по специальной программе.

При

$$\Sigma Q_{\text{г.макс}} > Q_{\text{т}} + Q_{\text{г}} + Q_{\text{в}}, \quad (2)$$

где  $Q_{\text{г.макс}}$  – максимальный часовой расход теплоты на горячее водоснабжение, кДж/ч;  $Q_{\text{в}}$  – расчетный расход теплоты на вентиляцию для общественных зданий, кДж/ч, регулирование подачи теплоты в здание, жилой массив или район производят не только по наружной температуре, но и по часам приведенного условия, а при отсутствии отопления в теплый период года – по суточному графику потребления горячей воды.

Сущность предлагаемой методики управления режимом теплоснабжения поясняется рис. 3, 4, на которых приведены графики потребления теплоты микрорайоном г. Минска (рис. 3) при различных наружных температурах воздуха, где проживают 16045 человек, и 36-квартирным домом (почасовые графики на рис. 4).

В качестве примера можно использовать результаты расчетов, приведенных в [3, рис. 4.2] для старого района города с климатологическими данными г. Минска, максимально потребляющего на отопление и вентиляцию жилых зданий  $Q_{\text{т.макс}} = 200$  МВт, на вентиляцию общественных зданий  $Q_{\text{в.макс}} = 20$  МВт и на горячее водоснабжение в среднем  $Q_{\text{г.макс}} = 50$  МВт. Графики часовых расходов теплоты жилым микрорайоном в зависимости от наружной температуры  $t_{\text{н}}$  приведены на рис. 3, где 1 – средний расход теплоты на горячее водоснабжение; 2 – максимальный расход теплоты на горячее водоснабжение при наружной температуре; 3 – расход теплоты на вентиляцию общественных зданий; 4, 6, 8 – то же на отопление и вентиляцию жилых зданий соответственно до и после тепловой модернизации всех зданий и использования теплообменников-рекуператоров «воздух – воздух»; 5 – общий расход теплоты  $\Sigma Q$  на отопление, вентиляцию

и горячее водоснабжение до тепловой модернизации; 7 – то же после тепловой модернизации; 9 – то же после установки теплообменников-рекуператоров «воздух – воздух»; 10 – максимальный расход теплоты на горячее водоснабжение при  $t_n = -2\text{ }^\circ\text{C}$ ; 11 – максимальный уровень расхода теплоты на горячее водоснабжение с учетом  $Q_{г.макс} = 2,5 Q_{г.ср}$ .

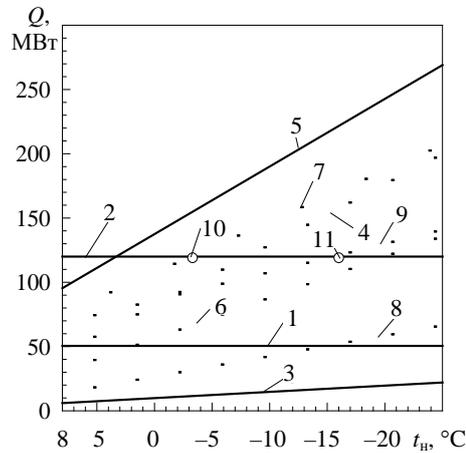


Рис. 3. Графики часовых расходов теплоты жилым микрорайоном в зависимости от  $t_n$

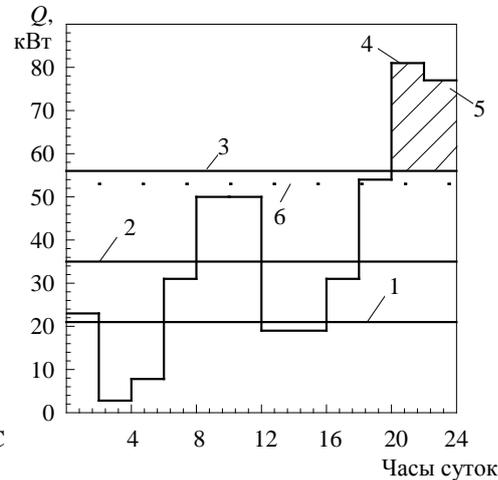


Рис. 4. График почасового суточного потребления теплоты на приготовление горячей воды 36-квартирным жилым домом

Как видно из рис. 3, в случае тепловой модернизации зданий с уменьшением расхода теплоты на 30–35 % (линия 6) общий расход теплоты (линия 7) сравняется с максимальным расходом теплоты на горячее водоснабжение при наружной температуре  $t_n \approx (-2)\text{ }^\circ\text{C}$  (точка 10, линия 2). При оборудовании квартир теплообменниками-утилизаторами и дальнейшем снижении расхода теплоты на отопление и вентиляцию еще на 30–35 % (линия 9) от первоначального уровня до тепловой модернизации общий расход теплоты на отопление и вентиляцию жилых зданий, горячее водоснабжение и вентиляцию общественных зданий пересечет максимальный уровень расхода теплоты на горячее водоснабжение с учетом  $Q_{г.макс} = 2,5 Q_{г.ср}$  в точке 11 при  $t_n \approx -14\text{ }^\circ\text{C}$ .

Следовательно, при тепловой модернизации только ограждающих конструкций, начиная с наружной температуры  $t_n < -2\text{ }^\circ\text{C}$ , необходимо регулирование подачи теплоты не только от  $t_n$ , но и почасовое регулирование, при котором максимальный часовой уровень расхода теплоты определяется пиком потребления на горячее водоснабжение при условии временного сокращения расхода теплоты на отопление в виде

$$\Sigma Q_{\max} = Q_{г.макс} = Q_{г} + Q_{г} + Q_{в}. \quad (3)$$

При применении теплообменников-рекуператоров «воздух – воздух», когда расход теплоты на отопление изменяется по линии 8 (рис. 3), а общий расход теплоты – по линии 9, почасовое регулирование необходи-

мо уже при  $t_n < -14$  °С (точка 11). Как показывает анализ расчетов, графически приведенных на рис. 3, при выполнении тепловой модернизации всех зданий и повсеместном использовании теплообменников-рекуператоров «воздух – воздух» максимальный общий расход теплоты можно уменьшить с 270 МВт (рис. 3, линия 7) до 135 МВт, т. е. в два раза. При этом в случае  $t_n = 8$  °С минимальный общий расход теплоты можно уменьшить со 100 до 65 МВт, т. е. уже только на 35 %, что будет следствием влияния постоянства среднего расхода теплоты на горячее водоснабжение.

График возможного почасового регулирования расхода теплоты на горячее водоснабжение 36-квартирным жилым домом представлен на рис. 4 [3, рис. 3.4]. Для старого жилого массива с домами, оборудованными газовыми проточными водонагревателями, при начальном максимальном расходе теплоты на отопление 200 МВт после тепловой модернизации и повсеместного применения поквартирных теплообменников-рекуператоров «воздух – воздух» максимальный расход теплоты на отопление составит около 70 МВт. Если все газовые водонагреватели заменить системой централизованного горячего водоснабжения, то максимальный среднесуточный расход теплоты составит 140 МВт, т. е. около 70 % от первоначального уровня энергопотребления (200 МВт). При использовании этого предложения общий максимальный расход теплоты будет примерно 115 МВт, что уже составляет 60 % от первоначального уровня и позволяет за счет тех же тепловых мощностей источников от распределительной системы централизованного теплоснабжения обеспечить теплотой 65 % новых дополнительных площадей, созданных при реконструкции старых зданий и строительстве новых. При этом даже с учетом установки новых газовых плит для приготовления пищи может быть получена экономия 30 % расхода природного газа на бытовые нужды.

Используя данные графика расхода теплоты на отопление и горячее водоснабжение 36-квартирного дома при наружной температуре  $t_n \approx 0$  °С, расход теплоты на отопление и вентиляцию здания после тепловой модернизации и установки квартирных теплообменников-рекуператоров «воздух – воздух» составляет  $Q = 21$  кВт (рис. 4, линия 1), а средний за сутки расход теплоты на горячее водоснабжение  $Q_{г.ср} \approx 35$  кВт (линия 2). Отсюда суммарный средний расход теплоты  $\Sigma Q_{ср} = 21 + 35 = 56$  кВт (линия 3). Максимальный расход теплоты на горячее водоснабжение с 20 до 22 ч составляет примерно  $Q_{г.макс} \approx 81$  кВт (линия 4), что соответствует коэффициенту неравномерности 2,3.

Как видно из рис. 4, в пиковом режиме с 20 до 24 ч необходимый уровень теплоснабжения дома из-за максимального потребления горячей воды значительно (в  $81 : 56 = 1,45$  раза), даже без учета отопления, превышает общий средний уровень теплоснабжения. Поэтому в данном случае даже при полном использовании тепловой аккумулирующей способности здания подачи среднего общего количества теплоты на горячее водоснабжение явно недостаточно, и температура горячей воды станет гораздо ниже нормативной (55 °С), что вызовет справедливые претензии потребителей. Поэтому с 20 до 24 ч необходимо подать повышенное количества теплоты (81 кВт) должного качества (температуры). Следовательно, режим тепло-

снабжения жилого массива или микрорайона должен иметь возможность почасового регулирования (в основном качественного за счет повышения температуры горячего теплоносителя), при котором весь горячий теплоноситель используется на приготовление горячей воды. Однако подача дополнительного теплоносителя к среднему общему расходу теплоты за период с 20 до 24 ч повышает общий тепловой баланс за сутки. Поэтому среднечасовой расход теплоты на отопление и горячее водоснабжение можно уменьшить на 3–4 кВт, и он составит около 53 кВт (линия б). При таком режиме потребления теплоты в качестве регулирующего параметра (сигнала) удобнее использовать не температурный, а тепловой (расход теплоты) показатель. В теплый период, когда отсутствует отопление, регулирование подачи теплоты следует производить в соответствии с почасовым графиком потребления горячей воды.

Необходимо отметить, что изложенные в статье способы выбора энергоэффективных режимов теплоснабжения были запатентованы авторами в 2007–2010 гг. [7–10]. Проведенные в последние годы исследования показали [11, 12], что уменьшение подачи теплоты на отопление жилых помещений на 4 ч, например с 20 до 24 ч каждые сутки в период максимального потребления горячей воды (рис. 4), вполне допустимо. Как следует из [11, с. 41], снижение до 40 % подводимой к системам отопления жилых зданий тепловой мощности в течение диапазона времени до 6 ч не приводит к значительным колебаниям температуры воздуха жилых помещений.

В самый напряженный зимний отопительный период (декабрь – январь – февраль) года средние суточные амплитуды температуры наружного воздуха в условиях Беларуси составляют [12, с. 84] 4,5–7,0 °С, что значительно меньше по сравнению с летом (10,1–11,1 °С). Однако в зимний период водопроводная вода имеет температуру 5–7 °С по сравнению с летним периодом, когда эта вода прогревается до 15–17 °С, т. е. выше примерно на 10 °С, что при ее нагревании до 55 °С (температура горячей воды) требует затраты теплоты на 20 % больше. Поэтому в зимний отопительный период в связи со стыковкой периодов максимального потребления горячей воды и минимальной температуры наружного воздуха суточное повышение подачи теплоты до планового максимума следует производить хотя бы с 19 ч, т. е. с некоторым опережением.

## ВЫВОДЫ

1. Для обеспечения энергоэффективного режима теплоснабжения жилого здания необходимо предусматривать возможность хотя бы почасового регулирования подачи теплоты определенного качества.

2. В связи с резким ростом стоимости энергетических ресурсов и необходимостью более полного использования ресурсов теплофикационного режима ТЭЦ представляется целесообразным некоторое снижение температуры горячего теплоносителя и соответствующее повышение теплоотдачи отопительных приборов, благодаря чему снижается температура обратного потока теплоносителя, что повышает эффективность теплофикационного режима ТЭЦ.

3. Предлагаемые меры по теплоснабжению могут существенно уменьшить стоимость реконструкции и дополнительной застройки старых жилых массивов и микрорайонов, а также дать существенную экономию энергоносителей и теплогенерирующих мощностей.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Пилипенко, В. М. О преобразовании пятиэтажной жилой застройки / В. М. Пилипенко // Решение проблем вентиляции и отопления при строительстве, модернизации и реконструкции зданий: сб. – Минск: ГП «Институт НИПТИС», 2000. – С. 4–10.
2. Данилевский, А. Н. Исследования эффективности канальных теплообменников-рекуператоров «воздух–воздух» / А. Н. Данилевский, В. И. Таурогинский // Строительная наука и техника. – 2006. – № 4 (7). – С. 36–41.
3. Теплоснабжение и вентиляция / Б. М. Хрусталеv [и др.]. – Минск: Дизайн ПРО, 1997. – С. 384.
4. Яковлев, Б. В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения / Б. В. Яковлев. – Минск: Адукацыя, 2002. – 448 с.
5. Балабанович, В. К. Совершенствование схем и режимов работы теплофикационных паротурбинных установок / В. К. Балабанович. – Минск: ПолиБиг, 2000. – 188 с.
6. Соколов, Е. Я. Теплофикация и тепловые сети / Е. Я. Соколов. – М.: МЭИ, 2001. – 472 с.
7. Способы реконструкции системы энергоснабжения здания, оборудованного газовыми проточными нагревателями: пат. 13140 Респ. Беларусь: МПК F17D 1/00, G05D 16/00 (2009) / С. Н. Осипов, В. М. Пилипенко; дата публ.: 30.04.2010.
8. Способы реконструкции системы энергоснабжения здания: пат. № 012946 Евразийского патентного ведомства: МПК F24D 10/00, F24D 3/00 / С. Н. Осипов, В. М. Пилипенко; дата публ.: 26.02.2010.
9. Способы регулирования подачи теплоты в здание или группу зданий: пат. 16152 Респ. Беларусь: МПК F24D 10/00, F24D 3/00 / В. М. Пилипенко, С. Н. Осипов; дата публ.: 30.03.2012.
10. Способы регулирования подачи теплоты в здание или группу зданий: пат. № 16774 Респ. Беларусь: МПК F24D 10/00, F24D 3/00 / В. М. Пилипенко, С. Н. Осипов; дата публ.: 28.02.2013.
11. Допустимые пределы корректировки отопительной нагрузки при оптимизации режимов работы теплоисточников / П. И. Дячек [и др.] // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2014. – № 1. – С. 34–41.
12. Акельев, В. Д. Тепловой режим в отапливаемых помещениях при заданном изменении температуры наружного воздуха / В. Д. Акельев, Н. П. Воронова, М. Ф. Костевич // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2014. – № 2. – С. 79–85.

#### REFERENCES

1. Piliipenko, V. M. (2000) On Transformation of Five-Story Residential Housing. *Solving Problems of Ventilation and Heating in the Construction, Modernization and Reconstruction of the Buildings. Collection*. Minsk: State Enterprise "Institute NIPTIS", 4–10 (in Russian).
2. Danilevskiy, A. N., & Tauroginskiy, V. I. (2006) Efficiency Study of the Air-Air Canal Heat-Exchanging Units. *Stroitel'naya Nauka i Tekhnika* [Construction Science and Technology], 4 (7), 36–41 (in Russian).
3. Khrustalev, B. M., Kopko, V. M., Piliushenko, V. P., Arutiunian, A. A., Bazylenko, G. I., Zaitseva, N. K., Kurpan, M. I., Reutskii, I. I., Sen'kevich, E. A., & Sychev, A. T. (1997) *Heating Supply and Ventilation*. Minsk, Design PRO. 384 p. (in Russian).
4. Yakovlev, B. V. (2002) *Efficiency Upgrading in the Systems of District Heating and Heat Supply*. Minsk, Adukatsiya. 448 p. (in Russian).
5. Balabanovich, V. K. (2000) *Refinement of the Schemes and Operating Regimes of District-Heating Steam-Turbine Plants*. Minsk, PolyBig. 188 p. (in Russian).
6. Sokolov, E. Ya. (2001) *District Heating and Heat-Supply Network*. Moscow: MPEI (Moscow Power Engineering Institute). 472 p. (in Russian).

