

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ  
**ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ**

**№ 7-8**

**июль-август 2017**

**НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ  
ЖУРНАЛ**

**ИЗДАЕТСЯ С ЯНВАРЯ 1999 ГОДА**

---

---

**СО Д Е Р Ж А Н И Е**

**ЭНЕРГЕТИКА**

ГРИГОРЬЕВА Д.В., КАЛЮТИК А.А. Оценка эффективности методов снижения технологического минимума энергоблока ТЭЦ.....	3
ТИМЕРБАЕВ Н.Ф., САФИНА А.В., ХАБИБУЛЛИНА А.Р., МАЗАРОВ И.Ю. Современное состояние производства древесного угля.....	13
ХАГЛЕЕВ Е.П. Золошлакоотвалы годичного регулирования дифференцированных потоков золы и шлака угольных ТЭС.....	21
ГЕОРГИЕВСКАЯ Е.В. Обеспечение надежности и безопасности эксплуатации гидроагрегатов за пределами проектного срока службы.....	33
ЖУКОВ В.В., ЕВСЮКОВ И.А., АЛЕКСАНДРОВ А.С. Определение условий успешного запуска энергоблока ПГУ от аварийной дизельной электростанции.....	43
ИВАНИЦКИЙ М.С. Моделирование влияния температурного уровня в зоне активного горения на содержание оксидов азота и бенз(а)пирена в продуктах сгорания котельных установок систем теплоснабжения. Часть 1. Сжигание крекинг-мазута в паровом котле БКЗ-420-140 НГМ.....	56
ГАЙНУЛЛИНА Л.Р., ТУТУБАЛИНА В.П. Влияние сераорганических соединений на гигроскопичность трансформаторного масла и его электрические характеристики.....	65
ГРАЧЕВА Е.И., НАУМОВ О.В., ФЕДОТОВ Е.А. Влияние нагрузочной способности силовых трансформаторов на их эксплуатационные характеристики.....	71
САДЫКОВ А.В. К решению уравнения переноса излучения методом дискретных ординат в осесимметричной цилиндрической области.....	78
СУСЛОВ К.В., СОЛОНИНА Н.Н., ГЕРАСИМОВ Д.О. Современные подходы к оценке качества электрической энергии.....	85
ХРУСТАЛЕВ В.А., БАШЛЫКОВ Д.О., ГАРИЕВСКИЙ М.В. Вопросы эффективности высоковольтных частотно-регулируемых приводов ГЦН энергоблока АЭС с ВВЭР.....	94

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ. МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЕ  
И ХИМИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ**

ГАФУРОВ А.М., ОСИПОВ Б.М., ГАТИНА Р.З., ГАФУРОВ Н.М. Повышение энергоэффективности конвертированных авиационных газотурбинных двигателей типа НК-16СТ с использованием обращенного газогенератора.....	105
--	-----

**ПРИБОРОСТРОЕНИЕ, МЕТРОЛОГИЯ И ИНФОРМАЦИОННО-  
ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ**

<b>НОВИКОВ С.И., КУЗЬМИН И.А., ХУЗЯШЕВ Р.Г. Простейшие алгоритмы обнаружения сигналов переходного процесса напряжения в линиях электропередач. ....</b>	<b>114</b>
<b>СИНИЦИН А.М., УЛАНОВ В.А. Автоматизированный прибор контроля основных термоэлектрических характеристик халькогенидов свинца. ....</b>	<b>126</b>
<b>ГИБАДУЛЛИН Р.Р., ЦВЕТКОВ А.Н., ИВШИН И.В., ДОЛОМАНЮК Л.В. Бездатчиковый метод контроля положения подвижного элемента электрической машины возвратно-поступательного действия. ....</b>	<b>133</b>

**К ЗАЩИТЕ ДИССЕРТАЦИЙ**

<b>АЙХАЙТИ ИСЫХАКЭФУ Разработка измерительного комплекса для исследования качества светодиодных осветительных приборов. ....</b>	<b>144</b>
<b>CONTENS .....</b>	<b>149</b>
<b>Правила оформления статей. ....</b>	<b>150</b>

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО МИНИМУМА ЭНЕРГОБЛОКА ТЭЦ**

**Д.В. Григорьева, А.А. Калютик**

**Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,  
г. Санкт-Петербург**

***Резюме:** В статье рассмотрены существующие методы снижения технологического минимума для работы ТЭЦ в условиях энергосистемы, проведена оценка их эффективности на примере энергоблока Южной ТЭЦ-22 с турбиной Т-250/300-240 ПАО «ТГК-1», а также даны основные рекомендации по диапазону применения данных методов.*

*С помощью специализированного программного комплекса произведен расчетный анализ основных методов наиболее эффективного прохождения минимумов потребления электроэнергии для ТЭЦ, в частности перевод турбины в режим ротора-проставки.*

***Ключевые слова:** метод, паровая турбина, технологический минимум, обвод подогревателей высокого давления, ротор турбины, программный комплекс.*

**EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF METHODS TO MITIGATE  
TECHNICAL MINIMUM OF THE POWER UNIT OF THERMAL POWER PLANT**

**D.V. Grigorieva., A.A Kalyutik**

**Federal public autonomous educational institution  
the higher education  
"Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University",  
St. Petersburg**

***Abstract:** In article the existing methods of decrease in a technological minimum for work of combined heat and power plant in the conditions of a power supply system are considered, assessment of their efficiency on the example of the power unit of the Yuzhnaya CHP-22 with the turbine T-250/300-240 of PJSC TGC-1 is carried out, and also the main recommendations about the range of application of these methods are made.*

*By means of a specialized program complex the settlement analysis of the main methods of the most effective passing of minima of electricity consumption is made for combined heat and power plant, in particular transfer of the turbine to the rotor pro-rate mode.*

***Keywords:** method, steam turbine, technological minimum, contour of heaters of high pressure, turbine rotor, program complex*

**1. Постановка задачи**

Существующая система реализации тепловой и электрической энергии предполагает функционирование ТЭЦ по суточному графику нагрузок, в котором существуют зоны спада

потребления. Вследствие этого генерирующие компании вынуждены переводить энергоблоки ТЭЦ в режим с пониженной выработкой электроэнергии (технологический минимум), в условиях сохранения выработки тепловой энергии на определенном уровне в соответствии с тепловым графиком.

Оптимизация технологического минимума на ТЭЦ позволяет без существенных капиталовложений уменьшить топливные затраты ТЭЦ [1, 2].

## 2. Описание используемых моделей и методов

Расчетный метод предполагает моделирование схемы энергоблока в программно-вычислительном комплексе «*United Cycle*» (рис.1), внесение номинальных параметров турбины с дальнейшей программной симуляцией режимов работы энергоблока с детальным учетом параметров оборудования [3]. Программный комплекс «*United Cycle*», являющийся разработкой Санкт-Петербургского политехнического университета, основан на математических уравнениях, составленных в результате создания модели энергоблока из отдельных элементов, таких как котел, отсеки расширения, конденсатор, электрогенератор, насосы, подогреватели, деаэраторы и т.д.

Параметры для разработки математической модели на примере энергоблока Т-250/300-240 принимались на основании данных завода-изготовителя. Параметризация отдельных элементов имеет сложную структуру, основанную на тепловых балансах, а также поправочных кривых в соответствии с нормативно техническими данными производителей оборудования. В числе таких элементов можно выделить котел, с поправками на температуры питательной воды и окружающего воздуха и на коэффициент рециркуляции газов. Данные поправки принимались в соответствии с техническими паспортными данными оборудования.

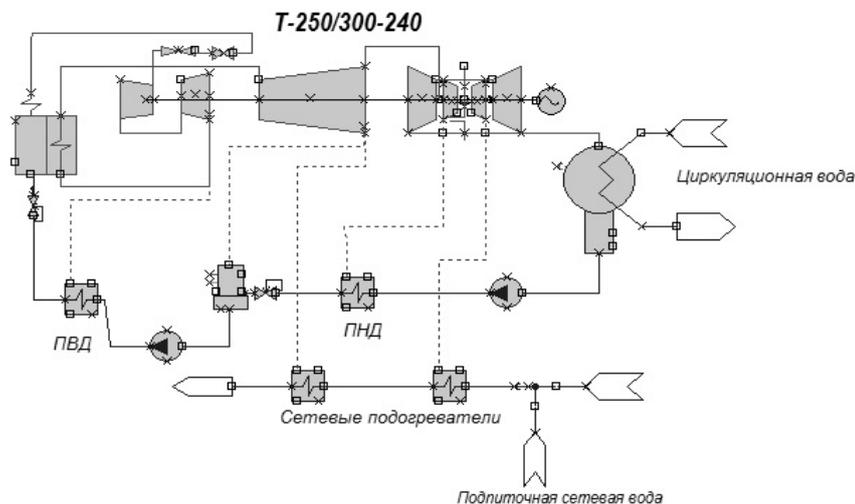


Рис. 1. Упрощенная схема энергоблока Т-250/300-240 в программном комплексе «*United Cycle*»

### Обвод подогревателей высокого давления (ПВД)

Основной концепцией данного метода является то, что снижение электрической мощности происходит за счет уменьшения расхода пара в головную часть турбины на значение вытесненных отборов, при этом нагрузка и параметры теплофикационных отборов остаются неизменными. При полном открытии обводного канала через ПВД расход питательной воды составляет 25÷30% от ее общего расхода. В этом случае подогреватели надежно работают с нормированными параметрами греющего пара и воды [4, 5, 6].

Использование данного метода приводит к уменьшению расхода пара на турбину и снижению электрической мощности до 6%. Отпуск теплоты из отборов турбины остается постоянным.

В табл. 1 представлены основные результаты расчета при обводе ПВД.

Таблица 1

Расчетные результаты при обводе ПВД

Параметры/Доля обвода, %	0	80	0	80	0	80
Расход пара котел, т/ч	535	450	540	472	680	600
Расход сетевой воды, т/ч	4400	4400	4400	4400	5100	5100
Температура прямой сетевой воды, °С	90	90	95	95	100	100
Температура обратной сетевой воды, °С	51	51	51	51	53	53
Температура сетевой воды, °С	90	90,08	95	95	100	100,35
Температура выхлопа, °С	122	122,52	122,01	65,41	122	119,28
Электрическая мощность, МВт	152	137	154	138	178	168
Расход топлива, тыс. м <sup>3</sup> /ч	52,10	47,73	53,64	47,95	60,01	51,97
Тепловая нагрузка сетевых подогревателей, Гкал/ч	171,6	171,6	193,6	193,6	249,9	249,9

В результате гидравлических расчетов было выявлено, что при полном открытии задвижки на обводной линии ПВД доля обвода составляет 65–70% от общего расхода питательной воды. При таком распределении питательной воды сохраняется надежность работы линии ПВД.

Значения снижения электрической мощности и влияния на расходы топлива приведены на диаграмме основных показателей энергоблока (рис. 2).

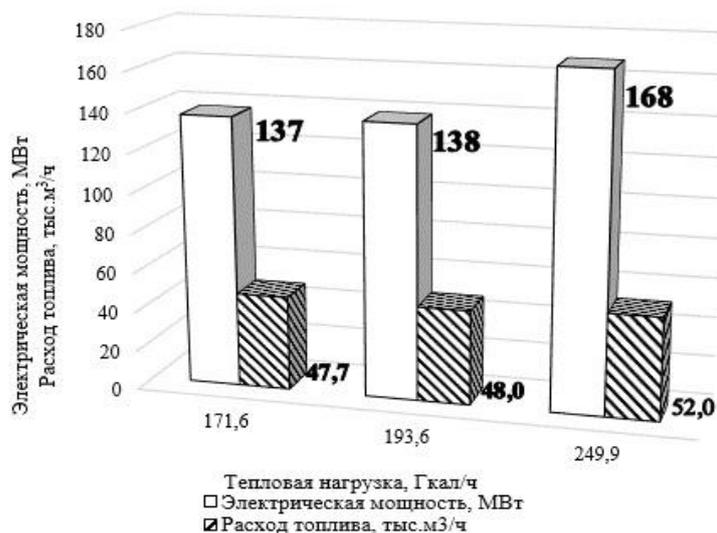


Рис. 2. Изменение электрической мощности и расхода топлива в зависимости от тепловой нагрузки

### Снижение начальных параметров пара

Метод заключается в изменении начальных параметров (в первую очередь температуры), которое влечет заметное снижение энтальпии пара, направляемого в отопительные отборы, поэтому для сохранения отпуска теплоты на заданном уровне расход пара в отопительные отборы должен быть соответственно увеличен. В результате увеличения расхода пара турбиной и уменьшения перепада энтальпий снижается электрическая мощность турбоустановки. Поскольку отпуск теплоты остался постоянным, удельная выработка на тепловом потреблении уменьшается пропорционально мощности, уменьшается и расход топлива котлоагрегатом. В данном методе снижение температуры рассматривается не более чем на 25 °С, так как дальнейшее снижение уменьшает общий КПД турбоустановки. При использовании данного способа при снижении температуры пара в указанных пределах с определенной скоростью эрозия и термическая усталость металла не наблюдаются, поэтому эти факторы не рассматриваются [7, 8, 9].

Ниже представлены результаты расчетов, выполненных в программно-вычислительном комплексе «United Cycle» для возможного снижения электрической мощности на характерных тепловых нагрузках сетевых подогревателей для заданной температуры воды 100°С, 95°С, 90°С (табл. 2).

Таблица 2.

Расчетные результаты при снижении начальных параметров пара

Параметр/метод	Без метода			С применением метода		
	90	95	100	90	95	100
Температура прямой сетевой воды, °С	90	95	100	90	95	100
Температура обратной сетевой воды, °С	51	51	53	51	51	53
Расход свежего пара, т/ч	535	540	680	542	551	685
Расход сетевой воды, т/ч	4400	4400	5100	4400	4400	5100
Температура выхлопа, °С	122	122	122	122	120	111
Электрическая мощность, МВт	152	154	178	132	134	160
Расход топлива, тыс. м <sup>3</sup> /ч	52,11	53,64	60,01	47,28	47,58	52
Изменение температуры, °С	-	-	-	25	25	25
Тепловая нагрузка сетевых подогревателей, Гкал/ч	171,6	193,6	249,9	171,6	193,6	249,9

Полученные данные могут свидетельствовать о том, что данный метод может быть эффективен для разгрузки турбины. Для анализа эффективности приведены графические зависимости расхода топлива и электрической мощности от тепловой нагрузки теплосети (рис. 3, 4).

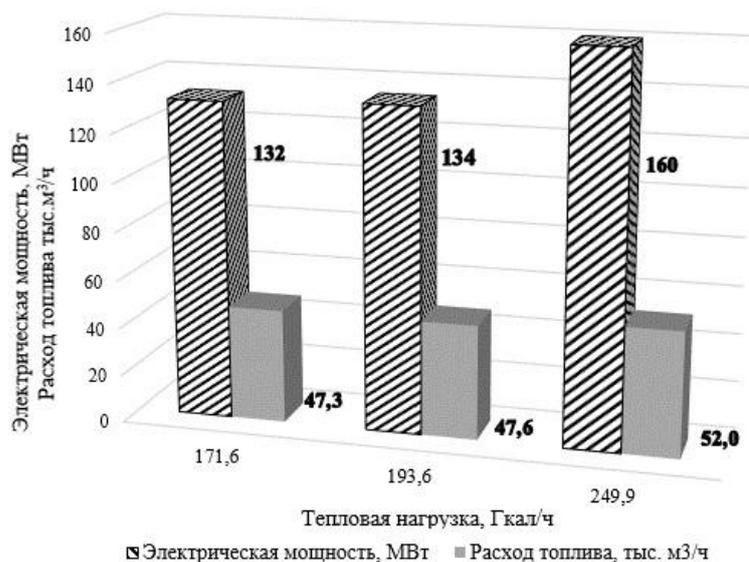


Рис. 3. Зависимость расхода топлива и электрической мощности от тепловой нагрузки

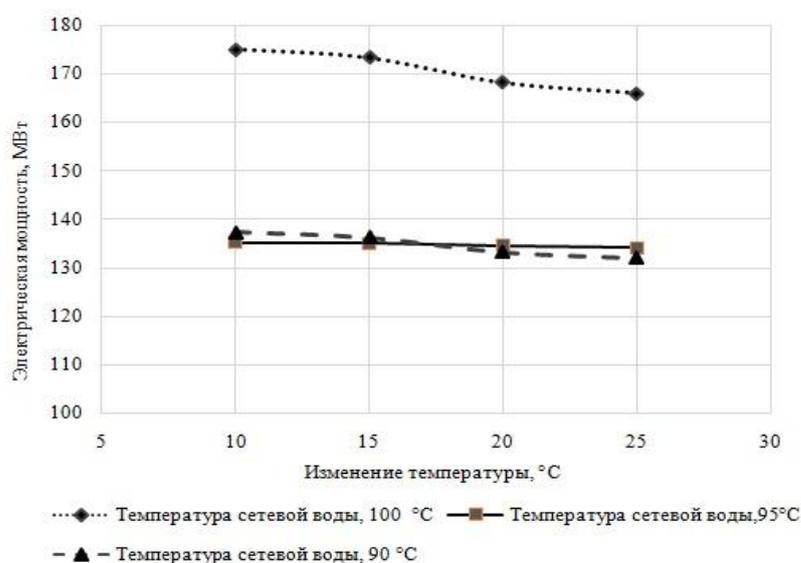


Рис. 4. График изменения электрической мощности при снижении температуры пара

С понижением температуры происходит снижение энтальпии пара всех отборов, в том числе и теплофикационных, и для сохранения заданной тепловой мощности становится необходимым увеличить расход пара. При снижении температуры пара на 25<sup>0</sup>С электрическая мощность снижается на 8–9%.

На основе вышеизложенного следует отметить, что чем выше тепловая нагрузка, тем меньше эффективность применения данного метода.

#### Передача части тепловой нагрузки на ПВК

Один из очевидных путей снижения электрической мощности ТЭЦ, работающих по тепловому графику, связан с уменьшением отпуска теплоты из отборов турбины (т.е. со

снижением давления пара в регулируемых отборах) и возмещением недоотпущенной теплоты за счет ПВК [10, 11, 12]. Передача тепловой нагрузки отборов турбины на ПВК связана с некоторой потерей тепловой экономичности из-за более низкого КПД пикового водогрейного котла. Использование данного метода позволяет разгрузить энергоблок по электрической мощности на 15%, при этом существенно повышается эффективность использования топлива (рис. 5).

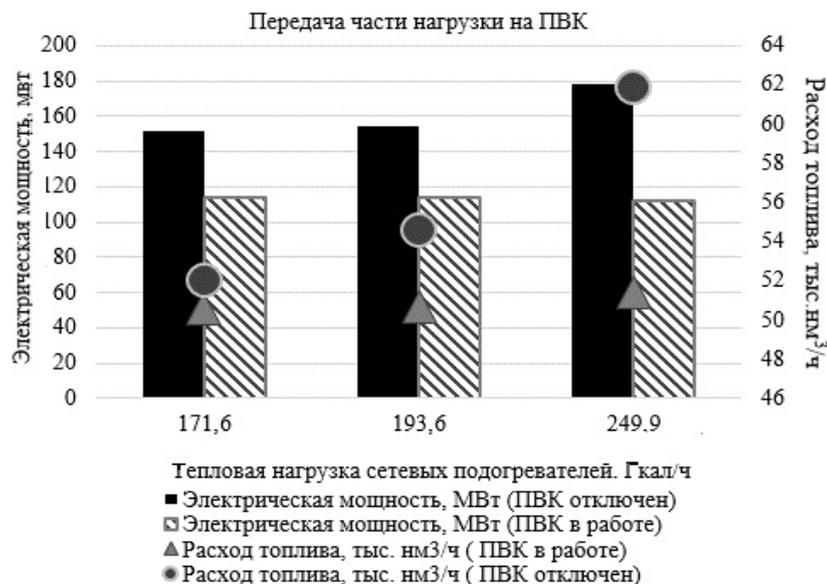


Рис. 5. Зависимость электрической мощности, расхода топлива от тепловой нагрузки

Также в работе дана оценка эффективности применения ротора-проставки (необлопаченного ротора турбины части цилиндра низкого давления) с учетом возможности снижения технологического минимума энергоблока.

На Южной ТЭЦ-22 ПАО «ТГК-1» в конце 2015 г. было принято решение о переводе одного энергоблока в режим необлопаченного ротора, т.к. лопатки турбины к тому времени были значительно изношены и потребовали замены. Режим необлопаченного ротора можно охарактеризовать как работу ротора с отсутствием рабочих лопаток и пазов в дисках для установки, при этом диафрагмы в ЦНД остаются, что упрощает перевод турбины обратно в режим облопаченного ротора. В результате снижается доступ пара в ЦНД, и за счет снижения расхода пара в голову турбины, можно снижать технологический минимум [13, 14,15].

Проведен расчетный анализ эффективности работы с ротором-проставкой при заданных тепловой и электрической нагрузках в течение года, с учетом ночных разгрузок турбины и режимами работы в дневные часы. При этом принимается, что в ночные часы (время снижения нагрузок) выработка электроэнергии является избыточной, то есть в табл. 4 рассчитаны минимальные значения электрической выработки для ночных часов при заданной тепловой нагрузке. В дневные часы (время набора нагрузок) принимается электрическая нагрузка по среднегодовым данным, и как результат для – варианта с ротором-проставкой в результате расчета получается величина вырабатываемой электрической мощности меньше необходимой для блока с облопаченным ЦНД. Тепловая выработка принимается на основании среднегодовых тепловых нагрузок, но без учета гидравлических сопротивлений в сетевом подогревателе ПСГ-2, то есть расход сетевой воды постоянен независимо от требуемой температуры на выходе блока [16, 17].

В табл. 4 приведены 4 режима работы: 1 – летний, 2 – весенний, 3 – осенний, 4 – зимний.

Таблица 4

Среднегодовые сравнительные характеристики работы турбины								
Режим ЦНД	Необлопаченный ротор				Облопаченный ротор			
Время набора нагрузок								
Период	1	2	3	4	1	2	3	4
Расход свежего пара, т/ч	625	633	640	665	680	712	715	740
Расход сетевой воды, т/ч	4200	4400	4400	5100	4200	4400	4400	5100
Расход пара конденсатор, т/ч	12	16	20	22,4	200	230	235	239
Температура выхлопа, °С	112	115	120	120	120	120	120	120
Электрическая мощность, МВт	216	222	230	230	220	230	230	230
Расход топлива, тыс.нм <sup>3</sup> /ч	43	43	44	53	66,04	68	69,8	72
Отпуск тепла от энергоблока, Гкал/ч	105	149,6	162,8	229,5	105	149,6	162,8	229,5
Время снижения нагрузок								
Период	1	2	3	4	1	2	3	4
Расход пара котел, т/ч	420	420	420	560	561	583	650	715
Расход сетевой воды, т/ч	4200	4400	4400	5100	4200	4400	4400	5100
Расход пара конденсатор, т/ч	10	15	15	21	170	172	218	225
Температура выхлопа, °С	118	116	120	120	120	120	120	120
Электрическая мощность, МВт	115	118	120	150	175	180	210	215
Расход топлива, тыс.нм <sup>3</sup> /ч	39	42	42	51,6	55	58	63	68
Отпуск тепла от энергоблока, Гкал/ч	105	149,6	162,8	229,5	105	149,6	162,8	229,5

Анализируя полученные результаты, можно отметить, что при оценке работы в дневные часы, с выработкой электрической мощности на энергоблоке 220-230 МВт, применение ротора-проставки целесообразно в том случае, если поддерживается максимальная тепловая нагрузка сетевых подогревателей. С понижением тепловой нагрузки наблюдается недовыработка электроэнергии на энергоблоке. Как результат, для работы турбины в режиме ротора-проставки характерен пониженный расход топлива и меньшая выработка электроэнергии при сохранении тепловой нагрузки по сравнению с облопаченным ротором. Использование ротора-проставки целесообразно в случае преобладания теплофикационной нагрузки, при этом турбина эффективно разгружена в ночные часы. В дневные часы турбина с необлопаченным ротором при малых тепловых нагрузках имеет существенную недовыработку электроэнергии.

### Выводы

В работе рассмотрены существующие методы снижения технологического минимума для работы ТЭЦ в условиях энергосистемы, проведена оценка их эффективности на примере энергоблока Южной ТЭЦ-22 с турбиной Т-250/300-240 ПАО «ТГК-1», а также даны основные рекомендации по диапазону применения данных методов, в результате чего установлено:

1. Наиболее экономически целесообразен метод обвода ПВД и снижение начальных параметров пара. Экономия топлива при использовании данного метода при разных тепловых нагрузках может составить в течение года до 15%. Экономия топлива при использовании метода снижения начальных параметров пара может составить в течение года до 10–15%.

2. Эффективность метода с включенными пиковыми водогрейными котлами достигается при низких ценах на сбытовом рынке электроэнергии.

3. Наибольшая эффективность применения ротора-проставки может быть достигнута в режиме с максимальными тепловыми нагрузками, тогда как в режиме с низкими тепловыми нагрузками будет иметь место обратный эффект.

### Литература

1. Suter P. Untersuchungen über den Ventilationsverlust von Turbinen // P. Suter, W. Traupel // Mitteilungen aus dem Institut für Thermische Turbomaschinen. Zurich, 2011. № 4. S. 15–28.

2. Koepp M., Wunsch M., Klotz E. Perspektiven der öffentlichen Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung (KWKK) in Österreich // E-Wirtschaft. Berlin, 2014. S. 115.

3. Лоскутников А.А., Горюнов И.М., Бакиров Ф.Г. Математическое моделирование КЭУ на основе ГТУ и ТОТЭ в компьютерной среде // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. 2012. №2(47). С. 127–137.

4. Gwosdz A., Leisse A., Quenders H.-J. Pulverised Coal Firing System for the Operation of Steam Generators with Low Excess Air // VGB Power Tech. Berlin, 2015 №11. S. 25–36.

5. Усов С.В., Казаров С.А. // Режимы тепловых электростанций. Л.: Энергоиздат. 1985. 240 с.

6. Иванов В. А. Режимы мощных паротурбинных установок. Л.: Энергоатомиздат, 1986. 248 с.

7. Безлепкин В.П., Михайлов С.Я. Регулировочный диапазон тепловых электростанций. Л.: Энергоатомиздат. 1990. 168 с.

8. Зайцев М.В., Слабченко О.Н., Алехин А.А., Чупыра А.Г. Выбор варианта модернизации энергоблоков К-300-240 Зуевской и Змиевской ГРЭС // Энергетика и электрификация. 1996. № 6. С. 11–14.

9. Слабченко О.Н., Зайцев М.В., Козлов А.Ю., Золотухин А.Д. Оценка эффективности работы ЦНД турбины Т-250/300-23,5 Харьковской ТЭЦ-5 // Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование. 2009. №3. С.41–48.

10. Симою Л.Л., Гуторов В.Ф., Лагун В.П., Баримберг Г.Д. Повышение эффективности работы турбоустановки Т-250/300-240 путем модернизации ЦНД // Теплоэнергетика. 2005. № 11. С. 68–74.

11. Безлепкин В.П. Регулирование электрической мощности теплофикационных турбин, работающих по тепловому графику // Теплоэнергетика. №12. 1985. С.49–52.

12. Иванов В.А., Боровков В.М., Ванчиков В.В., Кутахов А.Г. К вопросу повышения маневренности ТЭЦ, работающих по тепловому графику // Энергетика. №7. 1982. С. 39–43.

13. Иванов В.А., Кутахов А.Г., Серебряников Н.И., Богомольный Д.С. Использование энергоблоков ТЭЦ для прохождения минимума графика электрических нагрузок // Теплоэнергетика. № 9. 1984. С.10–13.

14. Паровые турбины и турбоустановки Уральского турбинного завода. // Бродов Ю.М., Кортенко В.В. Екатеринбург: Апарино. 2010. 488 с.

15. Мошкарин А.В., Копсов А.Я., Малков Е.С., Доверман Г.И., Захаранков Е.В. Новые технологии в проектировании паротурбинных, парогазовых и испарительных установок ТЭС // Технологии энергосбережения на ТЭС. 2013. №2. С.3–11.

16. Козлоков А.Ю., Голощапов В.Н., Касилов В.И., Касилов О.В., Иванова Л.А. Определение расхода пара через ЦНД турбины Т-250/300-240 при работе на теплофикационном режиме// Восточно-Европейский журнал передовых технологий. 2011. № 6/8(54). С. 31–36.

17. Быстрицкий Л.Н., Голощапов В.Н., Козлоков А.Ю., Касилов В.И., Шубенко А.Л. Потребление энергии турбинной ступенью при малорасходных режимах работы// Вестник национального технологического университета «Харьковский политехнический институт». Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование. 2011. №5. С. 60–63.

#### Авторы публикации

**Григорьева Дарья Вадимовна** – аспирант кафедры «Атомная и тепловая энергетика» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

**Калютик Александр Антонович** – канд. техн. наук, доцент кафедры «Атомная и тепловая энергетика» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

#### References

1. Suter P. Research of ventilating losses in steam turbines// Report of institute of turbomachines. - Zurich, 2011. – № 4. – S. 15-28.

2. Коепп М., Wunsch М., Klotz E.The prospects of application of the thermal and cooling cycles in Austria// E-Wirtschaft. – Berlin, 2014. –S. 115.

3. Loskutnikov A.A., Goryunov I.M., Bakirov F.G. Mathematical modeling of KEU on the basis of GTU and TOTE in the computer environment// Bulletin of the Ufa state aviation technical university. – 2012. - №. 2(47). – S. 127-137.

4. Gwosdz A., Leisse A., Quenders H.-J. Pulverised Coal Firing System for the Operation of Steam Generators with Low Excess Air// VGB Power Tech., - Berlin, 2015 №11. – S. 25-36

5. Usov S.V., Kazarov S.A. //Modes of thermal power plants. L.: Energoizdat. 1985.- 240 s.

6. Ivanov V. A. Modes powerful steam-turbine units. L.: Energoatomizdat. 1986. -248 s.

7. Bezlepkin V.P., Mikhaylov S.Ya. The adjustment range of thermal power plants. L.: Energoatomizdat. 1990. 168s.

8. ZaytsevM.V., SlabchenkoO.N., AlekhinA.A., ChupyraA.G. The choice of the variant of modernization of power units K-300-240 Zmievsкая and Zuevskaya TPP // Energy and electrification. 1996. № 6. S. 11-14.

9. Slabchenko O.N., M.V. Zaytsev, A.Yu. Kozlovkov, A.D. Zolotukhin. Evaluation of the Effectiveness of the LPC of turbine T-250/300-23.5 in Kharkiv CHPP-5 //Energy and thermal engineering processes and equipment. 2009. №3. S.41–48.

10. SimoyuL.L., GutorovV.F., LagunV.P., BarimbergG.D. The efficiency of turbine T-250/300-240 by upgrading LPC // Teploenergetika. 2005. № 11. S. 68–74.

11. BezlepkinV.P. Regulation of the electric power of cogeneration turbines operating on heat schedule // Teploenergetika. 1985. № 12. s. 49–52.

12. IvanovV.A., BorovkovV.M., VanchikovV.V., KutakhovA.G. To the question of improving the maneuverability of power plants for heat schedule // Energy 1982. №7. S.39–43.

13. IvanovV.A., KutakhovA.G., SerebryanikovN.I., BogomolnyyD.S. The use of CHP units for passing low electric load diagram // Teploenergetika. 1984. №9. S.10–13.

14. Brodov Yu.M., Kortenko V.V. Steam turbine and turbine of the Ural turbine plant. Yekaterinburg: Aparino. 2010 – 488s.

15. Moshkarin A.V., Kopsov A.Ya., Malkov E.S., Doverman G.I., Zaharankov E.V. New technologies in design of steam-turbine, steam-gas and vaporizing installations of thermal power plant// Tehnologii energosberejeniya na TES. 2013. №2. S.3–11.

16. Kozlov A.Yu., Goloschapov V.N., Kasilov V.I., Kasilov O.V., Ivanova L.A. Determination of a consumption of steam through TsND of the turbine T-250/300-240 during the work on the heating mode// East European magazine of advanced technologies. 2011. №. 6/8(54). S. 31–36.

17. Bistrickii L.N., Goloschapov V.N., Kozlov A.Yu., Kasilov V.I., Shubenko A.L. Energy consumption by a turbine step at low-account operating modes// Bulletin of national technological university "Kharkiv Polytechnical Institute". Power and heattechnical processes and equipment. 2011. №. 5. S.60–63.

**Authors of the publication**

*Darya V. Grigorieva*– the graduate student of department Nuclear and thermal power, St. Petersburg Polytechnical Peter the Great's university.

*Alexander A. Kalyutik* –cand.tech.sci., the associate professor Nuclear and thermal power, St. Petersburg Polytechnical Peter the Great's university.

*Поступила в редакцию*

*13 февраля 2017 г.*

УДК 662.754

## СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОИЗВОДСТВА ДРЕВЕСНОГО УГЛЯ

Н.Ф. Тимербаев<sup>1</sup>, А.В. Сафина<sup>2</sup>, А.Р. Хабибуллина<sup>2</sup>, И.Ю. Мазаров<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

<sup>2</sup>Казанский национальный исследований технологический университет

**Резюме:** В статье рассмотрены свойства угля и область применения, развитие технологии производства древесного угля, также рассмотрена установка переработки древесных материалов ЛПК. Представлено описание технологии и аппаратное оформление процесса пиролиза древесных отходов в непрерывно-действующей вертикальной реторте.

**Ключевые слова:** пиролиз, древесные отходы, установка, древесный уголь, пиролизный газ, конденсация.

## CONTEMPORARY STATE OF PRODUCTION OF WOOD COAL

N.F. Timerbaev, A.V. Safina, A.R. Khabibullina, I.Yu. Mazarov

"Kazan State Energy University" Kazan, Russia

"Kazan National Research Technological University", Kazan, Russia

**Abstract:** The article deals with the properties of coal and the field of application, the development of technology for the production of charcoal, and also the installation for the processing of timber materials of the timber industry. A description of the technology and instrumentation of the process of wood waste in a continuously operating vertical retort is presented.

**Keywords.** Pyrolysis, wood waste, installation, charcoal, pyrolysis gas, condensation.

На предприятиях лесопромышленного комплекса (ЛПК), даже на современных, образуется огромное количество древесных отходов, оказывающих отрицательное воздействие на окружающую среду. К последнему представителю таких предприятий можно отнести российско-турецкое предприятие «Kastamonu», запущенное на территории ОЭЗ «Алабуга» в 2014. Менее чем за год эксплуатации данного предприятия на его территории скопилось большое количество древесных отходов. Одним из перспективных направлений является пирогенетическая переработка таких отходов в древесный уголь.

Древесный уголь является высокоуглеродистым материалом, имеющих широкое применение во многих отраслях промышленности и в быту [1]. Главные преимущества древесного угля заключаются в следующем:

- готовое топливо высокого качества, экологически чистое и безопасное;
- при горении не образует дыма и пламени, давая при этом требуемую температуру;
- высокая теплопроводная способность – 31000 кДж/кг;
- отсутствие каких-либо вредных веществ;
- неспособность к самовозгоранию;
- возможность использования для гриля, барбекю, каминов и открытых костров;
- изготовление сорбентов, адсорбентов.

В промышленности процессы адсорбции широко применяются при очистке и осушке газов, очистке и осветлении растворов, разделении смесей газов или паров, извлечении (рекуперации) летучих растворителей из их смеси с воздухом или другими газами и т.д. [6]. Основным показателем качества древесного угля является содержание нелетучего углерода.

[2]. При производстве древесного угля используется древесина трех групп:

- лиственные породы деревьев с твердой древесиной (береза, дуб, граб, бук, вяз);
- хвойные породы деревьев (ель, сосна, пихта);
- лиственные породы деревьев с мягкой древесиной (осина, липа, ива, ольха, тополь);

Древесный уголь из пород древесины по ГОСТ 24260-80 подразделяют на три марки в зависимости от сырья, используемого при производстве древесного угля:

- А - уголь, получаемый при пиролизе древесины пород 1 группы;
- Б - уголь, получаемый при пиролизе древесины смеси древесины 1 и 2 группы;
- В - уголь, получаемый посредством углежжения смеси древесины пород 1, 2, 3

группы.

При изготовлении древесного угля предпочтение отдается сырью из твердолиственных пород деревьев. Уголь из них получается плотный и прочный. Однако, в современных условиях уголь также изготавливают из отходов хвойных пород, из кустарниковых и осины. Из них тоже можно сделать хороший качественный уголь, если не отклоняться от отработанной технологии и брикетировать продукцию [2]. Из-за того, что существуют различные сырье и технологии изготовления, в результате обработки получается несколько разновидностей древесного угля. Например, существует сорт топлива для грилей и каминов, называемый «красный уголь». Его производят путем мягкого углежжения при невысокой температуре. В Японии популярен «белый уголь», его выжигают из дальневосточного белого дуба.

Важным условием получения качественного древесного угля является соблюдение тонкостей технологии производства. Она довольно проста, но если пренебречь ее условиями, то уголь получится мелким, трещиноватым, недожженным, на выходе его будет меньше. Массовый выход угля от массы исходной древесины представлен в табл. 1.

Таблица 1

Массовый выход

Наименование образца	$m$ -масса древесины, г	$m_1$ -масса угля, г	Массовый выход угля, %
Береза	31,0486	8,3081	26,76
Липа	33,7938	7,061	20,89
Осина	32,4903	7,5695	23,3

По выходу угля древесина осины и липы незначительно уступают древесине берез.

Для определения степени соответствия угля, полученного из древесины исследуемых пород, показателям стандарта были проведены анализы зольности, массовой доли нелетучего углерода и летучих веществ. Зольность определялась в результате сгорания древесного угля, полученного из различных частей ствола древесины, в муфельных печах при температуре 900<sup>0</sup>С в течение 2,5 часов [3÷5].

Нелетучим углеродом называется твердый углеродный остаток, образующийся в результате прокалывания угля при температуре 850<sup>0</sup>С в течение 7 минут. Метод показывает содержание в угле наиболее ценной углеродной его части, которая в условиях повышенной температуры не улетучивается и почти целиком участвует в реакциях [3÷7].

Зная зольность угля и определив в результате нагревания древесного угля (без доступа воздуха в муфельных печах при температуре 900<sup>0</sup>С в течение 7 минут) массовую

долю летучих веществ, содержание нелетучего углерода  $C_{\text{нел}}$ , % определялось по уравнению

$$C_{\text{нел}} = 100 - (A_1 + A_2),$$

где  $A_1$  – содержание летучих веществ, включая влагу, %;  $A_2$  – зольность угля, % [3÷6].

Результаты химического анализа древесных углей приведены в табл. 2.

Таблица 2

Наименование показателя	Результаты анализа древесных углей				
	Анализ угля				
	Влажность, %	Массовая доля летучих веществ, %	Массовая доля золы, %	Массовая доля нелетучего углерода, %	Сорбционная активность угля, м <sup>2</sup> /г
Береза	4,7	4,11	2,89	88,3	1250
Липа	4,75	8,2	1,55	85,5	1230
Осина	6,01	12,54	1,95	79,5	1210

Основываясь на данных по массовой доле нелетучего углерода и по массовой доле золы, полученных в ходе исследований, можно сделать вывод, что древесный уголь, полученный из древесины липы, по показателям стандарта максимально приближен к показателям угля березы, который был взят как образец стандартного сырья для пиролиза, и может быть использован для выпуска качественных древесно-угольных брикетов.

Для производства древесного угля используются углевыжигательные печи. Существует несколько конструкций печей, применяемых для этой цели. Самые распространенные из них: камерная печь, стационарная вертикальная реторта, выемная вертикальная реторта, шахтная печь системы Ламбиотт, реторта с нагревом теплотой экзотермической реакции [6].

На кафедре переработки древесных материалов (ПДМ) проводятся исследования по пиролизу древесины с начала 2004 г. [6÷14]. Целью исследований была оптимальная переработка отходов деревообработки в древесный уголь. В результате была создана углевыжигательная печь. Исследования показали, что пиролизная переработка позволяет не только получить ценные продукты, но и утилизировать древесные отходы, включающие в себя токсичные вещества [8]. При этом вопрос сепарации жидких продуктов пиролиза занимает особое место, т.к. при прохождении пирогазов они частично могут сконденсироваться с последующей полимеризацией на внутренней поверхности трубопровода. Для предотвращения данных явлений установка пиролиза должна иметь хорошую теплоизоляцию и специальную конструкцию конденсатора.

Пиролиз древесины включает в себя ряд взаимосвязанных процессов нагрева, сушки, термической деструкции высокомолекулярных соединений, состоящих из множества параллельно протекающих элементарных взаимодействий. При этом вначале протекают эндотермические процессы со значительным потреблением тепловой энергии, а затем – экзотермические процессы: экзотермические реакции, процессы конденсации, охлаждение продуктов реакций [6÷15].

При переработке древесных отходов в виде щепы рекомендуется установка шахтного типа [15÷18], в которой с помощью теплового насоса тепло передается из зоны охлаждения древесного угля в зону нагрева технологической щепы.

Для получения активированного древесного угля на кафедре ПДМ была разработана установка (рис.1), представляющая собой вертикальную реторту непрерывного действия 1, которая имеет зону накопления перерабатываемого сырья 2, зону сушки 3 с патрубками вывода 4 и ввода 5 теплоносителя, зону пиролиза 6, зону активирования древесного угля 7,

зону охлаждения 8, зону накопления древесного угля 9 с патрубками подвода 10 и отвода воздуха 11. Установка также имеет дозирующий загрузчик сырья 12, выгрузчик угля 13; при этом зона сушки 3 через зону накопления перерабатываемого сырья 2 связана с зоной охлаждения 8 через конденсатор 14; зона сушки 3 снабжена патрубком подачи топочных газов 15. Зоны пиролиза 6 и охлаждения 8 соединены между собой тепловой трубой 16. Зона пиролиза 6 оснащена патрубком вывода пиролизных газов 17 и соединена через трубопровод с эжектором 18. Эжектор соединен с разделительным аппаратом 19 и имеет зону накопления жижки 20, которая оборудована насосом для циркуляции жижки 21, а разделительный аппарат 19 снабжен патрубком для вывода несконденсировавшейся парогазовой смеси 22 и регулятором температуры жижки 23. Установка имеет также рекуперативный теплообменник 24, воздуходувку 25, дымосос 26, дымовую трубу 27, регулятор температуры топочных газов 28, топку 29, которая имеет патрубок вывода топочных газов 30, и эжекционный смеситель неконденсирующихся газов и воздуха 31.

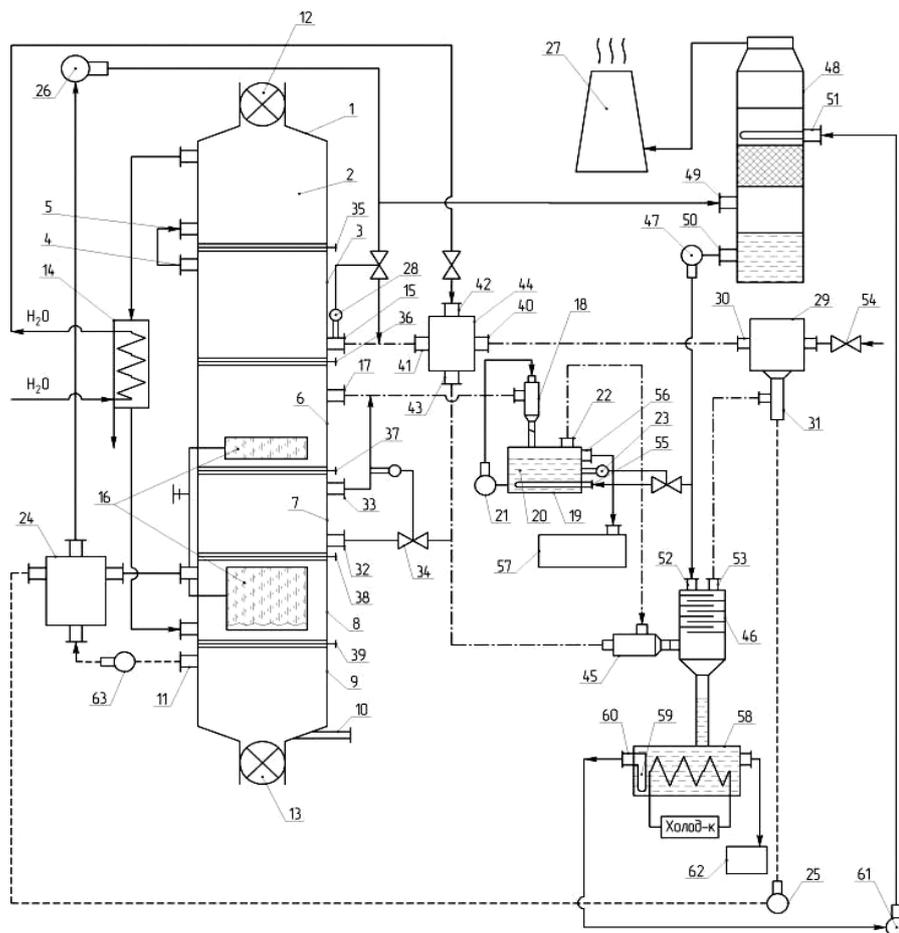


Рис. 1. Установка для производства древесного угля

Реторта 1 имеет зону активирования древесного угля 7, которая снабжена патрубком ввода перегретого пара 32 и патрубком вывода образующейся парогазовой смеси 33 и регулятором состава парогазовой смеси 34, при этом зоны накопления перерабатываемого сырья 2, сушки 3, пиролиза 6, активирования 7, охлаждения 8 и накопления древесного угля 9 изолированы друг от друга шибберными заслонками 35, 36, 37, 38, 39. Установка также имеет парогенератор 44, эжекционный насос 45 сообщается с барометрическим конденсатором 46, последний соединен через насос рециркуляции абсорбента 47 с

насадочным абсорбером 48. Барометрический конденсатор снабжен патрубком ввода хладагента 52 и патрубком вывода неконденсирующихся газов 53. Топка 29 имеет вентиль 54 для подачи природного газа.

Установка для производства древесного угля работает следующим образом. В вертикальную реторту 1 через дозирующий загрузатель 12 в зону накопления перерабатываемого сырья 2 подают технологическое сырье (измельченные древесные отходы). После загрузки открывается шиберная заслонка 35 и содержимое подается в зону сушки 3, где оно сушится и прогревается до 250°C за счет подачи топочных газов через патрубок 15. Затем в парогенератор 44 подают воду, а содержимое зоны сушки 3 переходит в зону пиролиза 6, где за счет тепловой трубы 16 технологическая щепка в нижней части пиролизной зоны прогревается до 350°C (до начала экзотермической реакции) и начинается пиролиз с выделением пиролизных газов, которые через патрубок 17 и трубопровод поступают в эжектор 18. Температура сырья в зоне пиролиза возрастает до 500°C за счет тепла, выделяющегося в процессе экзотермических реакций. В зоне пиролиза 6 происходит выделение пиролизных газов и образование угля. Для отвода образовавшихся пиролизных газов из зоны пиролиза 6 в разделительный аппарат 19 используют жижку, которую предварительно охлаждают до 100°C и нагнетают насосом для циркуляции жижки 21 в эжектор 18 из зоны накопления жижки 20. Разделительный аппарат снабжен патрубком для вывода несконденсировавшейся парогазовой смеси 22 и регулятором температуры жижки 23. Избыток жижки из разделительного аппарата 19 переливается через патрубок 56 в резервуар 57, в котором собирается жижка, представляющая собой смесь только высококипящих компонентов с температурой кипения более 100°C. Несконденсировавшиеся парогазовые смеси отводят эжекционным насосом 45 и вторично сепарируют в барометрическом конденсаторе 46 на газы и конденсат, состоящий, в основном, из низкокипящих компонентов и воды. Из барометрического конденсатора 46 неконденсирующиеся газы отводятся эжекционным смесителем 31 в топку 29, а конденсат поступает в холодильник-сепаратор 58, где сепарируется на низкокипящие компоненты и воду. Образовавшийся в зоне пиролиза 6 уголь через шиберную заслонку 37 поступает в зону активирования 7, снабженную регулятором состава парогазовой смеси 34. При активировании древесного угля перегретым паром начинается его газификация, поэтому при превышении концентрации окиси углерода или метана выше заданных предельных значений регулятором 34 прекращается подача окислителя – пара, и процесс активирования завершается. Древесный уголь поступает в зону охлаждения 8, где охлаждается до 150°C за счет отдачи тепла отработанным топочным газам, поступающим из конденсатора 14, и тепловой трубе 16, которая, в свою очередь, дополнительно нагревает технологическое сырье в зоне пиролиза 6.