7. O s i p o v, S. N., & Pilipenko, V. M. (2010) Reconstruction Method for Power Supply System of the Building, Equipped with Continuous Gas Heaters. Patent Republic of Belarus No 13140 (in Russian).
8. O s i p o v, S. N., & Pilipenko, V. M. (2010) Reconstruction Method for Power Supply System of the Building. Patent of Eurasian Patent Office No 012946 (in Russian).
9. P i l i p e n k o, V. M., & Osipov, S. N. (2012) Adjustment Method for Heat Supply into a Building or a Group of Buildings. Patent Republic of Belarus No 16152 (in Russian).
10. P i l i p e n k o, V. M., & Osipov, S. N. (2013) Adjustment Method for Heat Supply into a Building or a Group of Buildings. Patent Republic of Belarus No 16774 (in Russian).
11. D i a c h e k, P. I., Sednin, V. A., Zakharevich, A. E., & Shkliar, I. V. (2014) Heating-Load Adjustment Tolerance for Optimizing Operating Regimes of the Heat Sources. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of the Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 1, 34–41 (in Russian).
12. A k e l' e v, V. D., Voronova, N. P., & Kostevich, M. F. (2014) Thermal Conditions in Heated Accommodation with Specific Change of the Outside Air Temperature. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika* [Proceedings of the Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering], 2, 79–85 (in Russian).

Поступила 30.10.2014

УДК 621.311.22

**ВЫБОР НАПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО  
ПЕРЕООРУЖЕНИЯ ГАЗОМАЗУТНЫХ БЛОКОВ  
МОЩНОСТЬЮ 300 МВт  
ТЭС СТРАН ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОГО РЕГИОНА**

**Канд. техн. наук НЕУЙМИН В. М.**

*ООО «НПО «Энергобезопасность» и ООО «ТСЗП» (Россия)*

E-mail: neva333@yandex.ru

Представлен анализ вариантов обновления газомазутных энергоблоков мощностью 300 МВт (замещение паросиловых энергоблоков на энергоблоки с парогазовыми установками, техническое перевооружение энергоблоков путем реконструкции или модернизации паровой турбины, осуществление замены паровой турбины на аналогичную новую турбину, продление срока службы находящегося в эксплуатации оборудования). Варианты обновления энергоблоков указанного типа на ТЭС России могут базироваться на различных технических решениях, основанием для выбора которых должны служить средне- и долгосрочная перспективы структуры их топливного баланса (природный газ, синтез-газ, мазут, пылеугольное топливо, включая обогащенный уголь и отходы производства углеобогащения), выставляемые ОАО «СО ЕЭС» требования по участию энергоблоков в регулировании частоты и перетоков мощности, развитие в стране распределенной генерации и связанные с этим перспективы использования установленной мощности реконструированных ТЭС в соответствующих узлах энергосистемы, развитие смежных отраслей экономики страны, темпы освоения экологически

чистых отечественных парогазовых и угольных технологий, создание конкурентоспособной отечественной элементной базы микроэлектроники.

Внедрение импортных парогазовых установок требует совершенствования в стране ремонтно-сервисного обслуживания, провоцирует повышенные риски и материальные затраты, способствует снижению уровня энергетической и национальной безопасности государства. Ориентация энергетиков страны на импортные газовые турбины большой единичной мощности не способствует развитию отечественного энергомашиностроения. Для снижения стоимости оборудования ТЭС на 12–15 % энергетикам целесообразно сформировать перспективный заказ на продукцию на период после 2016 г. С учетом складывающейся политической и экономической обстановки в мире техперевооружение ТЭС стран Восточно-Европейского региона в среднесрочной перспективе пойдет по пути реконструкции/модернизации оборудования энергоблоков 300 МВт и продления установленных сроков его службы.

**Ключевые слова:** обновление энергоблоков, газомазутный блок, техническое перевооружение, страны Восточно-Европейского региона.

Табл. 3. Библиогр.: 13 назв.

## **SELECTING THE DIRECTION FOR TECHNICAL RE-EQUIPMENT OF THE TPP OIL-GAS BLOCKS OF 300 MW CAPACITY IN THE COUNTRIES OF THE EAST-EUROPEAN REGION**

**NEUIMIN V. M.**

*LLC Energobezопасnost and LLC TSPC (Russia)*

The author presents analysis of renovation variants for 300 MW oil-gas power blocks: substitution of the steam-power energy blocks by those with gas-steam cycle units, technical re-equipment of the energy blocks by means of reconstruction or modernization of the steam turbine, substitution implementation of the steam turbine with an analogous new one, prolongation of the operation life of the equipment in service. Renovation variants for the power blocks of the specified type in the TPPs of Russia can be chosen based on various engineering solutions concluded on the following grounds: medium- and long-term perspectives of their fuel balance structure (natural gas, synthetic gas fuel-oil residual, pulverized coal fuel including clean-coal and coal-benefication production wastes); the demands laid by JSC the JI UES on the participation of power blocks in frequency regulation and node inter-flow; development in the country of the distributed generation and the perspectives associated with it of the reconstructed TPPs installed capacity utilization in corresponding power-grid nodes; the development of related industries of the country's economy; the speed of mastering the eco-friendly homegrown steam-gas and coal technologies; creation of the competitive national element base of microelectronics.

Introduction of foreign steam-gas generators in this country requires development of the repair-and-service maintenance, provokes elevated risks and tangible costs, conduces to level decrease in the energy and national safety of the state. Orientation of the country's power engineers to foreign gas-turbines of large single-unit capacity does not contribute to domestic power-plant industry development. With the view of reduction in value of the TPP-equipment by 12–15 %, it is prudent for power engineers to form a perspective manufacturing order for the period after 2016. In light of emerging political and economic situation in the world, technical re-equipment of the TPPs in the countries of the East-European region in the medium term is going to follow the way of reconstruction/modernization of the 300 MW-capacity power-block equipment and prolongation of the specified operation life.

**Keywords:** power block renovation, oil-gas blocks, technical re-equipment, countries of the East-European region.

Tab. 3. Ref.: 13 titles.

**Введение.** К странам Восточной Европы принято относить Беларусь, Болгарию, Венгрию, Молдавию, Польшу, Россию, Румынию, Словакию,

Украину, Чехию. Сферу особых экономических интересов России, кроме ЕС, представляют в первую очередь бывшие члены СЭВ (Болгария, Венгрия, Польша, Румыния, Словакия, Чехия). Доля поименованных стран во внешней торговле России сократилась с 38,7 % (1990 г.) до менее чем 15,0 %. К сожалению, страны Восточной Европы с их ограниченным хозяйственным потенциалом и средним по мировым стандартам уровнем промышленного развития утратили роль главных экономических партнеров России. Вместе с тем возрождение масштабных хозяйственных связей России со всеми странами региона соответствует коренным интересам каждой из них.

Установленная мощность ЕЭС России на 01.01.2014 составила 226470,18 МВт, а структура установленной мощности имела следующий вид: энергоблоки КЭС – 39,9 %; ТЭЦ – 28,6 %; АЭС – 11,2 %; ГЭС – 20,4 %. При этом доля парогазовых установок (ПГУ) и газотурбинных установок (ГТУ) достигла 8,7 %.

Среди оборудования СКД, эксплуатируемого на ТЭС России, Украины, Беларуси, имеются газомазутные конденсационные энергоблоки мощностью по 300 МВт и теплофикационные энергоблоки с паровыми турбинами Т-250/300-23,5. Перед выработкой оборудованием энергоблоков установленного срока службы (40 лет) владельцы генерирующих активов задумываются о путях их обновления. Среди последних – замещение паросиловой установки (ПСУ) на ПГУ; проведение реконструкции или модернизации оборудования энергоблока; осуществление замены оборудования на аналогичное новое; осуществление мероприятий по продлению ресурса находящегося в эксплуатации оборудования. О состоянии оборудования энергоблока принято судить по состоянию паровой турбины, а еще точнее – ее РВД. С учетом этого обстоятельства ниже рассмотрены варианты обновления паровых турбин энергоблока ПСУ-300.

**Вариант замещения энергоблока ПСУ-300 на энергоблок ПГУ.** Перевод ПСУ на парогазовый цикл позволяет до 25–30 % увеличить его экономичность. Согласно [1], при существующих ценах на энергоносители рентабельность действующих пылеугольных энергоблоков СКД превышает рентабельность энергоблоков ПГУ, хотя тарифы на электроэнергию от ПГУ выше тарифов на электроэнергию, вырабатываемую пылеугольными энергоблоками в 1,54 раза. В странах с нормальным соотношением цен «газ – уголь» (США, страны ЕС) себестоимость производства электроэнергии на угольных ТЭС в 2004–2005 гг. была на 7–24 % меньше, чем на ТЭС с ПГУ, имеющих большой КПД, но сжигающих более дорогой природный газ. Разница между пылеугольным энергоблоком и ПГУ среднего уровня экономичности в топливной составляющей оказывается больше, чем разница в инвестиционных составляющих, даже с учетом дополнительных затрат по приему, дроблению, размолу и хранению твердого топлива, очистке дымовых газов от золы и выбросов  $SO_2$  и  $NO_3$ . За истекшие годы особых изменений не произошло.

Рассмотрим результаты сравнительной оценки варианта замещения газомазутного энергоблока ПСУ-300 на ПГУ применительно к условиям функционирования ТЭС России [2, 3]. На газомазутных и пылеугольных

энергоблоках ТЭС России к 2010 г. 48 турбин К-300 из 53 (ЛМЗ) и 20 турбин из 23 (ХТЗ) выработали парковый ресурс (ПР) [4], т. е. эксплуатировались в течение 24 лет при загрузке 6400 ч/год и числе пусков до 600 при общем сроке службы не менее 40 лет. Из общего числа ПСУ-300 49 энергоблоков (14,7 ГВт) работают на природном газе. Средний расход условного топлива (УРУТ) на энергоблоках всех типов мощностью 300 МВт на 31.12.2002 составил 339,8 г/(кВт·ч). Вариант обновления энергоблока мощностью 300 МВт, вырабатывающего свой ресурс, должен выбираться с учетом того, что к 2020 г. УРУТ в среднем по энергоустановкам ТЭС страны должен достичь величины 300 г/(кВт·ч) (ориентиры Стратегии развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2020 г.).

Обратимся к Группе «Интер РАО», в филиалах которой на 31.12.2013 эксплуатировались девять ПГУ и две ГТУ (табл. 1 – данные ООО «ИНТЕР РАО – Управление электрогенерацией»). Доля ПГУ и ГТУ на 01.01.2014 в Группе «Интер РАО» составила 12,5 %.

Таблица 1

**Конфигурация энергоблоков и основные технико-экономические показатели ПГУ и ГТУ филиалов Группы «Интер РАО» по итогам работы за 2011–2013 гг. эксплуатации**

Наименование ТЭС и конфигурация оборудования	Год	Э <sub>в</sub> , ГВт·ч	Q <sub>г</sub> , тыс. Гкал	УРУТ		КИУМ эл, %
				г/(кВт·ч)	кг/Гкал	
Сочинская ТЭС (158,0 МВт) 2 × (SGT-700 + T-10/115,2) + + 2 × (SGT-700 + SST-РАС 400)	2011	1104,1	–	265,9	–	79,8
	2012	723,3	–	274,9	–	52,1
	2013	878,7	–	269,9	–	63,5
Северо-Западная ТЭЦ (900,0 МВт) 2 × (2 × V-94,2 + T-150-7,4)	2011	5660,7	1240,3	233,4	134,8	71,8
	2012	4679,4	1301,5	227,7	141,9	59,2
	2013	5478,2	1279,3	230,8	141,3	69,5
Калининградская ТЭЦ-2 (900,0 МВт) 2 × (2 × ГТЭ-160 + T-150-7,4)	2011	6327,9	162,8	254,0	113,1	82,6
	2012	6726,0	152,6	252,5	113,7	87,5
	2013	6282,0	277,5	249,1	112,5	82,0
Ивановские ПГУ (325,0 МВт) 2 × (ГТЭ-110 + К-110-6,5)	2011	427,2	–	258,7	–	15,7
	2012	529,6	–	257,6	–	15,5
	2013	448,4	–	262,0	–	15,8
Уренгойская ГРЭС (460,0 МВт) 2 × (ГТЭ-160 + К-160-7,4)	2012	476,8	–	259,9	–	11,8
	2013	3090,4	–	248,1	–	76,7
Джубгинская ТЭС (200,7 МВт) 2 × LMS 100PB	2013	61,0	–	311,0*	–	20,8
* Работа ГТУ в разомкнутом цикле.						

На семи ПГУ филиалов Группы «Интер РАО» применена схема дублирования блока «2 + 1»; на первых двух ПГУ из трех Сочинской ТЭС – моноблочная схема. На Северо-Западной ТЭЦ (поставка Siemens), Калининградской ТЭЦ-2 (детали газовой турбины поставлены Siemens, российская

сборка), Уренгойской ГРЭС (турбины ГТЭ-160 изготовлены и собраны в России по лицензии фирмы Siemens на газовую турбину V.94.2) эксплуатируются энергоблоки ПГУ-450. На Ивановских ПГУ применено газотурбинное оборудование отечественного производства – ГТЭ-110 (разработка НПП «Машпроект», Украина; производство ОАО «Сатурн», Россия). На Сочинской и Джубгинской ТЭС установлено газотурбинное оборудование фирм Siemens и GE Energy. Инвестиционная программа Группы «Интер РАО» предполагает дальнейшее развитие компании путем замещения морально устаревшего и физически изношенного оборудования современными высокоэффективными ПГУ. В начале 2014 г. введены в эксплуатацию 820 МВт генерирующего оборудования: 2 × ПГУ-410 в своем составе ГТУ SGT-4000F + ПТУ SST-3000 производства фирмы Siemens с проектным КПД установки 58,2 % (Южноуральская ГРЭС-2); ПГУ-410 в составе ГТУ PG9351FA + ПТУ типа D12 производства фирмы GE Energy с проектным КПД установки 54,5 % (Нижевартовская ГРЭС).

В рамках программы реализации договоров поставки мощности до 2017 г. планируется ввести в эксплуатацию еще пять энергоблоков ПГУ. Новые вводы ПГУ изменят баланс мощностей в компании: доля высокоэффективных генерирующих мощностей на базе ПГУ в суммарной установленной мощности в 2017 г. возрастет до 15,4 % в 2017-м.

Для оценки перспектив дальнейшего применения современных ПГУ и ГТУ в энергетике страны представляет интерес сравнение не только технических, но и экономических показателей. Фактические показатели работы ПГУ и ПСУ-800 по итогам работы за 2013 г. приведены в табл. 2 (данные ООО «ИНТЕР РАО – Управление электрогенерацией»).

Таблица 2

**Экономические показатели ПГУ и ПСУ-800 филиалов ОАО «Интер РАО», достигнутые на энергоблоках по итогам работы за 2013 г.**

Показатель	Единица измерения	ПГУ			ПСУ-800	
		СЗТЭЦ	КТЭЦ-2	СТЭС	ПГРЭС	НВГРЭС
УРУТ на отпуск электроэнергии	г/(кВт·ч)	230,80	249,10	269,90	304,20	301,10
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	141,30	112,50	–	166,00	167,70
Цена 1 т у. т.	руб./т у. т.	3369,00	3333,40	3858,60	2716,90	2245,00
Себестоимость электроэнергии	руб./(кВт·ч)	0,79	0,84	1,06	0,85	0,70
Отпускной тариф на электроэнергию	руб./(кВт·ч)	0,99	0,85	1,19	0,99	0,84
Отпускной тариф на мощность	тыс. руб./ МВт в год	130,80	292,80	632,30	124,00	137,80
Затраты на эксплуатацию и ремонт	тыс. руб./ МВт в год	490,00	456,00	2868,00	274,50	357,60
Рентабельность продажи электроэнергии	%	20	2	11	14	17

Анализ данных табл. 2 свидетельствует, что по эффективности топливоиспользования, характеризуемой показателем УРУТ, ПГУ Северо-Западной ТЭЦ, Калининградской ТЭЦ-2, Сочинской ТЭС значительно опере-

жают показатели ПСУ-800 Пермской ГРЭС и ЗАО «Нижевартовская ГРЭС». Вместе с тем экономические показатели энергоблоков ПСУ-800 в 2013 г. зачастую выглядят рентабельнее показателей энергоблоков ПГУ, что связано в основном с проблемами ремонтно-сервисного обслуживания газотурбинного оборудования. При вводе новых ПГУ с импортным оборудованием зарубежные поставщики при заключении контрактов на поставку оборудования, как правило, настаивают на параллельном заключении контрактов на организацию ремонтно-сервисного обслуживания оборудования в течение всего срока его службы, исключающих возможность оказания сервисных услуг филиалам отечественными ремонтными предприятиями.