Топочные газы, проходя через зону охлаждения 8, нагреваются до 400°C и направляются в рекуперативный теплообменник 24, где охлаждаются до 150°C. Часть охлажденных газов направляется дымососом 26 в дымовую трубу 27 через насадочный абсорбер 48, другая часть поступает на рециркуляцию в зону сушки 3.

Из зоны охлаждения 8 через шиберную заслонку 39 уголь попадает в зону накопления 9, где дополнительно охлаждается за счет отдачи тепла воздуху, подаваемому через патрубки подвода 10, и отвода воздуха 11 в рекуперативный теплообменник 24 воздуходувкой 63. Воздух в рекуперативном теплообменнике прогревается до 350°C и воздуходувкой 25 нагнетается в топку 29. Уголь непрерывно выгружается через дозирующий выгрузатель 13. Для первоначального запуска установки через вентиль 54 в топку 29 подают природный газ. С началом подачи парогазов из разделительного аппарата 19 в установку подачу природного газа через вентиль 54 прекращают. Передача продукта из одной зоны в другую с помощью шиберных заслонок 35, 36, 37, 38, 39 исключает возможность образования сводов в вертикальной реторте и повышает, тем самым, надежность работы установки. После зоны активирования 7 возрастает свободная

поверхность древесного угля до  $600\div 900$  м<sup>2</sup>/г, в результате чего возрастает сорбционная активность готового продукта. Объемное охлаждение жижки за счет вакуумирования и орошения водой позволяет легко поддерживать требуемую температуру эжектирующей жижки, подаваемой насосом 2I, и сепарировать паровую фазу пирогазов на смесь высококипящих и низкокипящих компонентов.

Данная установка для производства древесного угля позволяет повысить качество древесного угля, за счет повышения сорбционной активности, а также надежность организации процесса переработки измельченных древесных отходов и эффективность работы установки, за счет использования энергии топочных газов для активирования древесного угля и сепарации жижки на обезвоженные смеси высококипящих и низкокипящих компонентов. Предварительная сепарация жижки на обезвоженные смеси высококипящих и низкокипящих компонентов позволяет сократить затраты на последующую переработку жижки с целью извлечения из нее уксусной кислоты, березового дегтя, растворимых и нерастворимых кислот, жидких горючих веществ более высокой калорийности [18].

Термическая переработка древесных отходов в описанной установке позволяет решить не только экологическую проблему многих предприятий лесопромышленного комплекса, но и получить высококачественные продукты лесохимии.

#### **Литература**

1. Бронзов Ю.В., Уткин Г.К., Кислицын А.Н. и др. Древесный уголь. Получение, основные свойства и области применения древесного угля. М.: Лесная промышленность, 1979. 137 с.
2. ГОСТ 24260-80 «Сырье для пиролиза и углежжения».
3. ГОСТ 12596-67 «Угли активные. Метод определения массовой доли золы».
4. ГОСТ 11022-95 «Топливо твердое минеральное. Метод определения зольности».
5. ГОСТ 6382-2001 «Топливо твердое минеральное. Метод определения выхода летучих веществ».
6. Сафин Р.Г. Технологические процессы и оборудование деревообрабатывающих производств. М.:2002. С.659–663.
7. Сафин Р.Г., Сафин Р.Р., Валеев И.А. Пиролизная установка для переработки древесных отходов / «ММТТ-17», г. Кострома. 2004. Т.9. С. 135.
8. Сафин Р.Г., Сафин Р.Р., Валеев И.А. Экспериментальное исследование влияния давления при пиролизе древесины // Вестник Казанского технологического университета. 2005. №1. С. 256–260.
9. Тимербаев Н.Ф., Сафин Р.Г., Хуснуллин И.И. Моделирование процесса пиролиза древесины в установке для производства древесного угля. // Вестник Казанского технологического университета. 2011. №9. С. 51–56.
10. Пат. №2256686 РФ. Углевьжигательная печь / Сафин Р.Г., Сафин Р.Р., Валеев И.А. и др. 2005. Бюл. № 18.
11. Грачев А.Н., Исаков Т.Д., Валеев И.А., Иманаев Р.М. Пиролиз отходов предприятий деревообрабатывающей отрасли // Вестник Казанского технологического университета. 2006. №6. ЧП. С.71–77.
12. Пат. № 2346023 РФ, МПК С10В53/02, F23G027. Установка для пиролиза древесины./ Грачев А.Н., Исаков Т.Д., Сафин Р.Г., Валеев И.А., Воронин А.Е. Заявитель и патентообладатель – Научно-технический центр по разработке прогрессивного оборудования. 2009. Бюл. № 4.
13. Сафин Р.Г., Тимербаев Н.Ф., Сафин Р.Р., Хуснуллин И.И. Современное состояние процесса пирогенетической переработки органических веществ // Вестник Казанского технологического университета. 2011. №18. С. 201–205.
14. Сафин Р.Г., Сафин, Р.Р. Перспективы развития лесопромышленного комплекса РТ на базе научных разработок кафедр лесотехнического профиля КНИТУ // Деревообрабатывающая промышленность. 2012. №3. С. 22–27.

15. Сафин Р.Г., Садрtdинов А.Р., Хуснуллин И.И. Энергонезависимая установка непрерывной переработки древесных отходов // Вестник Казанского технологического университета. 2013. № 3. С. 181–182.

16. Пат. № 2463331 РФ, МПК С10В53/02. Способ производства древесного угля / Тимербаев Н.Ф., Зиятдинова Д.Ф., Сафин Р.Р., Сафин Р.Г., и др. 2012. Бюл №28.

17. Пат. № 2568061 РФ, МПК С10В1/04. Установка для производства древесного угля / Тимербаев Н.Ф., Зиятдинова Д.Ф., Сафин Р.Г., и др. Бюл №33. 2012.

18. Сафин Р.Г., Зиятдинов Р.Р., Сафина А.В., Хабибуллина А.Р. Пиролизная переработка отходов лесопромышленного комплекса в древесный уголь // Вестник Казанского технологического университета. 2014. Т.17, №20. С.131–134.

#### **Авторы публикации**

**Тимербаев Наиль Фарирович** – докт. техн. наук., профессор кафедры «Инженерная экология и рациональное природопользование» (ИЭР), директор научного центра «Центр перспективных энерготехнологий» Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: cpekgeu@gmail.com.

**Сафина Альбина Валерьевна** – к.т.н., доцент кафедры «Архитектура и дизайн изделий из древесины» Казанского национального исследовательского технологического университета (КНИТУ). E-mail: safin@kstu.ru.

**Хабибуллина Альмира Режеповна** – аспирант кафедры «Переработка древесных материалов» (ДПМ) Казанского национального исследовательского технологического университета (КНИТУ). E-mail: almira-h@rambler.ru.

**Мазаров Иван Юрьевич** – инженер научного центра «Центр перспективных энерготехнологий» Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: ivanmazarov92@mail.ru.

#### **References**

1. Bronzov Yu.V., Utkin G.K., Kislitsyn A.N. And others. Charcoal. Obtaining, basic properties and applications of charcoal. М.: Forest Industry, 1979. 137 p.
2. GOST 24260-80. Raw materials for pyrolysis and carbonation.
3. GOST 12596-67. Coals are active. Method for determining the mass fraction of ashes.
4. GOST 11022-95. Solid mineral fuel. Method for determination of ash content.
5. GOST 6382-2001. Solid mineral fuel. Method for determining the yield of volatile substances.
6. Safin R.G. Technological processes and equipment of woodworking industries. М.: 2002. P.659-663
7. Safin R.G, Safin RR, Valeev I.A. Pyrolysis plant for the processing of wood waste. ММТТ-17. City of Kostroma. 2004. Т.9. 135.
8. Safin R.G., Safin R.R., Valeev I.A. Experimental study of the effect of pressure on pyrolysis of wood. Bulletin of Kazan Technological University. №1. 2005. pp. 256-260.
9. Timerbaev N.F., Safin R.G., Khusnullin I.I. Modeling the process of pyrolysis of wood in a plant for the production of charcoal. Bulletin of the Kazan Technological University. 2011. № 9. Pp. 51-56.
10. The patent of the Russian Federation №2256686. Coal-burning furnace. Safin R.G., Safin R.R., Valeev I.A. And others. № 18. 2005.
11. Grachev A.N., Iskhakov T.D., Valeev I.A., Imanayev R.M. Pyrolysis waste of woodworking enterprises. Bulletin of Kazan State Technological University. 2006. № 6. P.71-77

12. Patent № 2346023, IPC C10B53 / 02, F23G027. Installation for pyrolysis of wood. Grachev A.N., Iskhakov T.D., Safin R.G., Valeyev I.A., Voronin A.E. Applicant and patent holder Scientific and technical center for the development of progressive equipment. Bul. № 4. 2009.

13. Safin R.G., Timerbaev N.F., Safin R.R., Khusnullin I.I. The current state of the process of pyrogenetic processing of organic substances. Bulletin of the Kazan Technological University. 2011. № 18. P. 201-205

14. Safin R.G., Safin R.R. Prospects for the development of the timber industry complex of the Republic of Tatarstan on the basis of scientific developments of the forestry profile departments of KNITU. Woodworking industry. 2012. № 3. P. 22-27.

15. Safin R.G., Sadretdinov A.R., Khusnullin I.I. Energy-independent plant for the continuous processing of wood waste. Bulletin of the Kazan Technological University. 2013. № 3. P. 181-182.

16. The patent of the Russian Federation № 2463331. МПК C10B53 / 02. Method of production of charcoal. Timerbaev N.F., Ziatdinova D.F., Safin R.R., Safin R.G., and others. Bulletin №28. 2012.

17. The patent of the Russian Federation № 2568061, МПК C10B1 / 04 The installation for the production of charcoal Timerbaev N.F., Ziatdinova D.F., Safin R.G. and others. Bulletin №33. 2012.

18. Safin R.G., Ziatdinov R.R., Safina A.V., Khabibullina A.R. Pyrolysis waste processing of the timber industry complex into charcoal. Bulletin of Kazan State Technological University. 2014. № 20-T.17. P.131-134.

#### **Authors of publication**

**Timerbaev Nail Farilovich** – Professor of the Department of Engineering ecology and environmental management, director of Research Center "Center for Advanced Energy Technologies", Kazan State Power Engineering University (KSPEU), E-mail: cpekgeu@gmail.com.

**Safina Albina Valereevna** – Ph.D., Associate Professor, Department of Architecture and Design Wood, Kazan State Technological University (KNRTU), E-mail: safin@kstu.ru.

**Habibullina Almira Rezhopovna** – graduate student of the processing of wood materials, Kazan State Technological University (KNRTU), E-mail: almira-h@rambler.ru.

**Mazarov Ivan Yurevich** – Engineer Research Center "Center for Advanced Energy Technologies", Kazan State Power Engineering University (KSPEU), E-mail: ivanmazarov92@mail.ru.

**Поступила в редакцию**

**27 марта 2017 г.**

## ЗОЛОШЛАКООТВАЛЫ ГОДИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫХ ПОТОКОВ ЗОЛЫ И ШЛАКА УГОЛЬНЫХ ТЭС

Е.П. Хаглеев

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

**Резюме:** Золоотвалы традиционного типа, в которых к настоящему времени накопилось колоссальное количество золошлаковых отходов, представляют собой постоянно действующие источники загрязнения воздушного и водного бассейнов. В связи с ужесточением экологических требований по защите окружающей среды перед теплоэнергетикой ставится вопрос о дальнейшем существовании угольных ТЭС. Кардинальным решением проблемы может стать широкомасштабная утилизация золошлаков, которые должны поставляться перерабатывающим предприятиям в отдельном, дифференцированном виде непосредственно от котлоагрегатов ТЭС, с одной стороны, и золошлакоотвалов отдельного складирования, с другой. При этом золошлакоотвалы отдельного складирования приобретают статус распределительных узлов, регулирующих дифференцированные потоки золы и шлака в течение года с накоплением их избыточного количества в зимний период и выгрузкой их на переработку – в летний. Максимально полная переработка золошлаков позволит продлить на неограниченный срок эксплуатацию золошлакоотвалов годичного регулирования, снизить затраты на их содержание, улучшить экологическую обстановку районов размещения отвалов.

**Ключевые слова:** зола, шлак, золошлаковые отходы, золоотвал, утилизация, комплексная переработка, отдельное удаление и складирование, силос-хранилище, золо- и шлакоотвал годичного регулирования.

## ASH-SLAG DUMPS WITH ANNUAL REGULATION DIFFERENTIATED FLOWS OF ASH AND SLAG COAL POWER STATION

E.P. Khagleev

Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia

**Abstract:** Ash dumps of traditional types are permanent air and water environment pollution sources in which accumulated colossal amount of ash-slag waste by now. Stricter environmental requirements raise the question about existence of coal power stations in the future. A radical solution of the problem can be wide-scale ash-slag recycling. The ash-slag must supply to recycling plant in separate (in other words differential) form directly from coal power station boiler units and separate storing ash-slag dumps as well. The separate storing ash-slag dump would become a buffering hub adjusting differential ash and slag inflow during the year. In this case, an excessive amount of the ash and slag waste will be stored in winter season and unloading in summer by the separate storing ash-slag dump. The most complete recycling of ash-slag will give the possibility to unlimited prolong of dumps operation period, to reduce their maintenance cost and to improve the environmental situation in areas of the dumps location.

**Keywords:** *ash, slag, ash-slag waste, ordinary type ash dumps, recycling of ash-slag, complex processing, separate removing and storage, silos-storage, year-round regulation ash-slag dump.*

### **Введение**

В настоящее время в России ежегодно образуется свыше 25 млн. т золошлаковых отходов (ЗШО), которых накопилось более 1,5 млрд. т. Лишь 10% отходов утилизируется, а 90% их складывается в золоотвалах традиционного типа с многолетним накоплением золошлаковой смеси, становящихся при этом постоянно действующими источниками загрязнения воздушного и водного бассейнов. Многие из существующих золоотвалов переполнены, а ряд из них находится в предаварийном состоянии. В ближайшие годы прогнозируется лавинный характер переполнения золоотвалов и, как следствие, ограничение мощностей угольных станций и вывода их из энергетического баланса [1].

В сложившейся ситуации стратегическую линию угольных станций необходимо ориентировать не только на повышение энергоэффективности основного оборудования, но и на успешное решение проблем по снижению негативного воздействия ЗШО на окружающую среду. Таким решением на угольных станциях является создание необходимых условий для широкомасштабной утилизации золошлаков.

### **Способы утилизации золошлаковых отходов**

В большинстве развитых странах мира уровень утилизации ЗШО доведен до 50–100%. Так, в странах ЕС в 2010 г. были использованы более 90% произведенных ЗШО: в стройиндустрии и при закладке шахт на уровне 52% и несколько меньше 40% при рекультивации карьеров и рудников [2 – 4]. В США к 2008 г. утилизация ЗШО достигла порядка 50%. Строители в США законодательно обязаны применять золу ТЭС в бетонах и растворах. В Китае на государственном уровне было принято ряд законов, позволивших повысить уровень использования золошлаков в народном хозяйстве до 70 – 80%. В настоящее время в КНР внедрены самые передовые в мире технологии по преобразованию промышленных отходов, в том числе ЗШО, в строительные материалы. Изменения в законодательстве Индии привели к повышению объёмов утилизации ЗШО в стройиндустрии, закладке шахт, отработанных карьеров и т. д. с 29% от годового выхода в 1999 г. до 56 % к 2008 г. [3, 4].

*Однако применяемые за рубежом и в малой степени в нашей стране технологии по утилизации ЗШО нельзя признать оптимальными.* Использование золошлаков без их предварительной комплексной переработки – это путь, напоминающий принцип «утилизация ради утилизации»: с одной стороны – расточительный по отношению к потерянными ценным компонентам (цветные, благородные и редкоземельные металлы и др. полезные компоненты), которые содержатся в ЗШО [5], с другой – небезопасный для окружающей среды и здоровья человека из-за наличия вредных веществ в ЗШО (свинец, ртуть, радиоактивные элементы, щелочи и пр.).

Автор считает, что широкомасштабную утилизацию ЗШО можно произвести, создав на угольных ТЭС необходимые условия, заключающиеся в отдельном удалении и складировании золы и шлака и передаче их в таком виде перерабатывающим предприятиям. Именно отдельной поставке золы и шлака отдается предпочтение во всех современных технологиях, позволяющих произвести их комплексную переработку с выделением всех полезных компонентов, а не использовать их как «закрытый» минеральный продукт для изготовления только стройматериалов: цемента, растворов, бетона, кирпича, плиток и т. д., как это сейчас принято даже в развитых странах [3, 4].

*Выделение недожога и магнитного концентрата.* В целях более эффективного выделения ценных продуктов из ЗШО, прежде всего следует извлечь из них остатки

органических веществ (недожог) и магнитный концентрат. Обогащение смеси золошлаков, отобранной из золоотвала традиционного типа, требует для повышения их активности доизмельчения. При отдельном же складировании и последующей переработке золошлаков зола не требует доизмельчения, а шлак – выделения недожога из-за малого его содержания в нем. В связи с этим в варианте отдельной поставке золы и шлака потребуются заметно меньшие материальные и энергетические затраты на выделение недожога и магнитного концентрата, чем в варианте совместного складирования.

*Извлечение благородных металлов.* Известно, что многие угли содержат благородные металлы: золото, серебро, платину и др. [5]. При сжигании таких углей в топках котлов металлы и другие негорючие вещества переходят в ЗШО.

Важное значение с точки зрения выбора принципиальной схемы складирования золошлаков на ТЭС в пользу отдельного способа имеет тот факт, что в золотосодержащих углях после их сжигания в топках котлов порядка 85% золота переходит в шлак в виде сферически оплавленных частиц крупностью 10 – 300 мкм [6, 7]. Лишь самые мелкие капли золота (меньше 10 мкм) выносятся потоками газа с частицами золы в газоходы котла. В связи с этим чистый шлак без примеси золы, оказывается более востребованным для обогащательных предприятий. Это еще один аргумент в пользу отдельного складирования золы и шлака перед совместным их складированием в золоотвалах традиционного типа.

*Редкие и редкоземельные металлы в ЗШО.* Практически во всех ЗШО угольных ТЭС содержатся РЗМ, в том числе РЗМ тяжелой группы [5]. Так, большое количество РЗМ, г/т, выявлено в золошлаках омских ТЭЦ, работающих на экибастузских углях [8]: элементы легкой группы La – 15; Ce – 67; Sm – 6; элементы тяжелой группы Y – 42; Tb – 9; Dy – 10; Yb – 6.

Извлечение РЗМ из ЗШО осуществляют путем вскрытия их кислотными или щелочными реагентами в коллективный продукт на первой стадии и жидкостной экстракцией металлов из полученного продукта на второй [8–10]. Для эффективного извлечения РЗМ из шлака его необходимо, как и в предыдущих технологиях, измельчить до частиц размером, не превышающим одного миллиметра. То есть в технологической схеме по выделению РЗМ из золошлаков вновь встречаемся с необходимостью отдельной подачи золы и шлака на переработку.

Следует отметить, что попутно с РЗМ в раствор выщелачивания извлекаются радиоактивные металлы (U, Th, Zr) свыше 90% от их начального даже малого содержания в ЗШО [8, 9]. Такой эффект выщелачивания позволяет избежать радиоактивного заражения строительных изделий и почв при использовании ЗШО в стройиндустрии и сельском хозяйстве.

*Алюмосиликатные полые микросферы.* Относительно новым направлением в области использования золы-уноса в нашей стране [11, 12] является выделение алюмосиликатных полых микросфер (АСПМ) или, как их называют за рубежом, ценосфер. В настоящее время за рубежом основное внимание уделяется производству искусственных стеклянных ценосфер, хотя оно сложнее и дороже, чем выделение из золы АСПМ. В России в 1991 г. на правительственном уровне было принято распоряжение об утверждении Региональной инновационной программы<sup>1</sup>, в которой, наряду с другими, рассматривался вопрос об организации производства микросфер на основе утилизации золошлаковых отходов ТЭС.

В данной статье не рассматриваются вопросы, связанные с организацией предприятий по комплексной переработке золы и шлака с развитой сетью потребителей в различных отраслях промышленности, стройиндустрии и сельского хозяйства. Эти вопросы – предмет другой статьи. Здесь лишь отметим, что в нашей стране уже сейчас есть

---

<sup>1</sup> [Электронный ресурс] // 1991 – URL: <http://www.bestpravo.ru/rossijskoje/di-postanovlenija/s1a.htm>.

технологии по комплексной переработке ЗШО [4, 6, 13] с технико-экономическим обоснованием их рентабельности, есть заводы-изготовители, которые способны произвести все необходимое оборудование для перерабатывающих предприятий.

Подводя итог сказанному, необходимо помнить, что успешное выполнение поставленных задач по проблеме коренного расширения комплексной переработки ЗШО должно проводиться при опережающей инициативе энергетических компаний. Более того, угольным ТЭС самым выгодно создавать предприятия комплексной переработки, так как золошлаки в том виде, в котором они отгружаются из-под котлов и золоуловителей или из золошлакоотвалов, являясь отходами основного производства, имеют нулевую стоимость. Но после предварительной и тем более глубокой комплексной переработки приобретают цену, становятся востребованным товаром не только в нашей стране, но и в странах ближнего и дальнего зарубежья.

### **Что мешает России принять положение «угольные ТЭС без золошлакоотвалов»?**

Положение, распространяемое в последнее время в России, «угольные ТЭС без золошлакоотвалов» [1, 2], даже при 100% утилизации золошлаков следует признать невыполнимым из-за постоянно действующего временного фактора.

В странах ЕС с их мягкими короткими зимами неравномерность в выходе ЗШО на угольных станциях между зимним и летним периодами незначительна. Так, в Германии, где при ТЭС на законодательном уровне запрещено строительство золошлакоотвалов, сухая зола после доведения ее до товарного состояния подается в крупные силосы-хранилища емкостью 40 – 60 тыс. т. [4]. Аккумулирующая способность силосов достаточна, чтобы обеспечить равномерную в течение года подачу золы предприятиям стройиндустрии. Например, на ТЭС «Мольке» с годовым выходом золы 600 тыс. т/год отсутствует золоотвал. Объем силосов-хранилищ в 60 тыс. т достаточен для годичного регулирования потоков золы.

В нашей стране с ее суровым продолжительным зимним периодом, в особенности в регионах Сибири и Дальнего Востока, наблюдается существенная неравномерность в выходе ЗШО: интенсивный многотоннажный выход ЗШО зимой и относительно небольшой – летом. Далее необходимо учитывать, что в большом несоответствии с циклическим выходом ЗШО, а по сути – в противофазе, находятся основные потребители золошлаков: стройиндустрия, дорожное строительство и сельское хозяйство. В стройиндустрии максимальная активность в использовании ЗШО наблюдается в летний период, с ее затуханием в зимний. У двух других потребителей спрос на золошлаки в зимний период практически равен нулю. Без складских сооружений большого объема для ТЭС с выходом ЗШО 500 – 1000 тыс. т/год и более в виде золо- и шлакоотвалов раздельного складирования данную проблему не решить.

Золо- и шлакоотвалы раздельного складирования в технологической цепочке «исходный уголь – котлоагрегаты ТЭС – золошлакоотвалы – предприятия по комплексной переработке золошлаков» приобретают статус распределительных узлов при годичном регулировании потоков золы и шлака. В отвалах годичного регулирования будут производиться накопление избыточного количества дифференцированных потоков золы и шлака в зимний период и их выгрузку на переработку в летний наряду с непрерывной в течение года подачей золы и шлака непосредственно от котлоагрегатов ТЭС.

Покажем на примере гипотетической угольной ТЭС распределение потока золы в течение года с помощью аккумулирующих емкостей силосов и золоотвала годичного регулирования с целью равномерной подачи золы зимой и летом перерабатывающему предприятию (рис. 1). Положим, что на угольной ТЭС наблюдается выход ЗШО в объеме  $G_{\text{ЗШО}} = 600$  тыс. т/год при весовом соотношении между шлаком и золой 1:9, т. е. годовой выход золы составляет  $G_z = 0,9 \cdot 600 = 540$ , а шлака 60 тыс. т/год. Ввиду малого выхода

шлака его можно непосредственно направлять на переработку из шлакоприемного устройства, размещенного на территории ТЭС.

Будем считать, что в зимний период выделяется 85%, а летом 15% золы от годового выхода –  $G_{3,з} = 0,85 \cdot 540 = 459$  и  $G_{3,л} = 0,15 \cdot 540 = 81$  тыс. т. Примем, что на ТЭС имеются силосы-хранилища емкостью  $G_{\text{сил}} = 60$  тыс. т. Далее для определенности предположим, что ТЭС находится в г. Красноярске со среднегодовой температурой наружного воздуха  $t_{\text{ср.г}} = 0,5^\circ\text{C}$ , где зимний сезон с устойчивой отрицательной температурой наружного воздуха  $t_{\text{н}} < 0^\circ\text{C}$  наблюдается в течение пяти месяцев с ноября по март включительно (отопительный сезон – семь месяцев с  $t_{\text{н}} \leq 8^\circ\text{C}$ )<sup>2</sup>.

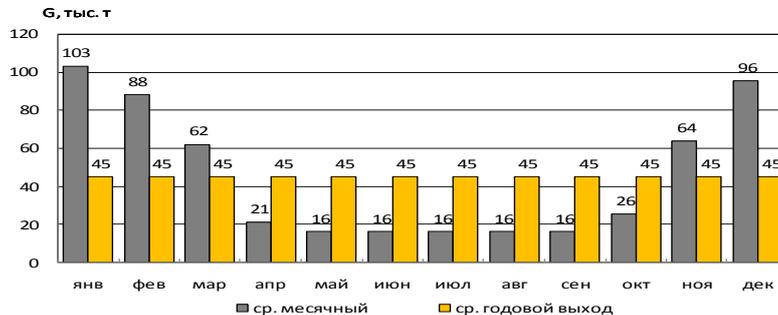


Рис. 1. Годовое распределение потоков золы на угольной ТЭС с выходом ЗШО 600 тыс. т/год

Согласно графику годового распределения потоков золы (рис. 1) расчетную величину производительности предприятия комплексной переработки золы следует принять равной среднегодовому выходу золы –  $G_{\text{пр}} = G_{\text{ср.г}} = 45$  тыс. т/мес с тем, чтобы утилизировать весь годовой выход золы  $G_3 = 45 \cdot 12 = 540$  тыс. т/год. Для равномерной подачи золы предприятию в летнее время, наряду с непосредственной подачей золы от золоуловителей котлов ТЭС (преимущественно 16 тыс. т), силосов емкостью  $G_{\text{сил}} = 60$  тыс. т окажется недостаточным. Так, в апреле месяце получим дефицит золы  $\Delta G_{\text{апр}} = 21 - 45 = -24$  тыс. т (рис. 1). В силосах при этом останется  $G_{\text{сил}} = 60 - 24 = 36$  тыс. т, в мае месяце останется  $G_{\text{сил}} = 36 - (45 - 16) = 7$  тыс. т. А в июне силосы будут полностью выбраны и появится непокрытый дефицит золы  $\Delta G_{\text{июн}} = 16 + 7 - 45 = -22$  тыс. т. В последующие месяцы будем иметь дефициты в количестве  $\Delta G_{\text{июл}} = -29$ ,  $\Delta G_{\text{авг}} = -29$ ,  $\Delta G_{\text{сен}} = -29$  и  $\Delta G_{\text{окт}} = 26 - 45 = -19$  тыс. т.

Таким образом, для равномерной в течение года работы перерабатывающего предприятия производительностью  $G_{\text{пр}} = 45$  тыс. т/мес при ТЭС необходимо кроме силосов иметь золоотвал годичного регулирования емкостью  $G_{300} = 22 + 3 \cdot 29 + 19 = 128$  тыс. т золы.

После окончания теплого периода года, когда емкости силосов ( $G_{\text{сил}} = 60$  тыс. т) и золоотвала годичного регулирования ( $G_{300} = 128$  тыс. т) будут полностью отработаны, силосы вновь будут заполнены в ноябре декабре месяцах. Остальные избыточные потоки золы, начиная с декабря по март месяцы, будут складироваться в золоотвале годичного регулирования (рис. 1). В конце зимы в золоотвале вновь накопится  $G_{300} = 128$  тыс. т золы, которые в течение лета будут переданы предприятию комплексной переработки золы. То есть среднесезонный годичный цикл регулирования будет заканчиваться нулевым накоплением избыточной золы в золоотвале нового типа.

Произведя подобные расчеты для городов Сибири, характерных для западной и восточной ее частей: г. Омска с  $t_{\text{ср.г}} = 0,6$  и г. Читы с  $t_{\text{ср.г}} = -2,9^\circ\text{C}$ , для станций со

<sup>2</sup> СНиП 23-01-99. Строительная климатология / Госстрой России. М., 2000.

значениями от 200 до 1200 тыс. т, установим зависимость необходимой величины емкости золоотвалов годовичного регулирования от величины годового выхода ЗШО угольных ТЭС  $G_{300} = f(G_{3ШО})$ . При этом будем считать, что ТЭС с годовым выходом ЗШО от 200 до 400 тыс. т имеют силосы емкостью 40 тыс. т, выходом ЗШО (600 – 800) тыс. т – силосы 60 тыс. т и выходом ЗШО (1000 – 1200) тыс. т – силосы 80 тыс. т. Расчетные точки зависимости  $G_{300} = f(G_{3ШО})$  для городов Омска, Красноярска и Читы практически точно, с погрешностью не более двух-пяти процентов, ложатся на прямую линию тренда (рис. 2) вида  $y = k \cdot x + b$ :

$$G_{300} = 0,275 \times G_{3ШО} - 29,59.$$

где  $k$  – угловой коэффициент или скорость изменения  $G_{300}$  по  $G_{3ШО}$ ,  $k = 0,275$  год/1 (тыс. т/(тыс. т/год);  $b$  – константа,  $b = -29,59$  тыс. т при  $G_{3ШО} = 0$ .

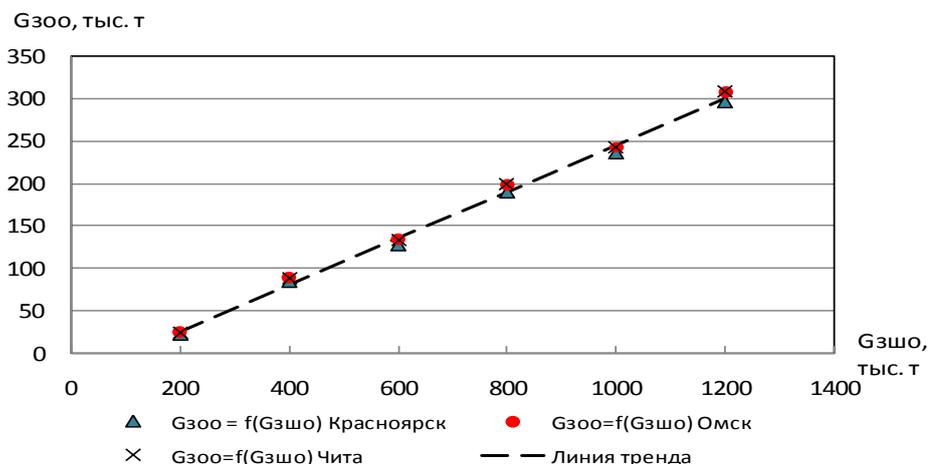


Рис. 2. Зависимость необходимой емкости золоотвалов годовичного регулирования от величины годового выхода ЗШО –  $G_{300} = f(G_{3ШО})$

Приняв в полученном выражении  $G_{300} = 0$ , найдем значение величины годового выхода ЗШО, при котором не потребуется золоотвал годовичного регулирования:  $G_{3ШО} = 108$  тыс. т/год.

Таким образом, положение «угольные ТЭС без золошлакоотвалов» можно реализовать лишь на малых ТЭС с выходом ЗШО не более 100 тыс. т/год при наличии силосов-хранилищ либо в южных регионах России.

При других соотношениях шлак/зола, чем 1:9, например, когда на ТЭС преобладают котлы с жидким шлакоудалением, соотношение между выходом шлака и золы может измениться в другую сторону – до 4:6, 6:4. То есть в этих случаях становится необходимым наряду с золоотвалом годовичного регулирования устраивать и шлакоотвалы подобного назначения.

Перейдем к рассмотрению конструкций золошлакоотвалов годовичного регулирования дифференцированных потоков золы и шлака.

#### **Золошлакоотвалы годовичного регулирования**

*Намывной золоотвал годовичного регулирования* конструктивно аналогичен золоотвалу типа IV с ограждающей дамбой из грунта на проектную высоту (П 26–85. Рекомендации по проектированию золошлакоотвалов тепловых электрических станций. ВНИИГ. Л., 1986. 129 с.) с тем отличием, что в нем будет складироваться чистая зола без примеси шлака с годовичным циклом накопления и выгрузки (рис. 3).

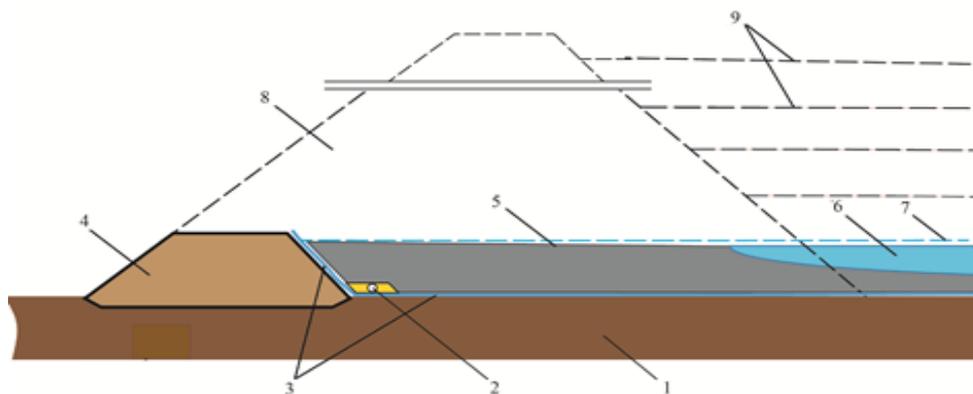


Рис. 3. Намывной золоотвал с ограждающей дамбой из грунта: 1 – основание золоотвала; 2 – дренаж; 3 – геокomпозитный противofильтрационный экран; 4 – ограждающая дамба золоотвала годичного регулирования; 5 – надводная часть золоотвала годичного регулирования (золовый пляж); 6 – пруд-отстойник; 7 – уровень воды в пруде-отстойнике для подавления пыления пляжа; 8 – профиль ограждающей дамбы при многолетнем накоплении золы; 9 – золовые пляжи при многолетнем накоплении

Золоотвал типа IV с ограждающей дамбой из грунта на проектную высоту применяется в редких случаях, например в сейсмически опасных районах, при наличии в достаточном количестве грунта полезных выемок и т. д. (там же. С. 26), [14]. При этом в соответствии с современными правилами проектирования ограждающая дамба золоотвала типа IV должна возводиться на высоту, обеспечивающую емкость золоотвала для работы ТЭС на полную мощность в течение 10 лет. Но именно этот тип золоотвала в конструктивном отношении наиболее приемлем для золоотвала годичного регулирования. С одной стороны, грунтовая ограждающая дамба 4 (рис. 3), возведенная на полную высоту, обеспечит необходимые прочность и надежность сооружению, с другой – проектная высота ограждающей дамбы 4 золоотвала годичного регулирования многократно ниже, чем дамба 8 золоотвала типа IV многолетнего накопления (рис. 3). Соответственно стоимость строительства и эксплуатации такой дамбы и в целом золоотвала годичного регулирования будет значительно меньшей, чем стоимость золоотвала многолетнего накопления [14].

В целях защиты грунтов и грунтовых вод от загрязнения токсичным инфильтратом, а также сохранения воды в системе оборотного водоснабжения угольной ТЭС золоотвал годичного регулирования следует возводить с противofильтрационным экраном 3 (рис. 3) по всей площади основания и верхового откоса дамбы, как это рекомендуется и для золоотвалов многолетнего накопления (П 26–85. Рекомендации по проектированию золошлакоотвалов С. 63). Для этой цели можно использовать геокomпозитный экран, в котором главным противofильтрационным элементом является рулонный полимерный материал.

В сезон ветров для предотвращения пыления уровень воды в пруде-отстойнике золоотвала достаточно поднять до уровня 7, перекрывающего поверхность золового пляжа 5 (рис. 3). При этом статическая и противofильтрационная устойчивость грунтовой ограждающей дамбы 4 с экраном 3, возведенной по правилам грунтовых водоподпорных плотин (там же. С. 26), гарантированно обеспечивается.

Таким образом, намывной золоотвал годичного регулирования с устранением пыления, противofильтрационным экраном и бессливной системой оборотного водоснабжения приобретает статус экологически чистого складского сооружения.

*Намывной шлакоотвал годичного регулирования.* Его прототипом является дренированный шлакоотвал типа I-A (Там же. С. 10–11). Необходимо отметить, что в

продолжительный зимний период шлакоотвал подвергается относительно глубокому промерзанию, поэтому действующими нормами и правилами (Там же. С. 23) намыв шлака в дренированный шлакоотвал рекомендуется проводить в теплое время года. Такое ограничение существенно снижает возможности годичного регулирования потоков шлака, т. к. именно в зимний период наблюдается максимальный выход ЗШО.

Автором на основании экспериментально-теоретических исследований, проведенных под руководством и непосредственном его участии, установлено, что крупнозернистый шлак с диаметром частиц  $d_{10} \geq 2,0$  мм даже в замороженном состоянии сохраняет высокую водопроницаемость [15]. То есть промерзание зимой верхнего слоя шлакоотвала, сложенного из крупнозернистого шлака, не препятствует проведению зимнего намыва. Определяющим условием для проведения зимнего намыва становится условие сохранения дренажа в талом состоянии, т. к. в случае его промерзания намыв шлака становится невозможным. По результатам вычислительного эксперимента для различных регионов России, в том числе для регионов Сибири, автором определена минимально необходимая толщина слоя шлака –  $h_{\min}$  из условия недопущения промерзания дренажа [16].

Мелко- и среднезернистые шлаки со средним диаметром частиц  $d_{cp} \leq 1,5$  мм обладают меньшей водопроницаемостью, чем крупнозернистые шлаки, и не в состоянии пропустить весь поток водной составляющей пульпы [17]. Поэтому для удаления и складирования мелко- и среднезернистого шлака следует применять комбинированную систему шлакоудаления и складирования с использованием оперативного трехсекционного шлакоотвала (П 26–85. Рекомендации по проектированию золошлакоотвалов ... С. 60–61). Шлак со станции на шлакоотвал транспортируется пульпопроводами. В каждой секции шлакоотвала последовательно производится наполнение, осушение дренажной сетью и выгрузка шлака экскаватором в автосамосвалы. Далее шлак транспортируется самосвалами в постоянный шлакоотвал (хранилище) насыпного типа с годичным регулированием.

Для регионов с суровыми зимами оперативный шлакоотвал может быть заменен трехсекционным шлакоприемным устройством (ШПУ) крытого типа [14], в котором всю зиму поддерживается положительная температура. Подобное устройство используется на Красноярской ТЭЦ-2. Избыточное количество шлака в ШПУ, размещенном от главного корпуса ТЭЦ на расстоянии 400 м, подают пульпопроводами. В трех секциях ШПУ по аналогии с оперативным шлакоотвалом поочередно производится наполнение, осушение (дренирование) и выгрузка шлака мостовым грейферным краном в автосамосвалы. Автосамосвалы транспортируют шлак потребителям или в насыпной шлакоотвал в отработанном карьере в 1,5 км от ШПУ.

*Золошлакоотвал годичного регулирования комбинированного типа.* Раздельное складирование золы и шлака можно осуществить не только с помощью отдельных золошлакоотвалов, аналогичных отвалам типа I-A и IV, о чем сказано выше. А с помощью единого сооружения – золошлакоотвала комбинированного типа с видимой границей раздела между золовой и шлаковой зонами по аналогии с золошлакоотвалом типа I-B (П 26–85. Рекомендации по проектированию золошлакоотвалов ... С. 23).

Шлакоотвал и комбинированный золошлакоотвал годичного регулирования, следует также возводить с противофильтрационными экранами по всей площади основания, как и намывной золоотвал нового типа (рис. 3).

*Насыпной золоотвал годичного регулирования.* Помимо золошлакоотвалов годичного регулирования с доставкой золошлаков гидротранспортом для раздельного складирования золы и шлака могут быть применены золошлакоотвалы насыпного типа (Там же. С. 59–60), [18]. Возведение шлакоотвала насыпного типа с использованием ШПУ было рассмотрено выше. Что же касается складирования золы в золоотвале насыпного типа, в котором в течение года зола будет складироваться в зимнее время, а отгружаться – в летнее, то здесь можно встретить достаточно серьезные трудности.

Доставка и укладка влажной золы, влажность которой для подавления пыления при транспортировке автосамосвалами составляет более 20%, будет сопровождаться промерзанием поверхностного слоя золы, что вносит сложности при разравнивании и уплотнении укладываемого слоя [18]. После укладки слоя золы процесс промерзания на этом не заканчивается, а продолжается в течение всего длительного зимнего периода, характерного для климатических условий России. К концу зимы глубина промерзания достигает значительной величины: в Сибири и Дальнем Востоке в районах, где отсутствует вечная мерзлота, – двух-двух с половиной метров, а с наличием вечной мерзлоты – более трех метров.

В связи с этим, с наступлением теплого периода времени отгрузка золы на переработку будет задержана до момента, когда оттает промерзший слой золы. Учитывая, что в России, и в особенности районах Сибири и Дальнего Востока, теплый период года относительно короток, то задержка во времени отгрузки золы из золоотвала перерабатывающим предприятиям может поставить вопрос о пригодности насыпного золоотвала для годовичного регулирования.

Таким образом, насыпной золоотвал для годовичного регулирования потоков золы между зимним и летним периодами может быть применен только для южных регионов России с их мягкими и относительно короткими зимами.

#### **Что делать с накопленными ЗШО в существующих золоотвалах?**

Прогнозируемый в ближайшие годы лавинный характер переполнения золоотвалов традиционного типа, как отмечалось выше, может привести к сокращению мощности угольных станций и выводу их из энергетического баланса [1].

Кардинальное решение данной проблемы видится в консервации золоотвалов для будущих поколений в качестве полезных месторождений [1]. Истощение природных запасов сырья в настоящее время все в большей степени сказывается на экономиках многих стран мира. Подобные тенденции начинают проявляться и в нашей стране. Поэтому золошлаковые «консервы» будут востребованы в будущем.

Недостаток этого решения состоит в необходимости отвода новых площадей под золошлакоотвалы вместо законсервированных. На это следует пойти, если энергетические компании возьмут на себя обязательства по созданию условий для широкомасштабной утилизации золы и шлака. Прежде всего компании должны обеспечить принцип раздельного удаления и складирования ЗШО в экологически чистых золо- и шлакохранилищах годовичного регулирования.

В случае отсутствия площадей под новые золошлакохранилища и необходимости сохранения генерирующих мощностей станций следует произвести интенсивный разбор золошлаков для высвобождения емкостей золоотвалов близких к переполнению. В качестве потребителей, способных поглотить большие объемы золошлаков в относительно короткий промежуток времени, могут стать отработанные карьеры, шахты, рудники и объекты ландшафтного и дорожного строительства. После высвобождения требуемых объемов в действующих золоотвалах следует организовать зоны раздельного складирования золы и шлака с предварительной укладкой по дну золовой и шлаковой зон противифильтрационных экранов.

Оба решения представляются как вынужденные, антикризисные меры необходимые для сохранения генерирующих мощностей угольных станций. Во втором решении есть опасения в отношении возможного загрязнения грунтов и грунтовых вод при заполнении отработанных шахт, карьеров, ландшафтного строительства и т. д., но другой альтернативы нет: либо принимать это решение, либо – закрывать станции. Даже в странах Европейского союза более 40% годового выхода ЗШО используется для «...закладки шахт и около 40% рекультивации карьеров и рудников» [3].

В нормальных условиях, например, при вводе в строй новой угольной станции уже на стадии проектных разработок должны быть предусмотрены технические решения по разделному удалению и складированию золы и шлака в экологически чистых золо- и шлакохранилищах годичного регулирования.

Подводя итог сказанному, необходимо помнить, что успешное выполнение поставленных задач по проблеме коренного расширения утилизации ЗШО требует комплексного подхода к их решению, проводимого под контролем центральных и региональных властей. При этом опережающая инициатива должна исходить от энергетических компаний, в ведении которых находятся золоотвалы традиционного типа, пылящие, фильтрующие и тем самым загрязняющие окружающую среду. В настоящее время масштабная утилизация золошлаков, с одной стороны, является одним из основных направлений в обеспечении экологической безопасности населенных пунктов, с другой, – это возможность существования и развития самих угольных станций.

### **Выводы**

1. Применяемые за рубежом и в малой степени в нашей стране технологии по утилизации ЗШО нельзя признать оптимальными. Содержащиеся в золе и шлаке ценнейшие компоненты требуют радикального пересмотра подходов по утилизации ЗШО. Только после комплексной переработки инертный остаток в количестве 60 – 80% от исходной массы ЗШО с высокой степенью безопасности можно направлять на нужды стройиндустрии для промышленного и гражданского строительства и нужды сельского хозяйства.

2. Разработанные на рубеже XX и XXI вв. способы утилизации ЗШО позволяют эффективно, с минимумом затрат перерабатывать золу и шлак в раздельном, несмешанном друг с другом виде. В связи с этим для обеспечения широкомасштабной утилизации ЗШО на всех угольных ТЭС необходимо ввести норму раздельного складирования в золо- и шлакоотвалах избыточного количества золы и шлака над тем, которое непосредственно от котлоагрегатов может быть направлено на переработку.

3. Масштабная утилизация золошлаков, во-первых, обеспечит экологическую безопасность населенных пунктов, в непосредственной близости от которых находятся угольные ТЭС, и тем самым предоставит право на дальнейшее существование и развитие этих станций, во-вторых, позволит сохранить природные ресурсы цветных, благородных и редкоземельных металлов, АСПМ, стройматериалов и ископаемых мелиорантов для сельского хозяйства.

4. Угольным ТЭС самым выгодно создавать предприятия комплексной переработки, т. к. золошлаки, являясь отходами основного производства, имеют нулевую стоимость. Но после предварительной и тем более глубокой комплексной переработки приобретают цену, становятся востребованным товаром не только в нашей стране, но и в странах ближнего и дальнего зарубежья.

5. Временной фактор, приводящий к существенной неравномерности в выходе ЗШО зимой и летом, позволяет внедрить в России положение «угольные ТЭС без золошлакоотвалов» лишь для малых ТЭС с выходом золы не более 100 тыс.т/год и ТЭС, расположенных в южных регионах страны. Для остальных регионов на крупных угольных станциях помимо силосов-хранилищ необходимо иметь золо- и шлакоотвалы годичного регулирования, играющие роль распределительных узлов, перераспределяющих дифференцированные потоки золы и шлака между зимним и летним периодами.

6. Золо- и шлакоотвалы годичного регулирования имеют многократно меньшие размеры по сравнению с традиционными золоотвалами многолетнего накопления ЗШО. Соответственно стоимость строительства и эксплуатации этих сооружений будет значительно меньшей, чем стоимость золоотвала многолетнего накопления. Максимально полная переработка золошлаков позволит продлить на неограниченный срок эксплуатацию золошлакоотвалов годичного регулирования и в целом самих угольных станций.

### Литература

1. Кожуховский И. С., Цельковский Ю. К. // Экология производства. 2012 №10. С. 40–47.
2. Кожуховский И. С., Цельковский Ю. К. Угольные ТЭС без золошлакоотвала: реальность и перспективы // Энергетик. 2011. № 6. С. 20 – 23.
3. Роганков М. П. // Материалы V Межд. конф. «Золошлаки ТЭС – удаление, транспорт, переработка, складирование». Москва, 24–25 апреля 2014 г. М.: Полиграфический центр МЭИ. С. 1–8.
4. Денисов Г.А. Золошлаки в промышленности стройматериалов [Электронный ресурс]: Новые химические технологии. Аналитический портал химической промышленности. URL: [http://www.newchemistry.ru/letter.php?n\\_id=2841&cat\\_id=&sword=%C7%CE%CB%CE%D8%CB%C0%CA%C8](http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=2841&cat_id=&sword=%C7%CE%CB%CE%D8%CB%C0%CA%C8) (дата обращения 23.09.2015).
5. Юдович Я.Э., Кетрис М.В. Ценные элементы-примеси в углях. Екатеринбург: УрО РАН, 2006. 538 с.
6. Черепанов А. А., Кардаш В. Т. // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2009. №2. С. 98–115.
7. Пат. № 2453769 RU. Патент на изобретение «Способ удаления твердых шлаков из угольного котла и извлечения из них металлов и устройство для его осуществления» / С. И. Ивандаев // Патентообладатель: С. И. Ивандаев (RU). Заявл. 25.10.2010, опубл. 10.11.2012.
8. Адеева Л. Н., Борбат В. Ф. // Химия Вестн. Ом. ун-та. 2009. № 2. С. 141-151.
9. Пат. № 2293134 RU. Патент на изобретение «Способ извлечения редкоземельных металлов и иттрия из углей и золошлаковых отходов от их сжигания» / В. И. Кузьмин, Г. Л. Пашков, Н. В. Карцева, С. С. Охлопков, В. Р. Кычкин, А. М. Сулейманов // Патентообладатель: Институт химии и химической технологии СО РАН (RU); ОАО «Нишне-Ленское» (RU). Заявл. 26.05.2005, опубл. 14.03.2007.
10. Пат. 365380 US. Enhanced resource recovery by beneficiation and direct acid leaching of fly ash / E.E. Berry, R.T. Hemmings, D.M. Golden // Fly Ash and Coal Convers. by. Prod.: Charact., Util. and Disposal: III Symp. Pittsburgh, 1987.
11. Raask E. Cenospheres in pulverized-fuel ash // Journal of the Institute of fuel. 1968. Vol. 43. № 332, september. P. 339-344.
12. Данилин Л.Д., Дрожжин В.С., Куваев М.Д., и др. // Труды II Межд. научн. практ. конф. и спец. выст. «Экология в энергетике – 2005», 19-21 октября 2005 г., Москва, Изд-во МЭИ, С. 196 – 202.
13. Основные направления и способы использования золошлаковых отходов тепловых электростанций [Электронный ресурс]: Использование золошлаковых отходов ТЭС. URL: [http://somillial.ucoz.ru/news/ispolzovanie\\_zoloshlakovykh\\_otkhodov\\_tehs/2013-03-12-68](http://somillial.ucoz.ru/news/ispolzovanie_zoloshlakovykh_otkhodov_tehs/2013-03-12-68) (дата обращения 21.05.2015).
14. Сысоев, Ю. М., Кузнецов Г. И. Проектирование и строительство золоотвалов. М.: Энергоатомиздат, 1990. 248 с.
15. Хаглеев Е. П., Хаглеев П. Е. // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2013. № 5–6. С. 3–12.
16. Хаглеев Е. П. // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2014. № 11–12. С. 39–49.
17. Хаглеев Е. П., Хаглеев П. Е. // Изв. ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева. 2013. Т. 269. С. 87–94.
18. Путилов В.Я., Вишня Б.Л. Сухие золоотвалы [Электронный ресурс]: Наилучшие доступные и перспективные природоохранные технологии в энергетике России URL: <http://osi.ecopower.ru/ru/2010-10-18-10-54-27/item/155-353-сухие-золоотвалы.html> (дата обращения 14.09.2014).

### Авторы публикации

*Хаглеев Евгений Петрович* – канд. техн. наук, докторант Сибирского федерального университета (СФУ).

### References

1. Kozhukhovskiy I. S., Y. K. Celikovskiy // "Ecology of production", No. 10, 2012. P. 40-47.
2. Kozhukhovskiy I. S., Y. K. Celikovskiy // Energy drink. No. 6. 2011. P. 20 – 23.
3. Rogankov M. P. // Materialy V Intern. Conf. "Ash-slag of TES – removal, transport, processing, landfilling". Moscow, April 24-25, 2014-M.: Printing center MEI. P. 1-8.
4. Denisov G.A. Ash-slag in the building materials industry [Electronic resource]: New chemical technologies. Analytical portal of chemical industry. URL: [http://www.newchemistry.ru/letter.php?n\\_id=2841&cat\\_id=&sword=%C7%CE%CB%CE%D8%CB%C0%CC%C8](http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=2841&cat_id=&sword=%C7%CE%CB%CE%D8%CB%C0%CC%C8) (date of access 23.09.2015).
5. Yudovich Y. E., Katriss, M. V. Valuable elements-impurities in coals. Ekaterinburg: Uro RAN, 2006. 538 p.
6. Cherepanov A. A., Kardash V. T. // Geology and minerals of World ocean. 2009, No. 2. P. 98-115.
7. Pat. No. 2453769 RU. The patent for the invention "Method of removing solid slag from coal boiler and the extraction from them metals and device for its implementation" / S. I. Ivandaev // Patentee: S. I. Ivandaev (RU). Stated 25.10.2010, publ. 10.11.2012.
8. Adeeva L. N., Borbat V. F. // Chemistry Herald Omsk Univ. 2009. No. 2. P. 141-151.
9. Pat. No. 2293134 RU. The patent for the invention "Method of extraction of rare earth metal crystals and yttrium from coals and ash-slag wastes from incineration" / V. I. Kuzmin, G. L. Pashkov, N. V. Kartseva, S. S. Okhlopov, V. R. Kuchkin, A. M. Suleimanov // Patentee: Institute of chemistry and chemical technology SB RAN (RU), OJSC Nizhne-Lenskoe (EN). Appl. 26.05.2005, publ. 14.03.2007.
10. Pat. 365380 US. Enhanced resource recovery by beneficiation and direct acid leaching of fly ash / E.E. Berry, R.T. Hemmings, D.M. Golden // Fly Ash and Coal Convers. by. Prod.: Charact., Util. and Disposal: III Symp. Pittsburgh, 1987.
11. Raask E. Cenospheres in pulverized-fuel ash // Journal of the Institute of fuel. 1968. Vol. 43. № 332, september. P. 339-344.
12. Danilin L. D., Drozhzhin V. S., Kuvayev M. D., Maksimova N. V., Pikulin I. V., Radushev S. A., Shpirt M. Y. // Proceedings II Int. scientific. pract. Conf. and specials Exhib. "Ecology in energy – 2005", October 19-21, 2005, Moscow, Publishing house MEI, P. 196 – 202.
13. The main directions and ways of thermal power plant ash-slag waste using [Electronic resource]: Power plant ash-slag waste using. URL: [http://somillial.ucoz.ru/news/ispolzovanie\\_zoloshlakovykh\\_otkhodov\\_tehs/2013-03-12-68](http://somillial.ucoz.ru/news/ispolzovanie_zoloshlakovykh_otkhodov_tehs/2013-03-12-68) (date of access 21.05.2015).
14. Sysoev, Yu. M., Kuznetsov G. I. Design and construction of ash dumps. M.: Energoatomizdat, 1990. 248 p.
15. Khagleev E. P., Khagleev P. E. Izv. universities "The energy problems". 2013. No. 5-6, pp. 3-12.
16. Khagleev E. P. Izv. universities "The energy problems". 2014. No. 11-12, p. 39-49.
17. Khagleev E. P., Khagleev P. E. Izv. VNIIG im. B. E. Vedeneeva. 2013. T. 269. S. 87-94.
18. Putilov V.Y., Vishnya B.L. Dry ash landfills [Electronic resource]: The Best Available and Perspective Nature Protection Technologies in the Russian Power Industry URL: <http://osi.ecopower.ru/ru/2010-10-18-10-54-27/item/155-353-сухие-золоотвалы.html> (date of access 14.09.2014).

### Authors of the publication

**Khagleev Evgeny Petrovich** – cand. sci. (techn.), doctoral candidate of Siberian Federal University.

*Поступила в редакцию*

*12 апреля 2017 г.*

## ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГИДРОАГРЕГАТОВ ЗА ПРЕДЕЛАМИ ПРОЕКТНОГО СРОКА СЛУЖБЫ

Е.В. Георгиевская

ОАО «НПО ЦКТИ», г.Санкт-Петербург, Россия

ORCID\*: <http://orcid.org/0000-0001-9894-8868>, [e\\_georgievskaya@mail.ru](mailto:e_georgievskaya@mail.ru),  
[GeorgievskaiiaEV@ckti.ru](mailto:GeorgievskaiiaEV@ckti.ru)

**Резюме:** С увеличением срока службы энергетического оборудования, в том числе и гидроагрегатов ГЭС, вопросы обеспечения надежности и безопасности его эксплуатации становятся все более актуальными. Большая длительность эксплуатации и индивидуальные особенности гидроагрегатов не позволяют за пределами проектного срока службы применять методики оценки состояния гидроэнергетического оборудования, основанные на простой экстраполяции результатов предыдущих обследований.

Комплексный подход, объединяющий использование современных возможностей диагностических систем, достижений вычислительных технологий, обобщение теоретического опыта и результатов многочисленных экспериментальных исследований на модельных и натурных гидроагрегатах, дает возможность достоверно и обоснованно прогнозировать изменение технического состояния гидроагрегатов, не допуская снижения уровня их надежности и безопасности ниже приемлемого.

Материалы статьи были частично представлены на заседании круглого стола «Развитие гидроэнергетики Сибири» в рамках VII Сибирского энергетического форума 2016.

**Ключевые слова:** гидроагрегат, гидротурбина, ресурс, дефект, повреждение, рабочее колесо, надежность, безопасность, диагностирование, техническое состояние.

## THE RELIABILITY AND OPERATION SAFETY OF HYDRAULIC UNITS BEYOND DESIGN LIFETIME

E.V. Georgievskaiia<sup>1</sup>

<sup>1</sup>JSC «NPO CKTI», St. Petersburg, Russia

ORCID\*: <http://orcid.org/0000-0001-9894-8868>, [e\\_georgievskaya@mail.ru](mailto:e_georgievskaya@mail.ru),  
[GeorgievskaiiaEV@ckti.ru](mailto:GeorgievskaiiaEV@ckti.ru)

**Abstract:** The issues of reliability and operation safety of power equipment, including hydraulic units of hydropower plants, are becoming more and more relevant with the increasing the service life. The long operation period and the individual characteristics of hydraulic units do not allow to apply outside the design lifetime the methodology for assessing the technical condition based only a simple extrapolation of the results of previous surveys. The integrated approach that combines application of modern diagnostic systems capabilities and achievements of computing technologies, the generalization of theoretical experience and the results of numerous experimental investigations using model and full-scale hydraulic units makes it possible to reliably and reasonably predict changes in the technical condition of hydraulic units, not allowing to reduce the reliability and safety below acceptable level. The

*material of this article was partially presented at the round table "Siberia Hydropower Development" at the VII Siberian energetic forum in 2016.*

**Keywords:** *hydropower unit, hydraulic turbine, lifetime, defect, fault, runner, reliability, safety, diagnosing, technical condition*

В настоящее время большинство гидроагрегатов (ГА), эксплуатируемых на российских ГЭС, выработали свой проектный (назначенный) ресурс, равный 30 годам [1, 2]. Многие введенные в эксплуатацию еще в 60-70-е годы XX века агрегаты, в том числе и мощные, сейчас имеют наработку уже свыше 350 тыс. час. (или более 40–50 лет) и не планируются для замены в ближайшее время.

Вопросы надежности и безопасности эксплуатации энергооборудования тесно переплетаются с понятием ресурса. При этом надежность прежде всего подразумевает способность безотказно выполнять заданные функции, т.е. вырабатывать электроэнергию, а безопасность связывается с отсутствием недопустимого риска для людей и окружающей среды. Ресурс оборудования трактуется как продолжительность нахождения объекта в работоспособном состоянии, т.е. наработка до перехода в предельное состояние. Предельное состояние может быть вызвано не только физическим износом невосстанавливаемых элементов оборудования, но и, например, невозможностью дальнейшего применения агрегата по назначению вследствие недопустимых отклонений от требований безопасности, экономичности или эффективности.

Следует отметить, что индивидуальный ресурс гидроагрегата, зависящий от совокупности особенностей сборки и монтажа, фактических свойств используемых материалов, реальных параметров эксплуатации, проведенных ремонтных операций и ряда других факторов, может значительно превышать проектный, иногда в 2–3 раза. Именно индивидуальность каждого конкретного гидроагрегата, его преимущества над «среднестатистическим», с точки зрения фактического технического состояния, и позволяют допускать дальнейшую надежную и безопасную эксплуатацию ГА за пределами проектного срока службы.

Кроме того, важно понимать, что в процессе эксплуатации ГЭС ресурсом основного гидроэнергетического оборудования можно и нужно управлять, планируя своевременные восстановительные ремонты, замену и модернизацию его ресурсоограничивающих элементов, оптимизируя режимы работы агрегатов в рамках имеющихся возможностей по регулированию.

Очевидно, что с увеличением срока службы гидроагрегатов вопросы обеспечения надежности и безопасности их эксплуатации становятся все более актуальными вследствие повышения риска возникновения следующих негативных ситуаций:

- техногенных аварий или катастроф;
- угрозы здоровью и жизнедеятельности населения;
- нарушения энергообеспечения населения;
- материальных потерь в связи с отказом или разрушением оборудования;
- увеличения времени простоя агрегатов в ремонте и пр.

Кроме того, следует помнить, что после длительной наработки ГА меняются и основные приоритеты, определяющие задачи эксплуатации оборудования: вместо эффективности, экономичности, снижения сроков самоокупаемости на первый план зачастую выходят обеспечение возможности дальнейшей эксплуатации, поддержание работоспособности на необходимом уровне, т.е. выполнение хотя бы части заданных функций.

Изменение приоритетов влечет за собой и изменение принципов диагностики гидроагрегатов, что, прежде всего, отражается на решаемых задачах (рис. 1). В рамках 30-

летнего проектного срока службы для своевременного выявления повреждений, препятствующих дальнейшей эксплуатации, как правило, достаточно проводить периодический осмотр и штатный контроль гидротурбинного оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов, рекомендациями завода-изготовителя и сложившимся опытом эксплуатации аналогичных агрегатов. При этом основанием для установления сроков, методов и объема контроля служит статистическая база данных об отказах, повреждениях и выявленных дефектах оборудования данного типа или аналогичного. После длительной наработки подход к диагностированию должен быть существенно изменен: выбор методов, средств, объемов и сроков проведения диагностирования должен быть направлен на оценку индивидуального ресурса ГА.



Рис. 1. Задачи диагностики на различных стадиях жизненного цикла

\* НТД – нормативно-техническая документация

Целесообразно отметить основные факторы, определяющие отличительные особенности, на которые необходимо обращать внимание при решении вопроса о продлении дальнейшей эксплуатации.

Во-первых, заложенные на стадии проектирования и монтажа особенности конструкции. В отличие от других энергетических машин статор гидроагрегата представляет собой строительную конструкцию, а сборка происходит прямо на площадке строительства ГЭС. Многие нормируемые параметры, такие как уклон вала, неперпендикулярность подпятника, зазоры между вращающимися и неподвижными частями, имеющие большое значение для надежности и безопасности эксплуатации гидрооборудования, а также оказывающие существенное влияние на продолжительность его безотказной работы, устанавливаются именно в процессе монтажа агрегата. Это приводит к уникальности каждого агрегата, даже относительно установленных в одном машинном зале аналогичных ГА [3, 4].

Во-вторых, особенности эксплуатации оборудования. В настоящее время, как на российских, так и на зарубежных ГЭС, весьма актуальным является вопрос изменения режимов работы ГА относительно заложенных на стадии проектирования [5, 6, 7, 8]. Это связано с использованием высокой маневренности гидроагрегатов для покрытия пиков мощности и обеспечения стабильности энергетических систем, а также все более широким использованием нетрадиционных возобновляемых источников энергии (ветровой, солнечной, приливной, волновой и т.п.). Следует отметить, что режимы работы ГА могут существенно отличаться не только на разных ГЭС, но и в пределах групп

агрегатов одной станции.

При оценке возможности дальнейшей эксплуатации необходимо учитывать, что выработка ресурса агрегатом определяется не только (а иногда и не столько) временем его наработки на номинальном режиме. Значительные динамические нагрузки на элементы ГА возникают в режимах «пуск-останов» и на переходных режимах [9]. Кроме того, существует опасность возникновения резонансных явлений [10, 11] и повышенных вибрационных нагрузок на режимах частичной мощности или при эксплуатации гидроэнергетического оборудования на форсированных по мощности или расходу режимах. Даже кратковременные (в масштабах сроков эксплуатации ГА), но высокочастотные нагрузки могут привести к быстрому зарождению и росту дефектов вплоть до критических размеров, что вызывает необходимость вывода оборудования из эксплуатации или его аварийный останов [5, 6, 7, 8, 12, 13].

В третьих, ремонтные операции по устранению или предотвращению развития появляющихся повреждений. Это, прежде всего, относится к выборкам в зонах зарождения трещин и наплавкам металла в зонах развитой кавитации. Многократное проведение указанных операций может не только изменить локальную геометрию в зоне проведения работ, но и повлиять на распределение внешних нагрузок и остаточных напряжений в основных элементах ГА, что будет сказываться на его фактическом ресурсе. С учетом ограниченности возможностей проведения ремонтно-восстановительных работ в пределах ГЭС не всегда удастся обеспечить необходимый уровень соответствия геометрических и технологических параметров исходным проектно-конструкторским значениям.

В четвертых, временной фактор, который обуславливает степень деградации материала под действием коррозионно-агрессивной среды и уровень развития дефектов в условиях фактической эксплуатации.

Известно, что усталостные характеристики металла в водной среде существенно снижаются со временем, не ограничиваясь, как на воздухе, некоторым асимптотическим значением (рис. 2). На больших базах циклического нагружения (порядка  $10^{10}$  циклов), что соответствует примерно 30 и более годам эксплуатации с частотой 40–50 Гц – характерной частотой внешних нагрузок для радиально-осевых (РО) гидротурбин – условный предел усталости для распространенных в гидротурбостроении сталей не превышает 10–30 МПа и значительно уступает пределу усталости в воздушной среде. Кроме того, с увеличением времени наработки увеличивается и разброс усталостных характеристик материала. Использование «среднестатистических» значений характеристик значительно снижает достоверность выполняемых оценок прочности, надежности и ресурса ГА после продолжительной эксплуатации, что может привести к необоснованно оптимистическим прогнозам.

Аналогичные соображения касаются и скорости развития дефектов, которая определяется размерами и положением исходных дефектов, фактически действующими нагрузками, а также характеристиками трещиностойкости материала. Наибольшую опасность с точки зрения нарушения надежности и безопасности эксплуатации представляют трещины и трещиноподобные дефекты. Неадекватный учет этих факторов может привести к существенно завышенным значениям ресурсных параметров, что существенно повышает риск аварийной ситуации или незапланированного останова оборудования.

Все выше отмеченные факторы в совокупности отражаются на техническом состоянии гидроэнергетического оборудования, что подтверждается богатым накопленным в ОАО «НПО ЦКТИ» опытом освидетельствований, проведенных на отработавших длительный период агрегатах (рис. 3). Для обеспечения необходимого уровня надежности и безопасности ГА простой экстраполяции изменения технического состояния по данным предыдущих обследований становится недостаточно (рис. 4), т.к.

это может привести к катастрофической ошибке при оценке сроков возможной эксплуатации.

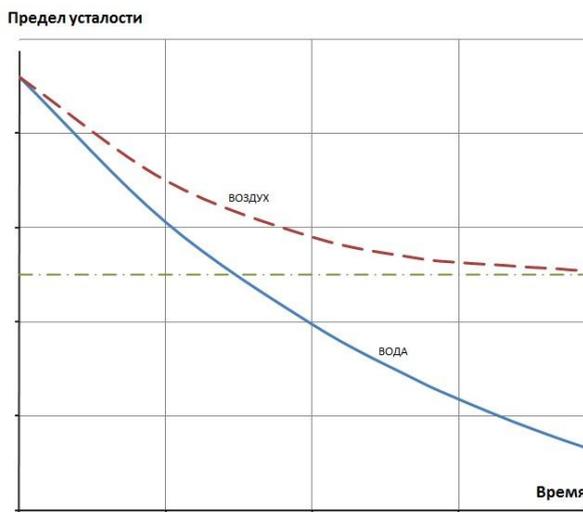


Рис. 2. Изменение предела усталости во времени



а) трещина в зоне перехода пера во фланец лопасти поворотной лопасти гидротурбины



б) трещина в зоне конического перехода вала радиально-осевой гидротурбины



в) выкрашивание резьбы на крепежных элементах ПЛ гидротурбины



г) дефект в зоне приварки лопасти к ободу РО гидротурбины

Рис. 3. Примеры повреждений элементов ГА

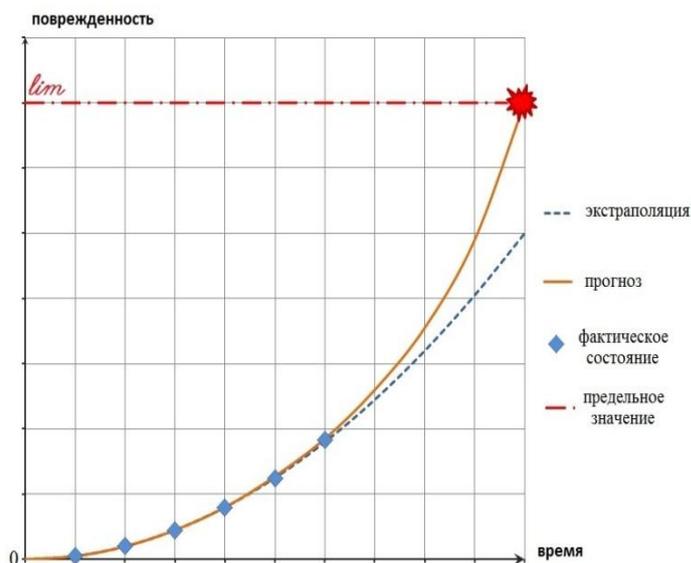


Рис. 4. Прогнозирование поврежденности ГА

Альтернативой является построение расчетного индивидуального прогноза накопления поврежденности оборудования с учетом всех его существенных особенностей, влияющих на ресурс, как это широко используется в других областях энергетики и машиностроения [14, 15, 16]. Для гидроагрегата за пределами проектного срока службы прогноз должен позволять:

- не допускать возникновения аварий и неплановых остановов;
- не допускать снижения безопасности и надежности эксплуатации ниже приемлемого уровня;
- обнаруживать дефекты и отклонения на ранних стадиях развития, пока они не оказывают существенного влияния на безопасность и надежность;
- своевременно выявлять подлежащие ремонту, замене или модернизации узлы и детали, препятствующие дальнейшей эксплуатации;
- обоснованно продлевать срок службы ГА.

Для построения такого прогноза необходимо разработать и нормативно закрепить систему критериев предельных состояний (критериев разрушения) и соответствующих им коэффициентов запаса, отражающих основные механизмы накопления поврежденности и исчерпания ресурса. Также должны быть разработаны требования к математическим моделям накопления поврежденности ресурсоопределяющими узлами ГА (рабочее колесо, вал, крышка гидротурбины, ответственные крепежные элементы и т.п.), позволяющие проследить изменение технического состояния ГА от момента ввода в эксплуатацию до достижения предельного состояния. В настоящее время в полном объеме для объектов гидроэнергетики такой подход не разработан, но периодически предпринимаются попытки решения вопроса о достоверной оценке ресурса и прогнозировании технического состояния отдельных элементов на продлеваемый период [17, 18, 19].

Индивидуальный характер и необходимая глубина (не менее межремонтного периода 5–7 лет) прогноза требуют большого объема исходных данных, которые могут быть получены на основании следующих работ:

- анализа проектной, конструкторской, ремонтной и эксплуатационной документации с целью определения особенностей ГА, в том числе наиболее нагруженных элементов, расчетных параметров, режимов работы и пр.;

- всестороннего контроля состояния металла неразрушающими методами (визуально-измерительный контроль, цветная дефектоскопия, ультразвуковая диагностика, вихре-токовый контроль, толщинометрия и пр.) с целью выявления местоположения, ориентации и размеров видимых и/или скрытых дефектов, развитие которых в межремонтный период может привести к отказу оборудования;

- лабораторных исследований вырезов металла основных элементов ГА с целью определения фактических физико-механических, усталостных свойств и характеристик трещиностойкости;

- проведения специальных испытаний и измерений с целью уточнения фактически действующих нагрузок на элементы ГА (определение жесткостных характеристик опорных узлов, собственных частот, тензометрирование, кавитационные испытания и т.п.);

- определения остаточных напряжений в сварных швах и зонах ремонтных наплавов с целью их учета при оценке усталостной прочности и долговечности.

Современный уровень развития методов и средств неразрушающего контроля, широкие возможности диагностических систем, достижения вычислительной техники, большие возможности многофункциональных расчетных пакетов программ на основе метода конечных элементов позволяют в настоящее время строить обоснованные и достоверные прогнозы, по крайней мере, на период до следующего обследования (5–7 лет). Но важно помнить, что указанные инструменты сами по себе еще не являются залогом успешного решения задачи об обеспечении надежности и безопасности эксплуатации гидроэнергетического оборудования. Достоверные прогнозы базируются на глубоком знании теоретических основ физических процессов, определяющих поведение ГА в процессе эксплуатации, богатом опыте экспериментальных исследований на модельных и натуральных гидроагрегатах, широких и глубоких компетенциях специалистов, а также многолетних практических наработках по данному направлению работ. Все перечисленное объединено в разработанном в ОАО «НПО ЦКТИ» комплексном подходе к оценке ресурса с позиций обеспечения надежности и безопасности гидроагрегатов, опробованном на ряде ГЭС.

### **Выводы**

1. Достоверная оценка индивидуального ресурса гидроагрегата позволяет обеспечить надежность и безопасность его работы за пределами проектного срока службы, сократить затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание ГА, обоснованно и своевременно запланировать замену или модернизацию его элементов и узлов.

2. Для построения достоверного прогноза технического состояния оборудования за пределами проектного срока службы разработан комплексный подход, объединяющий расчетные и экспериментальные методы и учитывающий индивидуальные конструктивные, технологические и эксплуатационные особенности.

3. Разработанный на основании оценки индивидуального ресурса подход во многих случаях позволяет гарантировать безопасную и надежную работу оборудования на длительный период даже за пределами проектного срока службы и/или при наличии дефектов и отклонений от требований НТД.

### **Литература**

1. ГОСТ 26945-91. Турбины гидравлические вертикальные. Общие технические требования.

2. СТО РусГидро 02.03.77-2011. Гидроэлектростанции. Правила продления срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации. Нормы и требования.

3. Мигуренко В.Р., Станкевич В.Л. Радикальные изменения в подходе к монтажу

гидроагрегатов // Гидротехника. 2009. № 1. С. 65–67.

4. Ключац А.А. Влияние асимметрии спиральной камеры на вибрации гидроагрегата // Гидротехническое строительство. 2013. № 10. С. 10–18.

5. Huang X., Chamberland-Lauzon J., Oram C., Klopfer A., Ruchonnet N. Fatigue analyses of the prototype Francis runners based on site measurements and simulations // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2014. Volume 22. Number 1. Pp. 12014-12021. doi: 10.1088/1755-1315/22/1/012014.

6. Huang X., Oram C., Sick M. Static and dynamic stress analyses of the prototype high head Francis runner based on site measurement // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2014. Volume 22. Number 3. Pp. 32052-32061. doi:10.1088/1755-1315/22/3/032052.

7. Seidel U., Mende C., Hübner B., Weber W., Otto A. Dynamic loads in Francis runners and their impact on fatigue life // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2014. Volume 22. Number 3. Pp. 32054-32062. doi:10.1088/1755-1315/22/3/032054.

8. Thibault D., Gagnon M., Godin S. Bridging the gap between metallurgy and fatigue reliability of hydraulic turbine runners // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2014. Volume 22. Number 1. Pp. 12019-12029. doi: 10.1088/1755-1315/22/1/012019.

9. Георгиевская Е.В. Влияние режимных факторов на прочность и ресурс лопастных систем мощных гидротурбин // Гидравлические машины, гидропневмоприводы и гидропневмоавтоматика. Современное состояние и перспективы развития: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, 9–10 июня 2016 года. Санкт-Петербург: Изд-во Политехнического ун-та, 2016. С. 13–20.

10. He L.Y., Wang Z.W., Kurosawa S., Nakahara Y. Resonance investigation of pump-turbine during startup process // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2014. Volume 22. Number 3. Pp. 32024-32031. doi: 10.1088/1755-1315/22/3/032024.

11. Конаков А.А. Об исследовании резонансных явлений в конструкции вертикального гидроагрегата // Гидротехническое строительство. 2016. № 1. С. 14–17.

12. Storli P.-T., Nielsen T. K. Dynamic load on a Francis turbine runner from simulations based on measurements // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2014. Volume 22. Number 3. Pp. 32056-32064. doi: 10.1088/1755-1315/22/3/032056.

13. Xin Liu, Zhengwei Wang, Lingjiu Zhou, Xavier Escaler, Yongyao Luo. Failure investigation of a Francis turbine under the cavitation conditions // ISROMAC 2016 International Symposium on Transport Phenomena and Dynamics of Rotating Machinery. Hawaii, Honolulu. April 10-15, 2016.

14. Махутов Н.А. Конструкционная прочность, ресурс и техногенная безопасность. Часть 2: Обоснование ресурса и безопасности. Новосибирск: Наука, 2005. 610 с.

15. Махутов Н.А. Управление ресурсом безопасной эксплуатации объектов техносферы // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. 2015. Т. 81, № 12. С. 5–7.

16. Москвичев В.В., Анискович Е.В., Буров А.Е., Доронин С.В., Зырянов И.А., Лепихин А.М., Черняев А.П. Чернякова Н.А. Проблемы конструкционной прочности и безопасности технических систем. Красноярск: ИВМ СО РАН, 2006. 100 с.

17. Судаков А.В., Георгиевская Е.В. Проблемы нормативного и методологического обеспечения оценки прочности и ресурса гидротурбин // Гидротехническое строительство. 2014. № 2. С. 52–58.

18. Гончар А.В., Руденко А.Л., Мишакин В.В., Ключников В.А., Байков А.И. Оценка ресурса лопаток направляющего аппарата ГЭС с учетом дефектности и коррозионной поврежденности // Гидротехническое строительство. 2016. № 6. С. 11–15.

19. Левина С.М., Новкунский А.А., Шевченко Ю.В. Оценка остаточного ресурса металлической облицовки турбинных водоводов с учётом её фактической толщины // Гидротехническое строительство. 2016. № 3. С. 31–37.

**Авторы публикации**

**Георгиевская Евгения Викторовна** – канд. физ.–мат. наук, заведующая лабораторией прочности турбин ТЭС, АЭС и ГЭС, ОАО «НПО ЦКТИ», г. Санкт-Петербург. E-mail: e\_georgievskaya@mail.ru.

**References**

1. GOST 26945-91 Hydraulic-conversion turbines. General-purpose requirements [Hydraulic vertical turbines. General technical requirements]. (In Russian).
2. STORus Hidro 02.03.77-2011 Hydroelectric power station. Rule of production in accordance with the requirements laid down in the technical rationale. Maintenance. Maintenance. The duration of the extension of the main equipment during operation. Standards and requirements. (In Russian).
3. Migurenko V.R., Stankevich V.L. Radical changes in the approach to the Mounting of Hydra aggregates [Radical changes in the approach to the installation of hydraulic assemblies]. *Gidrotehnika*. 2009. № 1. P. 65–67. (In Russian).
4. Klyukach AA [Effect of the spiral chamber]. *Hydrotechnical development [Hydraulic engineering]*. 2013. № 10. P. 10–18. (In Russian).
5. Juan H., Camerlend-Lauzon J., Oram K., Klopfer A., Ruhonnet H. Analysis of the fatigue of Francis prototypes based on measurements and site modeling. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Sciences*. 2014. Volume 22. Number 1. Pp. 12014–12021. Doi: 10.1088 / 1755-1315 / 22/1/012014.
6. Juan H., Oram S., Strong M. Static and dynamic stress analysis of the prototype of the High Francis-runner on the basis of the measurement of the site. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Sciences*. 2014. Volume 22. Number 3. Pp. 32052–32061. Doi: 10.1088 / 1755-1315 / 22/3/032052.
7. Seidel U., Mende S., Hübner B., Weber V., Otto A. Dynamic loads in Francis runners and their influence on the life of fatigue. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Sciences*. 2014. Volume 22. Number 3. Pp. 32054–32062. Doi: 10.1088 / 1755-1315 / 22/3/032054.
8. Thibault D., Gagnon M., Godin S. Bridging the gap between metallurgy and fatigue reliability of hydraulic turbines. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Sciences*. 2014. Volume 22. Number 1. Pp. 12019–12029. Doi: 10.1088 / 1755-1315 / 22/1/012019.
9. Georgievskaya E.V. Influence of the Factor Factors on the Prophecy of the Fighter Flyers Mistematic hydroturbines [The influence of fashion factors on the structural strength and durability of blade systems Power turbines]. *Hydraulic machines, hydropneumatic and hydropneumatic automation. Current status and development prospects. International Scientific Conference, 2016. Saint Petersburg*. 13–20. (In Russian).
10. He L.Ya., Van Z.V., Kurosawa S., Nakahara J. Rezonans Investigation of the pumping turbine during start-up. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Sciences*. 2014. Volume 22. Number 3. Pp. 32024–32031. Doi: 10.1088 / 1755-1315 / 22/3/032024.
11. Konakov A.A. RESEARCH OF RESONANT PHENOMENA IN THE DESIGN OF VERTICAL HYDROGENAGRATE [On the study of resonant phenomena in a vertical hydraulic block]. *Hydrotechnical development [Hydraulic engineering]* .. 2016. № 1. P. 14–17. (In Russian).
12. Stoli P.-T., Nielsen TK Dynamic load on the runner from the Francis turbine from simulations based on measurements. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Sciences*. 2014. Volume 22. Number 3. Page. 32056–32064. Doi: 10.1088 / 1755-1315 / 22/3/032056.
13. Xin Liu, Zhengwei Wang, Lingjiu Zhou, Xavier Escaler, Yongyao Luo. Failure Investigation of the Francis turbine in cavitation conditions. *International Symposium ISROMAC 2016 on the phenomena of transport and dynamics of rotating machines. Hawaii, Honolulu. April 10-15, 2016*.
14. Makhutov NA, "Constructive Technology", "Resources Security Technology". Part 2: Review Resursay Security. [Structural strength, life expectancy and technical safety. Part 2: Justification of life expectancy and safety. Novosibirsk: Science, 2005. 610 p. (In Russian).

15. NA Makhutov. MANAGEMENT OF THE RESPUSE OF SAFE EXPOSURE "ektov Tehhnosfery. [Lifetime Management for safe operation of the technosphere] .Zavodskaya laboratory. Diagnostics of materials. Diagnosis of materials .2015. 81. T. number 12. S. 5–7.

16. Moskvichev VV, Aniskovich EV, Burov AE, Doronin SV, Zyryanov IA, Lepikhin AM, Chernyaev AP, Chernyakova NA Problems of constructional technology Safety Technical systems. Krasnoyarsk: IVMSORAN, 2006. 100 p.

17. Sudakov AV, Georgievskaya EV The problem of a normalized and methodological justification of the evaluation of the strength and remaining service life of hydraulic turbines. Energy technology and technology. 2014. T. 48. № 2.C.C.C. 117–122.

18. Gonchar AV, Rudenko AL, Mishakin VV, Klyushnikov VA, Baikov AI From the price, a shortage of fodders for the HPP was taken into account, taking into account the shortcomings of the electrical equipment. [Evaluation of the operating characteristics of the guide vanes, taking into account the presence of defects and damage to corrosion]. Hydrotechnical development [Hydraulic engineering]. 2016. № 6. P. 11–15. (In Russian).

19. Levina SM, Novkunsky AA, Shevchenko Yu.V. Estimation of the residual life of the metal lining of turbine conduits taking into account its actual thickness // Hydrotechnical construction. 2016. № 3. P. 31-37.

#### **Authors of the publication**

***Georgievskaya Evgeniia*** – Ph.D. (Physics & Mathematics), Head of the Turbine Strength Test Laboratory for the Thermal, Nuclear and Hydro Power Plants, JSC «NPO CKTI».

*Поступила в редакцию*

*25 апреля 2017 г.*

УДК 620.92

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ УСПЕШНОГО ЗАПУСКА ЭНЕРГОБЛОКА ПГУ ОТ АВАРИЙНОЙ ДИЗЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

В.В. Жуков<sup>1</sup>, И.А. Евсюков<sup>1</sup>, А.С. Александров<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт», г. Москва, Россия

<sup>2</sup>АО «Институт Теплоэлектропроект», г. Москва, Россия

**Резюме:** Аварии в энергосистеме могут привести к длительному отключению электростанции от энергосистемы и последующему их автономному пуску. Основная трудность пуска электростанции связана с запуском двигателей собственных нужд (с.н.) от независимого источника энергии, например, аварийной дизельной электростанции (АДЭС). Номинальную мощность генераторов АДЭС выбирают в соответствии с их расчетной нагрузкой, определяемой суммой мощностей всех электроприемников с.н. энергоблока ПГУ с учетом соответствующих коэффициентов загрузки и одновременности.

Однако, как показывает опыт эксплуатации ПГУ, выбранная таким образом мощность АДЭС не всегда обеспечивает успешный запуск энергоблока "с нуля". Так, выбранная мощность АДЭС для энергоблока ПГУ-450Т Калининградской ТЭЦ-2 (КТЭЦ-2) при аварии в энергосистеме в 2011 г. не обеспечила запуск энергоблока ПГУ-450Т. В этой связи возникает необходимость проведения исследований, позволяющих определить условия успешного запуска "с нуля" энергоблока ПГУ.

Сущность проблемы заключается в определении такой мощности АДЭС, которая сможет обеспечить допустимое снижение напряжения на шинах АДЭС при запуске потребителей с.н. ПГУ при различной комбинации относительного состава запускаемых электродвигателей механизмов с.н. ПГУ, а также минимальные капиталовложения в АДЭС.

Разработана методика определения мощности аварийной дизельной электростанции (АДЭС), обеспечивающей запуск потребителей собственных нужд (с.н.) при пуске «с нуля» энергоблока ПГУ. Расчетная методика учитывает переходные процессы в дизельном двигателе и синхронном генераторе с автоматической системой возбуждения при пуске от них асинхронных двигателей и тиристорного пускового устройства, а также расчетные критерии по обеспечению минимального напряжения в цепи АДЭС для успешного запуска и самозапуска потребителей с.н.

Выполненные расчетные исследования запуска энергоблока ПГУ-450Т позволили определить оптимальную мощность АДЭС и при различных условиях пуска потребителей с.н. показали, что прямой одновременный пуск потребителей с.н. энергоблока ПГУ при давлении газа в магистрали выше 2,3 МПа осуществляется успешно, однако пуск потребителей с.н. при давлении газа ниже 2,3 МПа (с учетом ГДК) возможен только при каскадном пуске потребителей с.н.

**Ключевые слова:** энергоблок ПГУ, аварийная дизельная электростанция, запуск энергоблока ПГУ «с нуля», потребители собственных нужд.

**DETERMINATION OF CONDITIONS FOR THE SUCCESSFUL START-UP OF  
COMBINED CYCLE POWER PLANT (CCPP) FROM BLACK START DIESEL  
GENERATORS (BSDG)**

V.V. Zhukov<sup>1</sup>, I.A. Evsyukov<sup>1</sup>, A.S. Alexandrov<sup>2</sup>

"National Research University" Moscow Power Engineering Institute ", Moscow,  
Russia

JSC "Institute Teploelectroproekt", Moscow, Russia

**Abstract:** Failures in energy systems can cause disconnection of power plant from power system for an extended period of time and subsequent autonomous start-up of power plant. The main difficulty of power plant start-up is associated with the launch of auxiliary motors from an independent power source, for instance, Black Start Diesel Generators (BSDG). Rated power of BSDG is selected in accordance to estimated loads determined by the sum of the capacities of all auxiliary loads of CCPP taking into account load factor and simultaneity factor.

However, as the experience of operating of CCPP shows, the power of BSDG selected in this way does not always ensure a successful start-up of CCPP. Thus, selected power of BSDG for CCPP-450T unit of Kaliningradskaya Thermal Power Plant 2 didn't bring CCPP-450T unit into operation during black out in 2011. In this regard, there is a need to conduct a research to determine the conditions for successful start-up of a CCPP unit.

The essence of the problem lies in the determination of BSDG power capacity sufficient to provide an allowable voltage drop on the BSDG buses at the start of supplying auxiliary loads (with different auxiliary motors) of CCPP, as well as the determination of minimum cost of BSDG.

A technique for determining BSDG power capacity sufficient to supply power to auxiliary loads at the start-up of CCPP has been developed. This technique takes into account transient processes in diesel engine and synchronous generator with excitation system when those trigger asynchronous motors and a thyristor starting devices. Moreover, the technique takes into account criteria for maintaining the minimum voltage level at BSDG buses for successful supplying of auxiliary loads.

Performed research of CCPP-450T start-up process made it possible to determine the optimum power of BSDG and under various conditions for the start-up of auxiliary motors showed a direct simultaneous start-up of all auxiliary motors of CCPP unit with gas pressure in the pipeline above 2.3 MPa to be successful. However, start-up of auxiliary motors with gas pressure below 2.3 MPa (taking into account gas booster compressor) is possible only with sequentially developing start-up of auxiliary motors.

**Keywords:** Combined Cycle Power Plant (CCPP), Black Start Diesel Generators (BSDG), start-up of a CCGT, auxiliary load.

В условиях работы современных энергосистем существует вероятность системных аварий, приводящих к длительному отключению электростанций от энергосистемы и последующему автономному пуску. Такая проблема возникла при аварии в Московской энергосистеме в 2005 г., когда в течение 8 минут от сети было отключено 28 турбогенераторов в юго-восточной и южной частях энергосистемы [1, стр. 69–73]. При аварии в энергосистеме Калининградской области в 2011 г. остались без напряжения западная часть энергосистемы Калининградской области и прекратилась выработка электроэнергии Калининградской ТЭЦ-2 с потерей собственных нужд энергоблоков ПГУ-450Т. Основная трудность пуска электростанции связана с запуском двигателей собственных нужд (с.н.) от независимого источника энергии. В качестве независимого источника может быть использована резервная аварийная электростанция на базе дизельных, газотурбинных или газопоршневых установок. Анализ характеристик установок для обеспечения останова и запуска "с нуля" энергоблоков ПГУ большой мощности (время набора нагрузки с холостого

хода, время пуска, КПД, прием нагрузки при пуске и др.) выявил преимущества дизельных электростанций для запуска.

Обычно на электростанциях с энергоблоками ПГУ предусмотрены дизельные электростанции, мощность которых зависит от мощности энергоблока и составляет 500 – 1500 кВт. Они предназначены для обеспечения электроснабжения с.н. энергоблока только при его аварийном отключении (останов). Запуск энергоблока осуществляется от источников энергосистемы.

Для электростанций, имеющих слабую связь с ЕЭС, предусматривается пуск от аварийной дизельной электростанции (АДЭС), имеющей значительно большую мощность, чем электростанция для останова, как это выполнено на Калининградской ТЭЦ-2 и Сочинской ТЭС [2, стр. 6–8].

Номинальную мощность генераторов АДЭС выбирают в соответствии с их расчетной нагрузкой, определяемой суммой мощностей всех электроприемников с.н. энергоблока ПГУ с учетом соответствующих коэффициентов загрузки и одновременности. Определение расчетной нагрузки удобно вести в форме таблицы. Для примера в табл. 1 приведен подсчет нагрузки с.н. на напряжении 10 кВ энергоблока ПГУ-450Т при давлении в газопроводе менее 2,33 МПа, что требует установки газового дожимного компрессора мощностью 6200 кВт.

Таблица 1

Состав потребителей с.н. энергоблока ПГУ-450Т при давлении в газопроводе менее 2,33 МПа

№	Наименование потребителей	Очередность включения	U,кВ	P, кВт	I,А
1	Циркуляционный насос	9	6,0	1400	130
2	Конденсатный насос	10	6,0	400	20
3	Насос бака запаса конденсата	11	0,4	45	80
4	Насос контура охлаждения	12	0,4	30	56
5	ПЭН ВД	13	6,0	790	70
6	ПЭН НД	14	0,4	22	36
7	Насос гидроподъема	7	0,4	28	22
8	Насос системы смазки ГТУ	6	0,4	48	39
9	Насос охлаждения генератора	17	0,4	225	200
10	Насос системы регулирования	15	0,4	7	11
11	Насос системы регулирования	5	6,0	137	14
12	Насос гидроподъема	3	0,4	30	50
13	Насос смазки ПТ	2	0,4	37	60
14	Валоповорот ПТ	4	0,4	24	39
15	Оборудование ЦТАИ	1	0,4	200	
16	Оборудование БППГ	8	0,4	130	210
17	Насосная 2-го подъема	16	6,0	120	11

Продолжение таблицы 1

18	Сеть освещения (без АБК и ИЛК)	18	0,4	380	-
19	ВПУ	19	6,0	450	43
20	Газовый дожимной компрессор	20	6,0	6200	500
21	Тиристорное пусковое устройство ГТУ	21	6,0	6200	-
	Итого	-	-	16900	-

Однако, как показывает опыт эксплуатации ПГУ, выбранная таким образом мощность АДЭС не всегда обеспечивает успешный запуск энергоблока "с нуля". Так, выбранная мощность АДЭС для энергоблока ПГУ-450Т Калининградской ТЭЦ-2 (КТЭЦ-2) при аварии в энергосистеме в 2011 г. не обеспечила запуск энергоблока ПГУ-450Т.

Особенностью рассматриваемого процесса запуска механизмов с.н. от АДЭС при пуске ПГУ "с нуля" является то, что основной состав нагрузки имеет двигательный характер, мощность её соизмерима с мощностью генераторов АДЭС, и суммарный пусковой ток электродвигателей превосходит номинальный ток генераторов, что приводит к снижению напряжения на выводах. Учитывая, что асинхронный момент асинхронного двигателя пропорционален квадрату напряжения, снижение напряжения может привести к ситуации, когда вращающий момент двигателя окажется меньше момента сопротивления механизма и частота вращения уменьшится.

Поэтому напряжение на выводах пускаемого двигателя должно быть достаточным, чтобы обеспечить положительный избыточный момент в течение всего процесса разгона, при допустимом нагреве обмоток.

В этой связи критерием оценки устойчивой работы принято допустимое снижение напряжения на выводах генераторов АДЭС при пуске электродвигателей механизмов с.н.