Условно-постоянные затраты на ПГУ больше, чем на ПСУ-800 (табл. 2, данные ООО «ИНТЕР РАО – Управление электрогенерацией»). Даже на освоенных в производстве газовых турбинах типа ГТЭ-160 в период проведения плановых инспекций выявляется ряд дефектов, приводящих к увеличению сроков и стоимости плановых ремонтов. Так, в 2010 г. при проведении регламентных работ на газовых турбинах поставки Siemens энергоблока № 1 Северо-Западной ТЭЦ после наработки 66 тыс. ч плановый ремонт был продлен за два раза (до шести месяцев) с увеличением стоимости в 1,9 раза (до 20,1 млн евро).

На Сочинской ТЭС выявлена низкая надежность газовых турбин типа SGT-700 (Siemens): с 2004 по 2012 г. имело место 118 аварийных остановов. Наиболее крупными авариями были:

- аварийный останов ГТУ № 2 с полным разрушением проточной части турбины 09.01.2008. Произведена замена газовой турбины за счет средств заказчика (11,8 млн евро);
- аварийный останов ГТУ № 1 с полным разрушением проточной части турбины 16.12.2012. Произведена замена газовой турбины за счет средств заказчика (12,8 млн евро).

На Джубгинской ТЭС, несмотря на небольшой срок эксплуатации (с октября 2013 г. по май 2014 г.), произошли два аварийных останова с серьезными повреждениями газовых турбин типа LMS 100 PB производства GE Energy:

- отключение 18.01.2014 автоматической защитой ГТУ № 2 из-за превышения уровней вибрации рамы компрессора ВД. Газовая турбина демонтирована и заменена на резервную;
- отключение 25.04.2014 персоналом резервной ГТУ № 2 по причине разрушения шарикового подшипника № 4 компрессора ВД (данные GE Energy).

Опыт проведения ремонтно-сервисного обслуживания импортных газовых турбин выявил ряд существенных недостатков в организации и проведении инспекций с привлечением зарубежных сервисных компаний:

- значительно завышаются стоимости оказания услуг и поставки запасных частей, а также аренды специальных приспособлений. При этом отдельными подрядчиками, например SIT AB по отношению к SGT-700, монопольное положение на данном рынке товаров и услуг используется для диктата своих условий, пожелания заказчика нередко игнорируются;

- ответственность подрядчика за соблюдение сроков выполнения работ и качество отремонтированного оборудования минимальна. Она не покрывает связанные с простоем оборудования убытки генерирующей компании;

- необходимость поставки дополнительных ЗиП в условиях отсутствия склада на территории страны для данного вида оборудования и длительного проведения таможенных процедур приводит к существенному увеличению планируемых сроков проведения инспекций;

- подрядчик под предлогом защиты интеллектуальной собственности не позволяет заказчику осуществлять контроль процесса выполнения работ и не предоставляет заказчику в полном объеме техническую документацию, что сдерживает наращивание собственной компетенции филиалами генерирующих компаний в проведении инспекций.

Для дальнейшего успешного применения на ТЭС современных импортных ПГУ и ГТУ необходимо в первую очередь изменить концепцию осуществления сервисного обслуживания, предусматривающую в том числе финансовую ответственность исполнителя за срыв графика ремонтов, неплановые остановки оборудования в гарантийный период. С учетом изложенного выше следует отметить, что стратегической задачей отечественного энергомашиностроения продолжают оставаться создание и отработка надежной мощной стационарной энергетической газовой турбины.

Перечисленные особенности необходимо учитывать при формировании программ обновления энергоблоков, заказе и эксплуатации импортного оборудования. При эксплуатации ПГУ в условиях климатических особенностей регионов России оценку эффективности ПГУ необходимо проводить относительно средней температуры на месте эксплуатации оборудования [5]. Особенности назначения установленной мощности теплофикационной ПГУ показаны в [6].

**Вариант проведения реконструкции/модернизации паровой турбины блока СКД-300.** За период жизненного цикла разработчики турбины подготавливают большое число конструктивных и технологических извещений, направленных на повышение надежности и экономичности оборудования. Далеко не все из них внедряются при производстве или эксплуатации турбин. Это зависит от заказчика. Наибольший интерес в последние годы вызывает применение сотовых уплотнений в проточной части цилиндров турбины и реактивного облопачивания РВД взамен облопачивания активного типа. Оба предложения направлены в первую очередь на повышение экономичности оборудования.

Конкуренцию сотовым уплотнениям в перспективе смогут составить прирабатываемые покрытия [7]. Применение реактивного облопачивания РВД турбины К-300 на ТЭС России делает первые шаги [8]: на Конаковской ГРЭС реактивное облопачивание РВД К-300 установлено на четырех турбинах. В ходе реконструкции энергоблоков № 2, 1, 3, 8, помимо реактивного облопачивания ЦВД, внедрялся ряд других мероприятий. С учетом этого факта показатели работы реконструированных энергоблоков по итогам работы за 2005–2011 гг. приведены в табл. 3.

Таблица 3

**Технико-экономические показатели четырех реконструированных энергоблоков мощностью по 300 МВт Конаковской ГРЭС по итогам работы за 2005–2011 гг.**

Параметр	Год							Данные на 01.09.2011	Срок окупаемости (загрузка по факту), год
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011		
<b>Энергоблок № 1</b>									
Наработка, ч	–	300 + 25 МВт	5517	7298	6152	6927	2975	28887	2012
Выработка, тыс. кВт·ч			1223417	1591740	1469704	1758056	741609	6786228	
Средняя нагрузка блока, МВт			222	218	239	254	249	235	
<b>Энергоблок № 2</b>									
Наработка, ч	300 + 25 МВт	4102	6809	3793	5769	5743	3307	29679	2011
Выработка, тыс. кВт·ч		889209	1496671	762637	1396845	1439701	815657	6821493	
Средняя нагрузка блока, МВт		217	220	201	242	251	247	230	
<b>Энергоблок № 3</b>									
Наработка, ч	–	–	300 + 25 МВт	7815	6645	7488	4087	26283	2013
Выработка, тыс. кВт·ч				1740106	1611620	1911340	1068158	6380241	
Средняя нагрузка блока, МВт				223	243	255	261	243	
<b>Энергоблок № 4</b>									
Наработка, ч	–	–	–	–	–	300 + 25 МВт	4789	6254	2015
Выработка, тыс. кВт·ч							1175672	1531987	
Средняя нагрузка блока, МВт							245	245	

По оценке автора статьи, величина затрат на реконструкцию энергоблока 300 МВт Конаковской ГРЭС соизмерима с 50 % стоимости строительства нового энергоблока ПГУ-400. Если в [8] отмечается, что первый опыт реконструкции/модернизации турбин К-300 следует признать успешным (при этом имелась в виду необходимость оценки в межремонтный период экономичности проточной части ЦВД), то в [9] совершенно безосновательно отмечено, что полученные результаты реконструкции трех первых турбин К-300 (энергоблоки № 2, 1, 3) свидетельствуют о целесообразности перехода на реактивное облопачивание ЦВД турбин на всех ТЭС,

оснащенных аналогичными энергоблоками. В отсутствие до настоящего времени подтверждений о сохранении уровня экономичности реконструированных ЦВД на четырех турбинах К-300 Конаковской ГРЭС и результатов расчетного сравнения экономичности ступеней ЦВД активного и реактивного типов в органической связи с концепциями их конструктивного исполнения разными заводами [10] предложение [9] выглядит преждевременным. В [10] показано существенное влияние на результаты сравнения типов облопачивания типов периферийных уплотнений в ЦВД активного типа; делается вывод о нецелесообразности применения облопачивания реактивного типа в турбинах СКД фирм, придерживающихся принципа активного облопачивания ЦВД, при котором внутренний корпус ЦВД выполняется с фланцами горизонтального разъема. По оценке автора статьи, данная конструкция в период эксплуатации нарушает осевую симметрию и провоцирует силовую и температурную деформации (коробление корпуса цилиндра, износ уплотнений и, в конечном счете, снижение экономичности цилиндра в межремонтный период).

Иной подход у фирмы Siemens: ЦВД не имеет горизонтального разъема, что вносит специфику при монтаже и ремонте – требуются полное отсоединение паропровода, выполнение сборки и разборки ЦВД и внутреннего корпуса с фальшцапфами, а также кантовка и вертикальная сборка ЦВД исключительно в условиях завода. Трудности монтажа и ремонта в последующем компенсируются увеличением межремонтного периода (до 25 лет) эксплуатации ЦВД турбины. Паросиловой цикл на природном газе применительно к энергоблокам мощностью 300 МВт свой потенциал в направлении повышения экономичности (на уровне 300 г у. т./кВт·ч) исчерпал.

На Конаковской ГРЭС и Лукомльской ГРЭС (РБ) первоначально было установлено по восемь энергоблоков с турбинами К-300. На второй ГРЭС в минувшее десятилетие на четырех турбинах также установлено реактивное облопачивание, начато строительство ПГУ (энергоблок № 9). К энергоблокам мощностью 300 МВт относятся и энергоблоки с теплофикационными турбинами типа Т-250/300-23,5 (19 турбин в Москве, три турбины в Санкт-Петербурге) (УРУТ с учетом КИУМ на энергоблоке порядка 260 г у. т./кВт·ч). Турбины указанного типа эксплуатируются и на ТЭЦ Беларуси и Украины. В целом варианты замещения теплофикационных энергоблоков с турбинами Т-250/300-23,5 аналогичны вариантам замещения конденсационных энергоблоков с турбинами К-300-23,5 с некоторой особенностью, связанной с обеспечением выдачи эквивалентной мощности от теплофикационного оборудования [11] и выбора длины РЛ последней ступени [12] (это особая задача для современных паровых турбин любого типа).

Особого внимания требует к себе система охлаждения выхлопной части ЦВД турбины при работе в теплофикационных режимах: осуществляется разогрев потока и проточной части ЦВД сверх допустимого уровня. Часть низкого давления паровой турбины (заявка на изобретение № 2013 148259/06 (075051)) решает указанную проблему. При этом повышаются надежность и экономичность турбины за счет снижения вентиляционного разогрева проточной части и его последствий без использования охлажда-

ющих впрысков влаги, усиливающих эрозионный износ кромок РЛ, без увеличения расхода рабочего пара, сокращающего отпуск тепла и электроэнергии. Отработка технологии лазерной наплавки порошкообразного стеллита на кромки РЛ последних ступеней турбин ТЭС [7] позволит исключить необходимость применения охлаждающих устройств различного типа для охлаждения выхлопного патрубка ЦНД.

ОАО «Мосэнерго» намерено первую из турбин типа Т-250/300-23,5 (поставлена на ТЭЦ в 1971 г.), вырабатывающую на ТЭЦ-22 свой ресурс, в августе 2017 г. заменить на новую турбину, возможно, с незначительным увеличением единичной мощности. Не следует ожидать внедрения кардинальных мероприятий на новой турбине: времени и средств для проработок инновационных решений и проведения экспериментальных исследований и отработки явно недостаточно.

**Осуществление замены оборудования энергоблока 300 МВт на аналогичное новое.** Реализация поименованного предложения возможна. Это консервативное решение. При обновлении оборудования ТЭС предпочтителен вариант его модернизации/реконструкции.

**Реализация мероприятий по продлению сроков службы находящегося в эксплуатации оборудования.** При отсутствии неисправимых дефектов, допущенных при изготовлении турбины, и качестве эксплуатации, соответствующем действующим правилам эксплуатации тепловых электрических станций и тепловых сетей, срок службы турбины после достижения ПР может неоднократно продлеваться. Одноразовое продление ресурса деталей и сборочных единиц тепломеханического оборудования, работающих при температурах от 450 °С и выше, возможно по состоянию металла деталей и сборочных единиц на период до 50 тыс. ч или на 8 лет (независимо от числа часов эксплуатации энергоблока) по решению специализированной организации [4]. Для примера: срок службы одной из турбин К-200-12,8 Верхнетагильской ГРЭС продлевался пять раз. ОАО РАО «ЕЭС России» в 2002 г. оценило затраты, связанные с продлением ресурса энергоустановки, на уровне 150 дол./кВт. Эффективность мероприятий по продлению ресурса позволит существенным образом повысить применение газотермических технологий нанесения покрытий на детали оборудования при осуществлении его ремонта или изготовления [7].

Выбор решения по виду обновления генерирующих мощностей владелец генерирующего актива принимает, как правило, по результатам технико-экономического обоснования и наличия финансирования предстоящих работ. Выбору наиболее корректного решения будет способствовать сравнение результатов экономического и эксергетического анализа [13].

## ВЫВОДЫ

1. Варианты обновления энергоблоков 300 МВт на ТЭС России, оборудование которых вырабатывает установленный срок службы, могут базироваться на различных технических решениях, основанием для выбора которых должны служить средне- и долгосрочная перспективы структуры их топливного баланса (природный газ, синтез-газ, мазут, пылеугольное топливо, включая обогащенный уголь и отходы производства углебога-

щения), выставляемые ОАО «СО ЕЭС» требования по участию энергоблоков в регулировании частоты и перетоков мощности, развитие в стране распределенной генерации и связанные с этим перспективы использования установленной мощности реконструированных ТЭС в соответствующих узлах энергосистемы, развитие смежных отраслей экономики страны, темпы освоения экологически чистых отечественных парогазовых и пылеугольных технологий, создание конкурентоспособной отечественной элементной базы микроэлектроники.

Осуществляемое в рамках реализации договоров поставки мощности внедрение импортных парогазовых установок провоцирует повышенные риски и материальные затраты, способствует снижению уровня энергетической и национальной безопасности государства: срок службы парогазовых установок в три раза меньше срока службы энергоблоков СКД, не улучшает уровень ремонтного обслуживания местными заводами. Реализация действующих договоров поставки мощности приведет к снижению загрузки находящегося в эксплуатации на ТЭС страны оборудования, к очередной досрочной корректировке Стратегии развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2020 (2030) г.

2. Ориентация энергетиков страны на импортные газовые турбины большой единичной мощности не способствует развитию отечественного энергомашиностроения.

3. Техпервооружение ТЭС, развитие энергомашиностроения в стране нуждаются в господдержке и контроле со стороны гражданского общества. Целесообразно сформировать перспективный заказ на продукцию предприятий энергомашиностроения на период после 2016 г.: при изготовлении энергооборудования сериями его стоимость может быть снижена на 12–15 %.

4. Реконструкция ЦВД турбины К-300-23,5 путем замены активного облопачивания ЦВД на реактивное целесообразно лишь после подтверждения независимым источником эффективности мероприятия, реализованного на турбинах производства ЛМЗ (Конаковская/Лукомльская ГРЭС).

5. Для дальнейшего успешного применения на ТЭС современных импортных парогазовых и газотурбинных установок необходимо в первую очередь изменить концепцию осуществления сервисного обслуживания оборудования, предусматривающую в том числе финансовую ответственность исполнителя за срыв графика ремонтов, неплановые остановки оборудования в гарантийный период.

6. С учетом складывающейся в 2014 г. политической и экономической обстановки в мире техпервооружение ТЭС стран Восточно-Европейского региона в среднесрочной перспективе пойдет по пути реконструкции/модернизации оборудования энергоблоков 300 МВт и продления установленных сроков его службы, в том числе с использованием высокоэффективных газотермических технологий нанесения покрытий различного назначения и лазерной наплавки.