Сущность проблемы заключается в определении такой мощности АДЭС, которая сможет обеспечить снижение напряжения на шинах АДЭС, допустимое для запуска потребителей с.н. ПГУ при различной комбинации относительного состава запускаемых электродвигателей механизмов с.н. ПГУ, а также минимальных капиталовложений в АДЭС.

Особенности пуска двигательной нагрузки от автономных источников, а именно дизельгенераторов соизмеримой мощности, для электродвигателей большой мощности (более 1000 кВт) рассмотрены в публикациях недостаточно. Основное внимание уделено исследованию электроприводных систем малой и средней мощности [3, 4]. В известной работе [5] рассмотрено питание мощных двигателей от генераторов соизмеримой мощности, однако особенности пуска асинхронных двигателей большой мощности от дизельной электростанции не рассмотрены. Обзор зарубежных публикаций выявил, что иностранные фирмы-производители оборудования гарантируют допустимую перегрузку генераторов при пуске асинхронных двигателей по пусковому току не более 10% в течение часа, или рекомендуемая нагрузка должна составлять 37–75% от мощности генератора.

В качестве примера в статье рассмотрен случай использования дизель-генераторов фирмы *Caterpillar*, установленных на Калининградской ТЭЦ-2. Для условий ПГУ-450Т на основании данных о составе потребителей с.н. (табл. 1) рассмотрены следующие возможные варианты исполнения АДЭС (табл. 2).

Варианты исполнения АДЭС

№ п.п	Мощность генератора, кВт	Количество генераторов, шт	Мощность АДЭС, кВт	Отношение кап. затрат, %
1	2860	5	14300	117
2	4300	4	17200	111
3	5720	3	17160	100

С учетом минимальных капиталовложений и повышенной надежности (число генераторов) принята АДЭС, состоящая из трёх генераторов мощностью 5720 кВт каждый, при общей мощности АДЭС 17160 кВт. Такой вариант исполнения является наиболее приемлемым с точки зрения капитальных затрат, однако требует проверки устойчивости работы генераторов АДЭС, которая определяется условиями успешного пуска потребителей с.н. (асинхронные двигатели). Учитывая вышесказанное, возникла необходимость разработки расчетной методики по определению провалов напряжения в цепи генераторов АДЭС при запуске ПГУ "с нуля". Расчетная схема автономной системы с потребителями с.н. энергоблока ПГУ-450Т показана на рис. 1.

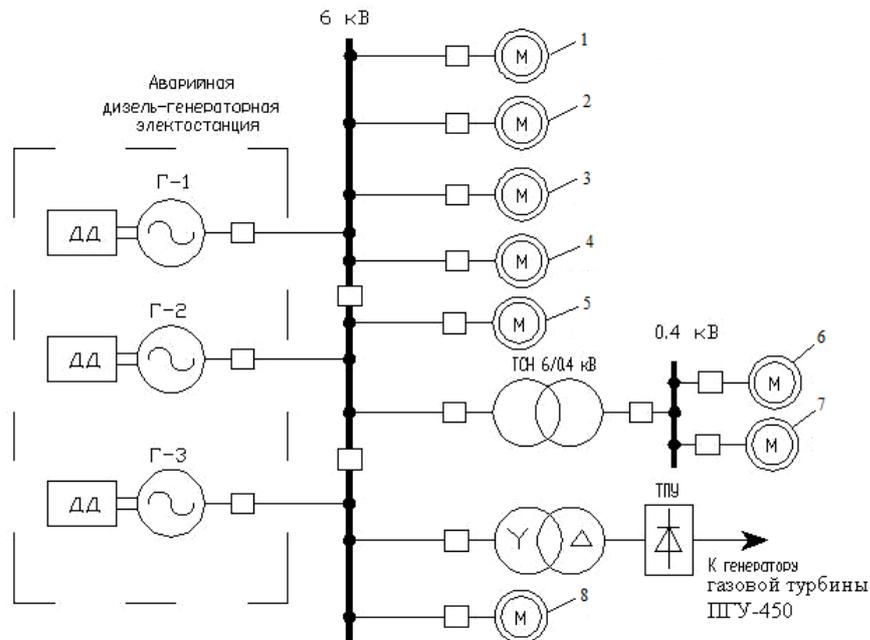


Рис. 1. Расчетная схема автономной системы с потребителями с.н. энергоблока ПГУ-450Т: ДД – дизельный двигатель; Г-1, Г-2, Г-3 – генераторы АДЭС; 1 – циркуляционный насос; 2 – конденсатный насос; 3 – питательный электронасос высокого давления; 4 – эквивалентная двигательная нагрузка других двигателей с.н.; 5 – газовый дожимной компрессор; 6 – эквивалентная двигательная нагрузка; 7 – насос системы регулирования; 8 – валоповоротное устройство

При исследовании пуска электродвигателя в автономных системах ограниченной мощности представляет интерес прежде всего переходный процесс в дизельном двигателе и генераторе, электромеханический переходный процесс в электродвигателе в этом случае

незначительно влияет на процесс пуска вследствие демпфирующего действия процесса в генераторе. Упрощенная расчетная схема запуска энергоблока ПГУ показана на рис. 2.

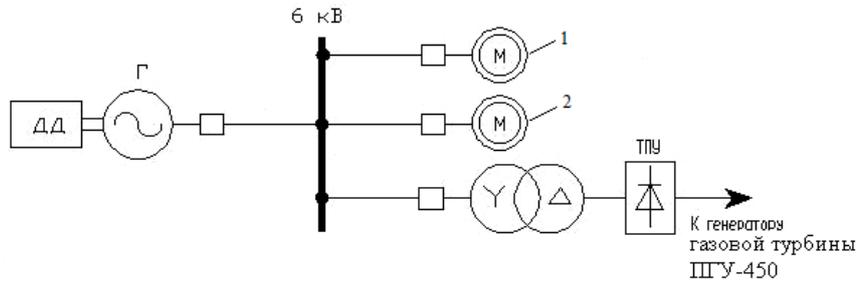


Рис. 2. Упрощенная расчетная схема запуска энергоблока ПГУ: Г – генератор АДЭС; ДД – дизельный двигатель; 1 – эквивалентный асинхронный двигатель нагрузки с.н. (ЭАД); 2 – асинхронный двигатель газодожимного компрессора (АД ГДК); ТПУ – тиристорное пусковое устройство ГТУ

Анализ изменения сопротивления и огибающих амплитудных значений тока асинхронного двигателя в процессе разгона показывает [5, 6], что пусковой ток двигателя снижается, а сопротивление электродвигателя возрастает только в конце пуска, поэтому их можно считать примерно неизменными в течение всего периода разгона, что позволяет для анализа электромеханических переходных процессов использовать математические выражения, описывающие квазиустановившиеся режимы.

Эта особенность позволяет рассматривать включение нагрузки с.н. на зажимы генератора как нагрузки, эквивалентной приведенному сопротивлению короткого замыкания эквивалентного асинхронного двигателя  $Z_{\text{ЭАД}}$  (отн. ед.) [5]:

$$Z_{\text{ЭАД}} = \frac{(\eta_{\text{Д}} \cos \varphi_{\text{ЭАД}} \cdot P_{\text{Г}})}{(k_i \cdot \cos \varphi_{\text{Г}} \cdot P_{\text{Д}})} \cdot \left( \frac{U_{\text{Д}}}{U_{\text{Г}}} \right)^2,$$

где  $\eta_{\text{Д}}$  – КПД электродвигателя, отн. ед.;  $k_i$  – кратность пускового тока ЭАД, отн. ед.;  $\cos \varphi_{\text{Г}}$ ,  $\cos \varphi_{\text{ЭАД}}$  – номинальное значение коэффициента мощности генератора и пусковое значение коэффициента мощности электродвигателя;  $U_{\text{Г}}$ ,  $U_{\text{Д}}$  – напряжение на зажимах генератора и электродвигателя, кВ;  $P_{\text{Г}}$ ,  $P_{\text{Д}}$  – номинальная мощность генератора и эквивалентного электродвигателя, кВт.

Пусковое значение коэффициента мощности эквивалентного асинхронного двигателя (ЭАД) определено по значению критического скольжения  $s_{\text{кр}}$ , которое можно найти исходя из механической характеристики асинхронного двигателя в виде электрического момента  $m_{\text{Д}}$  [5]:

$$m_{\text{Д}} = \frac{2 \cdot m_{\text{max,Д}} \cdot (1 + C_{\text{Г}})}{\frac{s_{\text{кр}}}{s} + \frac{s}{s_{\text{кр}}} + 2 \cdot C_{\text{Г}}},$$

где  $C_{\text{Г}} = \frac{\eta_1}{\eta_2} \cdot s_{\text{кр}}$ ;  $m_{\text{Д}}$  – электрический момент электродвигателя, отн. ед.;  $m_{\text{max,Д}}$  – максимальный момент электродвигателя, отн. ед.;  $s$  – скольжение, отн. ед.;  $s_{\text{кр}}$  – критическое скольжение, отн. ед., определяется в соответствии с [5].

Для оценки максимального отклонения частоты вращения дизель-генераторного агрегата при подключении двигательной нагрузки введён коэффициент  $\lambda$ , отн. ед., равный отношению изменения нагрузки на валу двигателя к величине его максимального момента:

$$\lambda = 1,36 \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2 \cdot \cos \varphi_{\text{ЭАД}}}{Z_{\text{ЭАД}} \cdot \eta_{\Gamma} \cdot \cos \varphi_{\Gamma}} \cdot \left( \frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{Д}}} \right),$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение ЭАД, отн. ед.

Максимальное отклонение частоты вращения генератора  $\varphi_{\text{max}}$ , которое имеет место в первый полупериод колебания частоты, определяется по экстремальным точкам графика оценки параметров механического процесса генераторного агрегата при пуске от него асинхронного короткозамкнутого электродвигателя [6] для моментов времени  $t=0$  и

$$t_m = \frac{1}{\beta} \cdot \left( \frac{\pi}{2} - \psi - \psi_0 \right), \text{ где } \psi_0 = \tan^{-1} \frac{\beta}{\alpha}; \quad \psi = \tan^{-1} \frac{1 - \alpha \cdot \alpha_0}{\beta \cdot \alpha_0},$$

$$\text{а именно: } \varphi_{\text{max}} = \rho \cdot \lambda \cdot \delta \cdot \left[ e^{-\frac{\alpha}{\beta} \left( \frac{\pi}{2} - \psi - \psi_0 \right)} \cdot \sin \psi_0 + \cos \psi \right],$$

где

$$\alpha = \frac{E_{\tau_{\text{д}}}}{2 \cdot D_{\delta}}; \quad \beta = \sqrt{D_{\delta} - \alpha^2}; \quad \rho = \sqrt{\left( \frac{1 - \alpha \cdot \alpha_0}{\beta \cdot \alpha_0} \right)^2 + 1};$$

$$\alpha_0 = \delta_r \cdot T_j; \quad E_{\tau_{\text{д}}} = \delta_r \cdot T_j \cdot (1 - \tau_p); \quad D_{\delta} = T_j \cdot T_k;$$

$$\tau_p = \frac{30 \cdot (\alpha_0 + 0,872)}{\pi \cdot \delta_r \cdot n_{\text{ном}} \cdot T_j}; \quad T_j = \frac{CD^2}{P_{\text{max,Д}}} \cdot \left( \frac{n_{\text{ном}}}{518} \right),$$

$T_j$  – постоянная времени вращающихся масс агрегата, с;  $\tau_p$  – время запаздывания регулирующего импульса, с;  $\delta_r$  – степень неравномерности (статизм) регулятора, отн. ед.;  $T_k$  – постоянная времени катаракта регулятора частоты вращения, с;  $\alpha_0 = 0,436$  – угол опережения впрыскивания топлива дизельного двигателя, отн. ед.;  $T_{\psi}$  – постоянная времени графика, с, аппроксимирующего реальный график снижения частоты вращения дизельного двигателя при пуске потребителей собственных нужд энергоблока, определяется из равенства площадей, ограниченных расчетным и аппроксимирующим графиком изменения частоты вращения дизельного двигателя в интервале от 0 до  $t_m$ :

$$\int_0^{t_m} \varphi_{\text{max}} \cdot \sin \frac{\pi}{2 \cdot t_m} \cdot t dt = \int_0^{t_m} \varphi_{\text{max}} \cdot \left( 1 - e^{-\frac{t}{T_{\psi}}} \right) \cdot t dt,$$

откуда

$$T_{\psi} = \frac{0,396}{\beta} \cdot \left( \frac{\pi}{2} - \psi - \psi_0 \right).$$

Таким образом, изменение частоты вращения генератора в рассматриваемом переходном процессе определяется выражением

$$\omega(t) = 1 - \varphi_{\max} \cdot \left( 1 - e^{-\frac{t}{T_{\psi}}} \right).$$

В системах ограниченной мощности переходный процесс для генератора с автоматическим регулятором возбуждения (АРВ) рассчитывается с помощью уравнения, характерного для систем ограниченной мощности:

$$\frac{dU}{dt} + k_2 \cdot U = k_1 \cdot [U_{\text{вmax}}(t) + U_{\text{вmax}} \cdot \varphi(t)],$$

где  $U_{\text{вmax}}$  – максимальное напряжение возбудителя, В;  $k_1$  и  $k_2$  – коэффициенты, определенные с учетом параметров генератора и нагрузки;  $\varphi(t)$  – изменение частоты вращения дизельного генератора учитывается формулой

$$\varphi(t) = \varphi_{\max} \cdot \left( 1 - e^{-\frac{t}{T_{\psi}}} \right),$$

где  $\varphi_{\max}$  – максимальное отклонение частоты вращения генератора.

Прямое преобразование по Лапласу и обратное  $\alpha$  - преобразование уравнения позволяет получить выражение изменения напряжения генератора с АРВ пропорционального действия с учетом влияния изменения частоты вращения дизельного двигателя:

$$U(t) = U_{\text{вmax}} \cdot (1 - \varphi_{\max}) \cdot \frac{k_1}{k_2} + \left[ U_0 - U_{\text{вmax}} \cdot (1 - \varphi_{\max}) \cdot \frac{k_1}{k_2} + U_{\text{вmax}} \cdot \frac{k_1 + \varphi_{\max}}{k_{\psi} - k_2} \right] \cdot e^{-k_2 \cdot t} - U_{\text{вmax}} \cdot \frac{k_1 + \varphi_{\max}}{k_{\psi} - k_2} \cdot e^{-k_{\psi} \cdot t},$$

где  $k_{\psi} = \frac{1}{T_{\psi}}$ ;  $U_{\text{вmax}} = \frac{1}{\gamma}$ ;  $U_0 = \gamma' \cdot E'_d$ ;  $k_1 = \frac{\gamma}{T_{d0}}$ ;  $k_2 = \frac{\gamma'}{\gamma \cdot T_{d0}}$ ;

$$\gamma = \frac{Z_{\text{ЭАД}}}{\sqrt{\left( \frac{x_d}{3} + x_{\text{ЭАД}} \right)^2 + r_{\text{ЭАД}}^2}}; \quad \gamma' = \frac{Z_{\text{ЭАД}} \sqrt{(x_d + x_{\text{ЭАД}})^2 + (r_a + r_{\text{ЭАД}})^2}}{\left[ (x'_d + x_{\text{ЭАД}})^2 + (x_d + x_{\text{ЭАД}}) + r_{\text{ЭАД}}^2 \right]},$$

$U_0$  – напряжение генератора в момент включения электродвигателя;  $x'_d$  – переходное индуктивное сопротивление генератора, отн. ед.;  $x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора, отн. ед.;  $x_{\text{ЭАД}}$  – индуктивное сопротивление эквивалентного асинхронного двигателя, отн. ед.;  $r_a$  и  $r_{\text{ЭАД}}$  – активные сопротивления генератора и ЭАД, отн. ед.,  $E'_d$  – переходная ЭДС генератора по продольной оси, отн. ед. Поскольку максимальное напряжение возбуждения возбудителя 4 отн. ед., принимаем  $U_{\text{вmax}} = 0,4$  отн. ед.

В рассматриваемой системе на электрический момент электродвигателя оказывает влияние провал напряжения на его выводах, а также снижение частоты напряжения в сети АДЭС из-за замедления вращения дизель-генераторного агрегата.

Пуск эквивалентного электродвигателя с.н. энергоблока ПГУ обеспечивается при условии, что его вращающий момент, зависящий от напряжения и частоты, превосходит значение момента сопротивления на его валу:

$$m_n(U, f) = m_n \frac{U^2}{f^2} m_{с.н.},$$

где  $m_n$  – кратность пускового момента по отношению к номинальному моменту электродвигателя при номинальных значениях напряжения и частоты, отн. ед.;  $m_{с.н.}$  – начальный момент сопротивления механизма с.н., для вентиляторной нагрузки можно принять равным 0,15 отн. ед.

Допустимое снижение напряжения по условию разгона пускаемого электродвигателя определяется соотношением [5]

$$\Delta U_{\max} \leq \left( 1 - f \cdot \sqrt{f \cdot \frac{m_{с.н.}}{m_n}} \right) \cdot 100\%,$$

где  $f$  – частота напряжения в сети (прямо пропорциональна угловой частоте вращения  $\omega$ ), которая снизилась в результате снижения частоты вращения ротора генератора из-за подключения нагрузки.

При расчете снижения напряжения вследствие подключения тиристорного пускового устройства (ТПУ) генератора ГТУ, его сопротивление определяется по выражению

$$Z_{ТПУ} = \frac{(P_{Г} \cos \varphi_{ТПУ} \cdot P_{Г})}{(k_i \cdot \cos \varphi_{Г} \cdot P_{ТПУ})} \cdot \left( \frac{U_{Д}}{U_{Г}} \right)^2,$$

где  $P_{ТПУ}$  – мощность ТПУ, кВт;  $\cos \varphi_{ТПУ}$  – номинальное значение коэффициента мощности ТПУ, его можно принять в виде обобщенного значения равным 0,9.

При определении допустимого провала напряжения при подключении ТПУ необходимо оценивать допустимое снижение напряжения на шинах АДЭС с точки зрения обеспечения самозапуска уже работающих электродвигателей с.н.:

$$U_{\min} \geq f \cdot \sqrt{f \cdot \frac{m_{с.н.}}{m_n}} \cdot 100\%,$$

где значения  $m_{с.н.}$  и  $m_n$  для работающих асинхронных двигателей.

На основании аналитических выражений методики разработан алгоритм выбора мощности АДЭС, обеспечивающий успешный пуск "с нуля" энергоблока ПГУ. Ниже приведены результаты расчета провалов напряжения для условий КТЭЦ-2 (табл. 3). Для запуска энергоблока ПГУ-450Т используется АДЭС мощностью 17160 кВт, состоящая из трех дизельгенераторов мощностью по 5720 кВт. При расчете рассмотрен состав потребителей с.н., указанный в табл. 1. В табл. 3 представлены результаты расчетов снижения напряжения и изменения частоты АДЭС в начальный момент прямого пуска потребителей различных составов с.н. в зависимости от вида топлива. В числителе приведены расчетные данные по запуску электродвигателей с.н., а в знаменателе – по запуску совместно с ТПУ. Адекватность разработанной методики подтверждена удовлетворительным совпадением результатов расчета по предлагаемой методике с результатами, полученными с помощью полной математической модели системы рис. 1 [7, стр. 45–52] и приведенных в скобках табл. 3. Погрешность расчета составила не более 3,0%.

Таблица 3

Результаты расчета изменения напряжений и частоты вращения АДЭС

№, состава с.н.	Вид топлива, определяющий состав потребителей с.н. (см. табл. 1).	Напряжение при пуске механизмов с.н. / ТПУ $U$ , о.е.	Частота вращения АДЭС $\omega$ , о.е. при пуске механизмов с.н. / ТПУ
1	Природный газ при давлении более 2,33 МПа, без учета ГДК, табл. 1	0,853/0,883 (0,837/0,86)	0,922/0,945 (0,92/0,94)
2	Природный газ при давлении менее 2,33 МПа, с учетом ГДК, табл. 1	0,684/0,8 (0,68/0,78)	0,85/0,924 (0,856/0,923)
3	Мазут, (природный газ отсутствует)	0,84/0,882	0,91/0,942

На рис. 3 и 4 в качестве примера показаны расчетные кривые изменения напряжения и частоты вращения генераторов АДЭС при пуске электроприемников различного состава с.н. Кривые позволяют оценить не только провал напряжения в начальный момент пуска, но и характер изменения напряжения и частоты в течение времени пуска. Кривые рис. 3, отражающие пуск механизмов с.н. при давлении газа более 2,33 МПа, показывают, что в начальный момент времени пуска напряжение снижается до 0,853 от  $U_{\text{НОМ}}$ , снижение частоты вращения до 0,922 от  $\omega_{\text{НОМ}}$ . На рис. 4 показаны кривые изменения напряжения и частоты вращения генераторов АДЭС в режиме пуска потребителей с.н. ПГУ-450 с учетом ГДК. При пуске механизмов с.н., включая ГДК, напряжение снижается до 0,684 от  $U_{\text{НОМ}}$ , снижение частоты составляет 0,85 от  $\omega_{\text{НОМ}}$ . Как показывают расчётные кривые рис. 4, напряжение после падения возрастает незначительно, что обуславливается ограничением по напряжению возбуждения генератора.

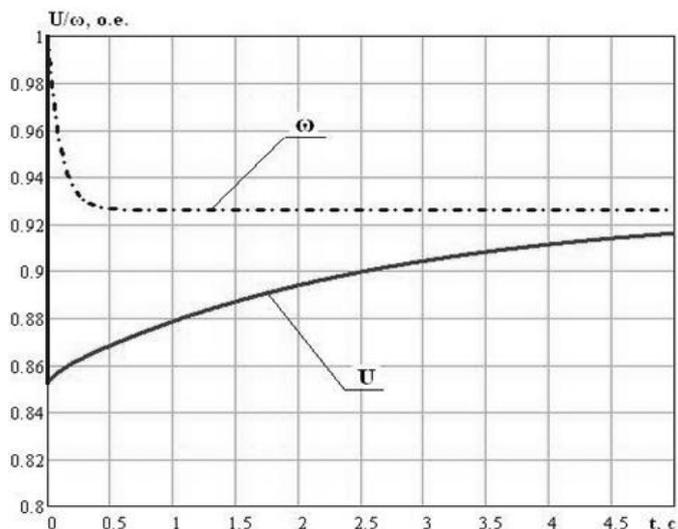


Рис. 3. Кривые изменения напряжения и частоты вращения АДЭС при пуске потребителей с.н. без учета ГДК

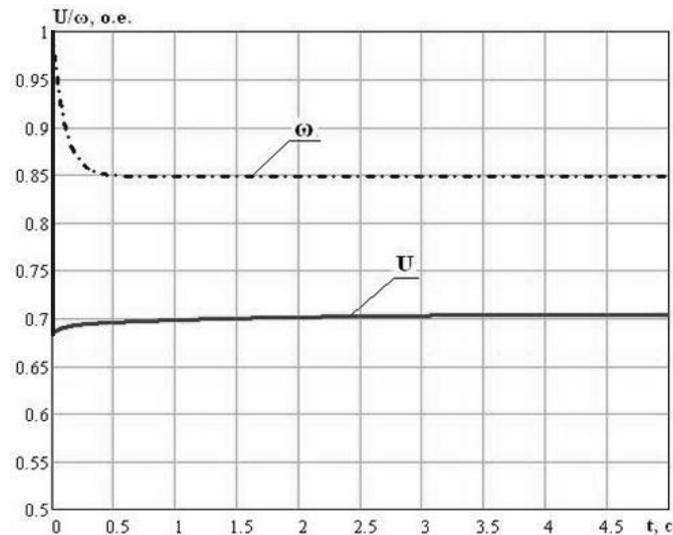


Рис. 4. Кривые изменения напряжения и частоты вращения АДЭС при пуске потребителей с.н. с учетом ГДК

Критическое напряжение  $U_{кр}$  для двигателей собственных нужд, при котором опрокидываются ответственные механизмы с.н., определяется индивидуально для каждой группы асинхронных двигателей. В данном случае при составе потребителей с.н., включающем ГДК, допустимый провал напряжения составляет 20% от  $U_{ном}$ . Полученный при расчете провал напряжения (31,6% от  $U_{ном}$ ) является недопустимым по условию устойчивой работы асинхронных двигателей.

Таким образом, выбранной мощности АДЭС не достаточно для обеспечения успешного запуска потребителей с.н. с учетом ГДК. Для обеспечения успешного пуска следует увеличить мощность АДЭС. В соответствии с табл. 2 можно принять АДЭС мощностью  $4300 \times 5 = 21500$  кВт. Результаты расчетов снижения напряжения и частоты вращения генераторов принятой АДЭС показали, что в начальный момент времени при пуске потребителей с.н. с учетом ГДК напряжение снизилось до 0,732 от  $U_{ном}$ , то есть провал составляет  $\Delta U = 26,8\%$ , при этом допустимое снижение напряжения  $\Delta U_{max} = 29,2\%$ . Таким образом, выбранная АДЭС увеличенной мощности обеспечивает успешный пуск энергоблока ПГУ-450Т при всех составах с.н. Однако в реальных условиях не всегда имеется возможность увеличить мощность АДЭС, поскольку это приводит к увеличению капитальных затрат на ее строительство или, например, для случая КТЭЦ-2, когда АДЭС уже построена, увеличение ее мощности путем замены количества (мощности) дизельгенераторов невозможно.

В таком случае для обеспечения условий успешного пуска электродвигателей с.н. ПГУ-450 от АДЭС мощностью 17160 кВт предлагается снизить одновременную нагрузку на генераторы АДЭС с целью снижения пускового тока и провала напряжения, используя каскадный способ пуска потребителей с.н. Суть каскадного пуска заключается в разбиении потребителей на группы и их запуске в соответствии с технологической последовательностью включения, указанной в табл. 1.

При этом запуск потребителей каждой последующей группы осуществляется после достижения предыдущей нормального режима т.е.  $I_{пуск} = I_{ном}$ .

Так, при расчёте условий пуска при давлении газа в газопроводе меньше 2,33 МПа была принята следующая группировка потребителей:

- группа 1: все потребители с.н. (п. 1–19 табл. 1), кроме ГДК и ТПУ, мощностью  $P_{с.н.гр1} = 4500$  кВт;

- группа 2: ГДК,  $P_{ГДК} = 6200$  кВт;

- группа 3: ТПУ,  $P_{ТПУ} = 6200$  кВт.

В результате расчета провалов напряжения и изменения частоты вращения при каскадном пуске потребителей с.н. от АДЭС при давлении газа в газопроводе менее 2,33 МПа получены данные, подтверждающие условия успешного пуска энергоблока ПГУ-450Т "с нуля" (табл. 4).

Таблица 4

Результаты расчета при каскадном пуске потребителей с.н.

Номер группы	Состав потребителей групп и их мощность	Напряжение $U$ , отн.ед.	Частота вращения АДЭС $\omega$ , отн.ед.
1	Механизмы с.н., 4500 кВт	0,853	0,922
2	Газодожимной компрессор, 6200 кВт	0,76	0,879
3	ТПУ, 6200 кВт	0,8	0,945

## Выводы

1. Разработана методика определения мощности АДЭС, обеспечивающей запуск потребителей с.н. при пуске «с нуля» энергоблока ПГУ. Расчетная методика учитывает переходные процессы в дизельном двигателе и синхронном генераторе с автоматической системой возбуждения при пуске асинхронных двигателей, а также расчетные критерии по обеспечению минимального напряжения в цепи АДЭС для успешного запуска и самозапуска потребителей с.н.

2. Выполненные расчетные исследования запуска энергоблока ПГУ-450Т от установленной на КТЭЦ-2 АДЭС при различных условиях пуска потребителей с.н. показали, что прямой одновременный пуск потребителей с.н. энергоблока ПГУ при давлении газа выше 2,3 МПа осуществляется успешно, однако пуск потребителей с.н. при давлении газа ниже 2,3 МПа (с учетом ГДК) – неуспешный и возможен только при каскадном пуске потребителей с.н.

3. Разработанная методика значительно упрощает определение необходимой мощности АДЭС для энергоблоков ПГУ и может быть рекомендована к использованию для упрощенных расчетов при проектировании комплекса мероприятий по обеспечению пуска ТЭС с энергоблоками ПГУ.

## Литература

1. Коган Ф.Л. О причинах развития известной аварии в Московской энергосистеме // Электричество. 2008. № 5. С. 69–73.
2. Федотов М.В., Сиваков Л.И., Медведева Т.Г. Использование аварийной дизельной электростанции для пуска ТЭС «с нуля» // Газотурбинные технологии. 2009. № 6. Стр. 6–8.
3. Вершинин В.И., Алексеев В.В. Реакторный пуск асинхронных двигателей от автономных источников электрической энергии соизмеримой мощности. Онлайн Электрик: Электроэнергетика. Новые технологии, 2012. – URL.
4. Майорова Ю.А. Пуск асинхронного двигателя в сети соизмеримой мощности // Наука, техника и образование. Издательство: Олимп (Иваново). 2012. № 10 (16). С. 131–134.
5. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей/ Под ред. Л.Г. Мамиконянца. 4-е изд., переработ. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1984. 240 с.

6. Яковлев Г.С. Судовые электроэнергетические системы. СПб: Изд. Судостроение, 1985.

7. Жуков В.В, Евсюков И.А., Александров А.С. Особенности пуска энергоблока ПГУ с помощью аварийной дизельной электростанции // Электрические станции. 2015. № 6. С. 45–52.

#### **Авторы публикации**

**Жуков Василий Владимирович** – докт. техн. наук, профессор кафедры «Электрические станции» Национального исследовательского университета «Московский энергетический институт» (НИУ «МЭИ»). E-mail: zhukovvv@mail.ru.

**Евсюков Иван Александрович** – аспирант кафедры «Электрические станции» Национального исследовательского университета «Московский энергетический институт» (НИУ «МЭИ»). E-mail: yevsyukov\_ia@mail.ru.

**Александров Анатолий Сергеевич** – главный инженер проекта АО «Институт Теплоэлектропроект».

#### **References**

1. Kogan F.L. On the causes of the development of a known accident in the Moscow energy system. : Electricity No. 5, 2008. P. 69–73.

2. Fedotov M.V/, Sivakov L.I., Medvedeva T.G. Use of an emergency diesel power plant to start-up a EPP.: Gas Turbine Technologies, No. 6, 2009. P. 6–8.

3. Vershinin V.I., Alekseev V.V. Reactor start-up of asynchronous engine from autonomous sources of electrical energy of commensurate power. Online Electric: Power. New technologies, 2012. URL.

4. Mayorova Yu.A. Start-up of asynchronous engine in a system of commensurate capacity: Science, technology and education. Publisher: Olimp (Ivanovo), № 10 (16), 2012, P. 131–134.

5. Syromyatnikov I.A. Modes of operation of asynchronous and synchronous engines / Ed. L.G. Mamikonnyants. - 4 th ed. - M.: Energoatomizdat, 1984. 240 p.

6. Yakovlev G.S. Ship electric power systems. : SP-B Izd. Shipbuilding, 1985.

7. Zhukov V.V., Evsyukov I.A., Aleksandrov A.S. Features of the start-up of the CCGT unit with the help of an emergency diesel power plant.: Electric Power Plant, No. 6, 2015. P. 45–52.

#### **Authors of the publication**

**Vasily V. Zhukov** – doctor of Engineering Sciences, Professor at the Department of Electric Power Plant of the Moscow Power Engineering Institute. E-mail: zhukovvv@mail.ru.

**Ivan A. Evsyukov** – postgraduate at the Department of Electric Power Plant of the Moscow Power Engineering Institute. E-mail yevsyukov\_ia@mail.ru.

**Anatoly S Aleksandrov** – Chief Engineer of the project JSC "Institute Teploelectroproekt".

**Поступила в редакцию**

**13 апреля 2017 г.**

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО УРОВНЯ В ЗОНЕ АКТИВНОГО ГОРЕНИЯ НА СОДЕРЖАНИЕ ОКСИДОВ АЗОТА И БЕНЗ(А)ПИРЕНА В ПРОДУКТАХ СГОРАНИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ЧАСТЬ 1. СЖИГАНИЕ КРЕКИНГ-МАЗУТА В ПАРОВОМ КОТЛЕ БКЗ-420-140 НГМ**

**М.С. Иваницкий**

**Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Волжском, Россия**  
*mseiv@yandex.ru*

***Резюме:** В статье представлены результаты численного моделирования влияния температурного уровня в зоне активного горения на содержание оксидов азота и бенз(а)пирена в продуктах сгорания крекинг-мазута для котла БКЗ-420-140 НГМ, работающего под наддувом. Получены важные характеристики топочного процесса для регулирования удельного выхода токсичных веществ в дымовых газах. Обработка полученных результатов моделирования позволила получить новые математические соотношения для расчета концентрации бенз(а)пирена в уходящих газах косвенным способом на основе содержания оксидов азота в продуктах сгорания. Разработанные математические соотношения могут применяться в практике проведения пуско-наладочных мероприятий для настройки режимов работы котельных установок с минимальными выбросами вредных соединений в атмосферу.*

***Ключевые слова:** крекинг-мазут, системы теплоснабжения, выбросы бенз(а)пирена.*

**MODELING THE IMPACT OF TEMPERATURE LEVEL IN THE ZONE OF ACTIVE COMBUSTION IN THE CONTENTS OF NITROGEN OXIDES AND BENZ(A)PYRENE IN THE COMBUSTION PRODUCTS OF BOILER PLANTS HEATING SYSTEMS. PART 1. BURNING CRACKED FUEL OIL IN A STEAM BOILER BKZ-420-140 NGM**

**M.S. Ivanitskiy**

**Volzhsky Branch of the National Research University  
«Moscow Power Engineering Institute», Russia**  
*mseiv@yandex.ru*

***Abstract:** The article presents the results of numerical simulation of the influence of the temperature level in the zone of active combustion in the contents of nitrogen oxides and benz(a)pyrene in the combustion products of cracking of fuel oil for the boiler BKZ-420-140 NGM operating under boost. Obtained important characteristics of the combustion process for regulation of the specific release of toxic substances in flue gases. Processing of the obtained simulation results allowed us to obtain new mathematical correlations to calculate the concentration of benz(a)pyrene in exhaust gases in an indirect way based on the content of nitrogen oxides in the combustion products. Developed mathematical relationships can be used in the practice of commissioning actions for configuration of operating modes of boiler plants with minimal emissions of harmful compounds into the atmosphere.*

**Key words:** *cracked fuel oil, district heating system, the emissions of benz(a)pyrene.*

### Введение

В условиях сжигания органического топлива в котлах на тепловых электрических станциях (ТЭС) образуются токсичные продукты сгорания. Известно, что основными марками используемых мазутов на отечественных станциях являются топочные продукты М40 и М100. В последнее время для снижения финансовых издержек производства тепловой и электрической энергии генерирующие компании стремятся снизить расход топлива. Одним из возможных вариантов сбережения является применение более калорийного и дешевого топлива. Приведенный вариант характеризуется непроектным и требует дополнительного обоснования в части обеспечения заданных режимных параметров, экологических показателей работы и предельно допустимых концентраций (ПДК) токсичных соединений в воздухе атмосферы при рассеивании выбросов котельных установок [1–4].

Улучшение топочного процесса в газомазутных котлах организуется использованием малоэмиссионных форсунок и горелочных устройств, регулированием вредных выбросов технологическими первичными мероприятиями, основанными на оптимизации подачи вторичного, третичного воздуха, газов рециркуляции, нестехиометрического горения топлива [5–7]. Данные о влиянии температурных параметров на концентрацию бенз(а)пирена (БП) в уходящих газах энергетических котлов практически отсутствуют, что обуславливает актуальность настоящего исследования.

Для определения возможности использования крекинг-мазута на электростанции с учетом снижения уровня выбросов оксидов азота ( $\text{NO}_2$ ) и полициклических ароматических углеводородов (ПАУ), представленных бенз(а)пиреном, в атмосферу выполнено моделирование режимов загрузки газомазутного котла БКЗ-420-140 НГМ Волжской ТЭЦ-2 Волжского производственного подразделения ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго».

### Численное исследование и моделирование

Концентрация оксидов азота,  $\text{NO}_2^M, \text{г/м}^3$ , в продуктах сгорания мазута рассчитывалась по выражению [8]

$$\begin{aligned} \text{NO}_2^M = & 2,05 \times 10^{-3} K_{\Gamma} \left\{ \left( 24,3 \times \exp \left( 0,19 \times \frac{\bar{T}_{\text{заг}} - 1650}{100} \right) - 12,3 \right) \times \left( \exp \left( q_{\text{заг}}^{\text{отр}} \right) - 1 \right) \times \right. \\ & \times \left( 15,1 - 131,7 (\alpha_{\text{заг}} - 1,09)^4 + 72,3 (\alpha_{\text{заг}} - 1,09)^3 + 73,0 (\alpha_{\text{заг}} - 1,09)^2 + 2,8 (\alpha_{\text{заг}} - 1,09) \right) \times \tau_{\text{заг}} + \\ & \left. + \Delta \text{NO}_2^{\text{ТПЛ}} \right\}, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $K_{\Gamma}$  – коэффициент, характеризующий конструкцию горелочного устройства;  $\bar{T}_{\text{заг}}$  – среднеинтегральная температура продуктов сгорания в зоне активного горения (ЗАГ), К;  $q_{\text{заг}}^{\text{отр}}$  – отраженный тепловой поток в ЗАГ,  $\text{МВт/м}^2$ ;  $\alpha$  – коэффициент избытка воздуха;  $\tau_{\text{заг}}$  – время пребывания продуктов сгорания в ЗАГ;  $\Delta \text{NO}_2^{\text{ТПЛ}}$  – слагаемое, учитывающее количество топливных оксидов азота.

Температура на выходе из зоны активного горения  $T_{\text{заг}}$ , К, находилась методом последовательных приближений по уточненному выражению [9]:

$$T_{\text{заг}} = \frac{T_{\text{ад}}}{1 + M\tilde{B}\tilde{u}^{0,3} \left( \frac{C_0 \psi F \varepsilon_{\text{T}} T_{\text{ад}}^3}{\Phi B_{\text{p}} (V_{\text{c}})_{\Gamma}} \right)^{0,6}}, \quad (1)$$

или в безразмерной форме:

$$\Theta^{-1} = M\tilde{B}\tilde{u}^{0,3} \left( \frac{1}{B_0} \right)^{0,6} + 1, \quad (2)$$

где  $T_{\text{ад}}$  – адиабатическая температура горения крекинг-мазута, К;  $M$  – параметр, учитывающий влияние на интенсивность теплообмена относительного уровня расположения горелок, степени забалластированности топочных газов;  $\tilde{B}\tilde{u}$  – эффективное значение критерия поглощательной способности Бугера;  $C_0 = 5,67 \times 10^{-11}$  – коэффициент излучения абсолютно черного тела, кВт/(м<sup>2</sup>·К<sup>4</sup>);  $\psi F$  – произведение коэффициента эффективности экранов на суммарную поверхность, ограничивающую ЗАГ, м<sup>2</sup>;  $\varepsilon_m$  – коэффициент теплового излучения топки в ЗАГ;  $\Phi$  – коэффициент сохранения тепла;  $B_{\text{p}}$  – расчетный расход топлива, кг/с;  $(V_{\text{c}})_{\Gamma}$  – суммарная теплоемкость продуктов сгорания 1 кг топлива, МДж/(кг·°С);  $\Theta$  – безразмерная температура уходящих газов на выходе из топки;  $B_0$  – критерий радиационного теплообмена Больцмана.

Горючие характеристики крекинг-мазута, соответствующие СТО 001 48599-023-2010, равны: W=3,0%, A=0,3%, S=1,2%, C=81,2%, H=11,1%, O+N=3,2%, теплотворная способность топлива 41,22 МДж/кг.

В процессе моделирования рассмотрены различные нагрузки котла с реализацией режимно-технологических мероприятий по ограничению выбросов NO<sub>2</sub> и БП посредством использования рециркуляции продуктов сгорания и подвода пара в топочную камеру котла. Определение концентраций NO<sub>2</sub> и БП в уходящих газах котлоагрегата выполнялось в соответствии с нормативными документами [8, 10]. Расчетные значения удельного выхода оксидов азота и БП в дымовых газах котла БКЗ-420-140 НГМ представлены в табл. 1. Показатели, приведенные в табл. 1 через дробь рассчитывались в условиях использования доли газов рециркуляции  $R=10\%$ , степени парового распыла  $g=0$ .

Полученные результаты, представленные в табл.1, характеризовали значимую степень воздействия рециркуляции продуктов сгорания и парового распыла мазута. Для режима работы котла с  $\alpha=1,06$ , концентрация NO<sub>2</sub> в уходящих газах снизилась на 33,4 %, при дальнейшем росте до  $\alpha=1,15$  общая степень уменьшения выхода оксидов азота составила 32%.

На рис. 1–4 показаны результаты моделирования режимных характеристик топочного процесса парового котла БКЗ-420-140 НГМ для параметров степени рециркуляции газов  $R=0-10\%$ , паротопливного соотношения  $g=0-0,05$ , коэффициента избытка воздуха в топке  $\alpha=1,01-1,15$ , относительной паровой нагрузки  $\bar{D}=0,5-1,0$ , что в абсолютных значениях составляет от 210 до 420 т/ч.

Удельный выход  $\text{NO}_2$  и БП в дымовых газах парового котла БКЗ-420-140 НГМ в условиях доли газов рециркуляции  $R=10\%$  и парового распыла  $g = 0,03$

Параметр / тип котла	Газомазутный, под наддувом					
	1,04	1,06	1,08	1,10	1,12	1,15
Коэффициент избытка воздуха, $\alpha$	1,04	1,06	1,08	1,10	1,12	1,15
Объем мокрых продуктов сгорания, $\text{м}^3 / \text{кг}$	11,55/ 9,94	11,75/ 10,13	11,96/ 10,34	12,15/ 10,54	12,36/ 10,75	12,66/ 10,95
Концентрация $\text{NO}_2$ в уходящих газах, $\text{мг}/\text{м}^3$	284/ 428	269/ 404	256/ 382	245/ 363	234/ 346	221/ 325
Удельный выход $\text{NO}_2$ , $K_{\text{NO}_2}$ , $\text{мг}/\text{МДж}$	1,220/ 1,855	1,180/ 1,778	1,140/ 1,712	1,110/ 1,655	1,090/ 1,605	1,050/ 1,543
Концентрация БП в уходящих газах, $\text{мкг}/\text{м}^3$	0,382/ 0,202	0,231/ 0,159	0,141/ 0,097	0,085/ 0,059	0,052/ 0,036	0,024/ 0,017
Удельный выход БП, $K_{\text{БП}}$ , ( $10^4$ ), $\text{нг}/\text{МДж}$	11,490	7,212	4,519	2,828	1,769	0,873
Среднеинтегральная температура в зоне активного горения, $\bar{T}_{\text{заг}}$ , К	1767/ 1961	1745/ 1933	1723/ 1906	1702/ 1879	1682/ 1854	1652/ 1817
Адиабатическая температура горения крекинг-мазута, $T_{\text{ад}}$ , К	2034/ 2257	2008/ 2225	1983/ 2193	1959/ 2163	1935/ 2133	1902/ 2091
Время пребывания газов в топке, $\tau_{\text{заг}}$ , с	1,192/ 1,074	1,187/ 1,072	1,182/ 1,069	1,178/ 1,067	1,173/ 1,065	1,166/ 1,061

### Обсуждение результатов

На рис. 1 показана зависимость удельного выхода БП в уходящих газах котла БКЗ-420-140 НГМ от времени пребывания газов в топочном устройстве.

Анализ рис. 1 показал, что для исследуемых условий горения крекинг-мазута в результате увеличения  $\tau_{\text{заг}}$  от 1,073 до 2,146 с выход БП в продуктах сгорания снизился на 27,8 % и равен  $6,576 \cdot 10^{-4}$   $\text{нг}/\text{МДж}$ .

Обработка полученных результатов позволила аппроксимировать графическую зависимость  $K_{\text{БП}} = f(\tau_{\text{заг}})$ , приведенную на рис. 1, степенной функцией с коэффициентом корреляции  $R^2 = 1$  вида

$$K_{\text{БП}} = 9,414\tau_{\text{заг}}^{-0,47} . \quad (3)$$

Рост  $\tau_{\text{заг}}$  в топке котла способствовал уменьшению содержания БП в уходящих газах на 0,55 %. Максимальный отраженный тепловой поток в ЗАГ  $q_{\text{заг}}^{\text{отр}}$  составил 0,287  $\text{МВт}/\text{м}^2$ , для номинального режима работы котла, в условиях нагрузки котлоагрегата, равной  $\bar{D} = 0,5$ , не более 0,144  $\text{МВт}/\text{м}^2$ .

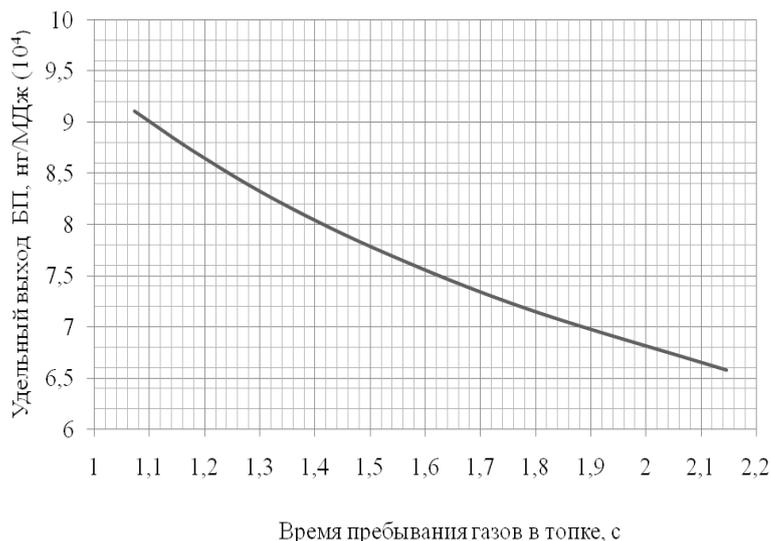


Рис. 1. Зависимость изменения удельного выхода БП от времени пребывания газов в топке котла БКЗ-420-140 НГМ для переменных режимов работы в диапазоне нагрузки от 0,5D до D.

Расчеты показали, что максимальная приземная концентрация БП в воздухе атмосферы составляет не более 19 нг/м<sup>3</sup>, что значительно превышает ПДК, установленную на уровне 1 нг/м<sup>3</sup>.

График влияния среднеинтегральной температуры в ЗАГ на содержание БП в продуктах сгорания крекинг-мазута в условиях  $R = 10\%$ ,  $g = 0,03$  показан на рис. 2. Повышение температуры от 1652 до 1767 К привело к увеличению концентрации БП в уходящих газах на 93,7%, что в абсолютных величинах роста составило от 0,024 до 0,382 мкг/м<sup>3</sup>. При этом в случае сгорания топлива без применения рециркуляции продуктов сгорания и парового распыла мазута содержание БП в дымовых газах увеличивалось от 0,017 до 0,202 мкг/м<sup>3</sup>, что для условий сжигания с  $\alpha = 1,15$ , характеризовалось снижением выхода всей группы ПАУ, включая БП, в 1,89 раза (табл. 1).

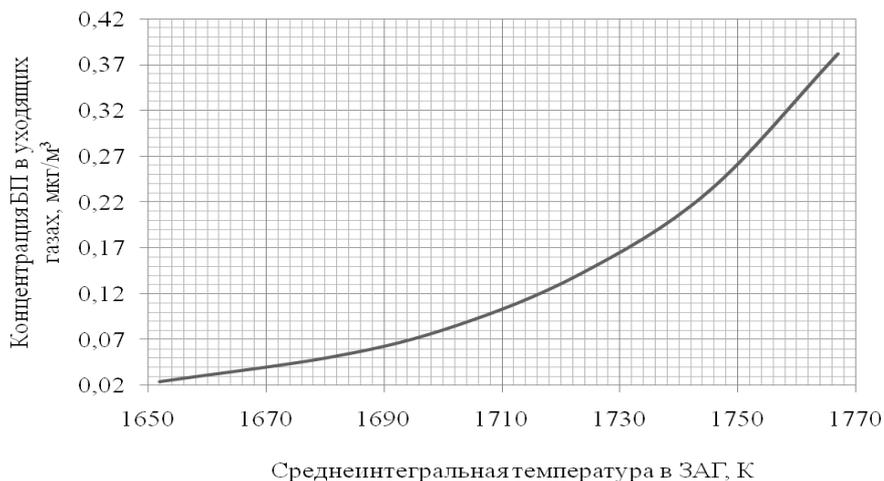


Рис. 2. Влияние среднеинтегральной температуры в ЗАГ на концентрацию БП в уходящих газах при  $R = 10\%$ ,  $g = 0,03$

По результатам обработки полученных результатов моделирования топочных характеристик графическая зависимость  $C_{\text{БП}} = f(\bar{T}_{\text{заг}})$ , показанная на рис. 1, аппроксимирована полиномом 3-ей степени с коэффициентом корреляции  $R^2 = 0,999$  вида

$$C_{\text{БП}} = 2 \times 10^{-7} \bar{T}_{\text{заг}}^3 - 0,001 \bar{T}_{\text{заг}}^2 + 1,827 \bar{T}_{\text{заг}} - 1014. \quad (4)$$

Отметим, что при снижении коэффициента избытка воздуха в топке до значений, близких к стехиометрическому горению, концентрация БП и  $\text{NO}_2$  существенно возрастает. Максимальное содержание БП для режимных условий  $R = 10\%$ ,  $g = 0,05$ ,  $\alpha = 1,01$  составило  $713 \text{ нг/м}^3$  (табл. 2.).

Таблица 2

Удельный выход  $\text{NO}_2$  и БП в уходящих газах парового котла БКЗ-420-140 НГМ в условиях  $R=10\%$ ,  $g=0,05$

Параметр / тип котла	Газомазутный, под наддувом			
	1,00	1,01	1,02	1,03
Коэффициент избытка воздуха, $\alpha$	1,00	1,01	1,02	1,03
Объем сухих продуктов сгорания, $\text{м}^3 / \text{кг}$	9,53	9,63	9,73	9,83
Концентрация $\text{NO}_2$ в уходящих газах, $\text{нг/м}^3$	489	472	456	442
Удельный выход $\text{NO}_2$ , $K_{\text{NO}_2}$ , $\text{мг/МДж}$	2,043	1,991	1,943	1,897
Концентрация БП в уходящих газах, $C_{\text{БП}}$ , $\text{мкг/м}^3$	0,713	0,555	0,432	0,337
Удельный выход БП, $K_{\text{БП}}$ , $(10^4)$ , $\text{нг/МДж}$	2,912	2,309	1,811	1,451
Среднеинтегральная температура в зоне активного горения, $\bar{T}_{\text{заг}}$ , К	2021	2005	1990	1976
Адиабатическая температура горения крекинг-мазута, $T_{\text{ад}}$ , К	2325	2308	2291	2274
Время пребывания газов в топке, $\tau_{\text{заг}}$ , с	1,079	1,078	1,076	1,075

Выявлено, что в приведенных условиях моделирования характеристик топочной камеры время пребывания продуктов сгорания в ЗАГ изменилось в пределах от 1,061 до 1,079 с. Для режимов стехиометрического горения  $\alpha \approx 1$  время пребывания газов в топке практически постоянное, причем концентрация БП изменилась от 337 до 555  $\text{нг/м}^3$ , содержание  $\text{NO}_2$  в уходящих газах в процессе роста  $\tau_{\text{заг}}$  повысилось на 9,6 % (табл. 2.).

На рис. 3 показана зависимость удельного выхода БП от удельного содержания  $\text{NO}_2$  в уходящих газах котла БКЗ-420-140 НГМ. Установлена нелинейная взаимосвязь удельных выбросов  $K_{\text{БП}} = f(K_{\text{NO}_2})$ . Приведенная характеристика процесса сжигания крекинг-мазута может быть использована в условиях проведения промышленных пуско-наладочных

мероприятий и для настройки режимов горения в котельных установках с низкими выбросами токсичных соединений.

Анализ рис. 3 показал, что в условиях повышения удельного выхода  $\text{NO}_2$  содержание БП в дымовых газах возросло на 23,9 %. Таким образом, увеличение выхода оксидов азота на 1% способствовало возрастанию содержания БП в уходящих газах на 0,52 %.

Графическая зависимость  $K_{\text{БП}} = f(K_{\text{NO}_2})$ , показанная на рис. 3, аппроксимирована полиномом 2-ой степени с коэффициентом корреляции  $R^2 = 1$  вида

$$K_{\text{БП}} = -0,634K_{\text{NO}_2}^2 + 4,299K_{\text{NO}_2} + 3,314. \quad (5)$$

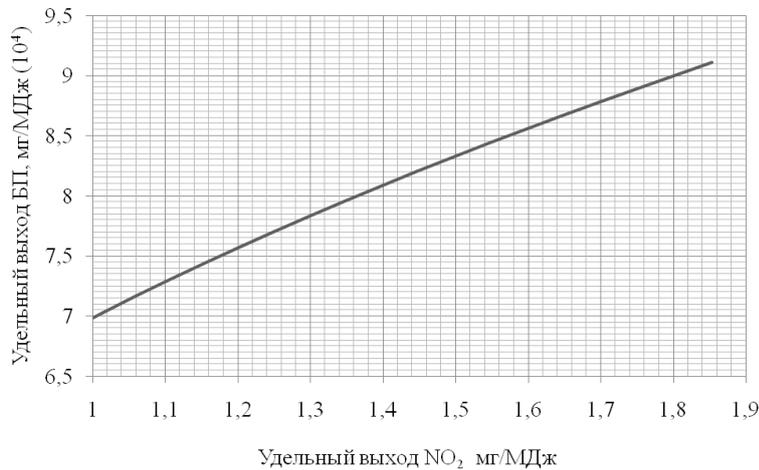


Рис. 3. Зависимость удельного выхода БП от удельного содержания  $\text{NO}_2$  в уходящих газах котла БКЗ-420-140 НГМ при  $R=0\%$ ,  $g=0,03$ ,  $\alpha=1,05$ ,  $T_{\text{заг}}=1947\text{ К}$

График зависимости удельного содержания  $\text{NO}_2$  от адиабатической температуры горения крекинг-мазута в ЗАГ для параметров  $R = 0\%$ ,  $g = 0$  показан на рис. 4.

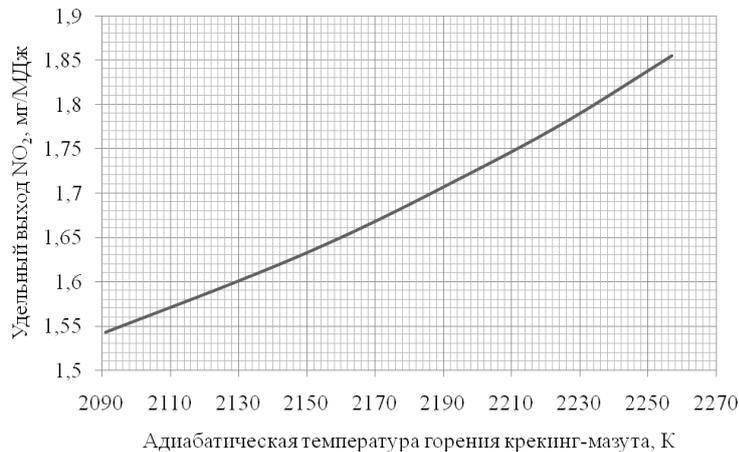


Рис. 4. Удельный выход  $\text{NO}_2$  в зависимости от адиабатической температуры в ЗАГ при  $R=0\%$ ,  $g=0$

Увеличение адиабатической температуры в ЗАГ от 2091 до 2257 К характеризовало повышение удельного выхода  $\text{NO}_2$  от 1,543 до 1,855 мг/МДж, что в концентрационном выражении составило рост от 325 до 428 мг/м<sup>3</sup>. Вследствие того, что конверсионные процессы, связанные с догоранием  $\text{NO}_2$ , заканчиваются в топочной камере, концентрация оксидов азота в продуктах сгорания для приведенных режимов работы котла превышает нормативный удельный выброс, соответствующий 250 мг/м<sup>3</sup>.

### Выводы

В условиях моделирования топочного процесса горения крекинг-мазута в котле БКЗ-420-140 НГМ получены важные характеристики зоны активного горения для управления технологическим процессом генерирования электрической и тепловой энергии с минимальным выходом  $\text{NO}_2$  и БП. Выявлено, что в результате стехиометрического сжигания крекинг-мазута среднеинтегральная температура дымовых газов в ЗАГ топочной камеры достигает значений более 2000 К, что позволяет находить существенные резервы в сокращении выхода всей группы ПАУ, включая БП.

Определена степень воздействия доли газов рециркулирующих газов и парового распыла крекинг-мазута на повышение интенсивности образования БП в диапазоне изменения относительной паровой нагрузки котла  $\bar{D} = 0,5 - 1,0$ .

Установлена взаимосвязь между удельными выходами БП и  $\text{NO}_2$  в продуктах сгорания крекинг-мазута, получены математические зависимости для определения удельного выхода БП от времени пребывания газов, концентрации БП от среднеинтегральной температуры в ЗАГ топки котла БКЗ-420-140 НГМ.

### Литература

1. Липов Ю.М., Самойлов Ю.Ф., Виленский Т.В. Компонка и тепловой расчет парового котла: Учебное пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1988. 298 с.
2. Иваницкий М.С., Грига А.Д., Фокин В.М. и др. Физико-химические процессы механизмов образования бенз(а)пирена при сжигании углеводородного топлива // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. 2012. №27(46). С. 28 – 33.
3. Иваницкий М.С., Грига А.Д., Грига С.А. и др. Построение модели для определения концентрации бенз(а)пирена при сжигании углеводородного топлива в котельных установках систем теплоснабжения // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. 2012. №28(47). С.143 – 150.
4. Иваницкий М.С., Грига А.Д. Определение концентрации бенз(а)пирена в дымовых газах котельных установок и способ автоматического регулирования процесса горения // Энергосбережение и водоподготовка. 2013. №3(83). С. 52 – 56.
5. Зройчиков Н.А., Лысков М.Г., Прохоров В.Б. и др. Оптимизация режимов сжигания мазута в топках котлов большой мощности // Теплоэнергетика. 2007. №6. С. 23 – 26.
6. Таймаров М.А., Егоров В.А. Исследование схем сжигания мазута на котле ТГМ-84Б с использованием механических форсунок // Вестник Казанского технологического университета. 2012. Т. 15, № 10. С. 96 – 97.
7. Таймаров М.А., Кувшинов Н.Е., Чикляев Д.Е. и др. Регулирование выбросов окислов азота при сжигании мазута в котлах // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2016. № 3–4. С. 40 – 44.
8. РД 153-34. 02. 304-2003. Методические указания по расчету выбросов оксидов азота с дымовыми газами котлов тепловых электростанций. М.: ОАО «ВТИ», 2003.
9. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод)/ Издание третье, переработанное и дополненное. Санкт-Петербург, 1998. 257 с.

10. РД 153-34. 1-02. 316-2003. Методика расчета выбросов бенз(а)пирена в атмосферу паровыми котлами электростанций. М.: ОАО «ВТИ», 2003.

#### Автор публикации

**Иваницкий Максим Сергеевич** – канд. техн. наук, доцент кафедры «Теплоэнергетика и теплотехника» филиала «Национального исследовательского университета «МЭИ» в г. Волжском. E-mail: mseiv@yandex.ru.

#### References

1. Lipov Ju.M., Samojlov Ju.F., Vilenskij T.V. Komponentka i teplovoj raschet parovogo kotla. Uchebnoe posobie dlja vuzov. M.: Jenergoatomizdat, 1988. 298 s.: il.
2. Ivanickij M.S., Griga A.D., Fokin V.M. i dr. Fiziko-himicheskie processy mehanizmov obrazovanija benz(a)pirena pri szhiganii uglevodorodnogo topliva // Vestnik Volgogradskogo gosudarstvennogo arhitekturno-stroitel'nogo universiteta. 2012. №27(46). S. 28 – 33.
3. Ivanickij M.S., Griga A.D., Griga S.A. i dr. Postroenie modeli dlja opredelenija koncentracii benz(a)pirena pri szhiganii uglevodorodnogo topliva v kotel'nyh ustanovkah sistem teplosnabzhenija // Vestnik Volgogradskogo gosudarstvennogo arhitekturno-stroitel'nogo universiteta. 2012. №28(47). S. 143 – 150.
4. Ivanickij M.S., Griga A.D. Opredelenie koncentracii benz(a)pirena v dymovyh gazah kotel'nyh ustanovok i sposob avtomaticheskogo regulirovanija processa gorenija // Jenergosberezenie i vodopodgotovka. 2013. №3(83). S. 52 – 56.
5. Zrojchikov N.A., Lyskov M.G., Prohorov V.B. i dr. Optimizacija rezhimov szhiganija mazuta v topkah kotlov bol'shoj moshhnosti // Teplojenergetika. 2007. №6. S. 23 – 26.
6. Tajmarov M.A., Egorov V.A. Issledovanie shem szhiganija mazuta na kotle TGM-84B s ispol'zovaniem mehanicheskikh forsunok // Vestnik Kazanskogo tehnologicheskogo universiteta. 2012. T. 15, № 10. S. 96 – 97.
7. Tajmarov M.A., Kuvshinov N.E., Chikljaev D.E. i dr. Regulirovanie vybrosov okislov azota pri szhiganii mazuta v kotlah // Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. Problemy jenergetiki. 2016. № 3 – 4. S. 40 – 44.
8. RD 153-34. 02. 304-2003. Metodicheskie ukazanija po raschetu vybrosov oksidov azota s dymovymi gazami kotlov teplovyh jelektrostancij. M.: ОАО «ВТИ». 2003.
9. Teplovoj raschet kotlov (Normativnyj metod). Izdanie tret'e, pererabotannoe i dopolnennoe. Sankt-Peterburg, 1998. 257 s.
10. RD 153-34. 1-02. 316-2003. Metodika rascheta vybrosov benz(a)pirena v atmosferu parovymi kotlami jelektrostancij. M.: ОАО «ВТИ». 2003.

#### Author of the publication

**Ivanitskiy Maxim Sergeevich** – Cand. Sci. (Techn.), Assoc. prof. of the department «Heat and power engineering and thermal engineering» (HPETE), Branch of the National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (MPEI).

*Поступила в редакцию*

*03 июля 2017 г.*

УДК 621.3.048

## ВЛИЯНИЕ СЕРАОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ НА ГИГРОСКОПИЧНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА И ЕГО ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Л.Р. Гайнуллина, В.П. Тутубалина

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия  
gainullina7819@mail.ru

**Резюме:** С применением модельных смесей изучена зависимость растворения воды в масляной фракции от температуры и количества сераорганических соединений. Установлено, что повышенные концентрации сераорганических соединений в модельных смесях, в сочетании с действием высоких температур и напряженности электрического поля, способствуют повышению растворимости воды в них. Проведенные экспериментальные исследования также показали, что повышение концентрации сераорганических соединений и гигроскопичности масла в условиях его эксплуатации в силовых трансформаторах сопровождается ростом диэлектрических потерь и снижением электрической прочности масла.

**Ключевые слова:** трансформаторное масло, сераорганические соединения, электрические характеристики, гигроскопичность, тангенс угла диэлектрических потерь, электрическая прочность, модельные смеси.

## INFLUENCE OF ORGANOSULFUR CONNECTIONS ON HYGROSCOPICITY OF TRANSFORMER OIL AND ITS ELECTRIC CHARACTERISTICS

L. R. Gaynullina, V. P. Tutubalina

Kazan state power energy university, Kazan, Russia  
gainullina7819@mail.ru

**Abstract:** The dependency of dissolution of water in oil fraction from temperature and the number of organosulfur compounds on the usage of model mixtures was studied. It is found, that the increase of concentration of organosulfur compounds in model mixtures with high temperatures and electric field strength promotes the growth of water solubility in them. Experimental researches have also shown that increase in concentration of organosulfur compounds and hygroscopicity of oil in conditions of his operation in power transformers is followed by growth of dielectric losses and decrease in electrical durability of oil.

**Keywords:** transformer oil, organosulfur compounds, electrical characteristics, hygroscopicity, tangent of an angle of dielectric losses, electrical durability, model mixtures.

### Введение

Надежность эксплуатации современных систем производства и распределения электрической энергии зависит от надежности работы электрооборудования. Вместе с тем в электрооборудовании трансформаторное масло относится к одним из важных элементов изоляционной конструкции. В этой связи главной задачей повышения надежности электрооборудования является увеличение срока службы трансформаторного масла, используемого в качестве теплоотводящей и изолирующей среды. Увеличение добычи и

переработки сернистых нефтей в России и во всем мире способствует росту концентрации сераорганических соединений в нефтепродуктах, получаемых из этих нефтей. Сераорганические соединения могут оказывать существенное влияние на растворимость воды в масле в процессе его транспортировки, залива в электрооборудование или хранения. К основным параметрам, определяющим свойства масла как диэлектрика, относятся электрическая прочность, проводимость и диэлектрические потери, в значительной степени зависящие от содержания воды в масле [1]. Вода в изоляции накапливается при небольшой нагруженности силового трансформатора или в результате длительного его отключения. В указанных случаях происходит поглощение воды из атмосферного воздуха [1]. Сухое масло при 20 °С может растворить до 0,005 % воды, а масло, находящееся в течении длительного времени в эксплуатации, в своем составе может содержать до 1,6 – 10,6 % воды, что снижает электрическую прочность жидкой изоляции и ускоряет его старение [1–3].

### **Экспериментальная часть**

Цель работы – изучение влияния концентрации сераорганических соединений и воды на электрические характеристики масляных фракций с  $T_{\text{кип}} = 300\text{--}400$  °С Ромашкинской нефти, являющейся сырьем для получения трансформаторного масла.

Для исследования растворимости воды в масляной фракции от количества сераорганических соединений были приготовлены модельные смеси с различным содержанием сераорганических соединений, выделенных из масляной фракции  $T_{\text{кип}} 300\text{--}400$  °С Ромашкинской нефти, содержащей в своем составе 1,68 % общей серы, в том числе 0,62 % сульфидной серы. Для разделения сераорганических соединений масляной фракции был использован адсорбционный метод, поскольку он позволяет осуществлять разделение сераорганических соединений в мягких условиях (температура 20–25 °С) при варьировании адсорбентов и элюентов, а также дает возможность одновременно и наиболее полно выделить все классы сераорганических соединений из масляных фракций [3–4].

Адсорбционное разделение сераорганических соединений проводили в лабораторном адсорбере высотой 1,2 м и диаметром 0,03 м при комнатной температуре (20°С). В качестве адсорбентов использовали активированный крупнопористый силикагель марки АСК и оксид алюминия. Элюентами служили петролейный эфир с  $T_{\text{кип}} 40\text{--}70$  °С и бензол. Адсорбционное разделение сераорганических соединений масляной фракции проводили по методике, описанной в литературе [3].

Модельные смеси были приготовлены на основе предварительно обессеренной масляной фракции с остаточным содержанием серы, равным 0,01 %. Концентрация сераорганических соединений в модельных смесях варьировалась в широком диапазоне от 1,0 до 3,0 % с шагом 0,5 %. Концентрацию воды в масляных фракциях определяли по методу Фишера (ГОСТ 7822-75). Содержание общей серы находили по ГОСТ 19121-73, пробивное напряжение и тангенс угла диэлектрических потерь в масляной фракции – по ГОСТ 6581-75.

Растворимость воды в модельных смесях в зависимости от концентрации сераорганических соединений изучали при температуре 95 °С в течение 44 часов в электрическом поле напряженностью 49 кВ/см.

### **Обсуждение результатов**

Экспериментальные данные растворимости воды в масляной фракции от концентрации общей серы показаны на рис. 1.

Анализ данных рис. 1 показывает, что с повышением концентрации общей серы в модельных смесях от 1 до 3 % происходит увеличение растворимости воды в смесях в 5 раз. Например, при концентрации общей серы в смеси, равной 0,01 % масс, растворяется 0,65 г воды на 1 т масляной фракции. Дальнейшее увеличение концентрации общей серы в модельных смесях до 1,5, 2,0, 2,5 и 3,0 % приводит к повышению растворимости воды, соответственно, в 7,7; 8,0; 16,0 и 23,5 раза по сравнению с первоначальным значением.

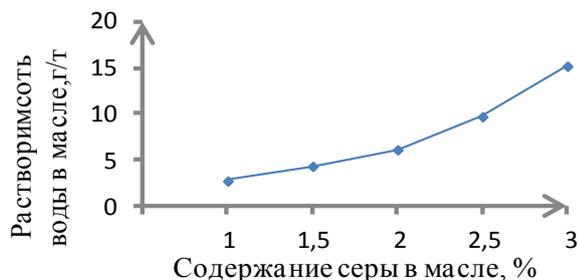


Рис. 1. Зависимость растворимости воды в модельных смесях от концентрации общей серы

Проведенное экспериментальное исследование показало, что сераорганические соединения, содержащиеся в масляных фракциях, способствуют увеличению растворимости воды в последних. Данное обстоятельство указывает на необходимость обессеривания масляных фракций при производстве трансформаторных масел для маслонаполненного электрооборудования энергосистем.

Следующая серия опытов была поставлена с целью исследования влияния концентрации сераорганических соединений и температурного фактора на растворимость воды в модельных смесях. Опыты по растворимости воды в модельных смесях проводили в температурном интервале 20–95 °С в течение 44 часов в электрическом поле напряженностью 49 кВ/см.

Результаты исследования в виде графических зависимостей приведены на рис. 2.

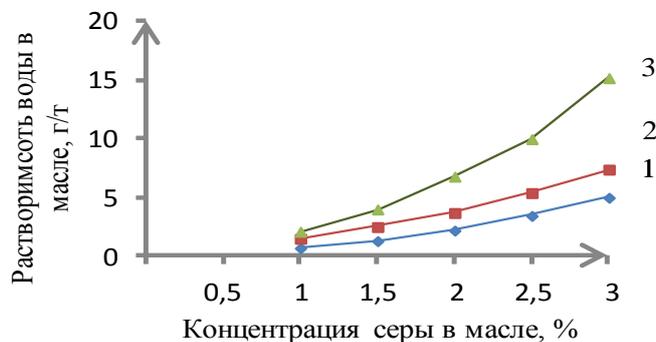


Рис. 2. Зависимость растворения воды в модельных смесях от концентрации сераорганических соединений и температуры:  
1 – 20 °С; 2 – 50 °С; 3 – 95 °С

Данные, приведенные на рис. 2, показывают, что при одновременном повышении температуры и концентрации сераорганических соединений в модельных смесях происходит рост растворимости воды в них. Так, например, в модельной смеси с содержанием общей серы, равном 1,0 %, с повышением температуры от 20 °С до 95 °С растворимость воды увеличилась в 1,5 раза. При концентрации сераорганических соединений в модельных смесях 2,0 и 3,0 % повышение температуры от 20 до 95 °С способствует росту растворимости воды в модельных смесях, соответственно, в 2 и 3,3 раза. Повышение концентрации общей серы в исследуемых смесях от 1,0 до 2,0 и 3,0 % сопровождается ростом растворимости воды при температуре 95 °С, соответственно, в 3,3 и 7,24 раза.

Проведенные исследования показали, что сераорганические соединения в заданных концентрациях от 1,0 до 3,0 % в модельных смесях повышают их гигроскопичность. Учитывая взаимную растворимость воды и углеводов модельных смесей, вода в последних может находиться не только в виде истинного раствора, но и в виде эмульсий. Данное обстоятельство представляет интерес с точки зрения эксплуатации изоляционного масла в современном трансформаторном оборудовании в условиях высокой напряженности электрического поля и повышенных рабочих температур. В процессе эксплуатации масла в натуральных условиях при окислении углеводов происходит образование воды, которая поглощается ароматическими структурами углеводов и сераорганических соединений, а в дальнейшем, наряду с истинными растворами воды в трансформаторном масле при ее накоплении, могут образовываться стойкие эмульсионные смеси воды и масла, которые снижают его эксплуатационные характеристики, что недопустимо для обеспечения нормальной работы трансформаторов тепловых электрических станций [5–10].

Следующая серия опытов была проведена с целью исследования влияния количества воды в модельных смесях на диэлектрические потери. Опыты проводили при температуре 70 °С в течение 44 часов в электрическом поле напряженностью 49 кВ/см при изменении концентрации воды в смеси от 0,01 до 20 г/т фракции. Полученные экспериментальные данные показаны на рис. 3.

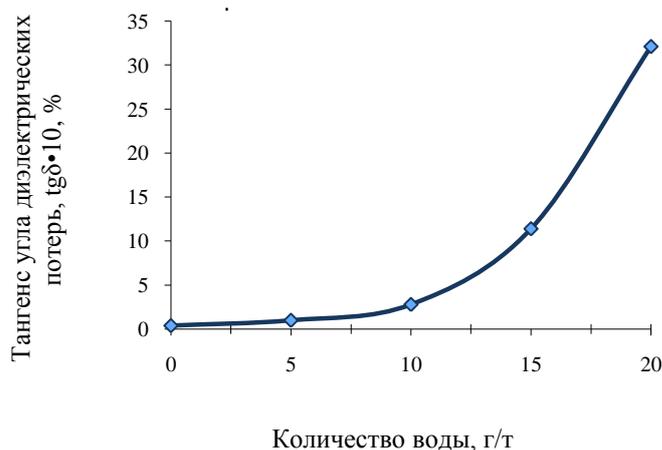


Рис.3. Зависимость тангенса угла диэлектрических потерь от концентрации воды в модельной смеси

Как видно из рис. 3, увеличение содержания воды в модельных смесях сопровождается увеличением диэлектрических потерь в них. Повышение концентрации воды в 4 раза (от 5 до 20 г/т масла) приводит к росту тангенса угла диэлектрических потерь в 5,5 раз.

Таким образом, проведенные исследования показали, что повышенные концентрации воды и сераорганических соединений в модельных смесях, в сочетании с действием рабочих температур и напряженности электрического поля в трансформаторах, способствуют увеличению диэлектрических потерь.

На рис. 4 показано влияние содержания воды в модельных смесях на их электрическую прочность.

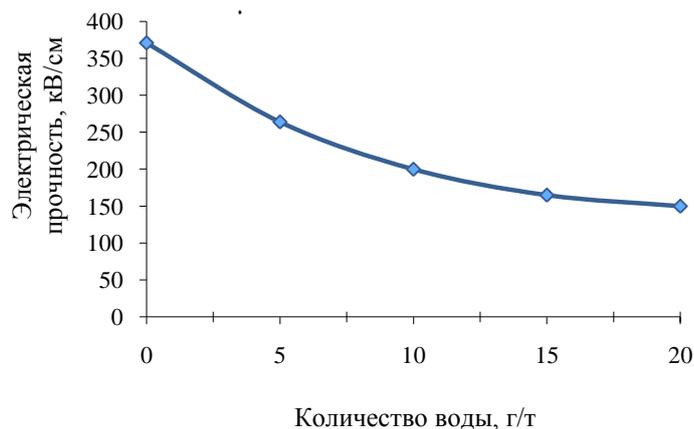


Рис.4. Зависимость электрической прочности от концентрации воды в модельной смеси

Из рис. 4 видно, что с повышением влажности смеси наблюдается снижение ее электрической прочности от 400 до 170 кВ/см, т.е. в 2,35 раза. Это связано с тем, что под действием электрического поля частички воды образуют цепочки, которые имеют направление вдоль силовых линий электрического поля. Для перекрытия по такой цепочке требуется значительно меньшее разрядное напряжение, чем для разряда в сухом масле [2].

#### **Выводы**

1. С использованием модельных смесей изучено зависимость растворения воды в масляной фракции от концентрации сераорганических соединений и температуры.

Установлено, что одновременное повышение температуры и концентрации сераорганических соединений в модельных смесях приводит к увеличению растворимости воды в последних.

2. Исследованы зависимости тангенса угла диэлектрических потерь и электрической прочности от концентрации воды в модельных смесях.

Показано, что повышение концентрации воды и сераорганических соединений в модельных смесях в условиях, идентичных эксплуатационным, приводит к увеличению диэлектрических потерь в смесях и снижению их электрической прочности.

#### **Литература**

1. Липштейн Р.А., Шахнович М.И. Трансформаторное масло. М.: Энергоиздат, 1983. 296 с.
2. Пястолов А.А. Оценка электроизоляционных показателей трансформаторного масла. // Сибирский вестник с.-х. науки. 1986. №3. С.101–104.
3. Гайнуллина Л.Р., Тутубалина В.П. Адсорбционная осушка трансформаторного масла на природных цеолитах // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2016. №2(№30). С.82–89.
4. Вилданов Р.Р., Тутубалина В.П. Концентрация воздуха в трансформаторном масле. LAMBERT Academic Publishing, 2012. 129 с.
5. Лядов Н.М., Туранова О.А., Козлов В.К., Гуранов А.М. Изменение состава и свойств соединений серы в процессе эксплуатации масла // Химия и технология топлив и масел. 2013. №4(578). С. 53–55.
6. W.Liu, Y.Song, Y.Li, R.Guo. Study on main impact factors of diesel deephydrodesulfurization reaction. // Petroleum Refinery Engineering. Nov. 2012.

7. Reeder P.L. Low waste technology in chemical industries. // Pure and Appl. Chem. 1998. V.56. №8.
8. Peorce A.W. Oil-hydrocarbonsor BTU'S. //Energie Did.1998. V.9. №3.
9. Харлампида Х.Э., Гайнуллина Л.Р., Тутубалина В.П. Влияние углеводородного состава и сернистых соединений на эксплуатационные свойства трансформаторного масла // Вестник технологического университета. 2016. Т.19, №6. С.5–7.
10. Харлампида Х.Э. Сераорганические соединения нефти, методы очистки и модификации. // Соросовский образовательный журнал. 2000. Т.6, №7. С. 42–46.

#### **Авторы публикации**

**Гайнуллина Лейсан Раисовна** – канд. техн. наук, доцент кафедры «Энергообеспечение предприятий и энергоресурсосберегающих технологий» (ЭЭ) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail:gainullina7819@mail.ru.

**Тутубалина Валерия Павловна** – докт. техн. наук, профессор, главный научный сотрудник Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ).

#### **References**

1. Lipstein R. A., Shakhnovich M. I. Transformer oil. M.: Energoizdat, 1983. 296 pages.
2. Pyastolov A. A. Assessment of electroinsulating indicators of transformer oil.//The Siberian bulletin of the a. sciences. 1986. No. 3. P. 101-104.
3. Gaynullina L. R., Tutubalina V.P. The adsorptive osushka of transformer oil on natural tseolitakh.//the Bulletin of the Kazan state power university. 2016. No. 2 (No. 30). P. 82-89.
4. Vildanov R. R., Tutubalina V.P. Concentration of air in transformer oil. LAMBERT academic Pabliahing, 2012. 129 pages.
5. Lyadov N. M., Turanova O. A., Kozlov V. K., Guranov A. M. Change of structure and properties of compounds of sulfur in use oils.//M.: Chemistry and technology of fuels and oils. 2013. No. 4(578). P. 53-55.
6. W.Liu, Y.Song, Y.Li, R.Guo. Study on main impact factors of diesel deep hydrodesulfurization reaction.//Petroleum Refinery Engineering. Nov. 2012.
7. Reeder P.L. Low waste technology in chemical industries.//Pure and Appl. Chem. 1998. V.56. No. 8.
8. Peorce A.W. Oil-hydrocarbonsor BTU'S.//Energie Did.1998. V.9. No. 3.
9. Harlampidi H. E., Gaynullina L. R., Tutubalina V.P. Influence of hydrocarbonic structure and sulphurous connections on operational properties of transformer oil.//Bulletin of technological university. 2016. T.19. No.6. P. 5-7.
10. Harlampidi H. E. Organosulfurof compound of oil, methods of cleaning and modification.//Sorosovsky educational magazine. 2000. T.6. No. 7. P. 42-46.

#### **Authors of the publication**

**Gainullina Leysan Raisovna**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Energy Supply Department of Enterprises and Energy and Resource-Saving Technologies of Kazan State Energy University (KSEU), E-mail: gainullina7819@mail.ru.

**Tutubalina Valeriya Pavlovna**, Doctor of Technical Sciences, Professor, Chief Researcher of the Kazan State Energy University (KSPU).

*Поступила в редакцию*

*20 июня 2017 г.*

УДК 621.311

## ВЛИЯНИЕ НАГРУЗОЧНОЙ СПОСОБНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Е.И. Грачева, О.В. Наумов, Е.А. Федотов

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

**Резюме:** В статье представлен расчет режимов работы силовых трансформаторов по определению величины оптимальной загрузки, при которой коэффициент полезного действия трансформатора достигает максимального значения, а также предложены варианты повышения эффективности эксплуатации силовых трансформаторов промышленных предприятий.

**Ключевые слова:** трансформатор, потери мощности, коэффициент загрузки, электрические сети, потери электроэнергии.

## INFLUENCE OF A LOAD CAPABILITY OF POWER TRANSFORMERS ON THEIR OPERATIONAL CHARACTERISTICS

Gracheva Elena I., Naumov Oleg V., Fedotov Evgeny A.  
Kazan state power university, Kazan

**Abstract:** In article calculation of an operating mode of power transformers for determination of optimum loading in case of which the efficiency of the transformer will reach the maximum value is provided, options of increase in efficiency of operation of power transformers of the industrial enterprises are also offered.

**Keywords:** Transformer, capacity losses, load factor, electric networks, losses of the electric power.

Последствия экономического и энергетического кризиса заставляют обратить внимание на вопросы оценки уровней потерь мощности и электроэнергии и возможности их уменьшения при передаче электрической энергии как в целом, так и в отдельных элементах системы электроснабжения, в частности в трансформаторах. Наблюдается рост потерь электроэнергии в силовых трансформаторах по мере их старения по сравнению с паспортными данными, полученными в год выпуска. При этом разработчики трансформаторов, как правило, утверждают, что потери электроэнергии в процессе эксплуатации в исправных трансформаторах если и увеличиваются, то не более чем на 5% за весь срок службы трансформатора [1].

Проведенные исследования показали, что старение трансформатора приводит к росту потерь электроэнергии, порой весьма и весьма значительному, в зависимости от условий работы [2].

Как известно, установленная мощность трансформаторов в цепи «электрическая станция – потребитель электрической энергии» на порядок больше генераторных мощностей электрической станции. При этом неоднократная трансформация электрической энергии связана с ее потерями, и, при прочих равных условиях, чем больше ступеней трансформации, тем выше потери.

Общепринятой оценкой эффективности эксплуатации систем электроснабжения является метод приведенных затрат.

При решении некоторых более узких задач могут приниматься другие критерии для определения эффективности работы электрооборудования [3].

Минимум потерь мощности (электроэнергии), как критерий для выбора номинальной установленной мощности трансформатора или степени его загрузки, может быть применен для вариантов схем электроснабжения с неизменными сечениями и марками кабелей, их длиной, схемами и оборудованием, установленным на подстанциях и т.д.

В некоторых случаях предлагается в качестве критерия оптимальной загрузки трансформатора считать его загрузку, соответствующую максимуму коэффициента полезного действия [4].

Практически этим критерием воспользоваться трудно, так как максимум КПД трансформаторов в широком диапазоне изменения вторичной нагрузки ( $k_3 = 0,4 \div 1,5$ ) выражен слабо. Покажем это на примере.

Коэффициент полезного действия трансформатора, как известно, это отношение отдаваемой мощности  $P_2$  к мощности  $P_1$ , поступающей в первичную обмотку.

По уравнению баланса мощности в цепи трансформатора имеем [5]

$$P_1 = P_2 + \Delta P = P_2 + \Delta P_{\text{ст}} + \Delta P_{\text{м}}, \quad (1)$$

где  $\Delta P_{\text{ст}}$  – потери мощности в стали;  $\Delta P_{\text{м}}$  – потери мощности в меди;  $\Delta P$  – суммарная потери мощности;  $P_2 = U_2 I_2 \cos \varphi$  – активная мощность потребителей;  $U_2$  – напряжение вторичной обмотки трансформатора;  $I_2$  – ток вторичной обмотки трансформатора;  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности трансформатора.

Потери мощности в стали магнитопровода  $\Delta P_{\text{ст}}$  из-за гистерезиса и вихревых токов зависят от амплитуды магнитного потока, а поскольку магнитный поток – величина постоянная, то потери мощности в стали не изменяются, не зависят от нагрузки при постоянном значении напряжения питания. Эти потери составляют 1–2% от номинальной мощности трансформатора [6].

Потери мощности в проводах обмоток зависят от нагрузки, так как

$$\Delta P_{\text{м}} = R_{\text{к}} I_1^2, \quad (2)$$

где  $R_{\text{к}}$  – сопротивление обмоток трансформатора;  $I_1$  – ток первичной обмотки трансформатора.

Коэффициент полезного действия трансформатора можно рассчитать по выражению [7]

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + \Delta P_{\text{ст}} + \Delta P_{\text{м}}} = \frac{U_2 I_2 \cos \varphi}{U_2 I_2 \cos \varphi + \Delta P_{\text{ст}} + \Delta P_{\text{м}}}. \quad (3)$$

Из опытов холостого хода и короткого замыкания получаем  $\Delta P_{\text{ст}} = \Delta P_{\text{хх}}$ ,  $\Delta P_{\text{м}} = R_{\text{к}} I_1^2 = k_3^2 \Delta P_{\text{кз}}$ , где  $k_3 = \frac{I_1}{I_{1\text{ном}}}$  – коэффициент загрузки;  $I_{1\text{ном}}$  – номинальный ток первичной обмотки трансформатора.

Значение коэффициента полезного действия можно рассчитать по выражению

$$\eta = \frac{k_3 S_{\text{ном}} \cos \varphi_2}{k_3 S_{\text{ном}} \cos \varphi + \Delta P_{\text{хх}} + k_3^2 \Delta P_{\text{кз}}}. \quad (4)$$

По выражению (4) возможно вычислить  $k_3$ , при котором коэффициент полезного действия максимален. Приравняв нулю производную  $\frac{d\eta}{dk_3}$ , получим

$$k_3^2 \Delta P_{кз} = \Delta P_{xx} . \quad (5)$$

Следовательно, КПД имеет максимальное значение при равенстве потерь мощности в проводах обмоток и в стали. Следовательно, оптимальный коэффициент загрузки трансформатора

$$k_3 = \sqrt{\frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}}} . \quad (6)$$

Обычно для современных силовых трансформаторов  $\frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}} = 0,2 - 0,3$  и, следовательно, максимум КПД имеет место при  $k_3 = 0,4 - 0,5$ .

На рис. 1 показана зависимость КПД трансформатора мощностью 400 кВА от коэффициента загрузки при фиксированных  $\cos\varphi$ .

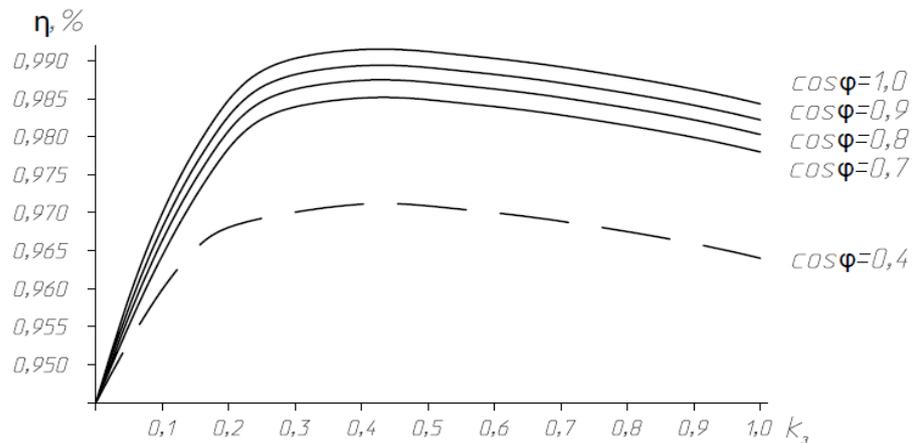


Рис. 1. График зависимости КПД от коэффициента загрузки трансформатора и коэффициента мощности нагрузки

Из рис. 1 видно, что трансформатор имеет практически постоянный КПД в широком диапазоне изменения нагрузки от 0,5 до 1,0. При малых нагрузках и уменьшении коэффициента мощности КПД трансформатора резко снижается.

На рис. 2 показана зависимость оптимального коэффициента загрузки от номинальной мощности трансформаторов 10/0,4 кВ. Видно, что при увеличении мощности трансформатора его оптимальный коэффициент загрузки уменьшается.

Развитая номенклатура трансформаторов, выпускаемых промышленностью, предполагая фиксированные значения потерь мощности в стали и в меди для каждого типа трансформатора при заданном графике потребления и неизменных остальных элементах системы электроснабжения, позволяет реально ставить вопрос о выборе номинальной мощности трансформатора, предполагаемого к установке, в зависимости от выбранного критерия оптимальности [8].

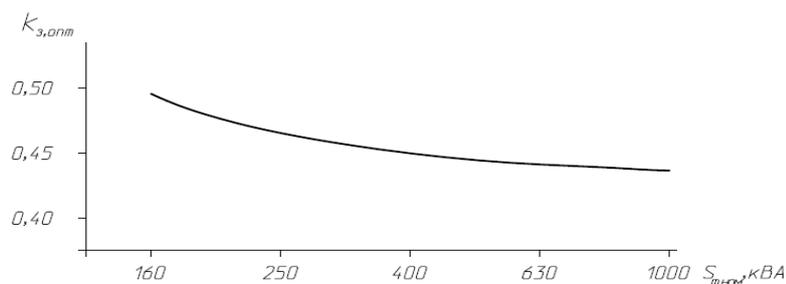


Рис. 2. Зависимость оптимального коэффициента загрузки трансформатора 10/0,4кВ от его номинальной мощности

При рассмотрении вопроса об оптимальной загрузке трансформаторов необходимо указать, что в каждый конкретный момент времени нагрузка трансформатора определяется мощностью приемников электрической энергии, подключенных к его обмоткам, то есть графиком потребления, характером технологического процесса [9].

С изменением коэффициента загрузки трансформатора от нуля и выше его коэффициент полезного действия возрастает до определенного значения, а потом понижается. При этом суммарные потери мощности только увеличиваются. Максимум коэффициента полезного действия не соответствует минимуму потерь мощности [10].

Данная особенность позволяет рассмотреть следующие варианты повышения эффективности эксплуатации трансформаторных подстанций промышленных предприятий:

1) если общая мощность, потребляемая нагрузкой, ниже уровня 30–40%  $S_{н.т.}$ , в качестве меры энергосбережения целесообразно отключить один или несколько трансформаторов, чтобы довести загрузку остальных трансформаторов до оптимальной величины;

2) при замене трансформаторов, исчерпавших ресурс, или модернизации трансформаторных подстанций предпочтительной является установка энергоэффективных трансформаторов с улучшенными характеристиками (такими, как нагрузочные потери и потери в стали), а также наличием системы мониторинга и диагностики состояния трансформатора (табл. 1);

3) применение компенсирующих устройств для увеличения коэффициента полезного действия силовых трансформаторов промышленных предприятий нецелесообразно, так как повышение КПД за счет роста коэффициента мощности происходит, в среднем, менее чем на 1–3%.

Таблица 1

Потери короткого замыкания и холостого хода силовых трансформаторов 6(10)/0,4кВ

Завод	Потери, кВт	100кВА		250кВА		400кВА		630кВА		1000кВА	
		сух.	масл.	сух.	масл.	сух.	масл.	сух.	масл.	сух.	масл.
ЗАО ГК "Электроцит-ТМ-Самара", г.Самара	XX	550	400	730	580	1000	830	1400	1050	1950	1550
	КЗ	2300	2400	3700	3700	4900	5900	7100	7600	10000	10800
Холдинговая компания "Электрозавод", г.Москва	XX	540	290	900	570	1200	830	1650	1060	2150	1400
	КЗ	1250	1970	3000	3700	3900	5400	5730	7450	8400	10800
ООО "Тольяттинский трансформатор", г.Тольятти	XX	420	305	750	610	1150	900	1400	1250	2000	1900
	КЗ	2100	2000	3700	3700	5700	5500	6700	7600	8900	12200
ОАО Уралэлектротяжмаш Гидромаш", г.Екатеринбург	XX	390	290	750	550	820	800	1300	1010	1900	1400
	КЗ	1720	2200	2900	4200	4300	5600	5500	8500	8250	10600
Производственная группа "Трансформер", г.Подольск	XX	420	270	750	530	1150	870	1400	1240	2000	1600
	КЗ	2100	1970	3700	3700	5700	5600	6700	7600	8900	10800

Продолжение таблицы 1

ОАО "Электроцит", г.Чехов	XX	390	280	750	520	1150	750	1500	1000	1950	1400	
	КЗ	1740	1970	3040	3700	4260	5400	6350	7600	8700	10600	
Требования европейских стандартов энергоэффективности HD 428, HD 538	XX	A'	440	320	820	650	1150	930	1500	1300	2000	1700
		B'		260		530		750		1030		1400
		C'		210		425		610		860		1100
	КЗ	A	2000	1750	3500	3250	4900	4600	7300	6500	10000	10500
		B		2150		4200		6000		8400		13000
		C		1475		2750		3850		5400		9500

Согласно европейским стандартам гармонизации [11, 12], основными показателями энергетической эффективности для силовых трансформаторов являются потери холостого хода и короткого замыкания. Нормы HD 428.1 для масляных трансформаторов допускают три уровня потерь короткого замыкания (А, В, С) и три уровня потерь холостого хода (А', В', С').

### Литература

1. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений. М.: Интермент Инжиниринг, 2006. 672 с.
2. Калявин В.П., Рыбаков Л.М. Надежность и диагностика электроустановок. Йошкар-Ола: Мар. гос. ун-т, 2000. 348 с.
3. Конюхова Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2014. 502 с.
4. Федоров О.В. Некоторые особенности структуры систем внутрицехового электроснабжения// Надежность и безопасность энергетики. 2015. №3(30). С. 30–33.
5. Козаков Ю.Б., Козлов А.Б., Коротков А.В. Учет изменения потерь холостого хода трансформаторов в период срока службы при расчете потерь в распределительных сетях// Электротехника. 2006. №5.
6. Коротков А.В., Фролов В.Я. Результаты измерений мощности потерь холостого хода трансформаторов с различным сроком службы. // Электрика. 2011. №8.
7. Грачева Е.И., Наумов О.В., Садыков Р.Р. Учет потерь холостого хода трансформаторов в период эксплуатации при расчете потерь электроэнергии в распределительных сетях// Известия вузов. Проблемы энергетики. 2016. №1-2. С. 53–63.
8. Лизунов С.Д., Лоханин А.К. Проблемы современного трансформаторостроения в России. // Электричество. 2000. №8.
9. Голубцов Н.В., Федоров О.В. Электротехнические комплексы и системы предприятий как объекты энергосбережения// Электрические аппараты и электротехнические комплексы и системы: мат-лы Междунар. науч.-практич. конф. Ульяновск: УГТУ, 2012. С.222–226.
10. Грачева Е.И., Наумов О.В., Садыков Р.Р., Серпионова Т.А. Моделирование параметров функциональных характеристик цеховых сетей// Технические науки – от теории к практике: мат-лы ЛШ междунар. науч.-практич. конф. Новосибирск: Изд. АНС «СибАК». 2015. №12 (48). С.105–114.
11. HD 428. Трехфазные распределительные трансформаторы с рабочей частотой 50Гц от 50 до 2500кВА с масляным охлаждением и максимальным напряжением не выше 36кВ.
12. HD 538. Трехфазные распределительные трансформаторы с рабочей частотой 50Гц от 100 до 2500кВА с масляным охлаждением и максимальным напряжением не выше 36кВ.