7. Выбор оптимального варианта обновления вырабатывающего ресурс оборудования энергоблока 300 МВт ТЭС возможен путем сравнения результатов экономического и эксергетического анализа.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Projected Cost of Generating Electricity / International Energy Agency, Nuclear Energy Agency. – Paris, France: OECD, 2005. – 231 p.
2. Н е у й м и н, В. М. ТЭС России сегодня и завтра. Аспекты надежности и безопасности / В. М. Неуймин // Надежность и безопасность энергетики. – 2008. – № 1. – С. 7–13.
3. Н е у й м и н, В. М. О перспективе замещения, реконструкции или модернизации паровых турбин энергоблоков мощностью 300 МВт на ТЭС России / В. М. Неуймин // Энергетик. – 2013. – № 11. – С. 5–11.
4. Т и п о в а я инструкция по контролю металла и продлению сроков службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электрических станций: РД 10-577-03. – М.: Госгортехнадзор России, 2003. – 128 с.
5. Г р и б и н, В. Г. О назначении установленной мощности теплофикационной ПГУ / В. Г. Грибин, В. М. Неуймин, С. Н. Андреев // Энергетик. – 2013. – № 2. – С. 10–14.
6. Н е у й м и н, В. М. О проблемах внедрения энергоблоков ПГУ / В. М. Неуймин // Надежность и безопасность энергетики. – 2012. – № 2 (17). – С. 12–17.
7. Г р а ч е в, О. Е. Новый способ упрочнения рабочих лопаток последней ступени мощных паровых турбин ТЭС / О. Е. Грачев, В. М. Неуймин // ТПА. Трубопроводная арматура и оборудование. – 2014. – № 5 (74). – С. 66–68.
8. М е л ь н и к о в, А. В. Первые итоги технического перевооружения Конаковской ГРЭС / А. В. Мельников, В. М. Неуймин // Надежность и безопасность энергетики. – 2011. – № 3 (14). – С. 70–76.
9. Р е к о н с т р у к ц и я энергоблоков 300 МВт Конаковской ГРЭС / А. В. Мельников [и др.] // Электрические станции. – 2012. – № 8. – С. 29–33.
10. К о с т ю к, А. Г. Сравнение активных и реактивных цилиндров высокого давления паровых турбин / А. Г. Костюк, А. Д. Трухний // Теплоэнергетика. – 2005. – № 6. – С. 2–13.
11. Н е у й м и н, В. М. О перспективах обновления турбин типа Т-250/300-23,5 / В. М. Неуймин // Надежность и безопасность энергетики. – 2013. – № 3 (22). – С. 62–65.
12. Н е у й м и н, В. М. К выбору длины рабочей лопатки последней ступени мощной турбины ТЭС / В. М. Неуймин // Энергетик. – 2014. – № 1. – С. 15–20.
13. Н е у й м и н, В. М. Результаты экономического и эксергетического анализа ТЭС на природном газе / В. М. Неуймин // Энергетик. – 2013. – № 7. – С. 2–5.

## REFERENCES

1. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency (2005) Projected Cost of Generating Electricity. Paris, France, OECD. 231 p.
2. Neumin, V. M. (2008) TPP of Russia Today and Tomorrow. Aspects of Reliability and Safety. *Nadezhnost' i Bezopasnost' Energetiki* [Reliability and Safety in Electric-Power Industry], 1, 7–13 (in Russian).
3. Neumin, V. M. (2013) On Perspectives of Replacement, Reconstruction or Modernizing of Steam Turbines of the Power Generating Units of 300 MW-Capacity in TPPs of Russia. *Energetik* [Power Engineer], 11, 5–11 (in Russian).
4. RD 10-577-03. Standard Instruction for Metal Control and Service-Period Extension of the Principal Items of Boilers, Turbines and Pipelines of TPP. Moscow: Federal Mining and Industrial Supervision of Russia, 2003. 128 p. (in Russian).
5. Gribin, V. G., Neumin, V. M., & Andreev, S. N. (2013) On Assigning the Installed Capacity of the District Heat-Supply Combined-Cycle Plant. *Energetik* [Power Engineer], 2, 10–14 (in Russian).
6. Neumin, V. M. (2012) On Challenges to Implementation of Power Generating Units in the Combined-Cycle Plant. *Nadezhnost' i Bezopasnost' Energetiki* [Reliability and Safety in Electric-Power Industry], 2 (17), 12–17 (in Russian).
7. Graчев, O. E., & Neumin, V. M. (2014) A New Technique for Reinforcement of the Exhaust-Blades in High-Capacity Steam Turbines of TPP. *TPA. Truboprovodnaia Armatura i Oborudovanie* [TPA. Pipeline Fittings and Equipment], 5 (74), 66–68 (in Russian).
8. Melnikov, A. V., & Neumin, V. M. (2011) Initial Summary of the Technical Upgrading in the Konakov SDPP. *Nadezhnost' i Bezopasnost' Energetiki* [Reliability and Safety in Electric-Power Industry], 3 (14), 70–76 (in Russian).
9. Melnikov, A. V., Avrutskiy, G. D., Lazarev, M. V., Savenkova, I. A., Lazareva, M. V., Simoiu, L. L., & Gaev, V. D. (2012) Reconstruction of the Konakov SDPP 300 MW Power Generating Units. *Elektricheskie Stantsii* [Electric Power Plants], 8, 29–33 (in Russian).

10. K o s t y u k, A. G., & Trukhniy, A. D. (2005) Commensuration of the Active and Passive High-Pressure Cylinders of the Steam Turbines. *Teploenergetika* [Heat Power Industry], 6, 2–13 (in Russian).

11. N e u i m i n, V. M. (2013) On Perspectives of Upgrading T-250/300-23,5 Turbines. *Nadezhnost' i Bezopasnost' Energetiki* [Reliability and Safety in Electric-Power Industry], 3 (22), 62–65 (in Russian).

12. N e u i m i n, V. M. (2014) On the Subject of Selecting the Length of the Exhaust Blade of the High-Capacity Turbine in TPP. *Energetik* [Power Engineer], 1, 15–20 (in Russian).

13. N e u i m i n, V. M. (2013) The Results of Economic and Exergy Analyses of the TPP on Conventional Gas. *Energetik* [Power Engineer], 7, 2–5 (in Russian).

Представлена кафедрой ТЭС БНТУ

Поступила 01.12.2014

УДК 621.039.542:[532.546.6+532.5.031]

## **МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ АКТИВНОЙ ЗОНЫ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА С ТОЛСТЫМ ВРАЩАЮЩИМСЯ СЛОЕМ МИКРОТВЭЛОВ ДЛЯ ТРАНСМУТАЦИИ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ**

**Канд. техн. наук, доц. СОРОКИН В. В.**

*Белорусский национальный технический университет*

E-mail: sorokin.npp@gmail.com

Для эффективной трансмутации радиоактивных изотопов в стабильные с использованием нейтронов требуются высокие плотности потока нейтронов и спектр со значительной долей быстрых и резонансных нейтронов. Ряд сеансов облучения определенной длительностью по времени желательнее чередовать с переделами состава отходов. Количество таких изотопов в отработанном топливе коммерческого реактора составляет порядка 1 %, массы отдельных изотопов в загрузке – до нескольких десятков килограммов. Рассматривается перспективный ядерный реактор для трансмутации радиоактивных отходов в части принципиального устройства, теплофизики и гидродинамики. Активная зона реактора сформирована подвижными микровтэлами, образующими устойчивый плотный кольцевой слой. Слой вращается внутри неподвижной вихревой камеры за счет энергии потока теплоносителя – воды. Микровтэлы охлаждаются теплоносителем непосредственно.

Расчетная оценка мощности устройства с водой под давлением 1–5 МВт на 1 л слоя. Условие отсутствия кипения устанавливает наиболее значительные ограничения на мощность. Объем слоя ограничен несколькими десятками литров, поскольку с увеличением размера камеры уменьшаются ускорение вращения и сила, удерживающая микровтэлы на свободной поверхности слоя. Для достижения критичности загрузки ядерного топлива при ограничениях на обогащение предлагается и обосновывается расчетами активная зона, составленная из нескольких слоев или слоя с большим отношением объема к площади поверхности. Вихревые камеры в случае активной зоны из нескольких слоев могут иметь объединенные выходы теплоносителя вдоль оси. Использование камер с противоположными закрутками в составных активных зонах с общим выходом позволяет уменьшить закрутку потока ниже вихревого реактора по ходу теплоносителя.

**Ключевые слова:** ядерный реактор, слой микровтэлов, моделирование элементов, радиоактивные отходы.

Ил. 9. Библиогр.: 11 назв.

# SIMULATION OF THE NUCLEAR-REACTOR ACTIVE-ZONE ELEMENTS WITH THICK ROTATING LAYER OF MICRO-PARTICLE FUEL FOR RADIOACTIVE WASTE TRANSMUTATION

SOROKIN V. V.

*Belorussian National Technical University*

The effective transmutation of radioactive isotopes into the stable ones with the use of neutrons requires the neutron high-flux and the spectra with significant part of fast and resonance neutrons. It is advisable to alternate a range of specified-duration irradiation sessions with revamping the composition of waste. The depleted fuel of the commercial reactor comprises near 1 % of such isotopes of their individual mass in the batch loading which amounts to several tens of kilograms. The article considers a perspective nuclear reactor for radioactive waste transmutation as regards its design, thermal physics and hydrodynamics. Mobile micro-particles of the fuel build up the active zone of the reactor and form a steady dense ring-shaped layer. The layer rotates within immovable vortex chamber using the energy of the coolant, i.e. water. The micro particles cool down with the coolant unmediated.

The formulaic valuation of the device capacity with water under pressure comes to 1–5 MW per 1 liter of the layer. The condition of avoided boiling sets the most restrictive limitations to the capacity. The bulk of the layer constricts to tens of liters inasmuch as enlarging the chamber dimensions reduces the rotary acceleration and the force confining the fuel micro-particles on the free surface of the layer. The author offers and substantiates with calculations the active zone composed of several layers or a layer with a large ratio of the volume to the surface area for achieving criticality of nuclear fuel load with limitations on enrichment. The vortex chambers in case of the active zone of several layers can have the joint coolant exscapes along the axis. Implementation of the chambers with reverse vortices in composite active zones with joint escapes allows reducing the flow rotation below the vortex reactor along the coolant course.

**Keywords:** nuclear reactor, fuel micro-particle layer, simulation of the elements, radioactive waste.

Fig. 9. Ref.: 11 titles.

Наиболее безопасным способом обращения с радиоактивными отходами является ядерное превращение излучающих изотопов, содержащихся в отходах, в стабильные ядра (трансмутация). Для эффективной трансмутации с использованием нейтронов требуются высокие плотности потока, спектр со значительной долей быстрых и резонансных нейтронов. Ряд сеансов облучения определенной длительности по времени желательно чередовать с переделами состава отходов [1–4]. Количество излучающих изотопов в отработанном топливе коммерческого реактора составляет порядка 1 %, массы отдельных изотопов в загрузке – до нескольких десятков килограммов [3]. Плотность потока нейтронов в активных зонах и продолжительность кампании коммерческих реакторов не оптимальны для трансмутации, величина плотности мала, а кампания велика. Актуально создание специализированного устройства для трансмутации. Подходящим вариантом могут быть реакторы с микротвэлами, непосредственно охлаждаемыми водой [5, 6].

Микротвэл представляет собой шарик, состоящий из топливного ядра, покрытого защитной оболочкой. Оболочки разделяют топливо и теплоноситель и обеспечивают удержание продуктов деления ядер. Малое тепловое сопротивление микротвэла создает предпосылки для достижения большой плотности мощности без опасного перегрева топлива [5].

Представляет интерес подвижная засыпка с возможностью несложной перегрузки на ходу и быстрого рассыпания в гарантированно подкритиче-

скую структуру при аварии. Одной из реализаций является устойчивый плотный вращающийся слой микротвэлов в радиально-окружном потоке воды внутри неподвижной вихревой камеры [6–8]. Схема устройства приведена на рис. 1. Вода проходит через слой, поддерживая его вращение и обеспечивая теплосъем. Высота камеры увеличивается к центру (расширение) для снижения сопротивления слоя повышения его устойчивости.

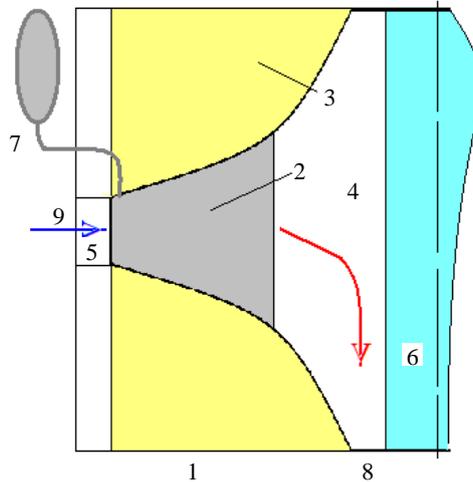


Рис. 1. Элемент активной зоны вихревого ядерного реактора: 1 – камера; 2 – слой; 3 – стенки; 4 – нагретая жидкость; 5 – холодная жидкость; 6 – каверна; 7 – устройство загрузки/выгрузки микротвэлов; 8 – отверстие выхода теплоносителя; 9 – отверстие входа теплоносителя (направляющий аппарат)

Для микротвэла диаметром  $d = 2,0$  мм с равномерно тепловыделяющим ядром (1,5 мм) теплопроводностью  $3,0$  Вт/(м·К) (диоксид урана) и оболочкой толщиной  $0,25$  мм теплопроводностью  $30,0$  Вт/(м·К) (плотный пирографит, карбид кремния) при радиальной скорости воды  $u = 1,0$  м/с и тепловом потоке на поверхности  $1,0$  МВт/м<sup>2</sup> относительно температуры теплоносителя получаем, используя известные формулы [9] и значение  $Nu = 202$  ( $Nu = 2 + 1,1Re^{0,6}Pr^{1/3}$ ,  $Re = ud/\nu$  [10]), температуры: стенки шара  $17$  °С, границы топливного ядра  $28$  °С, центр ядра  $251$  °С. Мощность  $1,0$  л слоя составит  $1,5$  МВт (для сравнения –  $0,11$  МВт мощность  $1,00$  л активной зоны ВВЭР-1000). Поскольку соотношение приведенных мощностей примерно соответствует соотношению величин нейтронных потоков [9], устройство действительно позволит достигать высоких уровней нейтронного потока.

Кольцевая уплощенная структура является формой размещения делящегося материала в реакторах данного типа. Она обеспечивает устойчивость, однородность и малые уровни износа в слое частиц. Объем структуры ограничен несколькими десятками литров, поскольку с увеличением размера камеры уменьшаются ускорение вращения и сила удержания микротвэла на свободной поверхности слоя. Данный эффект иллюстрируется рис. 2. Безразмерный вес частицы на свободной границе  $\bar{F} = (\text{вес в камере } R)/(\text{вес в камере } R_{150})$  приведен как функция безразмерного радиуса  $\bar{R} = R/R_{150}$ . Рассмотрены камеры с радиусами  $75$ ,  $200$ ,  $300$  и  $400$  мм. Все размеры, кроме ширины щелей и диаметра частиц, варьируются про-

порционально радиусу. Расчеты проведены по методу [11]. Эффект накладывает ограничения на размер устройств и массу засыпки частиц. Если в качестве предельного радиуса камеры выбрать 400,0 мм, то объем засыпки окажется 42,8 л, а масса шаров 214,0 кг.

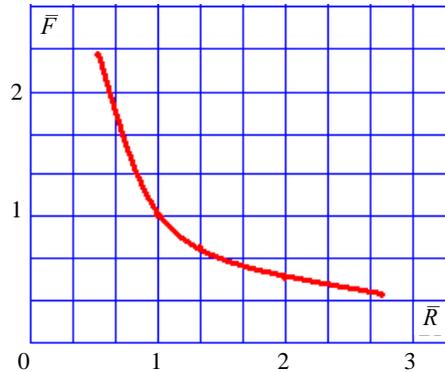


Рис. 2. Зависимость веса частицы на свободной границе от радиуса камеры

Кроме того, в камере большего размера условия закипания воды достигаются при меньшей мощности энерговыделения. Для камеры радиусом 150,0 мм при давлении 5,5 МПа, температуре воды на входе 180 °С и при подогреве 50 °С возможно снять тепловую мощность 5,0 МВт на 1 л слоя. Тепловая мощность устройства составит  $2,25 \text{ л} \cdot 5,0 \text{ МВт/л} = 11,2 \text{ МВт}$ . Слой устойчив, кипения воды не ожидается. Для камеры радиусом 300,0 мм при тех же условиях и перегреве достижима тепловая мощность 2,5 МВт на 1 л слоя, а устройства – 50,0 МВт на 1 л слоя. При большем абсолютном давлении мощность по условию отсутствия кипения можно увеличивать.