### Авторы публикации

**Грачева Елена Ивановна** – докт. техн. наук, профессор кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» (ЭПП) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: gracheva.i@bk.ru.

**Наумов Олег Витальевич** – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроснабжение системы сети» (ЭСиС) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: 311670@list.ru.

**Федотов Евгений Александрович** – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроснабжение системы сети» (ЭСиС) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ).

### References

1. Kudrin B.I. Elektrosnabzheniye promyshlennykh predpriyatiy: uchebnik dlya studentov vysshikh uchebnykh zavedeniy. M.: Interment Inzhiniring, 2006. 672 p.
2. Kalyavin V.P., Rybakov L.M. Nadezhnost' i diagnostika elektroustanovok. Yoshkar-Ola: Mar. gos. un-t, 2000. 348 p.
3. Konyukhova E.A. Elektrosnabzheniye: uchebnik dlya vuzov. M.: Izdatel'skiy dom MEI, 2014. 502 p.
4. Fedorov O.V. Nekotoryye osobennosti struktury sistem vnutritsekhovogo elektrosnabzheniya// Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki. 2015. №3 (30). P. 30–33.
5. Kozakov Ju.B., Kozlov A.B., Korotkov A.V. Uchet izmeneniya poter' kholostogo khoda transformatorov v period sroka sluzhby pri raschete poter' v raspredelitel'nykh setyakh. Elektrotehnika. 2006. №5.
6. Korotkov A.V., Frolov V.Ya. Rezul'taty izmereniy moshchnosti poter' kholostogo khoda transformatorov s razlichnym srokom sluzhby. Elektriika. 2011. №8.
7. Gracheva E.I., Naumov O.V., Sadykov R.R. Uchet poter' kholostogo khoda transformatorov v period ekspluatatsii pri raschete poter' elektroenergii v raspredelitel'nykh setyakh // Izvestiya vuzov. Problemy energetiki. 2016, №1-2. P. 53–63.
8. Lizunov S.D., Lokhanin A.K. Problemy sovremennogo transformatorostroyeniya v Rossii. Elektrichestvo. 2000. №8.
9. Golubtsov N.V., Fedorov O.V. Elektrotekhnicheskiye komplekсы i sistemy predpriyatiy kak ob"yekty energosberezheniya// Elektrichestkiye apparaty i elektrotekhnicheskiye komplekсы i sistemy: -mat-ly Mezhdunar. nauch.-praktich. konf. Ul'yanovsk: UGTU, 2012. P.222–226.
10. Gracheva E.I., Naumov O.V., Sadykov R.R., Serpionova T.A. Modelirovaniye parametrov funktsional'nykh kharakteristik tsekhovykh setey// Tekhnicheskiye nauki - ot teorii k praktike: mat-ly mezhdunar. LIII nauch.-praktich. konf. Novosibirsk: Izd. ANS «SibAK». 2015. №12 (48). P.105–114.
11. HD 428. Trekhfaznyye raspredelitel'nyye transformatory s rabochey chastotoy 50Gts ot 50 do 2500kVA s maslyanym okhlazhdeniyem i maksimal'nyim napryazheniyem ne vyshe 36kV.
12. HD 538. Trekhfaznyye raspredelitel'nyye transformatory s rabochey chastotoy 50Gts ot 100 do 2500kVA s maslyanym okhlazhdeniyem i maksimal'nyim napryazheniyem ne vyshe 36kV.

### Authors of the publication

**Gracheva Elena Ivanovna** Kazan State Power Engineering University, Associate Professor of the Department "Electric Power Supply of Industrial Enterprises", Doctor of Technical Sciences.

**Naumov Oleg Vitalievich** Kazan State Energy University Associate Professor of the Department "Electric Power Systems and Networks" Candidate of Technical Sciences. E-mail: 311670@list.ru.

© *Е.И. Грачева, О.В. Наумов, Е.А. Федотов*

*Fedotov Evgeny Aleksandrovich* Kazan State Energy University Associate Professor of the Department "Electric Power Stations" Candidate of Technical Sciences.

***Поступила в редакцию***

***19 июня 2017 г.***

УДК 536.3

## К РЕШЕНИЮ УРАВНЕНИЯ ПЕРЕНОСА ИЗЛУЧЕНИЯ МЕТОДОМ ДИСКРЕТНЫХ ОРДИНАТ В ОСЕСИММЕТРИЧНОЙ ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ОБЛАСТИ

А.В.Садыков

Нижекамский химико–технологический институт (филиал)  
Казанского национального исследовательского технологического университета,  
г. Нижнекамск, Россия, [sadykov\\_av@mail.ru](mailto:sadykov_av@mail.ru)

**Резюме:** В работе метод дискретных ординат применяется для решения задачи переноса излучения в конечной осесимметричной цилиндрической области. Получены решения для условий, моделирующих поглощающую среду. Приведены результаты, полученные с использованием  $S_2$ -,  $S_4$ -приближений, и проведено их сравнение с экспериментальными данными других авторов.

**Ключевые слова:** интенсивность излучения, радиационный теплообмен, метод дискретных ординат, контрольный объем.

## TO THE SOLUTION OF THE EQUATION OF TRANSFER OF RADIATION BY METHOD OF DISCRETE ORDINATES IN THE AXISYMMETRIC DOMAIN

A.V.Sadykov

Nizhnekamsk Institute of Chemical Technology (Branch) of "Kazan National Research  
Technological University "  
Nizhnekamsk , Russia, [sadykov\\_av@mail.ru](mailto:sadykov_av@mail.ru)

**Abstract:** In this work the method of discrete ordinates is applied for the solution of the problem of transferring of radiation in a finite axisymmetric domain. Decisions for the conditions to model an absorbing medium are obtained. The results received with  $S_2$ -,  $S_4$ - approximations are given and their comparison with the experimental data of other scientists is carried out.

**Keywords:** intensity of radiation, radiation heat exchange, discrete ordinates method, control volume.

В нефтехимической промышленности используются цилиндрические трубчатые печи для нагрева сырья реактора. При условиях, характерных для трубчатых печей, радиационный теплообмен является основным. При заданном поле температуры, при известных радиационных свойствах среды и ограничивающих поверхностей расчет лучистого теплообмена в стационарном случае сводится к решению интегродифференциального уравнения переноса излучения (УПИ) при соответствующих граничных условиях. Современные методы расчета переноса излучения описаны в работе [1]. В задачах лучистого теплообмена часто используется метод дискретных ординат (МДО). Метод привлекателен тем, что он удачно объединяется с алгоритмами, основанными на применении контрольных объемов. В УПИ для криволинейной геометрии, в отличие от прямоугольной, присутствуют производные по угловым переменным и возникает проблема приближенной оценки этих производных. Имеются различные способы аппроксимации этих производных. Наиболее удачным является способ [2]. В указанной работе уравнение переноса нейтронов записывается в дивергентной форме, и разностные

уравнения выводятся методом баланса частиц в ячейке. Дивергентная форма приводит к конечно-разностным схемам более высокого качества [2, 3].

УПИ для излучающей, поглощающей и рассеивающей серой среды для цилиндрической геометрии в дивергентной форме имеет вид

$$\frac{\mu}{r} \cdot \frac{\partial(rI(M, \bar{\Omega}))}{\partial r} - \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial(\eta I(M, \bar{\Omega}))}{\partial \psi} + \xi \cdot \frac{\partial I(M, \bar{\Omega})}{\partial z} = \alpha I_b(T) - (\alpha + \beta)I(M, \bar{\Omega}) + \frac{\beta}{4\pi} \int_{(4\pi)} I(M, \bar{\Omega}') \gamma(\bar{\Omega}', \bar{\Omega}) d\Omega' . \quad (1)$$

Здесь  $\mu, \xi, \eta$  – направляющие косинусы;  $I(M, \bar{\Omega})$  – интенсивность излучения в точке  $M$  в направлении  $\bar{\Omega}$ ;  $\alpha, \beta$  – коэффициенты поглощения и рассеяния среды соответственно;  $\gamma(\bar{\Omega}', \bar{\Omega})$  – индикатриса рассеяния;  $I_b(T)$  – интенсивность излучения черного тела при температуре  $T$ . Система координат показана на рис. 1. Для осесимметричной цилиндрической геометрии интенсивность излучения в любой точке  $M$  излучающего объема зависит от двух пространственных координат  $r, z$  и от двух угловых переменных  $\theta$  и  $\Psi$ :  $I(M, \bar{\Omega}) = I(r, z, \theta, \Psi)$ .

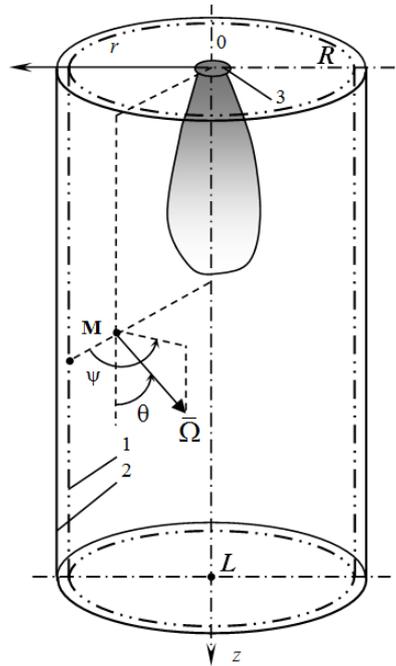


Рис. 1. Система координат для цилиндрической печи. Обозначения: 1 – трубчатый экран; 2 – боковая стена; 3 – горелка

Уравнение (1) дополняется граничными условиями. Граничное условие к уравнению (1) на жесткой стенке с учетом диффузного излучения и отражения имеет вид

$$I(M, \bar{\Omega}) = \varepsilon I_b(T) + \frac{\rho}{\pi} \int_{\bar{n} \cdot \bar{\Omega}' < 0} |\bar{n} \cdot \bar{\Omega}'| I(M, \bar{\Omega}') d\Omega' \quad (2)$$

для таких направлений  $\bar{\Omega}$ , для которых  $\bar{n} \cdot \bar{\Omega} > 0$ . Здесь  $\bar{\Omega}'$  – направление падающего излучения;  $\bar{\Omega}$  – направление испускаемого излучения;  $\varepsilon$  – степень черноты граничной поверхности;  $\rho$  – отражательная способность поверхности;  $\bar{n}$  – единичный вектор внутренней нормали к границе. Такое граничное условие ставится при  $r = R$ ,  $z = 0$ ,  $z = L$ . На оси симметрии ( $r = 0$ ) ставится условие симметричности решения.

Индикатриса рассеяния, характеризующая рассеяние лучистой энергии мельчайшими частицами сажи во всех направлениях, записывается в следующем виде:

$$\gamma(\bar{\Omega}', \bar{\Omega}) = 1 + g_1 \cos \phi.$$

В МДО угловое распределение интенсивности излучения аппроксимируется значениями вдоль ограниченного количества выделенных направлений  $\bar{\Omega}_m \{m = 1, 2, \dots, N_0\}$  в каждой точке пространства. Эти направления задаются набором угловых координат  $\{\mu_m, \xi_m, \eta_m; m = 1, 2, \dots, N_0\}$ . Каждое направление  $\bar{\Omega}_m$  изображается точкой на поверхности единичной сферы. Количество направлений в  $S_n$ -приближении равно  $N_0 = n(n+2)$ , где  $n$  – порядок приближения. Интеграл в уравнении (1) приближенно заменяется квадратурной формулой, а уравнение (1) – системой связанных дифференциальных уравнений относительно интенсивности излучения вдоль каждого из направлений  $\bar{\Omega}_m$ :

$$\frac{\mu_m}{r} \cdot \frac{\partial(rI_m)}{\partial r} - \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial(\eta_m I_m)}{\partial \Psi} + \xi_m \cdot \frac{\partial I_m}{\partial z} = \alpha I_b - (\alpha + \beta) I_m + \frac{\beta}{4\pi} \sum_{m'=1}^{N_0} w_{m'} \Phi_{m'm} I_{m'}, \quad (3)$$

$m=1,2,3,\dots,N_0,$

где  $w_m$  – угловые весовые коэффициенты;  $\mu_m, \xi_m, \eta_m$  – направляющие косинусы для дискретного направления  $\bar{\Omega}_m$ :  $\mu_m = \sin\theta \cos\Psi$ ,  $\eta_m = \sin\theta \sin\Psi$ ,  $\xi_m = \cos\theta$ . Индексы  $m', m$  обозначают направления падающего и испускаемого излучения соответственно. Угловые весовые коэффициенты  $w_m$  связывают между собой интенсивности излучения вдоль различных направлений. Эти коэффициенты численно равны площади на поверхности единичной сферы, отсекаемой соответствующим направлением  $\bar{\Omega}_m$  телесным углом  $\Delta\Omega$ . Коэффициент  $\Phi_{m'm}$ , учитывающий анизотропию рассеяния при квадратурном представлении интегрального члена, определяется выражением

$$\Phi_{m'm} = 1 + g_1 (\mu_m \mu_{m'} + \xi_m \xi_{m'}).$$

Показателем асимметрии является коэффициент  $g_1$ , который заключен в диапазоне  $-1 \leq g_1 \leq 1$ . Для изотропного рассеяния  $g_1 = 0$  ( $\Phi_{m'm} = 1$ ).

Граничное условие (2) для различных стенок аппроксимируется следующим образом:

$$I_m = \varepsilon I_b(T_w) + \frac{\rho}{\pi} \sum_{m'=1}^{N_0} w_{m'} \mu_{m'} I_{m'} \quad (4)$$

при  $r = R$  для  $\mu_{m'} > 0$  и  $\mu_m < 0$ ;

$$I_m = \varepsilon I_b(T_w) + \frac{\rho}{\pi} \sum_{m'=1}^{N_0} w_{m'} |\xi_{m'}| I_{m'} \quad (5)$$

при  $z = 0$  для  $\xi_{m'} < 0$  и  $\xi_m > 0$ ;

$$I_m = \varepsilon I_b(T_w) + \frac{\rho}{\pi} \sum_{m'=1}^{N_0} w_{m'} \xi_{m'} I_{m'} \quad (6)$$

при  $z = L$  для  $\xi_{m'} > 0$  и  $\xi_m < 0$ .

В выражениях (4)–(6) вторым членом в правых частях описывается отраженный поток лучистой энергии, при этом суммирование ведется только по направлениям падения лучей. Граничное условие при  $r=0$ :

$$I_m = I_{m'}, \mu_m = \mu_{m'}. \quad (7)$$

В уравнении (3) присутствует производная по угловой переменной  $\Psi$ . Используя способ, предложенный в работе [2] для аппроксимации такой производной, второй член в левой части уравнения (3) представляется в виде

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial(\eta_m I_m)}{\partial \Psi} = \frac{1}{r} \cdot (\alpha_{m+1/2} I_{m+1/2} - \alpha_{m-1/2} I_{m-1/2}) / w_m,$$

где  $\alpha_{m\pm 1/2}$  – неизвестные коэффициенты.

Область интегрирования покроем конечно-разностной сеткой. Обе части уравнения (3) умножим на  $2\pi r dr dz$  и проинтегрируем по контрольному объему. В результате получим следующее конечно-разностное уравнение относительно интенсивностей излучения в узловых точках:

$$\mu_m (A_{i+1} I_{i+1} - A_i I_i) - (A_{i+1} - A_i) (\alpha_{m+1/2} I_{m+1/2} - \alpha_{m-1/2} I_{m-1/2}) / w_m + \xi_m (B_{j+1} I_{j+1} - B_j I_j) = \alpha V I_b - (\alpha + \beta) V I_m + S_p. \quad (8)$$

Здесь  $A_i, B_j$  – площади поверхностей граней ячейки в радиальном и осевом направлениях;  $V$  – объем ячейки;  $S_p$  – источниковый член. Для изотропного рассеяния

$$S_p = \frac{\beta V}{4\pi} \sum_{m'=1}^{N_0} w_{m'} I_{m'}.$$

Рекуррентные соотношения для нахождения неизвестных коэффициентов  $\alpha_{m\pm 1/2}$  выводятся из условия сохранения баланса. Цель введения этих коэффициентов состоит в том, чтобы баланс сохранялся и для конечных интервалов. В уравнении (8) индексы  $i, j, m$  относятся, соответственно, переменным  $r, z, \Psi$ .

Для получения дополнительных уравнений предположим, что интенсивность излучения в центральной узловой точке контрольного объема связана со значениями в соседних узловых точках следующими выражениями:

$$I_m = \omega I_{i+1} + (1 - \omega) I_i = \omega I_{m+1/2} + (1 - \omega) I_{m-1/2} = \omega I_{j+1} + (1 - \omega) I_j, \quad (9)$$

где  $\omega$  – интерполяционный коэффициент. При  $\omega=0,5$  получаем «ромбовидную» схему, а при  $\omega=1$  – «шаговую» схему или схему «против потока».

Формулы для решения алгебраических уравнений получаются следующим образом. Допустим, что  $\mu_m > 0$ ,  $\xi_m > 0$ . Из уравнения (8) с помощью выражений (9) выразим интенсивность излучения в центральной точке ячейки:

$$I_m = \frac{\mu_m A I_i + \beta_m I_{m-1/2} + \xi_m B I_j + (\alpha V I_b + S_p)}{\mu_m A + \beta_m + \xi_m B + (\alpha + \beta) V},$$

где  $A = A_i + A_{i+1}$ ;  $B = B_j + B_{j+1}$ ;  $\beta_m = -(A_{i+1} - A_i) (\alpha_{m+1/2} + \alpha_{m-1/2}) / w_m$ . Для других комбинаций  $\mu_m$  и  $\xi_m$  получаются аналогичные выражения.

Решение системы уравнений (8) совместно с граничными условиями находится итерационным методом. В каждой итерации используется метод покоординатной прогонки.

Для осесимметричной цилиндрической геометрии количество ординатных направлений уменьшается в 2 раза. Сначала уравнение (3) решается в направлении  $\eta_m=0$ , и полученное решение принимается за начальное приближение. Вычисления начинаются в правом верхнем углу, используя граничное условие (4). Для каждого ординатного направления обходятся все узлы сетки и вычисляются значения интенсивностей по соответствующей прогоночной формуле с учетом знаков направляющих косинусов. В зависимости от их знаков счет начинается от разных границ. Изменение знака направляющих косинусов означает перемену соответствующего направления интегрирования. Итерационный процесс продолжается до выполнения критерия сходимости.

«Ромбовидная» схема иногда приводит к отрицательной интенсивности, что невозможно по физическим соображениям. Этого можно избежать, если использовать комбинацию «ромбовидной» схемы и разности «против потока». В процессе вычислений, когда значения интенсивности становятся меньше некоторой заданной величины, включается схема «против потока». При использовании такой схемы появление отрицательной интенсивности исключено.

В расчетах использованы приведенные в [4] угловые координаты и весовые множители, которые заимствованы из работы [5].

Для проверки адекватности математической модели и программного кода проведены тестовые расчеты. Расчеты проведены для цилиндрической печи [6] со следующими размерами: длина  $L=5$  м, радиус  $R=0,45$  м. Данные для среды  $\alpha = 0,3 \text{ м}^{-1}$ ; данные для границ:  $T_w=425 \text{ К}$ ,  $\varepsilon_w=0,8$ . В работе [6] имеются экспериментальные данные плотностей тепловых потоков к стенке для незакрученного пламени природного газа. Распределение температуры внутри печи известно [6]. При известном поле температуры и других известных данных решается УПИ.

На рис. 2 показаны распределения плотностей тепловых потоков  $q_R$  к стенке. Из рис. 2 видно, что результаты  $S_4$ -приближения находятся в хорошем соответствии с экспериментальными данными [6].  $S_2$ -приближение дает чуть завышенные значения (около 4%) плотностей тепловых потоков на участке от 1 до 2,5 м, но при дальнейшем увеличении  $z$  дает практически такие же результаты как  $S_4$ -приближение.  $S_6$ -приближение, в котором уравнение решается в 24 направлениях в осесимметричной цилиндрической геометрии, не обеспечило улучшения результатов по сравнению с  $S_4$ -приближением.

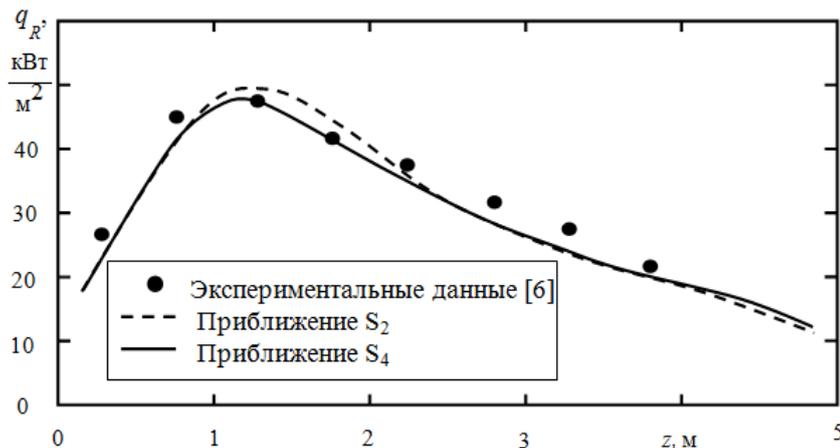


Рис. 2. Распределения плотностей тепловых потоков к стенке

МДО был использован автором статьи в ряде работ [7 – 9 и др.] при решении задачи сложного теплообмена в технологических трубчатых печах цилиндрического и коробчатого типов. В работе [10] МДО использован при моделировании работы акустических горелок в трубчатых печах. Результаты анализа влияния методов решения уравнения переноса излучения на расчетные тепловые характеристики цилиндрической печи типа ВА-301 приведены в статье [9]. В указанной работе процессы, протекающие в топке, моделируются двумерными уравнениями энергии, переноса излучения, движения,  $k$ - $\epsilon$  модели турбулентности и модели горения природного газа. Для решения уравнения переноса излучения использованы метод сферических гармоник ( $P_1$ -приближение) и метод дискретных ординат ( $S_2$ -,  $S_4$ -приближения). На основе сравнения расчетных значений температуры топочных газов с экспериментальными данными сделан вывод о возможности использования этих приближений МДО при расчете тепловых характеристик цилиндрической печи.

Таким образом,  $S_2$ - и  $S_4$ -приближения МДО моделируют радиационный теплообмен в осесимметричной цилиндрической геометрии с приемлемой точностью. Для такой геометрии нет необходимости использования более высоких приближений МДО.

#### Литература

1. Dombrovsky L.A. The use of Transport Approximation and diffusion – based Models in Radiative Transfer Calculations // Computational Thermal Sciences. 2012. Vol.4. No.4. Pp. 297–315.
2. Carlson B.G., Lathrop K.D. Transport Theory – The Method of Discrete Ordinates: In Computing Methods in Reactor Physics. Edited by H. Greenspan, C.N. Kelber, D. Okrent. Gordon and Breach Science Publishers. New York. 1968.
3. Басс Л.П. Конечно-разностные методы решения уравнения переноса в задачах со сложной геометрией. ИПМ АН СССР. Препринт №14. М.: 1974. 75с.
4. Jamaluddin A.S., Smith P.J. Predicting Radiative Transfer in Axisymmetric Cylindrical Enclosures Using the Discrete Ordinates Method // Combustion Science and Technology. 1988. Vol.62. No.4-6. Pp.173–186.
5. Truelove J.S. Evaluation of a Multi-Flux Model for Radiative Heat Transfer in Cylindrical Furnaces. AERE R-9100, AERE Harwell, U.K. 1978.
6. Wu H.L., Fricker N. An Investigation of the Behavior of Swirling Jet Flames in a Narrow Cylindrical Furnace. 2<sup>nd</sup>. Members Conference, International Flame Research Foundation, Ijmuiden, The Netherlands. 1971.
7. Садыков А.В., Садыкова Д.А., Вафин Д.Б. Влияние параметров горелок и их расположения на аэродинамику топочных газов и тепловые характеристики цилиндрических трубчатых печей // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2012. №5-6. С.17–24.
8. Садыков А.В., Вафин Д.Б. Неравномерности обогрева реакционных труб и распределений температуры продуктов сгорания по глубине технологической трубчатой печи // Тепловые процессы в технике. 2014. №8. С.349–355.
9. Садыков А.В. Расчет тепловых характеристик цилиндрической печи с использованием разных методов решения уравнения переноса излучения // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2016. № 9-10. С. 43–47.
10. Вафин Д.Б., Бутяков М.А. Трехмерное моделирование работы акустических горелок в трубчатых печах // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2016. № 9-10. С. 48–55.

#### Автор публикации

**Садыков Айдар Вагизович** – канд. техн. наук, доцент кафедры математики, декан факультета управления и автоматизации Нижнекамского химико–технологического института (филиал) Казанского национального исследовательского технологического университета (КНИТУ). E-mail: sadykov\_av@mail.ru.

### References

1. Dombrovsky L.A. The use of Transport Approximation and diffusion – based Models in Radiative Transfer Calculations // Computational Thermal Sciences. 2012. Vol.4. No.4. Pp. 297–315.
2. Carlson B.G., Lathrop K.D. Transport Theory – The Method of Discrete Ordinates: In Computing Methods in Reactor Physics. Edited by H. Greenspan, C.N. Kelber, D. Okrent. Gordon and Breach Science Publishers. New York. 1968.
3. Bass L.P. Of course – difference methods of solution of the equation of transfer in tasks with the composite geometry. The Keldysh Institute of Applied Mathematics, Ac. Of Sc., the USSR. The preprints No. 14, Moscow. 1974.P.75.
4. Jamaluddin A.S., Smith P.J. Predicting Radiative Transfer in Axisymmetric Cylindrical Enclosures Using the Discrete Ordinates Method // Combustion Science and Technology. 1988. Vol.62. No.4-6. Pp.173–186.
5. Truelove J.S. Evaluation of a Multi-Flux Model for Radiative Heat Transfer in Cylindrical Furnaces. AERE R-9100, AERE Harwell, U.K. 1978.
6. Wu H.L., Fricker N. An Investigation of the Behavior of Swirling Jet Flames in a Narrow Cylindrical Furnace. 2<sup>nd</sup> Members Conference, International Flame Research Foundation, Ijmuiden, The Netherlands. 1971.
7. Sadykov A.V., Sadykova D.A., Vafin D.B. Effect of the parameters of burner and their location on aerodynamics of combustion gases and thermal characteristics of cylindrical tubular furnaces // News of HIGH SCHOOLS. Power problems. 2012. № 5-6. P.17–24.
8. Sadykov A.V., Vafin D.B. Unevenness of heating of reactionary pipes and distributions of temperature of products of combustion on depth of the technological tubular furnace // Thermal Processes in engineering. 2014. №8. P.349–355.
9. Sadykov A.V. Calculation of thermal characteristics of the cylindrical furnace with use of different methods of the solution of the equation of transfer of radiation // News of HIGH SCHOOLS. Power problems. 2016. № 9-10. P.43–47.
10. Vafin D.B., Butyakov M.A. Three-dimensional modeling work acoustic burners tubular furnaces // News of HIGH SCHOOLS. Power problems. 2016. № 9-10. P.48–55.

### Authors of the publication

*Aydar V. Sadykov* – cand. sci. (techn.), associate professor, Department of mathematics, Dean of management and automation faculty, Nizhnekamsk Institute of Chemical Technology (Branch) of "Kazan National Research Technological University".

*Поступила в редакцию*

*04 июня 2017 г.*

УДК. 621.311

## СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

К.В. Суслов, Н.Н. Солонина, Д.О. Герасимов

Иркутский национальный исследовательский технический университет,  
г. Иркутск, Россия

ORCID\*: <http://orcid.org/0000-0003-0484-2857>, [souslov@istu.edu](mailto:souslov@istu.edu)  
<http://orcid.org/0000-0003-1774-4826>, <http://orcid.org/0000-0001-8306-4138>,

**Резюме:** Одним из важнейших свойств электроэнергетической системы является её наблюдаемость. Обеспечение наблюдаемости актуально не только для перетоков мощности и показателей надежности электроснабжения, но и для показателей качества электроэнергии, в частности несинусоидальности формы питающего напряжения. Все более широкое применение находят элементы силовой электроники в интеллектуальных электрических системах, причем ее применение будет в будущем расти. Это приводит к появлению гармонических составляющих высших порядков тока и напряжения. Объекты электрической системы могут быть как источниками, так и приемниками гармоник. В связи с этим актуальной задачей становится оценка влияния отдельных объектов на качество электрической энергии в энергосистеме. Наблюдаемость электроэнергетических систем может быть реализована путем применения регистраторов векторных параметров (PMU). В данной работе авторами предлагается использование распределенной системы мониторинга качества электрической энергии путем использования имеющейся инфраструктуры PMU. Это позволит осуществлять непрерывный контроль уровня гармонических колебаний в различных сечениях энергосистемы. Особенно данное мероприятие необходимо применять для изолированных систем электроснабжения.

**Ключевые слова:** качество электрической энергии, изолированные системы электроснабжения, гармоники напряжения и тока, распределенный мониторинг качества электроэнергии.

## MODERN APPROACHES TO ESTIMATION OF POWER QUALITY

K.V. Suslov, N.N. Solonina, D.O. Gerasimov

Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

ORCID\*: <http://orcid.org/0000-0003-0484-2857>, [souslov@istu.edu](mailto:souslov@istu.edu)  
<http://orcid.org/0000-0003-1774-4826>, <http://orcid.org/0000-0001-8306-4138>,

**Abstract:** One of the most important properties of the electric power system is its observability. Ensuring observability is relevant not only for power flows and reliability indicators of power supply, but also for power quality indicators, in particular, the non-sinusoidal shape of the supply voltage. Increasingly, the use of elements of power electronics in intelligent power systems, and its application will grow in the future. This leads to the appearance of harmonic components of higher orders of current and voltage. The objects of the power system can be either sources or receivers of harmonics. In this regard, the actual task is to assess the impact of individual objects on the quality of electrical energy in the power system. The observability of

*power systems can be realized by the application of the phasor measurement units (PMU). In this paper, the authors suggest using a distributed system for monitoring the power quality by using the existing PMU infrastructure. This will allow for continuous monitoring of the level of harmonic oscillations in different sections of the power system. Especially this event should be used for isolated power supply systems.*

**Keywords:** *power quality, isolated power supply systems, voltage and current harmonics, distributed power quality monitoring.*

### **Введение**

В последнее время на первый план выходит задача повышения эффективности использования существующих генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры. При этом возникает некоторое противоречие. С целью повышения эффективности работы применяется современная преобразовательная техника на базе силовой электроники, в частности преобразователи частоты, инверторы, выпрямители и т.д. Применение современной силовой электроники, с одной стороны, позволяет повысить эффективность работы технологических установок, но с другой стороны, в питающем напряжении увеличивается уровень гармонических составляющих высших порядков [1, 2, 3]. Также появление генераторов на базе возобновляемых источников энергии потребовало использование силовой электроники для инверторов и выпрямителей. Особенно влияние таких источников сказывается на изолированных системах электроснабжения. На основании нормативных документов уровень гармонических колебаний в питающем напряжении характеризуется суммарным коэффициентом гармонических составляющих напряжения, который выражается в процентах по отношению к величине напряжения основной гармоники.

По имеющимся данным доля гармонических колебаний высших порядков в общем спектре, вызванная нелинейной нагрузкой, может достигать уровня 20% [4, 5, 6].

В связи с этим актуальной задачей является контроль распределения гармонических колебаний высших порядков в различных сечениях питающей электрической сети. На основании анализа данного распределения имеется возможность вырабатывать сигналы управления работой частотоподающих цепей, в частности пассивных и активных фильтров, управляемых конденсаторных компенсирующих устройств, реакторов и т.д. В качестве источника первичной информации в различных точках электрической сети предлагается использовать имеющуюся инфраструктуру регистраторов векторных параметров (PMU). Данные системы в последнее время находят широкое применение для мониторинга режимов работы энергетических систем. Для реализации данного подхода в узловых точках системы установлены датчики мгновенных значений токов и напряжений. Сигналы с этих датчиков посредством спутниковой связи передаются в центр управления для мониторинга режимов. Данные сигналы также используются и для контроля качества электроэнергии. В центре управления необходимо установить интеллектуальный счетчик раздельного измерения энергии гармоник и энергии основной гармоники [7, 8]. На вход данного счетчика поступает информация о величинах токов и напряжений в различных узлах системы. После обработки данной информации принимается решение о воздействии посредством устройств гибких систем передачи энергии переменным током (FACTS) на управляемые элементы.

### **Постановка задачи**

Для обеспечения живучести энергосистемы необходимы устройства управления её параметрами. Для успешного и эффективного функционирования энергосистемы необходима распределенная система мониторинга качества электроэнергии. В данной

статье мониторинг качества электрической энергии ограничивается мониторингом уровня гармонических колебаний высших порядков в питающем напряжении. С этой целью предлагается производить измерения потоков энергии гармонических колебаний в различных сечениях энергетических систем. Причем данные измерения производятся в режиме, близком к режиму реального времени. Для реализации данной задачи имеется ряд предпосылок. Это, прежде всего, имеющаяся инфраструктура *PMU* [9, 10]. Данная инфраструктура позволяет выполнять измерения мгновенных значений тока и напряжения в различных сечениях и передавать их в центр управления. Традиционно данная информация используется для регистрации векторных параметров энергосистемы. Авторами предлагается данную первичную информацию использовать также для определения потоков энергии основной гармоники и гармоник в разных сечениях при помощи вышеуказанного разработанного авторами интеллектуального счетчика [7, 8, 11]. Вторая предпосылка – существуют устройства *FACTS*, которые позволяют дистанционно изменять величины реактивных элементов цепи.

### Основные положения подхода

Разработка алгоритма управления параметрами нескольких реактивных элементов является достаточно сложной задачей. В связи с этим был предложен метод последовательных приближений. В этом случае путем последовательного изменения в небольших пределах одного из параметров осуществляем наблюдение за реакцией системы в целом. В качестве такого параметра, к примеру, можно использовать регулируемую емкость. В этом случае в качестве целевой функции используем отношение мощности основной гармоники  $P_1$  к мощности гармоник  $P_{\text{НН}}$ . Данные значения снимаются с выхода интеллектуального счетчика. В общем случае данная целевая функция (1) зависит от многих переменных:

$$\frac{P_1}{P_{\text{НН}}} = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \quad , \quad (1)$$

где  $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$  – это значения реактивных элементов, влияющих на частотные свойства цепи.

Величины  $x_1, x_2$  являются переменными, т.е. их можно изменять дистанционно с центра управления. Величины  $x_3, x_4$  и т.д. являются квазипостоянными, т.е. их изменение происходит со скоростью изменения режимов работы системы. На рис. 1 показана схема замещения типичной изолированной системы электроснабжения. При расчетах сделаем допущение, что в напряжении присутствует только одна гармоника, например третья. Данная гармоника генерируется как источником  $e_g$ , так и нелинейным потребителем  $e_3$ , и имеются два переменных реактивных элемента: емкость  $C_r$ , индуктивность  $L_r$ .

С целью определения принципиальной возможности автоматической настройки переменных величин рассмотрим следующий пример. Пусть необходимо обеспечить максимально высокое качество электроэнергии в точке присоединения (*ab*) потребителя. Для данного случая индуктивность генератора  $L_g$ , распределенная емкость  $C_d$ , распределенная индуктивность  $L_d$  и индуктивности потребителей  $L_{nc}$  и  $L_{lc}$  будут считаться неизменными величинами, а величины регулируемых емкости  $C_d$  и индуктивности  $L_r$  будут считаться переменными.

На рис. 2 в графическом виде представлена процедура определения максимума целевой функции при наличии двух изменяющихся параметров цепи (в данном случае  $x_1$ – переменная емкость,  $x_2$ – переменная индуктивность).

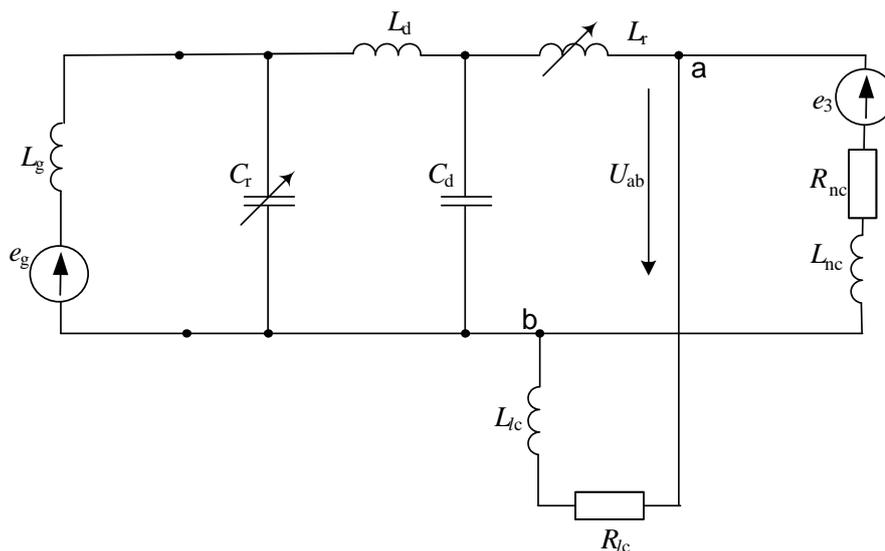


Рис.1. Схема замещения изолированной системы электроснабжения

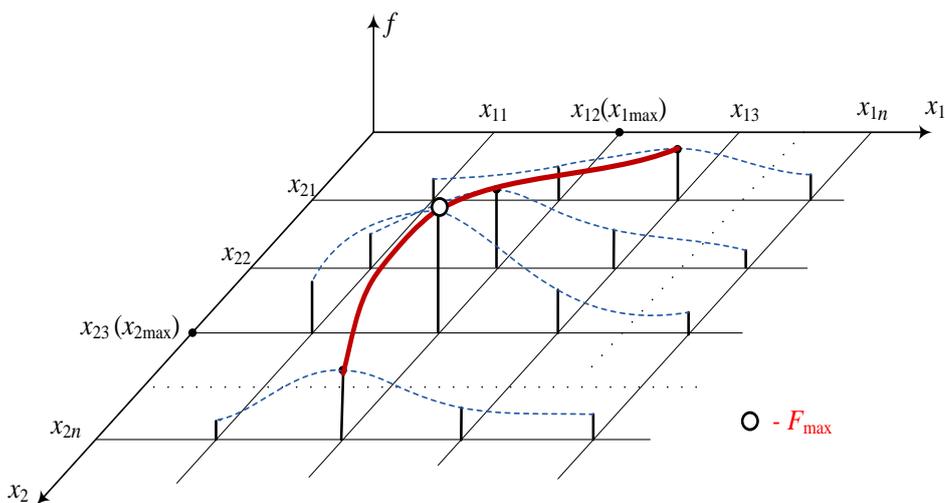


Рис. 2. Иллюстрация процедуры поиска максимума целевой функции

В приведенную модель вводятся исходные числовые параметры постоянных величин  $x_3, x_4$  и других, а также минимальное значение диапазона изменения переменных  $x_1, x_2$ . Затем, зафиксировав первое значение переменной  $x_2$  в начале установленного диапазона ( $x_{21}$ ), производим увеличение переменной  $x_1$  с постоянным шагом  $\Delta x_1$  от минимального  $x_{11}$  до максимального значения  $x_{1n}$  диапазона. В данном случае  $n$  – общее число сечений. При каждом значении  $x_1$  определяем расчетным путем отношение мощности основной гармоники к мощности гармоник в точках ( $ab$ ) (рис. 2), используя методы расчета электрических цепей. При данном значении  $x_{21}$  находим значение  $x_{1max}$ , которое будет соответствовать максимуму целевой функции (1). Полученные значения  $x_{1max}, x_{21}$  и значение целевой функции  $f_{max1}$  заносятся в память логического устройства.

Затем делается приращение переменной  $x_2$ , с шагом  $\Delta x_2$ , и получается

$$x_{21} + \Delta x_2 = x_{22},$$

Операция изменения  $x_1$  вновь повторяется во всем диапазоне, и рассчитывается  $x_{1max}$  при значении  $x_{22}$ . По аналогии с первым случаем определяется  $f_{max2}$ . Процесс вычислений продолжается до тех пор, пока переменная  $x_2$  не достигнет верхнего предела диапазона ее изменения. Т.е. необходимо достигнуть соотношения  $x_2=x_{2n}$ , что позволит определить величину  $f_{max n}$ . Логическое устройство обрабатывает полученный массив данных и определяет конечные значения  $x_{1max}$ ,  $x_{2max}$ . Затем осуществляется сравнение рассчитанных локальных максимумов целевой функции  $f_{max1}$ -  $f_{max n}$ , и находится наибольшее значение из них –  $F_{max}$ . Данное значение и будет являться максимумом целевой функции (1) (рис. 2).

Значения величин  $f_{max1}$ -  $f_{max n}$  поступают на логическое устройство, с помощью которого вырабатывается выходной сигнал для управления исполнительными устройствами. Данные устройства, в свою очередь, изменяют значения  $x_1$  и  $x_2$ .

В результате данной процедуры произведено предварительное определение оптимальных значений переменных. Но при этом в расчетах не учитывались различные влияющие факторы, в частности: не все гармонические колебания высших порядков, а также другие источники гармоник и т. д.

В данном случае, регулирование реактивных параметров осуществляется с помощью статических синхронных компенсаторов (СТАТКОМ). Использование данных устройств позволяет регулировать величину выходного тока в полном диапазоне емкостного или индуктивного тока, причем вне зависимости от уровня напряжения системы переменного тока. По сравнению с другими устройствами, к примеру со статическим компенсатором реактивной мощности (СТК), СТАТКОМ имеет следующие преимущества [12]:

- позволяет реализовать как индуктивный, так и емкостной режимы работы;
- занимает существенно меньшую площадь, так как отпадает необходимость использования громоздких конденсаторов батарей и реакторов, которые используются в СТК;
- наличие широкого динамического диапазона регулирования;
- высокое быстродействие и лучшие характеристики в переходных процессах;
- нечувствителен к гармоническим резонансам в системе и т.д.

### Принцип реализации подхода

С целью получения первичной информации, как было отмечено ранее, авторами предлагается использовать интеллектуальный счетчик [7].

Для реализации данного подхода была разработана программа расчета [13].

На рис. 3 показана имитационная модель счетчика в среде *MatLab*, позволяющего производить измерение полигармонического сигнала, а именно измерять суммарную энергию, энергию основной гармоники и энергию отдельно каждой гармонической составляющей. Это позволяет определять вклад каждой гармоники в энергопотребление.

Имитационная модель интеллектуального счетчика состоит из трех подсистем: *Subsystem\_1*, *Subsystem\_2*, *Subsystem\_3*. *Subsystem\_1* предназначена для моделирования полигармонического формы изменения напряжения сети, что позволяет изменять в широких пределах амплитуду и спектральный состав гармоник высших порядков. Это позволяет, в свою очередь, моделировать искажения основной гармоники питающего напряжения, близкой по форме к реальным осциллограммам (рис. 4 и 5). *Subsystem\_2* производит разложение полигармонического сигнала в числовой конечный тригонометрический ряд, используя быстрое преобразование Фурье, что позволяет произвести расчет энергетической составляющей по каждой из гармоник. *Subsystem\_3* производит вычисление эквивалентной основной синусоиды. На панели индикации производится отображение результатов вычислений и преобразований, выполненных в вышеуказанных подсистемах.

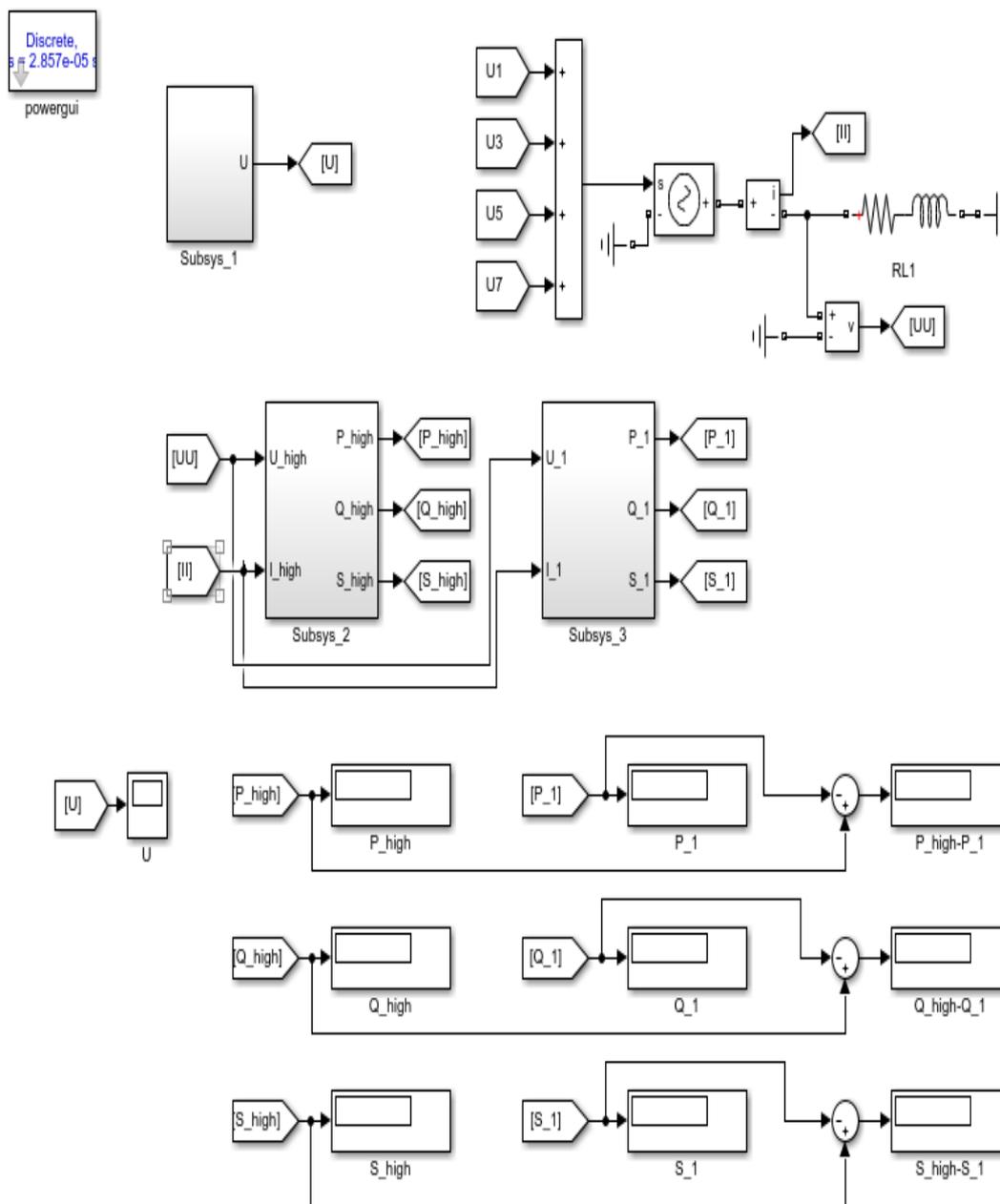


Рис.3. Имитационная модель интеллектуального счетчика

В качестве источника несинусоидального напряжения были выбраны нелинейные бытовые потребители – СВЧ-печи.

На рис. 4 показана кривая синусоидального напряжения, приближенная к кривым напряжения реальных потребителей. Поскольку наиболее весомый вклад в искажение кривой напряжения вносят третья, пятая и седьмая гармоники, авторы ограничились ими.