Для достижения критичности загрузки ядерного топлива при ограничениях на обогащение обычно увеличивают размер активной зоны и стремятся снизить утечку нейтронов. В рассматриваемом случае эти факторы ограничены принципиально, поэтому целесообразно рассмотреть прием составления активной зоны вихревого реактора с подвижным слоем микротвэлов из нескольких камер или поискать форму камеры с большим отношением объем/поверхность. Рассчитаем несколько вариантов. За основу сравнения примем устройство с параметрами: число щелей в направляющем аппарате  $n = 36$ ; относительное проходное сечение  $m = 0,07$ ; радиус камеры  $R_1 = 150 \text{ мм}$ ; радиус центрального отверстия  $R_3 = 40 \text{ мм}$ ; высота камеры  $h(R_1) = 30 \text{ мм}$ ;  $d = 2 \text{ мм}$ ; коэффициент трения частиц о стенку  $\mu = 0,15$ ; плотность воды  $\rho_f = 1000 \text{ кг/м}^3$  и микротвэлов  $\rho_s = 10000 \text{ кг/м}^3$ ; радиус свободной границы  $R_2 = 75 \text{ мм}$ ; пористость  $\varepsilon = 0,49$ ; избыточное давление в ресивере 0,6 МПа; один выход, гиперболическое расширение. Выход теплоносителя может осуществляться в одно и два отверстия в центре торцевой крышки. Варианты представлены на рис. 3.

Наличие второго выхода уменьшает гидравлическое сопротивление устройства, расход возрастает на 5 %, увеличиваются скорость вращения слоя и устойчивость до 1,09. За меру устойчивости принято отношение весов частиц на свободной границе, рассматриваемого и слоя сравнения.

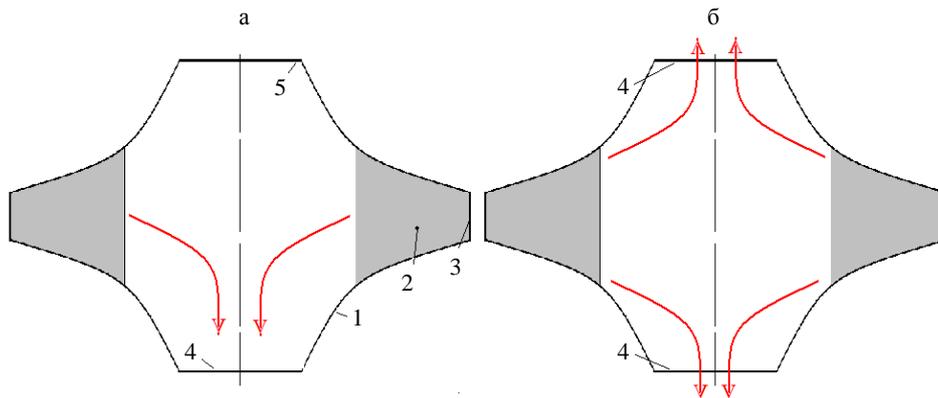


Рис. 3. Организация выхода из камеры: а – один выход; б – два выхода;  
1 – камера; 2 – слой; 3 – направляющий аппарат; 4 – выход; 5 – выход закрыт

Объем слоя формируется между вогнутых стенок камеры. Переход к более выпуклым очертаниям, по крайней мере в области слоя, повысит его объем при той же толщине. Пусть расширение стенки описывается функцией  $2,33-1,33(r/R_1)^2$ . В начале и конце слоя такая стенка пространственно совпадает с гиперболической. В промежутке образует дополнительный объем для размещения частиц. Устройство показано на рис. 4. За слоем гиперболические очертания стенки одинаковы для обоих устройств.

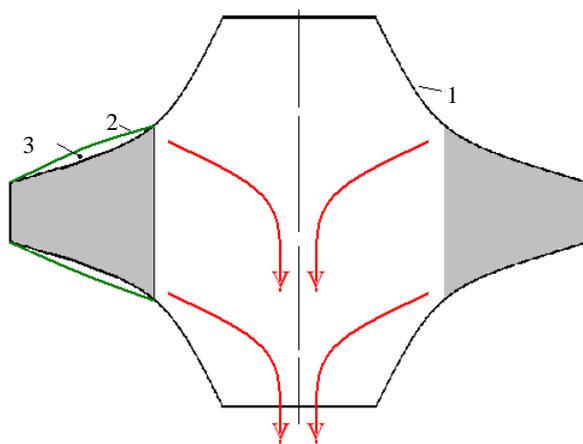


Рис. 4. Влияние формы камеры: 1 – гиперболическая стенка;  
2 – выпуклая стенка; 3 – дополнительный объем камеры

Наличие выпуклости уменьшает гидравлическое сопротивление устройства, снижаются скорость вращения слоя и устойчивость (до 0,7). Загрузка (отношение масс частиц в слое) повышается на 12 %.

Радикальное увеличение массы загрузки возможно для многокамерной компоновки активной зоны. Возможен вариант установки системы гидравлически независимых камер с нейтронной связью. Это усложняет систему, но принципиальных затруднений не вызывает. Рассмотрим подробнее другой случай, когда используются несколько камер с независимыми входами и общим выходом. Две конфигурации приведены на рис. 5 и 6. Возможность объединять выходы связана с наличием приосевой кавер-

ны 6 (рис. 1). При объединении потоков каверна сжимается и формируется сечение для отвода дополнительного расхода теплоносителя.

Две камеры, соединенные общим выходом в одну сторону, представлены на рис. 5. Из верхней камеры теплоноситель поступает в приосевую зону нижней, затем теплоносители обеих камер выводятся из нижнего отверстия нижнего устройства (устойчивость 0,81).

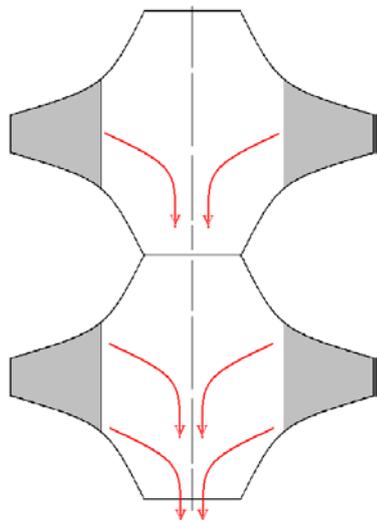


Рис. 5. Общий выход в одну сторону

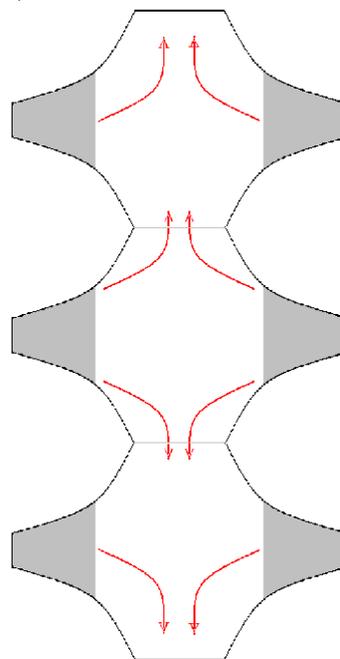


Рис. 6. Общий выход в две стороны

На рис. 6 показаны три камеры, соединенные общим выходом в две стороны. Из средней камеры теплоноситель поступает в приосевую зону нижней и верхней камер, затем теплоносители из всех камер выводятся из нижнего и верхнего устройств. В этом случае расходная нагрузка на линии вывода теплоносителя меньше, чем в устройстве на рис. 5 (устойчивость 0,91).

Применение чисто гиперболических камер с общим выходом неудобно, поскольку вытянутость отдельных устройств вдоль оси приводит к повышению общего осевого размера системы, а слои в камерах оказываются удаленными друг от друга. Пусть торцевая стенка камеры выполнена гиперболической до свободной границы слоя, а далее плоской согласно рис. 7. В сравнении с гиперболической камерой (рис. 7а) плоская камера (рис. 7б) короче в осевом направлении на длину фрагментов 1 и 2 (устойчивость 0,83). Камера с общим выходом (рис. 7в), составленная из устройств типа (б), также выходит короче.

В многокамерной зоне с общим выходом можно достичь еще одного полезного эффекта. Поток теплоносителя из одной камеры выходит закрученным, что может осложнить его последующий транспорт через трубы, баки, фитинги и насосы. Установка традиционного раскручивателя потока типа вставки может ухудшить условия рассыпания активной зоны.

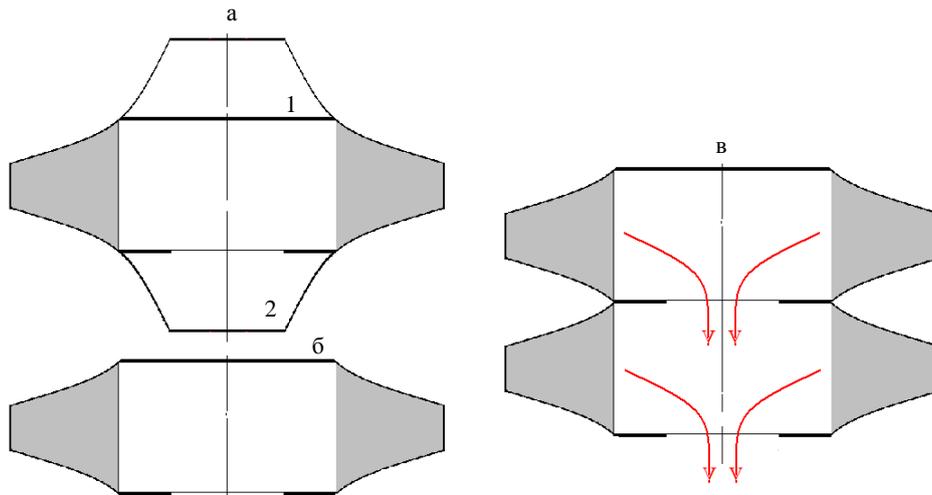


Рис. 7. Гиперболическая и плоская камеры

Если же использовать две камеры с противоположными направлениями закрутки и общим выходом (рис. 8), то эффект закрутки потока исчезает или сильно ослабевает (рис. 9). При этом внутри камеры противоположно закрученные течения не успевают перемешаться, и характер течения в приосевой зоне остается таким, как в одиночном устройстве.

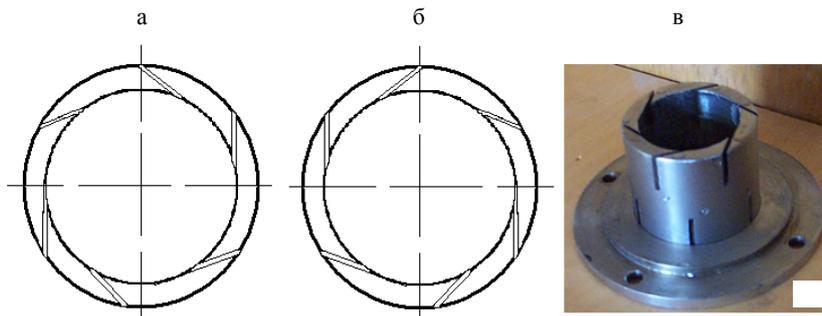


Рис. 8. Раскручивание потока на выходе за счет устройства направляющего аппарата:  
а – с закруткой по часовой стрелке; б – то же против часовой стрелки;  
в – двухкамерное устройство

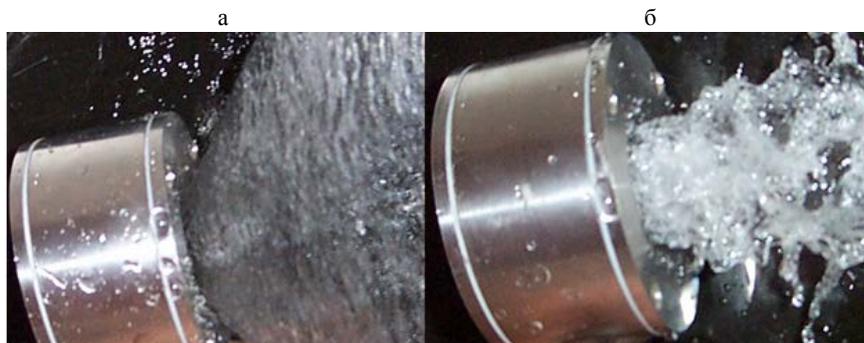


Рис. 9. Раскручивание потока на выходе с формой струи:  
а – конической вследствие закрутки; б – цилиндрической в результате раскрутки

## ВЫВОДЫ

1. Реакторы с микровзлами в форме устойчивого, плотного, вращающегося слоя, непосредственно охлаждаемого водой, перспективны для использования при трансмутации радиоактивных отходов. Расчетная оценка мощности устройства с вращающимся слоем, продуваемым водой под давлением, составляет величину порядка 1–5 МВт на 1 л слоя. Условие отсутствия кипения устанавливает наиболее значительные ограничения на мощность.

2. Активная зона вихревого ядерного реактора для достижения критичности может быть составлена из нескольких вихревых камер с вращающимся слоем микровзлов. Камеры могут иметь отдельные гидравлически независимые и/или объединенные выходы теплоносителя. Формы камер могут быть отличны от гиперболической в зоне слоя и/или приосевой зоне жидкости. В составных активных зонах камеры влияют на гидродинамические параметры друг друга, в частности на параметры устойчивости слоя. Использование камер с противоположными закрутками в составных активных зонах с общим выходом позволяет уменьшить закрутку потока ниже вихревого реактора по ходу теплоносителя.

## ЛИТЕРАТУРА

1. А р т и с ю к, В. В. Развитие физико-технических основ трансмутации долгоживущих радиоактивных отходов ядерных реакторов: автореф. дис. ... д-ра. техн. наук: 05.14.03 / В. В. Артисюк. – Обнинск, 2002. – 34 с.
2. G u d o w s k i, W. Nuclear Waste Management. Status, Prospects and Hopes / W. Gudowski // Nuclear Physics A. – 2005. – Vol. 752. – P. 623–632.
3. S t a t u s of Minor Actinide Fuel Development. Vienna: International Atomic Energy Agency, 2009. – 81 p. (IAEA Nuclear Energy Series no NF-T-4.6). – STI/PUB/1415.
4. С л а б о с п и ц к и й, Р. П. Анализ особенностей различных методов трансмутации РАО / Р. П. Слабоспицкий // Вісник Харківського національного університету. Сер. фізична «Ядра, частинки, поля». – 2011. – Т. 946, вип. 1. – С. 43–49.
5. С о р о к и н, В. В. Гидравлика и теплообмен шаровых засыпок в условиях активной зоны водо-водяных ядерных реакторов с микровзлами / В. В. Сорокин. – Минск: Беларуская навука, 2010. – 191 с.
6. С о р о к и н, В. В. Гидродинамика вращающегося плотного слоя микровзльного ядерного топлива с водяным теплоносителем / В. В. Сорокин // IV конгресс физиков Беларуси: сб. науч. трудов. – Минск: Ковчег, 2013. – С. 35–36.
7. Г о л ь д ш т и к, М. А. Процессы переноса в зернистом слое / М. А. Гольдштик. – Новосибирск: Институт теплофизики, 2005. – 358 с.
8. С о р о к и н, В. В. Моделирование процесса удержания толстого вращающегося слоя частиц в вихревой камере / В. В. Сорокин // Доклады НАН Беларуси. – 2009. – Т. 53, № 5. – С. 100–103.
9. Д е м е н т ь е в, Б. А. Ядерные энергетические реакторы / Б. А. Дементьев. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 280 с.
10. К а в и а н у, М. Principles of Heat Transfer in Porous Media / M. Kaviany. – NY: Springer-Verlag, 1991. – 626 p.
11. С о р о к и н, В. В. Расчет параметров толстого вращающегося слоя частиц в вихревой камере / В. В. Сорокин // Известия НАН Беларуси. Сер. физ.-техн. наук. – 2013. – № 4. – С. 88–92.

## REFERENCES

1. A r t i s y u k, V. V. (2002) *Razvitie Fiziko-Tekhnicheskikh Osnov Transmutatsii Dolgozhivushchikh Radioaktivnykh Otkhodov Iadernykh Reaktorov. Avtoref. Diss. Doktora Fiziko-Matematicheskikh Nauk* [The Evolution of the Physicotechnical Transmutation Principles of the

Nuclear-Power Reactor Long-Life Radioactive Waste. Dr. phys. and math. sci. diss.]. Obninsk. 34 p. (in Russian)

2. G u d o w s k i, W. (2005) Nuclear Waste Management. Status, Prospects and Hopes. *Nuclear Physics A*, 752 (1–4), 623–632. Doi: 10.1016/j.nuclphysa.2005.02.133.

3. S t a t u s of Minor Actinide Fuel Development. Vienna: International Atomic Energy Agency, 2009. 81 p. (IAEA Nuclear Energy Series no NF-T-4.6).

4. S l a b o s p i t s k i y, R. P. (2011) Peculiarity Analysis of Various Methods of RAW-Transmutation. *Visnik Kharkivs'kogo Natsional'nogo Universitetu. Ser. Fizichna "Iadra, Chastinki, Polia"* [Herald of Kharkiv National University. Physics Series. Nuclei, Particles, Fields], 946, 43–49 (in Russian).

5. S o r o k i n, V. V. (2010) *Hydraulics and Heat Exchange of the Globular-Covering Under Conditions of Active Zone of the Water-Moderated Water-Cooled Reactors with Minute Particles*. Minsk, Science of Belarus. 191 p. (in Russian).

6. S o r o k i n, V. V. (2013) Hydrodynamics of the Rotating Compact Layer of Minute-Particle Nuclear Fuel with Water Heat-Transfer Agent. *IV Congress of Belarusian Physics. Collection of Scientific Papers*. Minsk, Kovcheg, 35–36 (in Russian).

7. G o l' d s h t i k, M. A. (2005) *Transfer Processes in Granular Layer*. Novosibirsk, Institute of Thermal Physics. 358 p. (in Russian).

8. S o r o k i n, V. V. (2009) Simulation of the Holdup Process for Thick Rotating Layer of Particles in the Cyclone Chamber. *Doklady Natsional'noi Akademii Nauk Belarusi* [Reports of the National Academy of Sciences of Belarus], 53 (5), 100–103 (in Russian).

9. D e m e n' e v, B. A. (1984) *Nuclear-Power Reactor*. Moscow, Energoatomizdat. 280 p. (in Russian).

10. K a v i a n y, M. (1991) *Principles of Heat Transfer in Porous Media*. NY, Springer-Verlag. 626 p.

11. S o r o k i n, V. V. (2013) Parameter Computation of Thick Rotating Layer of Particles in the Cyclone Chamber. *Izvestiia Natsional'noi Akademii Nauk Belarusi. Ser. Fiziko-Tekhnicheskikh Nauk* [Proceedings of the National Academy of Sciences of Belarus. Physico-Technical Series], 4, 88–92 (in Russian).

Представлена кафедрой ТЭС

Поступила 24.11.2014

УДК 621.694.2

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРУЙНОГО НАСОСА ПРИ МАЛЫХ КОЭФФИЦИЕНТАХ ЭЖЕКЦИИ**

**Канд. техн. наук, доц. БУТЕНКО А. Г., СМЫК С. Ю.**

*Одесский национальный политехнический университет*

E-mail: alex\_butenko@ukr.net

Струйные насосы широко применяются как в энергетике, так и в других отраслях техники. Их основным недостатком является невысокая эффективность работы, который усиливается при работе струйных насосов с малым коэффициентом эжекции. Такие режимы работы иногда обусловлены характером технологического процесса, и поэтому их невозможно избежать. Статья посвящена поиску путей повышения эффективности работы центральных эжекторов при малых коэффициентах эжекции.

Путем математического моделирования изучены особенности кинематической структуры потока в камере смешения центрального эжектора, работающего с малыми коэффициентами эжекции. Математическое моделирование проводили с помощью прикладного пакета Solid Works Cosmos Flo. Показано, что в таких условиях у стенок камеры смешения образуются зоны обратных течений, которые снижают эффективность работы струйного аппарата. Потери энергии тем больше, чем большие размеры обнару-

женных зон. Определены режимные области, в которых возникают зоны отрывного течения. Для предотвращения возникновения этих зон предложено замещать область их существования твердой поверхностью – телами замещения. По результатам математического моделирования определены геометрические параметры тел замещения для центральных эжекторов с разными модулями и коэффициентами эжекции, а также дано математическое описание их формы. Математическое и физическое моделирование работы центральных эжекторов с телами замещения показало возрастание коэффициентов напора и полезного действия таких аппаратов по сравнению с эжекторами традиционной формы. Повышение эффективности происходит в достаточно широком диапазоне режимов работы.

Предложенный метод повышения эффективности работы центральных эжекторов достаточно прост и не требует существенных финансовых затрат при реализации.

**Ключевые слова:** струйный насос, коэффициент эжекции, математическое моделирование.

Ил. 4. Библиогр.: 10 назв.

## **IMPROVING EFFICIENCY OF THE JET PUMP AT LOW COEFFICIENTS OF EJECTION**

**BUTENKO A. G., SMIK S. Yu.**

*Odessa National Polytechnic University*

Jet pumps are widely used in the power industry as well as in many others. Their main disadvantage is low operating efficiency which aggravates when the jet pump is working with a low ejection coefficient. Such modes are sometimes unavoidable being conditioned by the character of technological process. The article considers methods of improving the operation of central ejectors at small ejection coefficients.

The authors use mathematical simulation approach to study the particularities of kinematic structure of the flow in the mixing chamber of the central ejector operating with low ejection coefficients. They utilize Solid Works Cosmos Flo application-program package for the mathematical simulation. The study shows that areas of reverse flows appear alongside the walls of the mixing chamber under the above conditions which reduces the efficiency of the jet apparatus. The more is the extent of the discovered areas the more is the loss of energy. The study detects the regime zones where detached flows areas appear. The authors propose to replace such areas with solid surface (substitution bodies) for preventing them from emerging. The mathematical simulation results determine the geometric parameters of the substitution bodies for the central ejectors with different modules and ejection coefficients and yield mathematical description of their shape. Mathematical and physical simulation of the central-ejector operation with the substitution bodies shows the increase in pressure-head and efficiency coefficients in such apparatuses as compared to ejectors of the conventional form. Efficiency increase is the case in quite a wide range of operating modes.

The proposed method of the efficiency increase for the central ejectors is rather straightforward and does not require substantial financial expenditures for its implementation.

**Keywords:** jet pump, ejection coefficient, mathematical modeling.

Fig. 4. Ref.: 10 titles.

Струйные насосы (СН) как один из видов нагнетательного оборудования благодаря многочисленным положительным качествам получили широкое применение в энергетике и в других технологических процессах и производствах. Основным недостатком струйных насосов является невысокая эффективность работы. Проблема еще более усугубляется, если на режим работы насоса накладываются технологические ограничения. Так, в комбинированной системе очистки аспирационного воздуха центральный эжектор – важный элемент, выполняющий функцию не только

всасывания запыленного воздуха в систему, но и смешения двух воздушных потоков [1–3]. Технологическим условием таких систем является работа СН в режиме низких коэффициентов эжекции, что значительно снижает и без того невысокий КПД аппарата.

Следуя принятой классификации потерь мощности в нагнетателях, можно выделить три их вида – механические, объемные и гидравлические [4]. Поскольку в эжекторах нет движущихся деталей, механические потери в таких нагнетателях отсутствуют. То же относится и к объемным потерям, поскольку конструкция эжектора не предусматривает концевых уплотнений и перетоков из зоны нагнетания в зону всасывания. Таким образом, единственным видом потерь мощности в эжекторах являются гидравлические, значительная часть которых приходится на камеру смешения, так как в ней происходят процессы смешивания рабочего и эжектируемого потоков и обмена энергией.

Гидродинамические исследования, целью которых было повышение эффективности работы центральных эжекторов, осуществляли в два этапа. На первом этапе изучали кинематическую структуру потока путем математического моделирования с помощью прикладного пакета Solid Works Cosmos Flo [3], в котором реализуется  $k$ - $\varepsilon$ -модель турбулентности. На втором – результаты математического моделирования проверяли экспериментальным путем.

Математическому моделированию течения в камере смешения (КС) предшествовал анализ поставленной задачи с помощью  $\pi$ -теоремы. К числу независимых размерных величин были отнесены: 1) геометрические параметры – диаметры сопла  $d_c$  и камеры смешения  $d_{kc}$ ; длина камеры смешения  $l_{kc}$ ; отступ выходного сечения сопла от входного сечения камеры смешения  $\Delta$ ; 2) режимные параметры аппарата – расходы рабочей  $Q_p$  и эжектируемой жидкости  $Q_{эж}$ ; 3) свойства жидкости – ее плотность  $\rho$  и коэффициент динамической вязкости  $\mu$ .

Анализ показал, что моделировать процесс следует с учетом геометрических критериев подобия:  $\pi_1 = \frac{d_{kc}}{d_c} = \sqrt{m}$ ;  $\pi_2 = \frac{\Delta}{d_c}$ ;  $\pi_3 = \frac{l_{kc}}{d_c}$ ; режимного

критерия  $\pi_4 = \frac{Q_{эж}}{Q_p} = q$  и критерия гидродинамического подобия

$$\frac{1}{\pi_5} = \frac{v_c d_c \rho}{\mu} = Re_c \quad (\text{где } m = \frac{A_{kc}}{A_c} \text{ – модуль эжектора; } q \text{ – коэффициент эжек-}$$

ции;  $v_c$  – скорость истечения рабочей жидкости из сопла).

При проведении численного моделирования в программной среде Solid Works Cosmos Flo для эжектора с определенными геометрическими параметрами задавали  $Q_p$  и  $Q_{эж}$  (тем самым достигалось желаемое значение коэффициента эжекции), а также давление смеси на выходе  $p_{см}$ . Давления рабочего  $p_p$  и эжектируемого  $p_{эж}$  потоков определяли по результатам расчета. Моделирование проводили в автомодельной области по числу Рейнольдса.

В предварительной серии численных экспериментов ставились задачи:

- 1) сопоставить результаты моделирования с литературными данными с целью убедиться в адекватности используемой модели;
- 2) исследовать кинематическую структуру потока в КС;

3) оценить степень влияния выявленных критериев подобия на изучаемый процесс.

Рассчитывали коэффициенты:

- эжекции

$$q = \frac{Q_{\text{эж}}}{Q_p};$$

- напора

$$h = \frac{p_{\text{см}} - p_{\text{эж}}}{p_p - p_{\text{эж}}};$$

- полезного действия

$$\eta = \frac{qh}{1-h}.$$

Сопоставление полученных графиков  $h = f(q)$  и  $\eta = f(q)$  с экспериментальными [6, 7] показало их хорошее соответствие. Тем самым подтверждена правомерность решения поставленной задачи используемым прикладным программным пакетом. Кроме того, выявлено, что при некотором сочетании режимных и геометрических параметров у стенок КС образуется зона обратного течения (ЗОТ, или зона отрыва потока), характеризующаяся высоким уровнем диссипативных процессов (рис. 1). Очевидно, что устранение отрыва потока позволит повысить КПД струйного аппарата. Таким образом был определен путь решения поставленной задачи исследования – повышение эффективности работы центрального эжектора за счет устранения ЗОТ в его КС. Также установлено, что на конфигурацию ЗОТ критерии  $\pi_2$  и  $\pi_3$  заметного влияния не оказывают. Поэтому из дальнейшего рассмотрения они исключены.

Вторую серию численных экспериментов проводили для центрального эжектора, у которого варьировали только коэффициент эжекции в пределах от 0,1 до 1,5 и модуль, задаваемый равным 5; 7; 9 и 11. Обработка результатов показала, что ЗОТ в КС образуются в области значений  $q-m$ , ограниченных неравенством  $q/m < 0,11$ . Причем чем меньше  $q/m$ , тем большими относительными размерами обладает ЗОТ. Данные второй серии математического моделирования позволили определить размеры ЗОТ, контуры которых совпадают с изолинией осевой проекции скорости потока в КС  $u_x = 0$  на рис. 1. Наиболее простым способом устранения отрывных зон является замена области их существования твердой поверхностью – телом замещения (ТЗ). Такой способ успешно использован для решения схожих гидродинамических задач [8, 9].

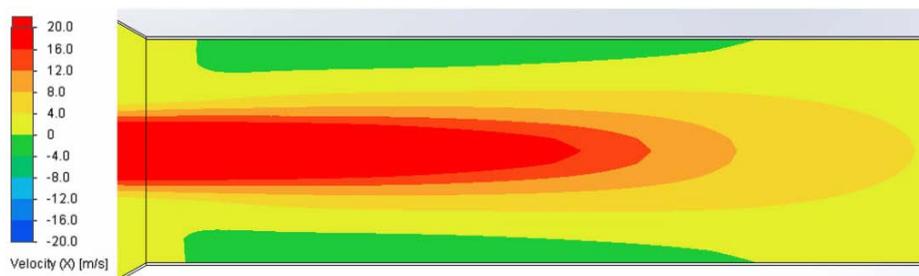


Рис. 1. Изолинии продольной проекции скорости жидкости в камере смешения центрального эжектора ( $m = 11$ ;  $q = 0,5$ )

Третью серию численных экспериментов проводили для центральных эжекторов, у которых ЗОТ была заменена ТЗ. Моделирование показало, что, во-первых, ожидаемое возрастание коэффициента напора и КПД аппарата с ТЗ действительно происходит, во-вторых, непосредственно у поверхности ТЗ возникают небольшие остаточные отрывные зоны. Поэтому размеры ТЗ уточняли и расчеты повторяли необходимое количество раз для полного исключения отрыва. В каждом последующем расчете размеры области остаточного отрыва уменьшались, а  $h$  и  $\eta$  эжектора возрастали. Оказывалось достаточно не более трех итераций.

По результатам третьего этапа численного моделирования были получены геометрические параметры ТЗ. В качестве примера в безразмерном виде ТЗ для эжектора с  $m = 5$  показаны на рис. 2. Геометрические параметры ТЗ и их расположения в КС представляли в виде зависимостей:

$$\frac{L_0}{R} = f(q); \quad \frac{L_{\max}}{R} = f(q); \quad \frac{L}{R} = f(q); \quad \frac{r_{\max}}{R} = f(q),$$

где  $L_0$  – расстояние от начала КС до ТЗ;  $L_{\max}$  – расстояние от начала ТЗ до точки с максимальным поперечным размером ТЗ;  $r_{\max}$  – максимальный поперечный размер ТЗ;  $L$  – длина ТЗ.

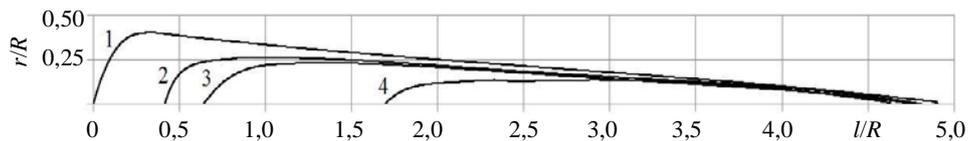


Рис. 2. Геометрические параметры тел замещения для центрального эжектора с  $m = 5$  и коэффициентом эжекции  $q$ : 1 – 0,10; 2 – 0,25; 3 – 0,35; 4 – 0,50

Кривые, соответствующие профилю ТЗ, описаны с помощью полинома

$$\frac{r_i}{R} = \sum_{j=1}^n a_j \left( \frac{l_i}{L} \right)^j,$$

где  $r_i$  – значение поперечной координаты точки профиля, соответствующей продольной координате  $l_i$ , отсчитываемой от начала ТЗ.

Для проверки результатов численного моделирования в лаборатории кафедры прикладной экологии и гидрогазодинамики Одесского национального политехнического университета был построен экспериментальный стенд (рис. 3). В ходе экспериментов измеряли перепады напора в расходомерном коллекторе рабочего потока и давления в расходомерном коллекторе эжектируемого потока. Профили коллекторов рассчитывали по формуле Витошинского [10]. По этим величинам определяли расходы рабочего и эжектируемого воздуха. Давления рабочего потока и потока смеси измеряли с помощью жидкостных U-образных дифманометров, а давление эжектируемого потока – дифманометром Testo 506. Режим работы эжектора задавали с помощью поворотных заслонок на всасывающем трубопроводе и на выходе из напорного трубопровода (на рис. 3 не показаны). Как и в случае математического моделирования, рассчитывали коэффициенты: эжекции, напора и полезного действия. Среднеквадратическая погрешность для коэффициента напора составляла 6,02 %, для КПД – 6,28 %.