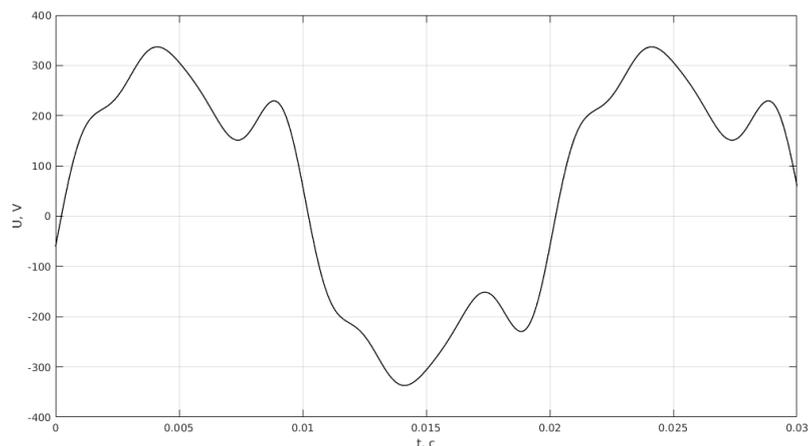


Рис. 4. Кривая несинусоидального напряжения, приближенная к кривым напряжения реальных потребителей

Данные таблицы иллюстрируют вклад в измеряемую мощность каждой гармоники отдельно, а также суммарную мощность гармонических составляющих и общую мощность, включая мощность основной гармоники.

Таблица

Вклад гармонических составляющих

	Номер гармонической составляющей				$\sum_{i=1}^7 P_i, Q_i, S_i$	$\sum_{i=1}^7 P_i, Q_i, S_i$	%
	1	3	5	7			
$P$ , Вт	4405,00	129,70	36,04	3,42	4574	169,20	3,83
$Q$ , ВАр	1384,00	122,30	56,62	7,53	1590	186,40	13,44
$S$ , ВА	4617,00	178,30	67,12	8,27	4871	253,70	5,49

Последняя графа таблицы показывает соотношение мощностей гармоник высших порядков и мощности основной гармоники.

Данная система мониторинга гармонических колебаний работает в режиме реального времени. В связи с этим и режим возможного минимального содержания доли высших гармонических составляющих в точках присоединения поддерживается непрерывно. Представленная методика мониторинга качества электрической энергии также может быть использована и при применении разветвленных схем. В этом случае необходимо использовать мультиплексор, который устанавливается перед счетчиком. Данное решение позволяет оптимизировать частотные режимы в различных точках присоединений.

Описанная процедура мониторинга позволяет осуществлять контроль непрерывно в режиме реального времени, что позволяет производить непрерывную настройку системы электроснабжения на режим, который наиболее близок к оптимальному с точки зрения содержания уровня гармонических колебаний в питающем напряжении в рассматриваемых точках присоединения.

#### Выводы

Уровень содержания гармонических составляющих в питающем напряжении существенно влияет на эффективность использования электроэнергии. Поэтому необходим непрерывный контроль уровня гармонических колебаний в различных сечениях энергетической системы. Для реализации данного механизма авторами предлагается распределенная система мониторинга качества электрической энергии.

Данная система дает возможность определять направление и уровень гармонических колебаний в питающей сети при помощи разработанного авторами интеллектуального счетчика.

Разработана имитационная модель счётчика в среде *Matlab*, позволяющая производить измерения мощности полигармонического сигнала, а именно измерять суммарную энергию, энергию основной гармоники и отдельно энергию каждой гармонической составляющей. Это позволяет определить вклад каждой гармоники в энергопотребление.

#### Литература

1. Смирнов С.С. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения / С.С. Смирнов. Новосибирск: Наука, 2010. 327 с.
2. Mudiraj A.N. Improvement of Power Quality by mitigating harmonics in single phase AC distribution/ A.N.Mudiraj //2016 International Conference on Automatic Control and Dynamic Optimization Techniques (ICACDOT). 2016. P. 83 – 88.
3. Shashikumar K. Automatic sequential reactive power compensation and harmonic suppression at loads using appliance clustering and power quality monitoring / K.Shashikumar, C.Venkateshaiah, K.S.Sim. // 2016 International Conference on Robotics, Automation and Sciences (ICORAS). 2016 P. 1 - 6.
4. Arrillaga J. Power system harmonics / J. Arrillaga. - Chichester: Wiley, 2003. 670 p.
5. Jaipradidtham C. Energy conservation with TCSC controller of electric arc furnace for harmonic analysis in power quality disturbance using continuous wavelet transform / C. Jaipradidtham, // 2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON). 2016. P. 2905 – 2908.
6. Rajasekhar A.N.V.V. Harmonics reduction and power quality improvement by using DPFC / A.N.V.V.Rajasekhar, M.N.Babu. - 2016 International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT). 2016. P. 1754 – 1758.
7. Suslov K.V. A principle of power quality control in the intelligent distribution networks / K.V.Suslov, N.N.Solonina, V.S.Stepanov // International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies EDST. 2015. C. 131–137.
8. Smirnov A.S. Separate measurement of fundamental and high harmonic energy at consumer inlet - a way to enhancement of electricity use efficiency / K.V.Suslov, N.N.Solonina, A.S.Smirnov // International Conference on Power System Technology PowerCon 2010.
9. Wu Z. Simultaneous transmission line parameter and PMU measurement calibration / Z.Wu, L.T.Zora, A.G.Phadke // Power & Energy Society General Meeting IEEE. 2015. P.450–458.
10. Nuthalapati S. Managing the Grid: Using Synchrophasor Technology / S.Nuthalapati, A.Phadke // Power and Energy Magazine. IEEE. 2015. Vol. 13/-Issue. 5. P.340–348.
11. Suslov K.V. Distributed filtering of high harmonics in Smart Grid / K.V.Suslov, N.N.Solonina, A.S.Smirnov // CIGRE Bologna Symposium - The Electric Power System of the Future: Integrating Supergrids and Microgrids. 2011. P.230–238.
12. Sood V.K. HVDC and FACTS Controllers. Applications of Static Converters in Power Systems / V. K Sood - Springer, 2004. 450p.
13. Суслов К.В. Программа для расчета и управления уровнем гармонических составляющих в питающей электрической сети. / К.В.Суслов, Н.Н.Солонина, Ю.Д.Герасимов. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016613995. Дата гос. регистрации 12.12.2016.

#### Авторы публикации

**Сулов Константин Витальевич** – канд. техн. наук, профессор кафедры «Электроснабжение и электротехника» Иркутского национального исследовательского технического университета.

**Солонина Нафиса Назиповна** – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроснабжение и электротехника» Иркутского национального исследовательского технического университета.

**Герасимов Дмитрий Олегович** – доцент кафедры «Электроснабжение и электротехника» Иркутского национального исследовательского технического университета.

#### References

1. Smirnov S.S. High harmonics in high voltage networks / S.S.Smirnov. Novosibirsk: Nauka, 2010. 327 p.
2. Mudiraj A.N. Improvement of Power Quality by mitigating harmonics in single phase AC distribution/ A.N.Mudiraj //2016 International Conference on Automatic Control and Dynamic Optimization Techniques (ICACDOT). 2016. P. 83 – 88.
3. Shashikumar K. Automatic sequential reactive power compensation and harmonic suppression at loads using appliance clustering and power quality monitoring / K.Shashikumar, C.Venkateshaiah, K.S.Sim. // 2016 International Conference on Robotics, Automation and Sciences (ICORAS) 2016 P.1 – 6.
4. Arrillaga J. Power system harmonics / J. Arrillaga. Chichester: Wiley, 2003. 670 p.
5. Jaipradidtham C. Energy conservation with TCSC controller of electric arc furnace for harmonic analysis in power quality disturbance using continuous wavelet transform / C. Jaipradidtham, // 2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON) - 2016 P. 2905 – 2908.
6. Rajasekhar A.N.V.V. Harmonics reduction and power quality improvement by using DPFC / A.N.V.V.Rajasekhar, M.N.Babu. - 2016 International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT). 2016 P. 1754 – 1758.
7. Suslov K.V. A principle of power quality control in the intelligent distribution networks / K.V.Suslov, N.N.Solonina, V.S.Stepanov // International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies EDST. 2015. P. 131–137.
8. Smirnov A.S. Separate measurement of fundamental and high harmonic energy at consumer inlet - a way to enhancement of electricity use efficiency / K.V.Suslov, N.N.Solonina, A.S.Smirnov // International Conference on Power System Technology PowerCon 2010. P.1 – 6.
9. Wu Z. Simultaneous transmission line parameter and PMU measurement calibration / Z.Wu, L.T.Zora, A.G.Phadke // Power & Energy Society General Meeting IEEE. 2015. P.450–458.
10. Nuthalapati S. Managing the Grid: Using Synchrophasor Technology / S.Nuthalapati, A.Phadke // Power and Energy Magazine, IEEE. 2015. Vol. 13/-Issue. 5- P.340–348.
11. Suslov K.V. Distributed filtering of high harmonics in Smart Grid / K.V.Suslov, N.N.Solonina, A.S.Smirnov // CIGRE Bologna Symposium - The Electric Power System of the Future: Integrating Supergrids and Microgrids. - 2011. P.230–238.
12. Sood V.K. HVDC and FACTS Controllers. Applications of Static Converters in Power Systems / V. K Sood - Springer, 2004. 450p.
13. Suslov K.V. The program for calculating and controlling the level of harmonic components in the power supply network. / K.S. Suslov, N.N.Solonina, Y.D. Gerasimov, Certificate of state registration of the computer program No. 2016613995. date of state registration 12.12.2016.

#### Authors of the publication

**Konstantin V. Suslov** –cand. sci. (techn.), professor, department of power supply and electrotechnic, Irkutsk National Research Technical University.

**Nafisa N. Solonina** – cand. sci. (techn.), associate professor, department of power supply and electrotechnic, Irkutsk National Research Technical University.

**Dmitry O.Gerasimov** – associate professor, department of power supply and electrotechnic, Irkutsk National Research Technical University.

*Поступила в редакцию*

*04 июля 2017 г.*

УДК 621.311.25:621.039.524.44

## ВОПРОСЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫХ ПРИВОДОВ ГЦН ЭНЕРГОБЛОКА АЭС С ВВЭР

В.А. Хрусталева<sup>1</sup>, Д.О. Башлыков<sup>1</sup>, М.В. Гариевский<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Саратовский ГТУ им. Ю.А. Гагарина, г. Саратов, Россия

<sup>2</sup>Саратовский научный центр РАН, г. Саратов, Россия

ORCID:<http://orcid.org/0000-0002-1630-926X>, [khroustalevva@mail.ru](mailto:khroustalevva@mail.ru)

**Резюме:** Сегодня важным является научное обоснование путей решения проблемы участия АЭС, как действующих, так и вновь сооружаемых, в регулировании графиков нагрузки. При этом недопустимо существенное снижение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) АЭС. Достаточная маневренность и приемистость оборудования АЭС – основа не только устойчивости крупных энергообъединений в режимах с нарушением частоты, но и безопасности собственно АЭС, которые должны обеспечивать охлаждение реакторной установки при аварийном снятии остаточного тепловыделения. Поэтому необходима возможность быстрых сбросов и набросов нагрузки на крупных энергоблоках АЭС, выделенных для противоаварийного регулирования частоты. Необходимый и быстрореализуемый запас в сторону роста мощности способны обеспечить высоковольтные частотно-регулируемые приводы (ВЧРП) главного циркуляционного насоса (ГЦН). Установка ВЧРП ГЦН целесообразна в перспективе для экономии расхода энергии на их привод на частичных режимах и для улучшения стабильности нейтронно-физических характеристик активной зоны в переменном переходных режимах. Вследствие ВЧРП ГЦН возможно, ограничивая расход теплоносителя в программе с постоянной средней температурой в активной зоне РУ, снизить повышение давления в ПГ на сходственных режимах, а значит, уменьшить расход энергии на привод питательного насоса.

**Ключевые слова:** атомная электростанция, главный циркуляционный насос, высоковольтный частотно-регулируемый привод, регулирование мощности реактора.

**Благодарности:** Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант 17-08-00220 А).

## EFFICIENCY PROBLEMS OF HIGH-VOLTAGE VARIABLE FREQUENCY DRIVES OF THE MCP OF NPP WITH WWER

V.A. Khroustalev<sup>1</sup>, D.O. Bashlykov<sup>1</sup>, M.V. Garievsky<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Yuri Gagarin State Technical University of Saratov, Saratov, Russia

<sup>2</sup>Saratov Scientific Center, Russian Academy of Sciences, Saratov, Russia

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-1630-926X>, [khroustalevva@mail.ru](mailto:khroustalevva@mail.ru)

**Abstract:** Today important is the scientific study of solutions to the problem of participation of nuclear power plants, both existing and newly built, in the regulation of load schedules. However unacceptable a significant reduction of the capacity factor of nuclear power plants. Sufficient flexible of NPP equipment is the basis not only of the stability of large power systems in modes with violation of the frequency but also safety of the nuclear power plants,

*which would ensure cooling of the reactor during an accident. Therefore, the necessary capabilities of rapid discharges and increase in the load in large nuclear power plants, selected for emergency frequency control. High voltage variable frequency drives (VFD) of the main circulation pumps are able to provide the necessary reserve of growth power. Installation VFD of the MCPs are suitable for saving energy consumption in their drive on the partial regimes and to improve the stability of the neutron-physical active zone characteristics in variable modes. Using VFD of the MCPs can reduce increase pressures in the steam generators in the respective modes, restricting flow the coolant with a constant average temperature in the active zone of reactor, and therefore to reduce the energy consumption of the feed pump.*

**Keywords:** nuclear power plant, main circulating pump, high-voltage variable-frequency drive, regulation of reactor power.

**Acknowledgments:** The work was funded by the Russian Foundation for Basic Research (grant no. 17-08-00220 A).

В отечественной и зарубежной печати [1–6] показаны преимущества, уже достигнутые на реакторах БН и ожидаемые на ВВЭР в случае реализации регулирования тепловой мощности I-го контура расходом теплоносителя (соответственно натрия и воды), под давлением. Работы по внедрению ВЧРП жидкометаллических насосов на ряде российских энергоблоков с БН реакторами (Белоярская АЭС) уже выполнены и привели к улучшению динамических характеристик регулирования [1, 2].

Сегодня частотное регулирование приводов крупного насосного оборудования широко применяется на мощных ТЭЦ Мосэнерго (взамен гидромuft и направляющих аппаратов, соответственно, на питательных и циркуляционных насосах). Опубликованные данные свидетельствуют о значительной достигаемой при этом экономии и повышении эксплуатационной надежности по группе мощного насосного оборудования.

Регулирование подачи главных циркуляционных насосов ГЦН-195М и других типов в России изменением частоты оборотов в настоящее время находится в стадии исследования. По данным [3] осваиваются на энергоблоках последнего поколения с PWR в EdF Франции. Фирма ABB, считающаяся одним из мировых лидеров по проектированию и изготовлению приводов с переменным числом оборотов для разных направлений энергетического производства и, в том числе, для атомной энергетики (насосы питательной воды, циркуляционной охлаждающей воды), тем не менее, не упоминает ГЦН в рекламных проспектах.

Данные о ВЧРП ГЦН и др. крупных насосов во Франции свидетельствуют об улучшении характеристик и экономичности регулирования в доминальном диапазоне нагрузок [3]. Вместе с тем отмечается, что ВЧРП ГЦН важен как источник дополнительного управляющего сигнала, снижающий инерционность в системе регулирования мощности РУ.

В Российской научно-технической периодике [4] также указывалось на возможность экономии энергии на привод ГЦН в режимах неполной нагрузки. Но основным тезисом было использование повышенного числа оборотов с целью «сдвига» в сторону увеличения граничного значения тепловых нагрузок ТВС в сечениях, где имеется опасность кризиса теплообмена. При этом, во-первых, возникает возможность некоторого дополнительного (сверх сегодня достигнутых 4%  $N_{ном}$ ) режимного повышения мощности, во-вторых, – улучшения приёмистости (способности к динамическому восприятию «набросов» и «сбросов» нагрузки) в этом сверхноминимальном диапазоне. Последнее очень важно для активного участия АЭС в регулировании частоты.

Первый фактор ценен в действующей экономической модели из-за роста номинальной мощности и валовой прибыли АЭС, особенно в условиях такого тарифного

меню, где выше стоимость пиковой, чем базовой, или, тем более, чем «провальной» энергии (ночные и выходные минимумы). Сюда следует отнести также неоспоримый вывод о выгоде замещения таким путем нового строительства АЭС, что обходится гораздо дешевле (по отношению к новому строительству) и составляет до 25–35% – из опыта России, и несколько дороже – из публикаций США по результатам перелицензирования энергоблоков АЭС, начиная с 80-х годов.

Второй фактор – приемистость – становится важным при растущей (высокой в перспективе) доле АЭС в объединенных энергосистемах, где следует возлагать на АЭС задачи безусловного участия в противоаварийном системном регулировании. Отметим, что такая системно-энергетическая задача возникает не только при опережающем развитии ядерной генерации, но и при разовом вводе достаточно крупных мощностей АЭС в слаборазвитых или локально-автономных энергосистемах с отсутствием или слабой пропускной (обменной) способностью связей с соседними ОЭС. Следует учитывать такую ситуацию также в связи с расширением географии зарубежных площадок под возведение АЭС по российским проектам.

Во всех перечисленных случаях наиболее мощные системообразующие станции при аварийном падении частоты в системе (дефицит генерации) должны быть готовы к набросу нагрузки +3–5% с высокой скоростью. Требования иметь быстрореализуемый «запас» по максимальной мощности при ВЧРП ГЦН выполнимы в большей мере. Подобный «запас» по экономическим соображениям более приемлем, если создается не новым строительством, а повышением мощности выше номинальной на уже действующих энергоблоках.

В данной работе рассмотрены особенности использования ВЧРП ГЦН в дономинальной области нагрузок 100–70%. В ночные периоды, выходные и праздничные дни этот диапазон пока более характерен для относительно слабых ОЭ в районах выбранных зарубежных площадок будущих российских АЭС, однако в ближайшем будущем возможен для отдельных ОЭС РФ.

При выборе программы изменения числа оборотов ГЦН рассматривалось уравнение теплоты, передаваемой в ПГ при номинальной и всех сниженных нагрузках от теплоносителя к котловой воде через поверхность, общую для 4-х ПГ с осредненным коэффициентом теплопередачи.

Вопрос выбора задания программы собственно регулятора числа оборотов привода ГЦН требует специального рассмотрения. На данном этапе исследований предлагается на всех режимах поддерживать постоянное и в неизменном интервале ( $t_{cp}^{a.3.} = const, t_p = const$ ) значение  $\Delta t_t$  – подогрев теплоносителя в а.з., что позволит максимально стабилизировать поля энерговыделений (азимутальные, радиально-аксиальные) в процессе работы в режимах «слежения за нагрузкой» [7]. При этом закон изменения подачи теплоносителя ГЦН с ВЧРП выражается относительно простым соотношением (из-за того, что  $\Delta t_{pv} = const, t_{cp}^{a.3.} = const$ ):  $\bar{G}_{Ti} = \bar{Q}_i = var$ . В сопоставляемом процессе регулирования (без ВЧРП)  $G_T = const$ ;  $\Delta t_{Ti} = \Delta h_i$  при  $t_{cp}^{a.3.} = const$ .

Рассмотрим следующие сходственные нагрузочные\* режимы работы в 2-х программах (обе выполняются при  $t_{cp}^{a.3.} = const$ ):  $\bar{G}_{Ti}$

режимы $\bar{N}_i$	с ВЧРП				Обычная без ВЧРП			
	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0	0,9	0,8	0,7
$\Delta t_{a.3.i}$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7
$\bar{G}_{Ti}$	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0

\* на первом шаге расчета предполагается  $G_i/G_0 = \bar{G}_i = \bar{N}_i/\eta_i^{AЭС}$ .

Для уточнения анализа предлагаемых программ: 1)  $t_{cp}^{a.3}, \Delta t_{ti} = const; G_T, p_s^{ПГ} = var$  и 2)  $t_{cp}^{a.3}, G_T = const; \Delta t_{ti} = var; p_s^{ПГ} = var$  необходимо найти формулы функциональной связи (в специальном подблоке свойств воды и водяного пара, включая массовую изобарную теплоемкость) [8].

Основные расчетные формулы:

$$\Delta t_M = \frac{\Delta t_T}{e^{\Delta t_T \cdot k_T \cdot F / Q_i^{ПГ}} - 1}; t_s^{ПГ} = t_p^{(1)} - \Delta t_M. \quad (1)$$

Результаты расчета по формуле (1) при  $t_{cp}^{a.3} = const, p_s^{ПГ} = var$  для случаев а)  $G_T = const$ ; б)  $G_T = var$  при  $\Delta t_{ti} = const$  представлены в табл. 1, а на рис. 1, а, б изображены рассматриваемые случаи теплообмена в ПГ в диаграмме  $t-Q$ . Причем по оси абсцисс отмечают не удельную, а полную теплоту, – это вызвано меняющимся на разных режимах соотношением расходов рабочего тела и теплоносителя.

Таблица 1

Характеристики ПГ и ГЦН при  $t_{cp}^{a.3} = const, p_s^{ПГ} = var$

Параметры	1,0	А) Программа – ВЧРП нет, $\bar{N}$			Б) Программа ГЦН с ВЧРП, $\bar{N}$		
		0,9	0,8	0,7	0,9	0,8	0,7
		Подогрев теплоносителя в а.з. $\Delta t, ^\circ C$	32	28,8	25,6	22,4	32
Температура $t_1$ на входе в РУ, $^\circ C$	290	291,6	293,2	294,8	290	290	290
Температура питательной воды $t_{пв}, ^\circ C$	220,0	214,6	208,6	202,1	214,6	208,6	202,1
Температура в ПГ $t_s^{ПГ}, ^\circ C$	280,4	282,8	285,2	287,6	282,0	283,6	285,1
Давление в ПГ, МПа	6,40	6,69	6,93	7,18	6,61	6,77	6,92
$Q_{ру}$ , МВт(т) с учетом КПД	3121	2843	2564	2299	2843	2564	2299
Расход теплоносителя $G_T, м^3/ч$	87000	87000	87000	87000	79268	71496	64088
Частота вращения ГЦН, % от ном	100%	100%	100%	100%	91,1%	82,2%	73,7%
Расход ГЦН, $м^3/ч$	21750	21750	21750	21750	19817	17874	16022
Мощность ГЦН, кВт	4524	4524	4524	4524	3422	2511	1808
Мощность ГЦН, %	100%	100%	100%	100%	75,6%	55,5%	40,0%

Расчеты, результаты которых приведены в табл. 1, проводились по 2-м формулам: 1) по теплоте, подводимой к рабочему телу; 2) по теплоте, определяемой электрической мощностью и КПД блока на разных задаваемых режимах. В общих случаях требуется несколько шагов итерации, что приводит в практике расчетов к быстрой сходимости результатов (табл. 1):

$$\Delta t_{Mij} = \frac{\Delta t_{tij}}{\exp\left(\frac{k_{ПГij} \cdot F \cdot \Delta t_{tij}}{D_{0i} \cdot (h_{0i}^s - h_{пвi})}\right) - 1} = \frac{\Delta t_{tij}}{\exp\left(\frac{k_{ПГij} \cdot F \cdot \Delta t_{tij}}{G_{pj} \cdot (h_j^{(2)} - h_j^{(1)})}\right) - 1}. \quad (2)$$

В этих формулах индексом  $i$  – обозначен режим изменения нагрузки (на первом шаге итерации – расхода пара в голову турбины), а индексом  $j$  – режим изменения частоты вращения ГЦН по программе привода. Индекс  $j$  не употребляется, если: а) исследуется процесс регулирования ПГ без использования ВЧРП; б) программа регулирования привода ГЦН и расхода в голову турбины жестко связана. Последний случай характерен для приведенного выше примера расчета. Индекс  $j$  относится к выбранному дополнительному

пути регулирования ПГ – функции изменения расхода теплоносителя. При этом некоторые характеристики, например  $k_{ПГij}$ , следует корректировать для режимов «i» и «j» с отличающимися соотношениями расходов рабочего тела и теплоносителя.

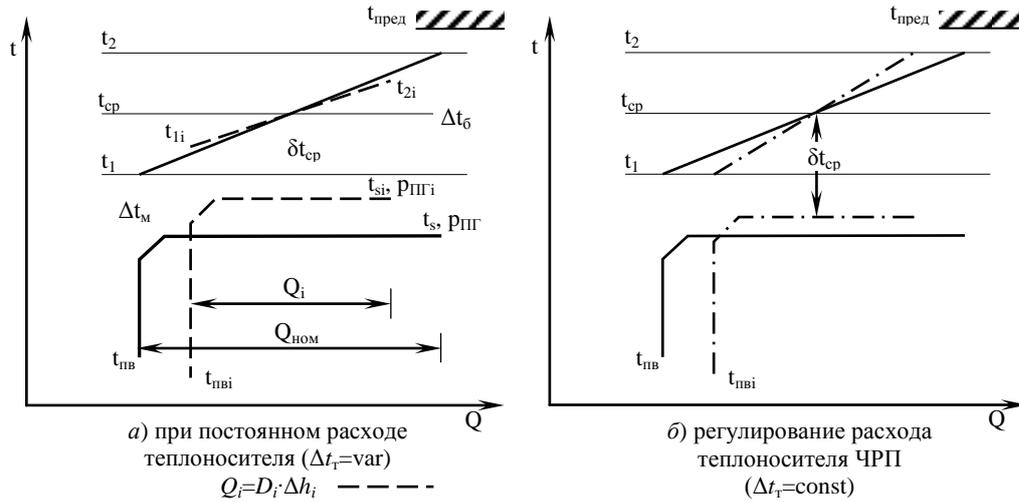


Рис. 1. Характерные  $t-Q$  диаграммы для регулирования ПГ по типу  $t_{cp}^{a.3.} = const, p_s^{ПГ} = var$  для вариантов: а)  $G_T = const$ ; б)  $G_T = var$  при  $\Delta t_{Ti} = const; G_{Ti}^{(a)} > G_{Ti}^{(б)}$ ;  $p_{ПГi}^{(a)} > p_{ПГi}^{(б)}$ ;  $N_{ГЦНi}^{(a)} > N_{ГЦНi}^{(б)}$

Помимо выигрыша в потребной мощности ГЦН будет снижаться мощность питательного насоса за счет снижения напора как функции  $p_s^{ПГ}$  (давление в деаэраторе предполагалось постоянным).

Условия, при которых это может быть обеспечено, найдем из совместного рассмотрения балансовых уравнений теплопередачи в ПГ и подвода тепла к питательной воде (рабочему телу):

$$Q_i = \bar{Q}_i \cdot Q_{ном} = k_{ПГi} \cdot F \cdot \frac{\Delta t_{Ti}}{\ln \left( 1 + \frac{\Delta t_{Ti}}{\Delta t_6} \right)} = \bar{G}_{Ti} \cdot G_{рв.ном} \cdot (h_1 - h_2) = \bar{D}_i \cdot G_0 \cdot (h_{0Si} - h_{пви}).$$

Здесь обозначения соответствуют принятым в формуле (2), значения давлений в ПГ показаны в табл. 1.

В случае другой программы регулирования ПГ –  $p_s^{ПГ} = const, t_{cp}^{a.3.} = var$  обеспечивается, как известно, пропуск пара в ЦВД на заданных нагрузках ниже номинальной с меньшим дросселированием в СРК (стопорно-регулирующих клапанах), чем в обычной программе при  $t_{cp}^{a.3.} = const$  и растущем при этом  $p_s^{ПГ}$ . В сочетании с регулированием расхода теплоносителя ВЧРП ГЦН возможности программы  $p_s^{ПГ} = const$  расширяются. Так, снижая расход теплоносителя при нагрузках менее номинальной, можно достигать меньших отклонений (снижений)  $t_{cp}^{a.3.}$  в околономинальном режиме (от  $\bar{N} = 1$  до  $\bar{N}_{доп}$ ). Преимущества нейтронно-физического и общего эксплуатационного контроля активной зоны при этом отмечены рядом исследований [7, 9].

Данный алгоритм применим также для расчетов характеристик ПГ и ГЦН при программе регулирования  $p_s^{ПГ} = const; t_{cp}^{a.3.} = var$  при  $G_T = const$  и  $G_T = var$  (табл. 2, рис. 2).

Из результатов (табл. 2) видно, что ВЧРП ГЦН на режимах нагрузки ниже номинальной в способе регулирования с  $p_s^{ПГ} = \text{const}$  существенно снижает расход электроэнергии на привод ГЦН и уменьшает отклонения значений средней температуры в а.з. (т.е. повышает  $t_{cp}^{a.з.}$ ) в сравнении с базовым вариантом (отсутствие ВЧРП).

Таблица 2

Характеристики ПГ и ГЦН при программе регулирования  $p_s^{ПГ} = \text{const}$ ,  $t_{cp}^{a.з.} = \text{var}$

Параметры	1,0	А) Программа – ВЧРП нет, $\bar{N}$			Б) Программа ГЦН с ВЧРП, $\bar{N}$		
		0,9	0,8	0,7	0,9	0,8	0,7
		Подогрев теплоносителя в а.з., $\Delta t$ , °С	32	28,8	25,6	22,4	32
Температура $t_{пвi}$ , °С	220,0	214,6	208,6	202,1	214,6	208,6	202,1
Температура $t_s^{ПГ}$ , °С	280,4	280,4	280,4	280,4	280,4	280,4	280,4
Давление в ПГ, МПа	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Температура $t_1$ на входе в РУ, °С	290,0	289,3	288,5	287,7	288,4	286,9	285,4
Температура $t_2$ на выходе из РУ, °С	322,0	318,1	314,1	310,1	320,4	318,9	317,4
Температура средняя в а.з. $t_{cp}^{a.з.}$ , °С	306,0	303,7	301,3	298,9	304,4	302,9	301,4
Изменение $\Delta t_{cp}^{a.з.}$ , °С	0	-2,3	-4,7	-7,1	-1,6	-3,1	-4,6
$Q_{РУ}$ , МВт(т) с учетом КПД	3121	2843	2564	2299	2843	2564 </td <td>2299</td>	2299
Расход теплоносителя $G_{Ti}$ , М <sup>3</sup> /ч	87000	87000	87000	87000	79561	72001	64738
Частота вращения ГЦН, % от ном	100	100	100	100	91,4	82,8	74,4
Расход ГЦН, М <sup>3</sup> /ч	21751	21751	21751	21751	19890	18000	16184
Мощность ГЦН, кВт	4524	4524	4524	4524	3460	2564	1864
Мощность ГЦН, %	100	100	100	100	76,5	56,7	41,2

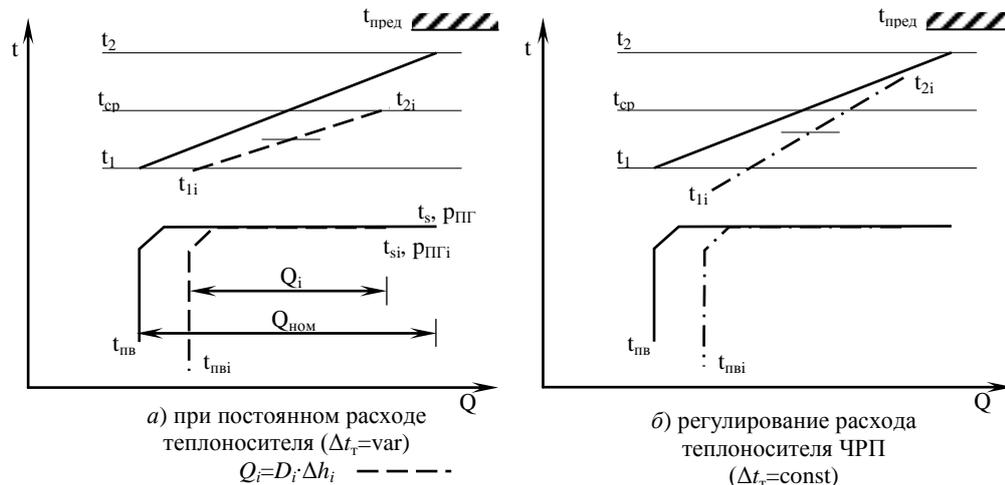


Рис. 2. Характерные  $t-Q$  диаграммы для регулирования ПГ по типу  $p_s^{ПГ} = \text{const}$ ,  $t_{cp}^{a.з.} = \text{var}$  для вариантов: а)  $G_T = \text{const}$ ; б)  $G_T = \text{var}$  при  $\Delta t_{Ti} = \text{const}$ ;  $G_{Ti}^{(a)} > G_{Ti}^{(б)}$ ;  $\Delta t_{cp}^{a.з.(a)} > \Delta t_{cp}^{a.з.(б)}$

Использование ВЧРП ГЦН сопряжено с необходимостью ряда уточнений в алгоритме расчета, прежде всего речь идет о коэффициенте теплопередачи в ПГ. Указанный вопрос требует проработки с экспериментальными исследованиями. Здесь приведем, в

соответствии с [10], инженерные оценочные расчеты для условий «неразрывности» течения  $G_T v_{рв} = F_{ПГ} W_{рв}$  :

$\alpha_{рв}$  – коэффициент теплоотдачи от теплоносителя (реакторной воды) к стенке трубок ПГ и термическое сопротивление при скоростях:

$W_{рв}$ , м/с	3,5	4,4	5,6
$\alpha_{рв}$ , кВт/м <sup>2</sup> ·К	25,3	30,7	36,8
$R_{рв}$ , м <sup>2</sup> ·К/кВт	0,04	0,033	0,027

Данные по  $\alpha_{рв}$  в области скоростей до 8 м/с аппроксимируются:  $\alpha_{рв}=25,3-5,4(W_{рв}-2,1)$ , кВт/м<sup>2</sup>·К;  $v_{рв}$ ,  $W_{рв}$  – соответственно удельный объем и скорости воды, м<sup>3</sup>/кг и м/с.

При коэффициенте теплопроводности стали ОХ18Н10Т (при  $t=295^\circ\text{C}$ )  $\lambda_{ст} = 0,188$  кВт/м·К. При толщине стенки  $1,4 \cdot 10^{-3}$  м термическое сопротивление стенки  $R_{ст} = \delta_{ст}/\lambda_{ст} = 0,0745$  м<sup>2</sup>·К/кВт. Термическое сопротивление окисных пленок (внешней и внутренней)  $2R_3 = 2\delta_3/\lambda_3 = 0,015$  м<sup>2</sup>·К/кВт.

Указанные значения составляют (оценены или приняты по работе [10]):

коэффициент теплоотдачи и термическое сопротивление от стенки трубок ПГ к кипящей воде при скоростях движения пароводяной смеси:

$W_{пв}$ , м/с	0,85	1,15	1,55
$\alpha_{пв}$ , кВт/м <sup>2</sup> ·К	10,7	14,7	17,9
$R_{пв}$ , м <sup>2</sup> ·К/кВт	0,093	0,068	0,056

$k_{ПГ}$  – осредненный коэффициент теплопередачи в ПГ при скоростях:

$W_{рв}$ , м/с	3,5	4,4	5,6
$W_{пв}$ , м/с	0,85	1,15	1,55
$k_{ПГ}$ , кВт/м <sup>2</sup> ·К	4,4	5,1	5,65
$R_{ПГ}$ (расч), м <sup>2</sup> ·К/кВт	4,49	5,25	5,8

Другим важным вопросом при реализации частотного регулирования привода ГЦН является вопрос об изменении (возможном снижении) критического теплового потока  $q_{кр}$  в наиболее напряженных участках активной зоны. Для иллюстрации используем уравнение для оценки  $q_{кр}$  В.С. Осмачкина в упрощенной форме, подходящей для РУ ВВЭР [9], иногда именуемое формулой Ю.А. Безрукова (1976 г.):

$$q_{кр} = A \cdot (1-x)^n \cdot G_{ру}^m \cdot (1-0,0185 \cdot p), \quad (3)$$

где  $A$  – коэффициент; для продольного обтекания гладкотрубных поверхностей в условиях, близких к РУ ВВЭР,  $A=0,795$ ;  $x$  – массовое паросодержание потока в рассматриваемом слое а.з.

Для условий современных расчетов (40–60 слоев) по высоте проверяются несколько слоев в середине а.з. Имеющийся энтальпийный запас до значения энтальпии точки кипения

выражается как отрицательное значение  $x = \left| \frac{h_{п} - h_{в}}{r_{в}} \right|$  – отклонение разности энтальпий

реального потока и потока в состоянии начала закипания (в центральных сечениях слоев) к скрытой теплоте парообразования  $r_{в}$  при давлении в корпусе РУ. Очевидно, что запасы

$q_{крi}$  определяются с учетом изменения расхода теплоносителя в степени  $m$ . Это показано на рис. 3.

Показатель степени в формуле (3) при  $p=16$  МПа  $n=0,105p-0,5=1,18$ . Последний множитель в формуле (3) при давлении теплоносителя 16 МПа равен 0,704.

Более детального определения (с учетом конкретного обтекания в ТВС в конструктивно задаваемой а.з.) требует степенной показатель при 3-м множителе  $m$ , рекомендуемый в широком диапазоне  $m=0,184-0,311$ . Предварительную оценку  $q_{кр}$  проведем для среднего значения  $m=0,247$ . Отметим, что в границах этого диапазона  $m$

результаты расчета  $q_{кр}$  могут существенно отличаться. Прежде всего это связано с гидравлическим влиянием профиля загружаемых ТВС (перекрестное перемешивание, порядная прогонка, антидебризные вставки и т.д.). Для «средних» условий:

$$q_{кр} = 0,560 \cdot (1 - x)^{1,18} \cdot G^{0,247} . \quad (4)$$

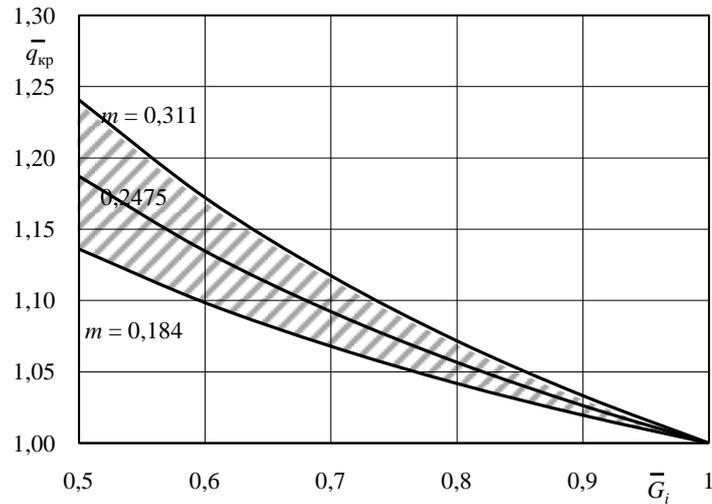


Рис. 3. Зависимость  $\bar{q}_{кр i}$  от расхода теплоносителя  $\bar{G}_i$  при различном показателе степени  $m$

Из формулы (4) видно, что основное влияние на снижение  $q_{кр}$  оказывает степенная функция  $G^{0,247}$ . При  $p_T = \text{const}$  и программах регулирования ПГ АЭС с неглубокой их разгрузкой, особенно при условии  $t_{ср}^{a.3.} = \text{const}$ , можно пренебречь различиями во втором сомножителе, то есть

$$\bar{q}_{кр i} = \bar{G}_i^{-0,247} = \left( \frac{G_{ном}}{G_i} \right)^{0,247} ,$$

где  $\bar{G}_i = f(\bar{N}_i)$  – заранее доказательно выбранная функция изменения расхода теплоносителя при установке ВЧРП ГЦН. Названная функция – неотделимый признак программы – должна формироваться по двухцелевому признаку. Для однозначных относительных нагрузок, во-первых, снижение расхода в допустимых пределах по условию  $q_j^{\max} < \bar{q}_{кр}$  в наиболее напряженных сечениях должно приводить к снижению мощности ГЦН. Во-вторых, изменение расхода целесообразно выполнять так, чтобы при этом другие связанные в едином процессе регулирования параметры приводили к улучшению, а не ухудшению нейтронно-физических характеристик зоны на этих режимах [7].

Для расчетных интервалов по запасу кризиса теплообмена  $k_{DNBR}$  (Departure from nucleate boiling ratio = 1,3÷1,6) такой диапазон изменения  $\bar{q}_{кр i}$  всегда допустим.

Следует также учитывать, что в расчетах величина фактического теплового потока в а.з. формируется с учетом коэффициента теплоотдачи:

$$\alpha_{ij} = \frac{\lambda_{ij}}{d_{экв}} \cdot k \cdot \text{Re}_{ij}^{0,8} \cdot \text{Pr}^{0,33} ,$$

где индексы  $i$  и  $j$  указывают, соответственно, на режим нагрузки и номер слоя;  $\lambda_{ij}$  – коэффициент теплопроводности через циркониевую оболочку твэла, твэга;  $d_{экв}$ ,  $k$  – эквивалентный диаметр и коэффициент гексагональной решетки;  $\text{Re}$  и  $\text{Pr}$  – критерии Рейнольдса и Прандтля.

Зависимым от скорости теплоносителя в слоях является только  $Re = W_j \cdot d_{\text{экв}} / \nu_j$ , что придает линейный характер зависимости фактической тепловой нагрузки от расхода теплоносителя. Это, в свою очередь, увеличивает отношение  $q_{\text{кр}}/q$ , т.е. коэффициент  $DNBR$ , а значит и безопасность. Возможные вибрационные проявления в период изменения расхода теплоносителя можно, по предварительной оценке, снижать, например, применяя методы авторов [11].

Эффект экономии затрат на собственные нужды (привод ГЦН) на режимах неполной нагрузки консервативно примем для условий перспективных графиков нагрузки в энергообъединениях с высокой (системообразующей) долей АЭС. Это возможно при выполнении проектных условий зарубежного заказчика («Аккую» – Турция, «Руппур» – Бангладеш, Иордания, Египет, «Бушер-2» – Иран, «Кудан-Кулам» – Индия и т.д.) и также в некоторых ОЭС России с высокой долей АЭС.

Требования снижения нагрузки в ночные, праздничные, выходные сутки могут составить, в итоге, до мощности 70% от номинальной, длительностью от 2000 до 4000 часов в год ( $\tau_T$ ). В этом случае экономия затрат на привод ГЦН составит в годовом исчислении ( $\Delta \mathcal{E}_{\text{ГЦН}}$ ) на 1 блок 1000 МВт

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ГЦН}}^{\text{Г}} = \Delta N_{\text{ГЦН}}^{\text{ВЧРП}} \cdot \tau_T \cdot n_{\text{ГЦН}} \cdot (1 - \delta_{\text{пот}}^{\text{п.у}}) \cdot T_{\text{я}},$$

где  $\Delta N_{\text{ГЦН}}^{\text{ВЧРП}}$  – общее снижение мощности ГЦН на блоке при работе с неполной нагрузкой 70%  $N_{\text{ном}}$ ;  $\delta_{\text{пот}}^{\text{п.у}}$  – процент дополнительных потерь на преобразовательном устройстве ВЧРП;  $T_{\text{я}}$  – ценовой тариф на энергию АЭС, руб/МВт·ч.

На рис. 4 показана ожидаемая экономия от перевода с обычного на ВЧР привод ГЦН при тарифном диапазоне на энергию от 1500 до 2000 руб/МВт·ч.

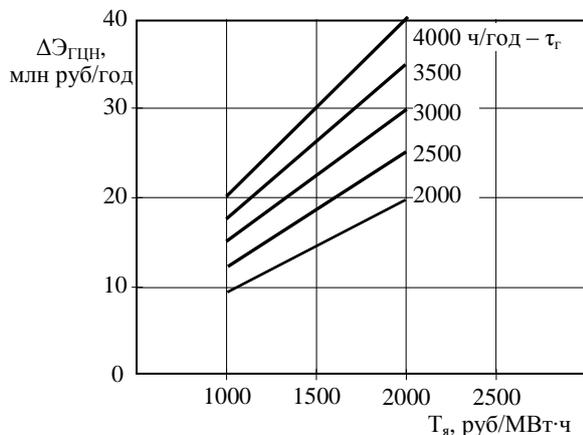


Рис. 4. Экономия затрат от ВЧРП ГЦН при разных тарифах на электроэнергию АЭС  
Работа с неполной нагрузкой – 70% в течение  $\tau_T$  часов в году (программа поддержания  $p_{\text{пл}} = \text{const}$ )

Экономия, достигаемая на рис. 4, является консервативно минимальной. Но даже без учета дополнительных преимуществ, достигаемых при ВЧРП ГЦН за счет улучшения регулировочных процессов, с учетом предварительной оценки затрат в ВЧРП, сделанной предварительно в работе [4], можно оценить срок окупаемости подобной реконструкции АЭС как не превышающий 3,5–4 лет.

Как отмечено в работе [4], пока не сняты трудности с установкой и эксплуатацией мощных преобразователей и др. элементов ВЧРП, решения которых находятся за рамками данной статьи.

### Выводы

1. Разработаны расчетные процедуры реакторно-парогенераторного узла при нагрузках ниже номинальной в условиях регулирования расхода теплоносителя ГЦН с высоковольтными частотно-регулируемыми приводами, выполнены расчеты характеристик процессов регулирования.

2. Показаны преимущества системы регулирования ПГ с использованием дополнительного импульса по расходу теплоносителя в РУ, возможные трудности. Так, экономия годовых затрат при переходе к регулированию ГЦН частотно-регулируемыми приводами может составить до 40 млн. рублей в год при работе блока с нагрузкой 70% в течение 4000 ч/год. Растет запас до кризиса теплообмена, удается применить более благоприятное по нейтронно-физическим показателям параметрическое регулирование активной зоны и парогенераторов реакторной установки.

Обоснована необходимость дальнейших исследований совместно со специалистами в области силовой электроники и АСУ ТП для заблаговременного решения проблемных вопросов и задач.

### Литература

1. Лазарев Г.Б., Новаковский А.Н., Султанов А.Т. Энергоэффективное управление расходом теплоносителя в главных контурах реакторных установок энергоблоков АЭС // Энергия единой сети. 2015. № 4 (21). С. 70–88.
2. Черемисин В.В., Шилов Е.А., Анишев Е.Ю. Опыт эксплуатации регулируемых электроприводов главных циркуляционных насосов реактора БН-600 // Электрические станции. 2005. № 5. С. 19–21.
3. Зыков А.С. Частотно-регулируемый электропривод // Росэнергоатом. 2013. № 7. С. 44–47.
4. Хрусталева В.А., Башлыков Д.О. Применение частотного регулирования ГЦН для повышения номинальной мощности ВВЭР // Атомная энергия. 2016. Т. 120, № 2. С. 90–95.
5. Ciufu L., Popescu M. O. Introducing energy efficiency in nuclear power plants by using variable medium voltage frequency drives // Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE), 2015 9th International Symposium on. IEEE, 2015. pp. 873-876. DOI: 10.1109/ATEE.2015.7133924.
6. Sirovy M., Peroutka Z., Molnar J., Michalik J., Byrtus M. Variable speed pumping in thermal and nuclear power plants: Frequency converter versus hydrodynamic coupling // Power Electronics and Drive Systems (PEDS), 2011 IEEE Ninth International Conference on. IEEE, 2011. pp. 228–234. DOI: 10.1109/PEDS.2011.6147251.
7. Температурное регулирование и маневренность ВВЭР-1000 / С.П. Аверьянова, А.А. Дубов, К.Б. Косоуров, П.Е. Филимонов // Атомная энергия. 2010. Т. 109, вып. 4. С. 198–202.
8. Александров А.А., Орлов К.А., Очков В.Ф. Теплофизические свойства рабочих веществ теплоэнергетики. М.: Издательский дом МЭИ, 2009. 224 с.
9. АЭС с реактором типа ВВЭР-1000. От физических основ эксплуатации до эволюции проекта / С.А. Андрушечко, А.М. Афров, Б.Ю. Васильев, В.Н. и др. М.: Логос, 2010. 604 с.
10. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций. 3-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1987. 384 с.
11. Способ предотвращения резонансных вибраций ТВЭЛ и ТВС ВВЭР-1000 / К.Н. Проскуряков, Ф.Н. Шакирзянов, В.В. Каратаев, К.С. Новиков // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Обеспечение безопасности АЭС. 2008. № 23. С. 18–25.