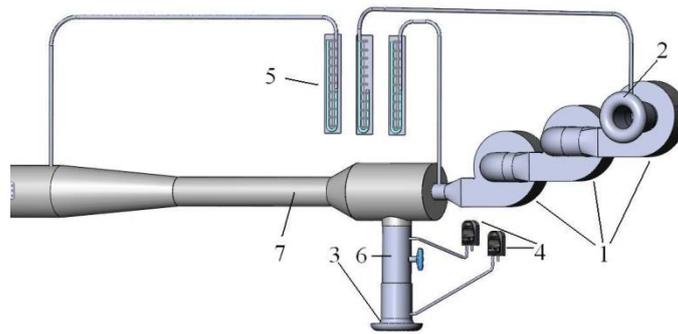


Рис. 3. Принципиальная схема экспериментального стенда:

- 1 – центробежные кузнечные вентиляторы ОКС-3361;
- 2 – коллектор рабочего потока;
- 3 – коллектор эжектируемого потока;
- 4 – дифференциальные манометры Testo 506;
- 5 – жидкостные U-образные дифференциальные манометры;
- 6 – поворотная заслонка;
- 7 – центральный эжектор

Сопоставление результатов математического и физического моделирования позволяет сделать вывод об их удовлетворительном совпадении. В качестве примера графики  $h = f(q)$  и  $\eta = f(q)$  для эжектора с  $m = 9$  и ТЗ, изготовленным в соответствии с размерами ЗОТ, возникающей при работе СН с расчетным коэффициентом эжекции  $q_p = 1$ , приведены на рис. 4.

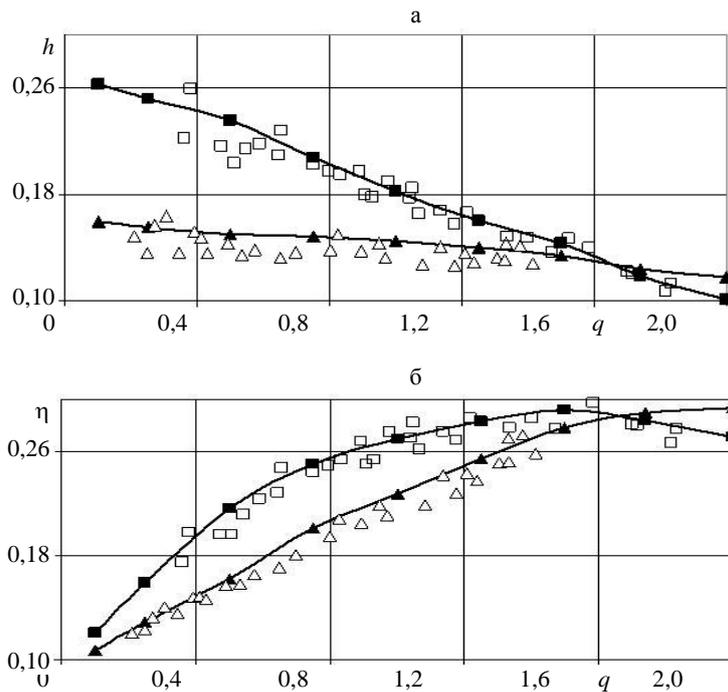


Рис. 4. Зависимость коэффициента напора (а) и КПД (б) от коэффициента эжекции для аппарата с  $m = 11$  и  $q_p = 1$ :  $\blacktriangle$  и  $\blacksquare$  – результаты математического моделирования эжектора без и с ТЗ соответственно;  $\triangle$  и  $\square$  – результаты физического моделирования эжектора без и с ТЗ соответственно

Графики показывают, что повышение эффективности происходит не только при расчетном значении коэффициента эжекции  $q_p$ , но и в достаточно широком интервале режимов работы. Однако при достижении неко-

торого предельного коэффициента эжекции эффект от введения ТЗ становится отрицательным. Связано это с тем, что замена ЗОТ телом замещения, с одной стороны, исключает потери энергии, зависящие от обратных токов, а с другой – увеличивает потери на трение. Чем меньше коэффициент эжекции, тем больше эффект от замещения ЗОТ. В этом случае снижение гидравлического сопротивления из-за устранения ЗОТ значительно превышает дополнительное сопротивление трения, вызванное присутствием ТЗ. С увеличением  $q$  по сравнению с  $q_p$  величина ЗОТ уменьшается, а следовательно, размеры ТЗ становятся лишней характеристикой – положительный эффект от ТЗ снижается, а доля потерь энергии на гидравлическое трение возрастает.

Исследования также показали, что максимальное возрастание КПД происходит с ТЗ для малых  $q_p$  до 11 %, а наиболее широкая область режимов, на которой случается повышение КПД, с ТЗ для больших  $q_p$ .

## ВЫВОД

Путем математического моделирования с помощью прикладного пакета Solid Works Cosmos Flo выявлена одна из основных причин высоких гидравлических потерь в камере смешения центральных эжекторов, работающих при малых коэффициентах эжекции, – зоны обратных течений. Для их устранения предложено изменять форму проточной части камеры смешения таким образом, чтобы области ожидаемых обратных токов замещались твердой поверхностью – телом замещения. Определены относительные геометрические параметры тела замещения, что дает возможность простым пересчетом определять размеры тел для эжекторов любых размеров. Экспериментальная проверка подтвердила результаты математического моделирования.

Принятые обозначения:  $d_c$ ,  $A_c$  – диаметр и площадь сечения сопла;  $d_{kc}$ ,  $A_{kc}$  – диаметр и площадь сечения камеры смешения;  $R$  – радиус камеры смешения;  $l_{kc}$  – длина камеры смешения;  $Q_p$  – расход рабочей жидкости;  $Q_{эж}$  – расход эжектируемой жидкости;  $p_p$  – давление рабочего потока;  $p_{см}$  – давление смеси;  $p_{эж}$  – давление эжектируемого потока;  $\rho$  – плотность жидкости;  $\mu$  – динамический коэффициент вязкости жидкости;  $v_c$  – скорость истечения рабочей жидкости из сопла;  $Re_c$  – число Рейнольдса для выходного сечения сопла;  $m$  – модуль эжектора;  $q$  – коэффициент эжекции;  $q_p$  – расчетный коэффициент эжекции;  $h$  – коэффициент напора;  $\eta$  – коэффициент полезного действия;  $u_x$  – осевая проекция скорости потока в камере смешения;  $L_0$  – расстояние от начала камеры смешения до тела замещения;  $L_{max}$  – расстояние от начала тела замещения до точки с максимальным поперечным размером тела замещения;  $r_{max}$  – максимальный поперечный размер тела замещения;  $L$  – длина тела замещения; СН – струйный насос; КС – камера смешения; ЗОТ – зона обратного течения; КПД – коэффициент полезного действия; ТЗ – тело замещения.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Б у т е н к о, А. Г. Комбинированная система очистки воздуха / А. Г. Бутенко, С. Ю. Смык // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2010. – № 6. – С. 66–69.

2. Б у т е н к о, А. Г. Разделение твердой фазы полидисперсного потока по фракциям в комбинированной системе очистки / А. Г. Бутенко, С. Ю. Смык, Д. А. Мовила // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2009. – № 4. – С. 68–70.
3. Б у т е н к о, А. Г. Гідралічний розрахунок комбінованої системи очищення повітря / А. Г. Бутенко, С. Ю. Смык // Труды Одесского национального политехнического университета. – 2011. – Вып. 1 (35). – С. 190–194.
4. Б у т е н к о, О. Г. Гідраліка і гідромашини / О. Г. Бутенко, О. М. Цабієв, С. В. Мельник. – Одеса: Наука і техніка, 2004. – 234 с.
5. S o l i d W o r k s. Компьютерное моделирование в инженерной практике / А. А. Алямовский [и др.]. – СПб.: ВХВ – Петербург, 2005. – 800 с.
6. Г и д р а в л и к а, гидравлические машины и гидравлические приводы / Т. М. Башта [и др.]. – М.: Машиностроение, 1970. – 504 с.
7. Д у н ч е в с к и й, Г. М. Гидравлический расчет гидроструйных насосов и систем: Теория, справочный материал, программное обеспечение. Ч. 1 / Г. М. Дунчевский. – Одесса: ОПИ, 1992. – 66 с.
8. И н т е н с и ф и к а ц и я работы газовой турбины за счет совершенствования аэродинамических процессов / А. Мазуренко [и др.] // Forum Energetykow GRE-2012, Szczyrk. – Poland, 2012. – P. 25.
9. A r s i r y, V. Reduction of Noise and Vibration of Turbo Machinery due to Improvement of Flowing Part / V. Arsiry, E. Arsiry // International Symposium on Compressor & Turbine Flow Systems – Theory & Application Areas “SYMKOM’08”. – Lodz: Institute of Turbomachinery Technical University of Lodz, 2008. – P. 15–17.
10. Д е й ч, М. Е. Техническая газодинамика / М. Е. Дейч. – 3-е изд. перераб. – М.: Энергия, 1974. – 592 с.

#### R E F E R E N C E S

1. B u t e n k o, A. G., & Smik, S. Yu. (2010) Combined Air-Cleaning System. *Energotekhnologii i Resursosberezhenie* [Power technologies and Resource Husbandry], 6, 66–69 (in Russian).
2. B u t e n k o, A. G., Smik, S. Yu., & Movila, D. A. (2009) Separation of Solid Phase of Poly-dispersed Flow Into Streams in Combined Air-Cleaning System. *Energotekhnologii i Resursosberezhenie* [Power Technologies and Resource Husbandry], 4, 68–70 (in Russian).
3. B u t e n k o, A. G., & Smik, S. Yu. (2011) Hydraulic Design (Computation) in Combined Air-Cleaning System. *Trudy Odesskogo Politekhniceskogo Universiteta* [Proceedings of Odessa Polytechnical University], 1 (35), 190–194 (in Ukrainian).
4. B u t e n k o, A. G., Tsabiev, O. M., & Melnik, S. V. (2004) *Hydraulics & Hydro-Machines*. Odessa, Science and Engineering. 234 p. (in Ukrainian).
5. A l y a m o v s k i y, A. A., Odintsov, E. V., Ponomarev, N. B., Sobachkin, A. A., & Khari-tonovich, A. I. (2005) *SolidWorks. Computer-Aided Modeling in Engineering Practice*. Saint Petersburg, VHV – Peterburg. 800 p. (in Russian).
6. B a s h t a, T. M., Rudnev, S. S., Nekrasov, B. B., Baibakov, O. V., & Kirillovskii, Iu. L. (1970) *Hydraulics, Hydraulic Machines and Hydraulic Drives*. Moscow, Mashinostroenie. 504 p. (in Russian).
7. D u n c h e v s k i y, G. M. (1992) *Hydraulic Design of Hydro-Jet Pumps and Systems. Theory, Reference Materials, Software. Part I*. Odessa, OPI. 66 p. (in Russian).
8. M a z u r e n k o, A., Arsiry, V., Kravchenko, V., & Arsiry, E. (2012) Intensification of Gas Turbine Operation Due to Advancement of Aerodynamic Processes. *Forum Energetykow GRE-2012*. Poland, Szczyrk. 25 (in Russian).
9. A r s i r y, V., & A r s i r y, E. (2008) Reduction of Noise and Vibration of Turbo Machinery due to Improvement of Flowing Part. *International Symposium on Compressor & Turbine Flow Systems. Theory & Application Areas “SYMKOM’08”*. Lodz, Institute of Turbomachinery Technical University of Lodz, 15–17.
10. D e i c h, M. E. (1974) *Engineering Gas Dynamics*. 3<sup>rd</sup> Edition. Moscow, Energia. 592 p. (in Russian).

Представлена кафедрой  
прикладной экологии и гидрогазодинамики

Поступила 04.02.2014

УДК 620.921 (261.24) (08)

## АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ВЕТРОУСТАНОВОК ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОПЫТА КОММЕРЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЕТРОПАРКОВ ЛАТВИИ

Докт. инж. наук, доц. РОЛИК Ю. А.<sup>1)</sup>,  
канд. техн. наук ГОРНОСТАЙ А. В.<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup>*Институт транспорта и связи (Латвия),*

<sup>2)</sup>*Белорусский национальный технический университет*

E-mail: alekssvu@mail.ru

Рассмотрены основные аспекты коммерческой реализации ветроэнергетических проектов как прикладной части ветроэнергетики с целью оценки жизнеспособности и финансовой реализуемости указанных проектов. Представлены результаты опыта коммерческой эксплуатации за 10-летний период двух ветропарков, выполненных на базе трех ветроустановок (ВЭУ) типа NORDEX N54 мощностью 1,0 МВт каждая с высотой башни 60 м, расположенных в пунктах Ужава и Алсунга на побережье Балтийского моря Республики Латвия. Результаты получены путем сравнения ветровых условий мест расположения и основных экономических показателей работы ВЭУ рассматриваемых ветропарков. Сравнение производили по следующим оценочным показателям: годовая выработка электроэнергии, средние годовые доходы, полученные за рассматриваемый период, себестоимость электроэнергии. Ветровые условия мест расположения ВЭУ и удаление этих мест от береговой линии влияют на экономические показатели работы ВЭУ, которые дают цельное представление о жизнеспособности и финансовой реализуемости ветроэнергетических проектов.

На основе анализа полученных данных показано, что величина относительной произведенной электроэнергии понижается на 10 % с каждым километром удаления местоположения ветропарка от береговой линии Балтийского моря. Также отмечено, какое влияние оказывают ветровые условия окрестной местности и удаленность мест расположения ВЭУ от береговой линии на себестоимость электроэнергии, вырабатываемой ветропарками. Представленные результаты целесообразно в последующем использовать для оценки ветроэнергетического потенциала конкретного района и выбора места расположения ветропарка, а также при принятии конкретных управленческих решений в ходе реализации коммерческих ветроэнергетических проектов.

**Ключевые слова:** ветроустановка, ветровые условия, скорость ветра, годовая выработка электроэнергии, себестоимость 1 кВт·ч электрической энергии.

Ил. 4. Табл. 3. Библиогр.: 10 назв.

# ANALYSIS OF THE MAJOR ECONOMIC FACTORS OF THE WIND TURBINES PERFORMANCE BASED ON THE RESULTS OF COMMERCIAL SERVICE EXPERIENCE OF THE WIND-FARMS IN LATVIA

ROLIK Y. A.<sup>1)</sup>, GORNOSTAY A. V.<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup>*Transport and Communication Institute (Latvia),*

<sup>2)</sup>*Belarusian National Technical University*

The article examines the main aspects of commercial realization of wind-power projects as application part of wind-power industry with the view of evaluating viability and financial feasibility of the specified projects. The paper presents the results of 10 years' commercial service experience of two wind-farms accomplished on the basis of three wind turbines (WT) – NORDEX N54, 1.0 MW capacity each, 60 m tower height, located in settlements Uzava and Alsunga on the coast of the Baltic Sea in the Republic of Latvia. The results were obtained by the way of collation of the site-location wind conditions and the major economic factors of the WT operation in the considered wind farms. The collation included the following estimated figures: annual electricity production, average annual income received during the period under review, electricity prime cost. The WT-site location wind conditions and the site-distance from the coastal line have an effect on the WT-performance economic factors that provide an integral insight into the viability and financial feasibility of the wind energy projects.

Based on the analysis of the obtained data, the authors show that the relative produced energy value decreases 10 % with each kilometer wind-farm site distance from the coastal line of the Baltic Sea. They also indicate the effect the surrounding-area wind conditions and the TW-location site remoteness from the costal line have on the prime cost of the electricity generated by the wind farms. There is a good reason to utilize the presented results in the future for the wind-energy potential valuation of a particular region and a wind-farm location choice as well as for making particular managerial decisions in the way of realizing commercial wind-energy projects.

**Keywords:** wind turbine, wind conditions, wind speed, annual electricity production, 1 kW·h electricity prime cost.

Fig. 4. Tab. 3. Ref.: 10 titles.

**Введение.** Экономические показатели работы ветроустановок (ВЭУ) [1, 2] дают цельное представление о жизнеспособности и финансовой реализуемости ветроэнергетических проектов. Такие показатели рассчитываются по данным коммерческой эксплуатации ВЭУ [3, 4]. В статье представлено сравнение результатов работы двух ветропарков за 10-летний период коммерческой эксплуатации, реализованных на базе трех ВЭУ типа NORDEX N54 мощностью 1,0 МВт каждая с высотой башни 60 м [5] в пунктах Ужава (одна ВЭУ) и Алсунга (две ВЭУ), расположенных на побережье Балтийского моря республики Латвия. Положение (удаление от береговой линии Балтийского моря) мест расположения ВЭУ составляет: в ветропарке Ужава – 0,5 км, в ветропарке Алсунга – 13,5 км. Сравнение производили по следующим оценочным показателям [6, 7]:

- ветровые условия мест расположения;
- удаление мест расположения от береговой линии;
- годовая выработка электроэнергии;
- средние годовые доходы, полученные за рассматриваемый период;
- себестоимость электроэнергии.

Приведенные в статье результаты исследований представляют практический интерес и их можно объединить в две различные группы: характе-

ристики ветровых условий мест расположения ВЭУ и основные экономические показатели работы ВЭУ. Эти данные в последующем можно использовать для оценки ветроэнергетических ресурсов рассматриваемого района, а также при принятии конкретных управленческих решений в ходе коммерческой реализации ветроэнергетических проектов.

**Ветровые условия мест расположения.** Представленные характеристики ветровых условий были получены на основании стандартных метеорологических измерений, произведенных с помощью специальных метеорологических станций [5], расположенных в верхней части гондолы ВЭУ. Обработку данных, зафиксированных в системе метеорологических измерений, проводили по специальной методике [7]. Это позволило получить такие основные характеристики ветровых условий [1–3] мест расположения ВЭУ, как:

- процентное распределение скоростей ветра и безветрия по месяцам и за год по различным направлениям;
- повторяемость скоростей ветра по различным направлениям;
- среднегодовая скорость ветра.

Розы ветров [8] рассматриваемых пунктов наблюдения, составленные для высот осей роторов ВЭУ (60 м) [9], представлены на рис. 1, 2. Здесь радиальные линии указывают часть времени от всего года (в процентах), в течение которого ветер дует с данного направления. Анализ рис. 1, 2 показывает, что господствующим направлением ветра в пункте Ужава является юго-западное. При этом также хорошо видно, что повторяемость западного, южного и юго-восточного направлений ветра по своей частоте близка к главному направлению. Высокие процентные значения (3/4 от главного) этих направлений делают розу ветров данного пункта широко направленной. Преобладающее направление ветра в пункте Алсунга юго-восточное, оно имеет узконаправленную розу.

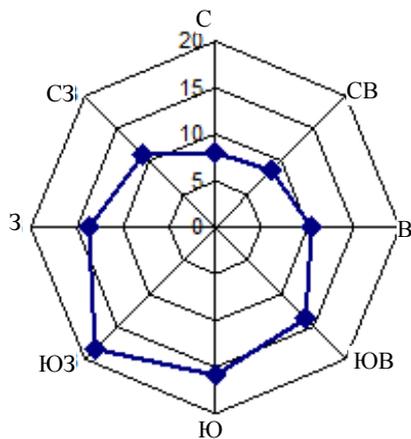


Рис. 1. Роза ветров пункта наблюдения Ужава

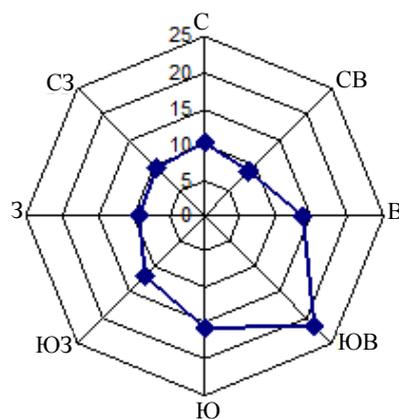


Рис. 2. Роза ветров пункта наблюдения Алсунга

Другой важнейшей характеристикой ветровых условий сравниваемых пунктов наблюдения является среднегодовая скорость ветра [8]. Данные по среднегодовой скорости ветра (по месяцам и за год) для высоты 60 м,

которые были получены в соответствии с методикой, описанной в [7], представлены в табл. 1. Сравнение ветровых данных показывает, что среднегодовая скорость ветра в пункте наблюдения Ужава на 25 % больше значения среднегодовой скорости ветра в Алсунге (7,0 и 5,6 м/с соответственно). Это обусловлено близостью расположения ветропарка Ужава к береговой линии моря.

Таблица 1

Среднегодовая скорость ветра в пунктах наблюдения

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год	Место
Скорость v, м/с	7,7	8,0	7,6	6,3	6,4	6,6	6,1	6,4	6,4	7,6	7,3	7,4	7,0	Ужава
	6,0	5,4	5,8	5,7	5,4	5,2	4,8	5,5	5,8	5,7	5,3	6,3	5,6	Алсунга

**Экономические показатели проектов.** В качестве основных экономических показателей, отражающих эффективность коммерческих ветроэнергетических проектов, были определены [3]:

- годовая выработка электроэнергии;
- средние годовые доходы, полученные за эксплуатационный период;
- себестоимость электрической энергии.

**Годовая выработка электроэнергии.** Данные по годовой выработке электроэнергии (по месяцам, за год и среднее значение) для проекта Ужава представлены в табл. 2, а суммарные данные по годовой выработке электроэнергии по тем же показателям для ветропарка Алсунга – в табл. 3.

Таблица 2

Годовая выработка электроэнергии ветропарка Ужава, МВт·ч

Месяц	Год										Среднее
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
I	257	122	285	183	312	260	210	104	218	195	215
II	92	178	135	86	189	319	96	79	192	168	174
III	176	195	138	136	189	190	122	239	278	218	195
IV	153	99	145	143	192	103	95	126	95	181	127
V	105	137	93	161	109	92	149	117	174	139	127
VI	128	116	115	94	146	160	161	116	110	123	130
VII	69	129	103	77	195	102	135	76	50	156	112
VIII	156	117	158	90	154	219	150	141	154	135	140
IX	149	307	161	166	212	107	254	189	179	270	178
X	163	210	154	222	137	359	178	184	297	188	209
XI	107	217	171	223	185	254	213	178	210	196	194
XII	296	312	183	413	238	132	147	177	338	183	217
Год	1854	2142	1843	1995	2196	2297	1912	1726	2294	2152	2020

Сравнение данных по годовой выработке электроэнергии показывает, что оба ветропарка имеют почти одинаковую годовую производительность. Следовательно, по данному показателю эффективность ветропарка Ужава в два раза больше, чем ветропарка Алсунга.

Изменение годовой выработки электроэнергии лучше оценивать в относительных единицах, т. е. необходимо показать, каким образом происходит процентное уменьшение относительной производительности ветропарка с увеличением расстояния его местоположения от береговой линии.

Расчеты показывают [9, 10], что значение относительной произведенной электроэнергии понижается на 10 % с каждым километром удаления местоположения ветропарка от береговой линии. В проекте Алсунга оно составляет только 60 % от производительности проекта Ужава.

Таблица 3

Годовая выработка электроэнергии ветропарка Алсунга, МВт·ч

Месяц	Год										Среднее
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
I	218	156	196	143	387	372	180	144	207	218	222
II	101	172	178	102	151	350	98	95	209	192	165
III	184	189	135	132	178	188	111	184	299	220	182
IV	209	108	136	139	231	114	120	99	158	202	152
V	91	169	106	179	100	100	164	120	163	129	132
VI	136	112	119	94	74	169	175	123	122	139	127
VII	81	119	85	72	158	92	120	80	87	138	102
VIII	180	112	121	112	120	165	130	101	123	81	124
IX	129	212	132	149	164	96	197	187	189	193	165
X	155	179	166	188	123	269	185	187	212	140	180
XI	105	156	195	180	175	252	216	173	208	182	175
XII	309	269	201	321	226	168	171	174	359	233	232
Год	1898	1945	1772	1810	2087	2335	1868	1667	2334	2068	1958

**Средние годовые доходы, полученные за эксплуатационный период.**

Доходность от работы ветропарков наиболее точно характеризуется денежными поступлениями от продажи электрической энергии в сеть. Средние значения выручки, в дол. США, по месяцам от реализации произведенной продукции для двух ветропарков показаны на диаграмме рис. 3.

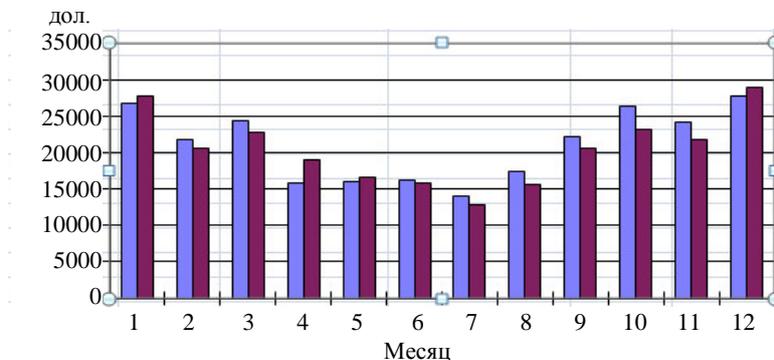


Рис. 3. Сравнение данных по доходности ветропарков:

■ – Ужава; ■ – Алсунга

Сравнение данных показывает, что доходы, получаемые от продажи электроэнергии ветропарка Ужава, приблизительно такие же, как от продажи электроэнергии ветропарка Алсунга. Это означает, что экономическая эффективность ветропарка Ужава в два раза больше, чем ветропарка Алсунга.

**Себестоимость электрической энергии.** Важнейшим показателем эффективности работы ветропарка является себестоимость 1 кВт·ч электро-

энергии, произведенной ВЭУ. Расчет себестоимости электроэнергии, выработанной ВЭУ, производили по методике, приведенной в [10]. При этом учитывали основные эксплуатационные расходы ВЭУ (зарплата обслуживающего персонала, отчисления на социальные нужды, страхование, техническое обслуживание и запасные части, административно-управленческие расходы, арендная плата), амортизационные отчисления и проценты по кредиту.

Результаты расчетов себестоимости электроэнергии рассматриваемых ветропарков по годам эксплуатации, в дол. США, представлены на диаграмме рис. 4. Анализ данных показывает, что себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии ветропарка Ужава почти в два раза меньше, чем ветропарка Алсунга. Это полностью соотносится с данными по доходности двух проектов (рис. 3).

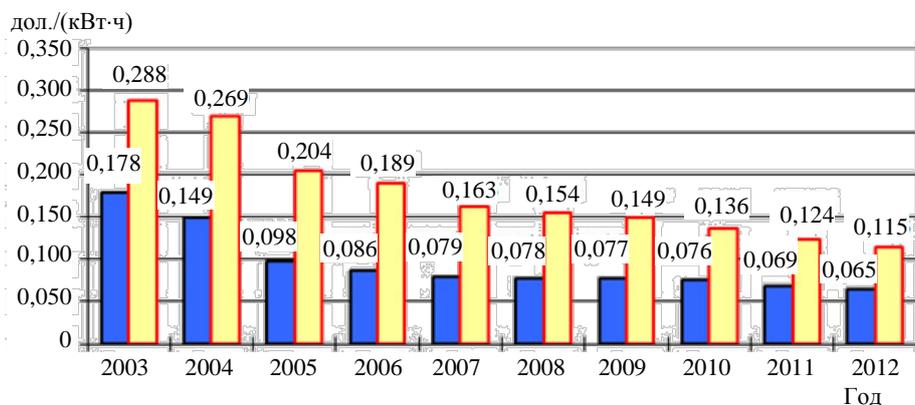


Рис. 4. Сравнение себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии, произведенной ВЭУ:  
■ – Ужава; ■ – Алсунга

## ВЫВОДЫ

1. Преобладающим направлением ветра в пункте Ужава является юго-западное, а в Алсунге – юго-восточное. При этом среднегодовая скорость ветра в пункте Ужава на 25 % больше, чем в Алсунге.

2. Годовая выработка электроэнергии ветроэнергетического проекта Ужава в два раза больше, чем проекта Алсунга. При этом величина относительной произведенной электроэнергии понижается на 10 % с каждым километром удаления от береговой линии.

3. Доходность ветропарка Ужава в два раза больше, а себестоимость вырабатываемой электрической энергии в два раза меньше, чем ветропарка Алсунга. Это обусловлено удачным выбором места расположения ветропарка Ужава по ветровым условиям.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Twidell, John W. Renewable Energy Resources / W. John Twidell, D. Weir Anthony. – London: Taylor & Francis, 2006. – 601 p.
2. Удалов, С. Н. Возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / С. Н. Удалов. – 3 изд., перераб. и доп. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – 459 с.
3. Шейфер, Я. И. Использование энергии ветра / Я. И. Шейфер. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 200 с.

4 O f t h e P r o m o t i o n of the Use of Energy from Renewable Sources: Directive 2009/28/EC of the European Parliament and the Council of 23 April 2009 // Official Journal of the European Union. – 2009. – No 5, 6. – P. 16–61.

5. Э н е р г е т и ч е с к о е оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии: справочник-каталог / В. И. Виссарионов [и др.]. – М.: АО «Новые и возобновляемые источники энергии», 2004. – 448 с.

6. R o l i k, Yu. Some Result of Operating Experience of Wind Turbines in Latvia / Yu. Rolik // “Wind Energy in the Baltic”, Proceeding of International Conference, 11 June 2004, Riga. – Riga: RMS Forum, 2004. – P. 91–100.

7. R o l i k s, J. Performance of the Sarnāte Wind Turbine Generator / J. Roliks // Latvian Journal of Physics and Technical Sciences. – 2005. – No 3. – P. 29–37.

8. Л у к у т и н, Б. В. Возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / Б. В. Лукутин. – Томск: Изд-во Томского политех. ун-та, 2008. – 187 с.

9. R o l i k s, J. Effect of Wind Conditions of Site Locations of Wind Turbine Generators Caused on Profitability of the Commercial Wind Energy Projects / J. Roliks // Reliability and Statistics in Transportation and Communication (RelStat'08). Proceedings of the 8<sup>th</sup> International Conference, Riga, 15–18 October 2008. – Riga: Transport and Telecommunication Institute, 2008. – P. 265–272.

10. Р о л и к, Ю. Ветровые условия мест расположения и их влияние на себестоимость электроэнергии ветроэнергетических проектов / Ю. Ролик // Энергия ветра для устойчивого развития сообщества: материалы Междунар. конф., Калининград, 27–30 апреля 2009 г., РГУ имени И. Канта. – Калининград: РГУ, 2009. – С. 101–114.

#### REFERENCES

1. T w i d e l l, John W., & Anthony, Weir D. (2006) *Renewable Energy Resources*. London: Taylor & Francis. 601 p.

2. U d a l o v, S. N. (2014) *Renewable Energy Sources*. 3<sup>rd</sup> ed. Novosibirsk: Publishing House of Novosibirsk State Technical University. 459 p. (in Russian).

3. S h e f t e r, Ya. I. (1983) *Utilization of Wind Energy*. 2<sup>nd</sup> ed. Moscow, Energoatomizdat. 200 p. (in Russian).

4. O f t h e P r o m o t i o n of the Use of Energy from Renewable Sources: Directive 2009/28/EC of the European Parliament and the Council of 23 April 2009. *Official Journal of the European Union*, 2009, 5–6, 16–61.

5. V i s s a r i o n o v, V. I., Belkinaiu S. V., Deriugina, G. V., Kuznetsova, V. A., & Malinin, N. K. (2004) *Power Equipment for Nontraditional and Renewable Power Sources. Reference-book*. Moscow, “New and Renewable Power Sources”. 448 p. (in Russian).

6. R o l i k, Yu. (2004) Some Result of Operating Experience of Wind Turbines in Latvia. *Wind Energy in the Baltic. Proceeding of International Conference, 11 June 2004, Riga*. Riga: RMS Forum, 91–100.

7. R o l i k s, J. (2005) Performance of the Sarnāte Wind Turbine Generator. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, 3, 29–37.

8. L u k u t i n, B. V. (2008) *Renewable Power Sources*. Tomsk: Publishing House of Tomsk Polytechnic University. 187 p. (in Russian).

9. R o l i k s, J. (2008) Effect of Wind Conditions of Site Locations of Wind Turbine Generators Caused on Profitability of the Commercial Wind Energy Projects. *Reliability and Statistics in Transportation and Communication (RelStat'08). Proceedings of the 8<sup>th</sup> International Conference, Riga, 15–18 October 2008*. Riga: Transport and Telecommunication Institute, 265–272.

10. R o l i k, Yu. (2009). Wind Conditions of Site Locations and Their Influence on Energy Cost of Wind Energy Projects. *Wind Energy for Sustainable Development of Community: Materials of the International Conference*. Kaliningrad: Riga State University Named After I. Kant, 101–114.

Представлена кафедрой  
электрообеспечения БНТУ

Поступила 06.06.2014