### Авторы публикации

*Хрусталева Владимир Александрович* – докт. техн. наук, профессор кафедры «Тепловая и атомная энергетика» Саратовского государственного технического университета (СГТУ) имени Ю.А. Гагарина E-mail: khroustalevva@mail.ru.

**Башлыков Дмитрий Олегович** – канд. техн. наук, ассистент кафедры «Тепловая и атомная энергетика» Саратовского государственного технического университета (СГТУ) имени Ю.А. Гагарина

**Гариевский Михаил Васильевич** – научный сотрудник Саратовского научного центра Российской академии наук (СНЦ РАН).

### References

1. Lazarev G.B., Novakovsky A.N., Sultanov A.T. Energy-efficient management of coolant flow in the main circuits of reactor units of power units of nuclear power plants // Energy Unified Grid. 2015. No. 4 (21). pp. 70–88.[in Russian].
2. Cheremisin V.V., Shilov E.A., Anishev E.Yu. Experience in the Operation of Adjustable Electric Drives of Main Circulation Pumps of BN-600 Reactors // Power Technology and Engineering. July 2005, Vol. 39, Issue 4, pp. 218–220. DOI: 10.1007/s10749-005-0311-7.
3. Zykov A.S. Frequency-regulated electric drive // Rosenergoatom, 2013, No. 7, pp. 44–47 [in Russian].
4. Khrustalev V.A., Bashlykov D.O. Application of the frequency regulation of the MCP to increase the rated power of the VVER // Atomic energy, June 2016, Vol. 120, Issue 2, pp. 112–118. DOI: 10.1007/s10512-016-0104-0.
5. Ciufu L., Popescu M. O. Introducing energy efficiency in nuclear power plants by using variable medium voltage frequency drives // Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE), 2015 9th International Symposium on. IEEE, 2015. pp. 873-876. DOI: 10.1109/ATEE.2015.7133924.
6. Sirovy M., Peroutka Z., Molnar J., Michalik J., Byrtus M. Variable speed pumping in thermal and nuclear power plants: Frequency converter versus hydrodynamic coupling // Power Electronics and Drive Systems (PEDS), 2011 IEEE Ninth International Conference on. IEEE, 2011. pp. 228–234. DOI: 10.1109/PEDS.2011.6147251.
7. Averyanova S.P., Dubov A.A., Kosourov K.B., Filimonov P.E. Temperature regulation and maneuverability of VVER-1000 // Atomic energy, February 2011, Vol. 109, Issue 4, pp. 246–251 DOI: 10.1007/s10512-011-9352-1.
8. Aleksandrov A. A., Orlov K. A., Ochkov V. F., Thermophysical properties of working substances of heat power engineering. M.: MPEI Publishing house, 2009, p.224 [in Russian].
9. NPP with a reactor of the VVER-1000 type. From the physical bases of exploitation to the evolution of the project / S.A. Andrushechko, A.M. Afrov, B.Yu. Vasiliev, V.N. Generalov, K.B. Kosourov, Yu.M. Semchenkov, V.F. Ukrainev. Moscow: Logos, 2010, p. 604 [in Russian].
10. Rassokhin N.G. Steam generating sets of nuclear power plants. 3rd ed. Moscow: Atomizdat, 1987, p. 384 [in Russian].
11. A method for preventing resonant vibrations of TVEL and TVS VVER-1000 / K.N. Proskuryakov, F.N. Shakirzyanov, V.V. Karataev, K.S. Novikov // Problems of Atomic Science and Technology. Series: Ensuring the safety of nuclear power plants. 2008. No 23. pp. 18–25[in Russian].

### Authors of the publication

**Vladimir A. Khrustalev** – doctor of tech. sciences, professor of the Department of Thermal and Nuclear Power Engineering, Yuri Gagarin State Technical University of Saratov.

**Dmitry O. Bashlykov** – cand. sci. (techn.), assistant of the Department of Thermal and Nuclear Power Engineering, Yuri Gagarin State Technical University of Saratov.

**Mikhail V. Garievsky** – researcher of the Saratov Scientific Center of the Russian Academy of Sciences.

*Поступила в редакцию*

*09 августа 2017 г.*

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ,  
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЕ И  
ХИМИЧЕСКОЕ  
МАШИНОСТРОЕНИЕ**

УДК 621.438

**ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ КОНВЕРТИРОВАННЫХ  
АВИАЦИОННЫХ ГАЗОТУРБИННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ТИПА НК-16СТ С  
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОБРАЩЕННОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА**

А.М. Гафуров<sup>1</sup>, Б.М. Осипов<sup>1</sup>, Р.З. Гатина<sup>2</sup>, Н.М. Гафуров<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

<sup>2</sup>Казанский национальный исследовательский технологический университет,  
г. Казань, Россия

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-3470-4933>, [progress150987@rambler.ru](mailto:progress150987@rambler.ru)

**Резюме:** В статье рассматриваются возможности создания эффективных энергетических систем на базе конвертированных авиационных газотурбинных двигателей типа НК-16СТ. Представлены результаты исследования эффективности газотурбинного двигателя типа НК-16СТ с использованием обращенного газогенератора, охлаждаемого низкокипящим рабочим контуром.

**Ключевые слова:** газотурбинный двигатель, обращенный газогенератор, технологии бинарного цикла, низкокипящее рабочее тело.

**INCREASE OF ENERGY EFFICIENCY OF THE CONVERTED AIRCRAFT  
GAS TURBINE ENGINES SUCH AS NK-16ST WITH USE OF THE TURNED GAS  
GENERATOR**

A.M. Gafurov<sup>1</sup>, B.M. Osipov<sup>1</sup>, R.Z. Gatina<sup>2</sup>, N.M. Gafurov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Kazan state power engineering university, Kazan, Russia

<sup>2</sup>Kazan national research technological university, Kazan, Russia

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-3470-4933>, [progress150987@rambler.ru](mailto:progress150987@rambler.ru)

**Abstract:** In article the possibilities of creation of effective power generating systems on the basis of the converted aircraft gas turbine engines such as NK-16ST are considered. Results of research of efficiency of the gas turbine engine such as NK-16ST with use of the turned gas generator cooled by the low-boiling working contour are provided.

**Keywords:** gas turbine engine, turned gas generator, technologies of a binary cycle, the low-boiling working medium.

Начиная с семидесятых годов прошлого века в энергетике, в нефтяной и газовой промышленности значительную роль начинают играть газотурбинные двигатели (ГТД), создаваемые на базе авиационных ГТД путем их конвертирования (от английского слова «conversion» – превращение, изменение, перестройка, переоборудование). Энергетические установки, построенные на базе авиационных ГТД, находят широкое применение в различных областях народного хозяйства в качестве: энергоприводов; приводов газоперекачивающих агрегатов; струйных и струйно-тепловых машин; тепловых машин, применяемых для обогрева и сушки различных объектов; парогазогенераторов в пожаротушении и т.д. [1].

На базе авиационных двигателей чрезвычайно выгодно создавать и электростанции городского типа. Отчуждаемая под станцию площадь несопоставимо меньше, чем для строительства тепловых электростанций, при одновременно лучших экологических характеристиках.

Показатели тепловой экономичности конвертированных авиационных ГТД можно считать удовлетворительными: при использовании двигателей ранних поколений (НК-12СТ, НК-16-18СТ) КПД по выработке электроэнергии составляет около 30% и с более поздними ГТД (НК-36СТ, НК-37, НК-38СТ, АЛ-31СТ) – 35-38% [2].

С момента выпуска первых двигателей НК-16СТ и НК 16-18СТ зарекомендовали себя надежными и простыми в эксплуатации и обслуживании. С начала серийного производства ОАО «КМПО» было выпущено более 1000 приводов НК-16СТ, которые успешно эксплуатируются в различных газотранспортных предприятиях ОАО «Газпром». Суммарная наработка составляет более 50 млн. часов.

Двигатель НК-16СТ конструкции ОКБ Кузнецова создан на базе авиационного двухконтурного двигателя НК-8-2У семейства двигателей НК. Базовый двигатель применяется в качестве силовой установки самолета Ту-154.

Двигатель НК-16СТ предназначен для работы в составе газоперекачивающего агрегата ГПА-Ц-16/76, разработанного Сумским машиностроительным научно-производственным объединением (СМНПО) им. Фрунзе по заказу Министерства газовой промышленности. Двигатель создавался в течение 1979–1982 гг. Конструктивно двигатель состоит из 2-х модулей: газогенератора (ГГ) (собственно базового двигателя с доработками) и силовой турбины (СТ). Каждый модуль имеет свою раму для крепления, что позволяет при необходимости заменять двигатель целиком или помодульно ГГ и СТ [3].

Принципиальная схема ГТД типа НК-16СТ показана на рис. 1.

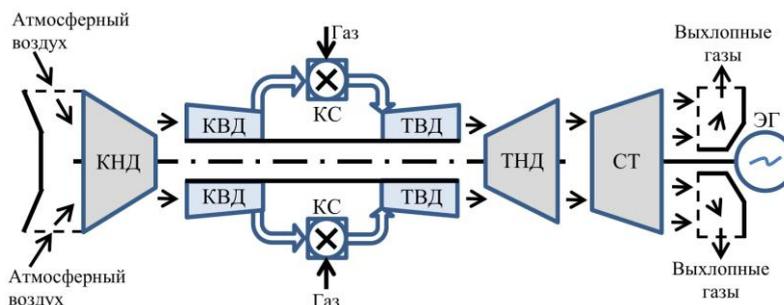


Рис. 1. Принципиальная схема газотурбинного двигателя типа НК-16СТ: КВД, КНД – компрессор высокого и низкого давления; КС – камера сгорания; ТВД, ТНД – турбина высокого и низкого давления; СТ – силовая турбина; ЭГ – электрогенератор

С помощью автоматизированной системы газодинамических расчетов энергетических турбомашин (АС ГРЭТ) была составлена математическая модель (ММ)

двигателя типа НК-16СТ и проведены расчеты [4]. Правообладателем программного комплекса «АС ГРЭТ» является Казанский государственный энергетический университет [5].

Основные результаты расчета ММ двигателя типа НК-16СТ представлены в табл. 1 для температуры и давления окружающего воздуха, равных, соответственно, 288 К и 0,101326 МПа, и с учетом реальных гидравлических потерь на входе и выходе из двигателя.

Таблица 1

Результаты расчета ММ ГТД типа НК-16СТ	
Показатель параметра, размерность	Значение
Расход воздуха через компрессор, кг/с	99,98
Степень сжатия в КНД	2,45
Степень сжатия в КВД	3,72
Расход топливного газа, кг/с	1,3441
Температура в камере сгорания, К	1086
Расход продуктов сгорания на выхлопе, кг/с	100,67
Температура газа на срезе выхлопного патрубка, К	663,33
Мощность, кВт	16000,458
Эффективный КПД, %	27,723

Для повышения эффективности ГТД типа НК-16СТ был использован усложненный цикл Брайтона по важнейшим удельным показателям: топливной экономичности и удельной мощности. Реализация этих свойств связана с добавлением нового узла – обращенного газогенератора (ОГГ), обеспечивающего эффект понижения давления ниже окружающей среды за силовой турбиной практически любого газотурбинного двигателя, что увеличивает срабатывание теплоперепада на силовой турбине и предопределяет его автономное использование не только в ГТД, а также в ряде других высокотемпературных энергетических схем [6].

ОГГ состоит последовательно из турбины перерасширения, теплообменника-охладителя и дожимающего компрессора (рис. 2).

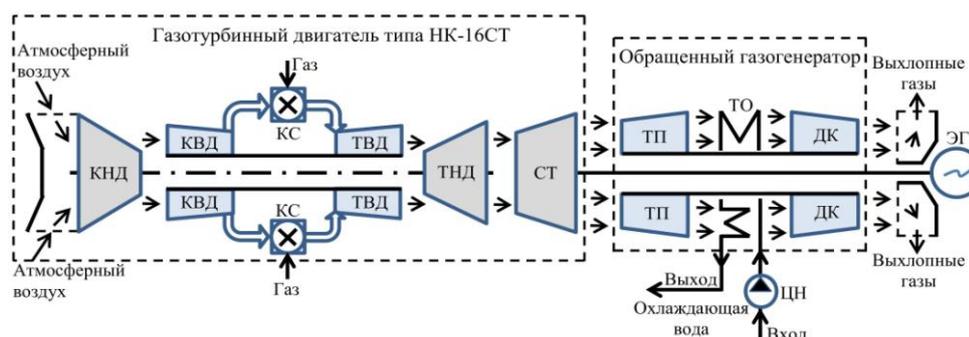


Рис. 2. Принципиальная схема газотурбинного двигателя типа НК-16СТ с использованием ОГГ, охлаждаемого водой: ТП – турбина перерасширения; ДК – дожимной компрессор; ТО – теплообменник-охладитель; ЦН – циркуляционный насос

В существующем газоходе за силовой турбиной основного двигателя типа НК-16СТ установлен ОГГ (рис. 2), в котором происходит дополнительное расширение продуктов сгорания на рабочих лопатках ТП до давления ниже атмосферного (около 0,05 МПа). Далее происходит охлаждение продуктов сгорания в ТО с использованием охлаждающей воды. Затем продукты сгорания поступают в ДК, где происходит их

дальнейшее сжатие до давления выше атмосферного.

Основные результаты расчета математической модели двигателя типа НК-16СТ с ОГГ, охлаждаемого водными ресурсами при стандартных атмосферных условиях и реальных гидравлических потерях на входе и выходе в ГТД, представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчета ММ ГТД типа НК-16СТ с ОГГ, охлаждаемого водными ресурсами

Показатель параметра, размерность	Значение
Расход воздуха через компрессор, кг/с	95,34
Расход топливного газа, кг/с	1,0878
Температура в камере сгорания, К	1100
Давление газа за силовой турбиной, МПа	0,0961
Температура газа за турбиной перерасширения, К	566,36
Давление газа за турбиной перерасширения, МПа	0,053
Температура газа на входе в дожимающий компрессор, К	383
Давление газа на входе в дожимающий компрессор, МПа	0,0508
Температура охлаждающей воды на входе в ТО, К	333,15
Температура охлаждающей воды на выходе из ТО, К	363,15
Расход охлаждающей воды, кг/с	158,11
Мощность циркуляционного насоса охлаждающей воды, кВт	37,2024
Расход продуктов сгорания на выхлопе, кг/с	91,99
Температура газа на срезе выхлопного патрубка, К	475,62
Мощность, кВт	16000
Эффективный КПД, %	30

Для повышения тепловой экономичности и создания эффективных энергетических систем на базе рассматриваемой ГТД типа НК-16СТ с ОГГ предлагается схема реализации бинарной энергоустановки на низкокипящем рабочем теле – жидком метаноле  $\text{CH}_3\text{OH}$  (рис. 3).

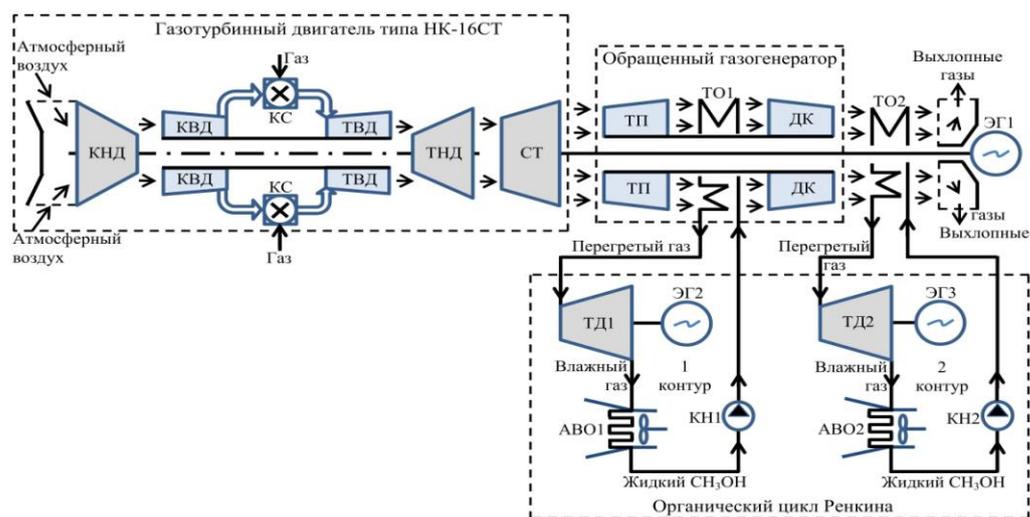


Рис. 3. Принципиальная схема газотурбинного двигателя типа НК-16СТ с использованием ОГГ, охлаждаемого жидким метанолом  $\text{CH}_3\text{OH}$ : ТО1, ТО2 – теплообменник-охладитель первого и второго контура; ТД1, ТД2 – турбодетандер; АВО1, АВО2 – аппарат воздушного охлаждения; КН1, КН2 – конденсатный насос; ЭГ1, ЭГ2, ЭГ3 – электрогенератор

Бинарный термодинамический цикл – совокупность двух термодинамических циклов, осуществляемых двумя рабочими телами так, что теплота, отводимая в одном цикле, используется в другом цикле [7].

Бинарная энергоустановка работает следующим образом (рис. 3). Высокотемпературные продукты сгорания (566,36 К) после ТП подают в теплообменник-охладитель первого контура (ТО1), где они охлаждаются жидким метанолом, который циркулирует в первом контуре теплового двигателя, до температуры выше температуры конденсации водяных паров (383 К). Затем продукты сгорания направляют в ДК, там происходит их сжатие до давления выше атмосферного с повышением температуры (475,62 К). На выходе из ОГГ продукты сгорания поступают в теплообменник-охладитель второго контура (ТО2), где происходит их охлаждение до требуемой температуры с использованием жидкого метанола второго контура циркуляции. Жидкий метанол  $\text{CH}_3\text{OH}$  первого и второго контура сжимают в конденсатном насосе КН1 (КН2) до высокого давления и направляют в ТО1 (ТО2) для охлаждения продуктов сгорания ГТД. В процессе охлаждения продуктов сгорания ГТД теплота отводится на нагрев и испарение жидкого метанола  $\text{CH}_3\text{OH}$  до температуры перегретого газа. Далее перегретый газ  $\text{CH}_3\text{OH}$  расширяется в турбодетандере ТД1 (ТД2), который соединен с электрогенератором. На выходе из турбодетандера отработавший в турбине газ направляют в конденсатор воздушного охлаждения АВО1 (АВО2), где, в процессе охлаждения газа  $\text{CH}_3\text{OH}$  ниже его температуры насыщения, происходит интенсивное сжижение (конденсация), после чего конденсат (жидкость) направляют в КН1 (КН2), и цикл повторяется.

В качестве теплоносителя и низкокипящего рабочего тела выбран метанол  $\text{CH}_3\text{OH}$ , который не используется в традиционных паровых энергоустановках. Сравним основные термодинамические и теплофизические свойства (табл. 3) предлагаемого низкокипящего рабочего тела  $\text{CH}_3\text{OH}$  с традиционным водяным паром  $\text{H}_2\text{O}$ .

Таблица 3

Термодинамические и теплофизические показатели для метанола и водяного пара

Показатель параметра, размерность	$\text{CH}_3\text{OH}$	$\text{H}_2\text{O}$	Преимущества
Критическая температура, К	512,6	647,1	$\text{CH}_3\text{OH}$
Критическое давление, МПа	8,103	22,064	$\text{CH}_3\text{OH}$
Критическая плотность, $\text{кг/м}^3$	275,56	322	$\text{H}_2\text{O}$
Температура тройной точки, К	175,61	273,16	$\text{CH}_3\text{OH}$
Температура кипения при давлении 0,1 МПа, К	337,63	373,12	$\text{CH}_3\text{OH}$
Кинематическая вязкость жидкой фазы при давлении 0,1 МПа, $\text{см}^2/\text{с}$	0,0043	0,003	$\text{H}_2\text{O}$
Кинематическая вязкость газообразной фазы при давлении 0,1 МПа, $\text{см}^2/\text{с}$	0,088	0,2	$\text{CH}_3\text{OH}$
Теплопроводность жидкой фазы при 0,1 МПа, $\text{Вт/м}\cdot\text{К}$	0,19	0,68	$\text{H}_2\text{O}$
Теплопроводность газообразной фазы при 0,1 МПа, $\text{Вт/м}\cdot\text{К}$	0,02	0,025	$\text{H}_2\text{O}$
Удельная теплота парообразования, $\text{кДж/кг}$	1100	2256,5	$\text{CH}_3\text{OH}$
Изобарная теплоемкость жидкой фазы, $\text{кДж/кг}\cdot\text{К}$	2,82	4,21	$\text{H}_2\text{O}$
Изобарная теплоемкость газообразной фазы, $\text{кДж/кг}\cdot\text{К}$	4,43	2,08	$\text{CH}_3\text{OH}$

Из табл. 3 видно, что традиционный теплоноситель  $\text{H}_2\text{O}$  характеризуется более высокой теплопроводностью и теплоемкостью жидкой фазы, имеет низкую кинематическую вязкость жидкой фазы. При этом преимущество использования метанола  $\text{CH}_3\text{OH}$  в качестве рабочего тела и охлаждающей жидкости характеризуется высокой теплоемкостью и плотностью газообразной фазы, низкой температурой кипения, замерзания и теплотой парообразования, что позволяет проводить термодинамические процессы при более низких температурах.

Применение метанола в качестве рабочего тела позволяет создать компактную малогабаритную турбину, так как объемный расход газа (пара) через последнюю ступень в случае применения метанола значительно уменьшается. Так, при температуре конденсации 338,69 К удельный объем водяного пара составляет 6,05 м<sup>3</sup>/кг при давлении 0,0256 МПа, в то время как у метанола – 0,787 м<sup>3</sup>/кг при давлении 0,1056 МПа. В результате в низкокипящем рабочем контуре отсутствует вакуумная система удаления воздуха из конденсатора АВО со всеми ее эксплуатационными проблемами. Это позволяет создавать конструкции минимальных габаритов из обычных материалов (низкий уровень температур, минимальные окружные скорости и напряжения). В качестве расширительных машин и приводов электрогенераторов в органическом цикле Ренкина малой мощности могут быть использованы радиально-осевые центробежные турбины, которые нашли широкое применение в областях криогенной техники (турбодетандеры в ожижителях природного газа) [8, 9].

Основные результаты расчета математической модели двигателя типа НК-16СТ с ОГГ, охлаждаемого жидким метанолом СН<sub>3</sub>ОН, представлены в табл. 4.

Таблица 4

Результаты расчета ММ ГТД типа НК-16СТ с ОГГ, охлаждаемого жидким метанолом СН<sub>3</sub>ОН при стандартных атмосферных условиях

Показатель параметра, размерность	Значение		
<b>Газотурбинный двигатель</b>			
<b>ГТД</b>			
Расход воздуха в компрессор, кг/с	95,34		
Температура в камере сгорания, К	1100		
Расход топливного газа, кг/с	1,0878		
Температура газа за турбиной перерасширения, К	566,36		
Давление газа за турбиной перерасширения, МПа	0,053		
Температура газа на входе в дожимающий компрессор, К	383		
Давление газа на входе в дожимающий компрессор, МПа	0,0508		
Температура газа на выходе из дожимающего компрессора, К	475,62		
Температура выхлопных газов, К	378,15		
Расход продуктов сгорания на выхлопе, кг/с	91,99		
Мощность, кВт	16000		
Эффективный КПД, %	30		
<b>Теплообменник-охладитель первого и второго контура</b>			
Температура метанола, К	вход	339,4	337,68
	выход	543,15	453,15
Давление метанола, МПа	вход	8,41	2,42
	выход	7,9	2,27
Расход метанола, кг/с	13,5	7,64	
Теплопроизводительность, кВт	17216	9056	
<b>Турбодетандер</b>			
Температура метанола, К	вход	543,15	453,15
	выход	338,69	338,69
Давление метанола, МПа	вход	7,9	2,27
	выход	0,1056	0,1056
Расчетный изоэнтروпийный КПД	0,87	0,87	
Вырабатываемая мощность, кВт	4208,6	1651	
<b>Аппарат воздушного охлаждения</b>			
Температура охлаждаемого метанола, К	вход	338,69	338,69
	выход	337	337

Давление охлаждаемого метанола, кПа	вход	105,6	105,6
	выход	101,37	101,37
Температура охлаждающего воздуха, К	вход	298,15	298,15
	выход	318,15	318,15
Расчетная поверхность теплообмена, м <sup>2</sup>		7875	4456
Объемный секундный расход охлаждающего воздуха, м <sup>3</sup> /с		551	312
Потребляемая мощность на электродвигатель вентилятора, кВт		130	74
<b>Конденсатный насос</b>		<b>КН1</b>	<b>КН2</b>
Давление метанола, кПа	вход	101,37	101,37
	выход	8410	2420
Температура метанола, К	вход	337	337
	выход	339,4	337,68
Расход метанола, кг/с		13,5	7,64
Потребляемая мощность, кВт		180	29
<b>Основные показатели</b>			
Теплота, подведенная с топливом в камере сгорания ГТД, кВт		52790,1	
Суммарная полезная электрическая мощность комбинированной установки с учетом затрат на КН1 (КН2) и АВО1 (АВО2), кВт		21109	
Эффективный КПД комбинированной установки, %		40	
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии в комбинированной установке, кг/кВт.ч		0,307	

Аппараты воздушного охлаждения наиболее эффективны в тех случаях, когда они предназначены для снижения температуры до 333 К и давления до 6,4 МПа. АВО имеют более длительный срок службы, по сравнению с аппаратами водяного охлаждения, из-за меньшего загрязнения и коррозии наружной поверхности теплообмена [10].

### Выводы

1. По результатам расчета математической модели видно, что использование газотурбинного двигателя типа НК-16СТ с ОГТ, охлаждаемого жидким метанолом  $\text{CH}_3\text{OH}$ , приводит к увеличению выработки электроэнергии на 5,685 МВт – до уровня 21,109 МВт с общей эффективностью 40% без использования дополнительного топлива и без увеличения эмиссии вредных веществ. Следует отметить, что использование более высокотемпературных газотурбинных двигателей типа АЛ-31СТН (ОАО УМПО) или НК-38СТ (ОАО КМПО) может привести к увеличению эффективного КПД комбинированной установки до 50%.

2. Эффективность перехода на низкокипящие рабочие тела обеспечивает целый ряд преимуществ: а) отсутствие вакуума в установке; б) меньшие габариты и более высокие значения КПД турбомашин; в) возможность использования прямоточного теплообменника-охладителя, упрощающего энергетическую установку; г) отсутствие коррозии элементов установки и эрозии лопаток турбины.

### Литература

1. Peter Jansohn. Modern Gas Turbine Systems: High Efficiency, Low Emission, Fuel Flexible Power Generation. Woodhead Publishing Series in Energy. Elsevier, 2013. 837 pages.

2. Иноземцев А.А., Нихамкин М.А. Основы конструирования авиационных двигателей и энергетических установок. Общие сведения. Основные параметры и требования. Конструктивные и силовые схемы. М.: Машиностроение, 2008. 208 с.

3. РТЭ ГТД НК-16СТ. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.turbinst.ru/6830-rte-gtd-nk-16st.html>.

4. Гафуров А.М., Осипов Б.М., Титов А.В., Гафуров Н.М. Программная среда для проведения энергоаудита газотурбинных установок. // Энергетика Татарстана. 2015. № 3 (39). С. 20–25.
5. Титов А.В., Осипов Б.М. Автоматизированная система газодинамического расчета энергетических турбомашин редакция 014. / Программа для ЭВМ № 2015613993 РФ, 20.04.2015 г.
6. Перельштейн Б.Х. Новые энергетические системы: Монография. Казань: Изд-во Казан. гос. техн. ун-та, 2008. 244 с.
7. Николаев Г.П., Лойко А.Э. Техническая термодинамика. / Учебное издание. Екатеринбург, УрФУ, 2013. 227 с.
8. Гафуров А.М. Потенциал для преобразования низкопотенциальной тепловой энергии в работу теплового двигателя. // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2014. №3 (23). С. 19–24.
9. Чумаков Ю.А. Теория и расчет транспортных газотурбинных двигателей. / Учебник. Изд-во Инфра-М, 2012. 448 с.
10. Ananthanarayanan. P.N. Basic Refrigeration and Air Conditioning. Fourth edition. Tata McGraw-Hill Education, 2013. 738 pages.

### **Авторы публикации**

**Гафуров Айрат Маратович** – инженер I категории отдела «Управление научно-исследовательской работы» Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: progress150987@rambler.ru.

**Осипов Борис Михайлович** – к.т.н., профессор кафедры «Энергетическое машиностроение» (ЭМ) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: obm0099@yandex.ru.

**Гатина Резеда Зуфаровна** – студентка 4 курса кафедры «Химия и технология высокомолекулярных соединений» Казанского национального исследовательского технологического университета (КНИТУ).

**Гафуров Наиль Маратович** – студент 4 курса кафедры «Химия и технология высокомолекулярных соединений» Казанского национального исследовательского технологического университета (КНИТУ). E-mail: hankmpro@mail.ru.

### **References**

1. Peter Jansohn. Modern Gas Turbine Systems: High Efficiency, Low Emission, Fuel Flexible Power Generation. Woodhead Publishing Series in Energy. Elsevier, 2013. 837 pages.
2. Inozemtsev A.A., Nikhamkin M.A. Bases of designing of aviation engines and power installations. General information. Key parameters and requirements. Constructive and power schemes. M.: Mechanical engineering, 2008. 208 pages.
3. RTE GTD NK-16ST. [Electronic resource] / Access mode: <http://www.turbunist.ru/6830-rte-gtd-nk-16st.html>.
4. Gafurov A.M., Osipov B.M., Titov A.V., Gafurov N.M. Program environment for carrying out an energy audit of gas turbine units. // Power industry of Tatarstan. 2015. No. 3 (39). pp 20-25.
5. Titov A.V., Osipov B.M. The automated system of gasdynamic calculation of power turbomachines edition 014. Computer program No. 2015613993 of the Russian Federation, 20.04.2015.
6. Perelstein B.H. New power generating systems: Monograph. Kazan: Publishing house Kazan. state. tekhn. un-sity, 2008. 244 pages.
7. Nikolaev G.P., Loyko A.E. Engineering thermodynamics. Educational edition. - Yekaterinburg, URFA, 2013. 227 pages.
8. Gafurov A.M. Potential for transformation of low-potential heat energy to operation of the heat engine. // Bulletin of the Kazan state power university. 2014. No. 3 (23). pp 19-24.

© *А.М. Гафуров, Б.М. Осипов, Р.З. Гатина, Н.М. Гафуров*

9. Chumakov Yu.A. Theory and calculation of transport gas-turbine engines. Textbook. Infra-M publishing house, 2012. 448 pages.

10. Ananthanarayanan. P.N. Basic Refrigeration and Air Conditioning. Fourth edition. Tata McGraw-Hill Education, 2013. 738 pages.

#### **Authors of the publication**

*Airat M. Gafurov* – engineer of the I category of department «Management of research work» Kazan state power engineering university (KSPEU). E-mail: progress150987@rambler.ru.

*Boris M. Osipov* – cand. tech. sci., professor department «Power engineering» Kazan state power engineering university (KSPEU). E-mail: obm0099@yandex.ru.

*Reseda Z. Gatina* – 4th year student, department «Chemistry and Technology of Macromolecular Compounds» Kazan National Research Technological University (KNRTU).

*Nail M. Gafurov* – 4th year student, department «Chemistry and Technology of Macromolecular Compounds» Kazan National Research Technological University (KNRTU). E-mail: hankmpro@mail.ru.

***Поступила в редакцию***

***22 марта 2017 г.***

УДК 621.3.014.7

## ПРОСТЕЙШИЕ АЛГОРИТМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ СИГНАЛОВ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА НАПРЯЖЕНИЯ В ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

С.И. Новиков, И.Л. Кузьмин, Р.Г. Хузяшев

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

**Резюме:** В статье описан алгоритм регистрации сигнала переходного процесса, рождаемый как однофазным замыканием на землю, так и нормальными коммутационными процессами. Регистрация осуществляется с помощью датчиков напряжения, которые установлены на воздушной линии электропередач. Для регистрации переходного процесса на фоне синусоидального сигнала промышленной частоты в датчике реализован пусковой алгоритм на основе цифрового фильтра, который представляет собой разность двух отчетов, разделенных временным интервалом. Оценка эффективности предложенного алгоритма производилась путем сравнения с известными алгоритмами обнаружения сигналов по двум параметрам: по максимальной величине отношения сигнал/помеха и по количеству вычислительных операций. Показано, что предложенный алгоритм цифрового фильтра датчика занимает меньшие ресурсы памяти и требует меньших вычислительных мощностей микроконтроллера, и в то же время не менее эффективно выделяет сигнал переходного процесса на фоне помехи.

**Ключевые слова:** замыкание на землю, датчик тока и напряжения, регистрация переходного процесса, цифровой алгоритм, амплитудно-частотная характеристика.

## THE SIMPLEST SIGNAL DETECTION ALGORITHMS OF TRANSITION PROCESS OF TENSION IN POWER LINES

I.L. Kuz'min, S.I. Novikov, R.G. Khuzyashev

Kazan state power engineering university, Kazan, Russia

**Abstract:** In paper the algorithm of registration of a signal of transition process which is given rise both by single-phase short circuit on the earth and is described by normal switching processes. Registration is performed by means of tension sensors which are established on an overhead power transmission line. The efficiency evaluation of the offered algorithm was made by comparison with the known signal detection algorithms in two parameters: in the maximum size of the relation a signal/hindrance and by the number of computing transactions. It is shown that the offered algorithm of the digital filter of the sensor occupies smaller resources of memory and requires smaller computing capacities of the microcontroller, and in too time allows to register reliably transitional process.

**Keywords:** short circuits on the earth, the sensor of current and voltage, registration of transition process, digital-signal algorithm, amplitude-frequency characteristic.

### Введение

Для определения места однофазного замыкания на землю (далее ОЗЗ) в сетях с разветвленной топологией авторами [1] предлагается использовать волновой метод [2, 3], основанный на регистрации времени прихода сигнала напряжения переходного процесса (далее ПП), рождаемого в месте возникновения ОЗЗ. Амплитуда таких сигналов меньше или сравнима с амплитудой фазного напряжения промышленной частоты, но скорость изменения амплитуды сигнала ПП на несколько порядков превышает аналогичный параметр фазного напряжения промышленной частоты. Поэтому очевидна необходимость использования надежного алгоритма обнаружения сигнала ПП, работоспособного в условиях малого отношения сигнал/помеха.

Результаты экспериментальных измерений и численного моделирования [4, 5] показывают, что сигнал ПП, рождаемый как ОЗЗ, так и нормальными коммутационными процессами, описывается комбинацией гармонических колебаний дискретных частот, значения которых находятся в диапазоне от единиц до сотен килогерц. Все колебания генерируются одновременно в момент начала ПП. Каждое колебание фиксированной частоты затухает в течение 3–4 периодов, поэтому визуально на осциллограмме сперва фиксируется более высокочастотное, а затем более низкочастотное колебание. Примеры экспериментально зафиксированных сигналов ПП на разработанном авторами программно-аппаратном комплексе (далее датчик) [1] показаны на рис. 1.

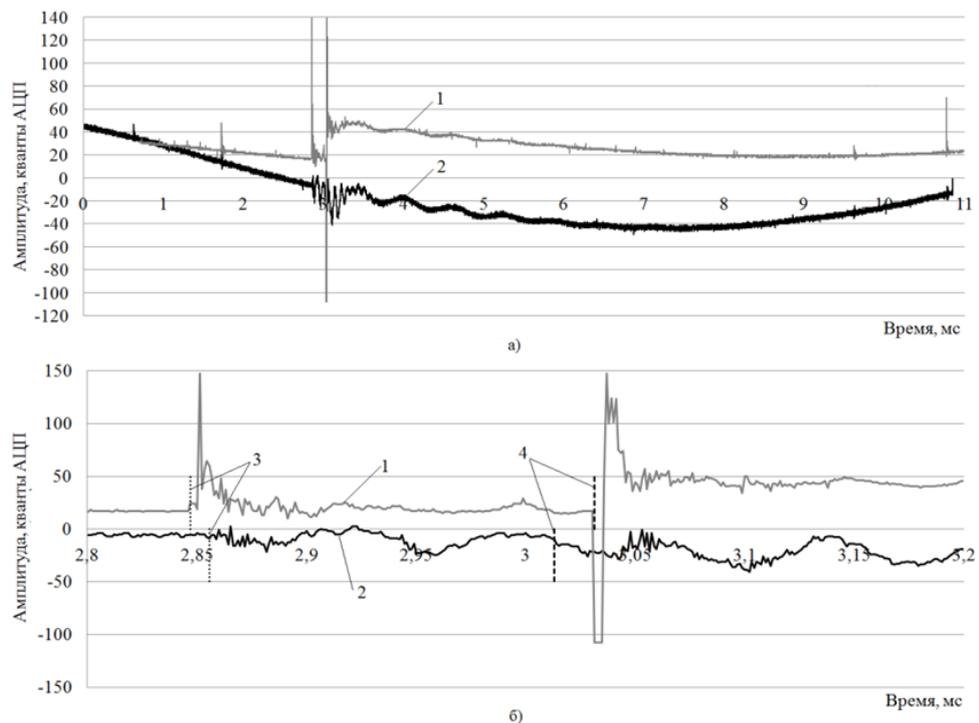


Рис. 1. Осциллограммы, зарегистрированные датчиками в единой шкале времени: а) общий вид осциллограмм; б) увеличенный масштаб переходного процесса: 1 – осциллограмма датчика №1; 2 – осциллограмма датчика №4; 3 – вертикальные метки начала переходного процесса, определенные визуально из осциллограмм сигналов; 4 – вертикальные метки, зарегистрированных отсчетов по пусковому алгоритму

Осциллограммы напряжения в единой шкале времени зарегистрированы двумя датчиками, уставленными на ЛЭП 10 кВ в филиале ОАО «Сетевая компания» Казанских

электрических сетей, на расстоянии между собой 1,8 км, которые синхронно сработали на скачок напряжения при подключении нагрузки. Амплитуда выходного сигнала имеет размерность одного кванта аналого-цифрового преобразователя (далее АЦП). Для снятия первичной информации о фазном напряжении на воздушной линии электропередач используется емкостной делитель напряжения, в котором в качестве высоковольтного плеча выступает линейный подвесной изолятор, а в качестве низковольтного плеча – низковольтный конденсатор [6]. Период дискретизации входного сигнала составляет 1,085 мкс, длительность регистрации – 10 мс, разрядность АЦП – 8 бит.

Амплитуда сигнала каждой частоты варьируется в широком диапазоне, что обусловлено большим количеством влияющих факторов, и составляет от единиц процента до трехкратного превышения амплитуды сигнала напряжения промышленной частоты, на фоне которого регистрируется ПП.

### **Дифференциальный алгоритм**

Для регистрации переходного процесса на фоне синусоидального сигнала промышленной частоты в датчике реализован пусковой алгоритм на основе цифрового фильтра [7], который обрабатывает входные оцифрованные отсчеты по формуле

$$Y_{(i,n)} = X_{(i)} - X_{(i,n)}, \quad (1)$$

где  $X_{(i)}$  и  $Y_{(i,n)}$  – отсчеты входных и выходных сигналов;  $i$  – номер отсчета исследуемого сигнала;  $n$  – разница номеров отсчетов, участвующих в реализации алгоритма цифрового фильтра. Дифференциальный алгоритм имеет программируемую уставку как по амплитуде, так и по времени. Для срабатывания пускового алгоритма датчика амплитуда выходного сигнала (1) должна превысить программируемый порог срабатывания, выбираемый в диапазоне 2–100 относительных единиц. После этого проверяется уставка по времени, а именно количество превышений порога срабатывания, которое программируется от 1 до 100 отсчетов.

Оценим эффективность используемого алгоритма, по сравнению с известными алгоритмами обнаружения сигналов, по двум параметрам: по максимальной величине отношения сигнал/помеха и по количеству вычислительных операций.

### **Статистические свойства шума зарегистрированных осциллограмм**

Классическая теория обработки сигналов [8] говорит, что в условиях нормального шума максимальное отношение сигнал/шум получается при оптимальном алгоритме обработки входной смеси сигнала и шума.

Для иллюстрирования статистических свойств шума, зарегистрированных разработанным программно-аппаратным комплексом, на рис. 2 изображен характерный спектр сигнала, отражающий обратно пропорциональную зависимость спектральных составляющих амплитуды сигнала с ростом частоты. Для получения спектра осциллограмма входного сигнала, зафиксированная в нормальном режиме (т.е. при отсутствии сигнала ПП), была нормализована путем вычитания из нее синусоидальной функции, амплитуда, частота (полагалась равной 50 Гц) и начальная фаза которой были определены для основной моды исходного сигнала. Приведенная характеристика шумового сигнала не укладывается в понятие «белый» шум, рассматриваемое в теории оптимальной фильтрации [8]. В решаемой нами задаче обнаружения сигнала переходного процесса будем считать синусоидальный сигнал частотой 50 Гц основной помехой, а сигнал переходного процесса – полезным сигналом.

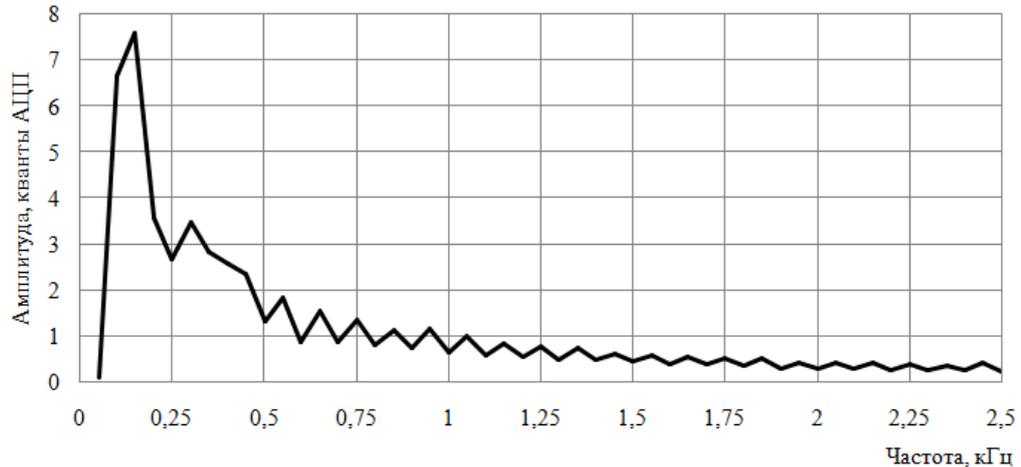


Рис. 2. Спектр пяти нормализованных осциллограмм датчика №4 для нормального режима сети

### Оптимальный фильтр

Для применения оптимальной обработки сигнала необходимо освободиться от наиболее значительной по амплитуде, фиксированной по частоте компоненты помехи в виде синусоидального напряжения частотой 50 Гц. Совместим эту процедуру с оптимальной обработкой входного полезного сигнала. Как было сказано выше, начало ПП описывается синусоидальным сигналом, частота которого меняется в достаточно широких пределах. При этом задача выделения ПП может быть выполнена обработкой любой синусоидальной компоненты, описывающей начало ПП. В качестве модели сигнала ПП будем использовать один период синусоидального сигнала частотой  $f_0$ . Тогда в качестве коэффициентов оптимального фильтра выберем отсчеты синусоидальной функции эталонной частоты  $f_0$  на интервале одного периода. Амплитудно-частотная характеристика (далее АЧХ) оптимального фильтра представляет собой функцию, комплексно сопряженную со спектром эталонного сигнала, а импульсная характеристика является зеркальным отображением временной функции эталонного сигнала. Оптимальный фильтр численно реализуется соответствующим выбором коэффициентов нерекурсивного цифрового фильтра. Тогда выходной сигнал оптимального цифрового фильтра описывается выражением

$$Y_{(i)} = \sum_{p=0}^{m-1} \left[ \sin \left( \frac{\pi}{m} + \frac{2\pi p}{m} \right) X_{\left( i - \frac{f_d p}{mf} \right)} \right], \quad (2)$$

где  $X_{(i)}$  и  $Y_{(i)}$  – отсчеты входных и выходных сигналов;  $i$  – номер отсчета исследуемого сигнала;  $m$  – количество коэффициентов, участвующих в реализации алгоритма цифрового фильтра, равномерно распределенных на интервале периода синусоиды;  $p$  – номер коэффициента, участвующего в реализации алгоритма цифрового фильтра;  $f_0$  – частота эталонного сигнала, на который настроен оптимальный фильтр;  $f_d$  – частота дискретизации входного сигнала.

Для оценки амплитуды выходного сигнала помехи, в виде синусоидального сигнала промышленной частоты 50 Гц, будем использовать АЧХ оптимального фильтра. Для оценки амплитуды выходного полезного сигнала будем использовать «переходную» характеристику (далее ПХ) – зависимость максимальной выходной амплитуды полезного сигнала от его частоты  $f$ .

### Анализ АЧХ и ПХ оптимального фильтра и дифференциального алгоритма

Для анализа отношения сигнал/помеха на выходе оптимального фильтра при произвольной величине  $m$  можно получить АЧХ  $K(f)$  и ПХ  $P(f)$  как численно (пропуская соответствующий дискретизированный во времени сигнал через цифровой фильтр (2)), так и аналитически. АЧХ  $K(f)$  определяется в предположении, что входной сигнал описывается неограниченным количеством периодов. Для упрощенного получения этой аналитической зависимости без применения квадратурной обработки сигнала выберем такую начальную фазу входного сигнала, которая дает максимальное значение выходного сигнала оптимального фильтра. Запишем выражение для величины выходного сигнала оптимального фильтра в виде функции от числа коэффициентов  $m$  оптимального фильтра.

При  $m \rightarrow \infty$  АЧХ выражается интегралом, который численно равен площади под интегральной функцией и обладает размерностью – время:

$$K(f) = \left| \frac{\frac{1}{2f_0}}{\frac{1}{2f_0}} \int \sin(2\pi f_0 t) \sin(2\pi f t) dt \right| = \left| \frac{\sin\left(\pi \frac{f-f_0}{f_0}\right)}{2\pi(f-f_0)} - \frac{\sin\left(\pi \frac{f+f_0}{f_0}\right)}{2\pi(f+f_0)} \right|. \quad (3)$$

С целью уменьшения вычислительных операций при обработке сигнала площадь подынтегральной функции (3) вычисляются приближенно, разбивая интервал интегрирования на конечное число равных отрезков величиной  $1/f_0 m$ . При  $m=2$  АЧХ выражается площадью двух прямоугольников, высота которых равна произведению коэффициента цифрового фильтра, равного отсчету эталонного сигнала частотой  $f_0$ , на дискретный отсчет входного синусоидального сигнала частотой  $f$ . Тогда АЧХ равна

$$K_m(f) = \left| \frac{\sin\left(-\frac{\pi}{2}\right) \sin\left(2\pi f \left(t_0 - \frac{1}{4f_0}\right)\right) + \sin\left(\frac{\pi}{2}\right) \sin\left(2\pi f \left(t_0 + \frac{1}{4f_0}\right)\right)}{f_0 m} \right|.$$

Максимальная величина выходного сигнала получается при  $t_0=0$ :

$$K_m(f) = \left| \frac{\sin\left(\frac{\pi f}{2f_0}\right)}{f_0} \right|. \quad (4)$$

Частота эталонного сигнала  $f_0$ , частота дискретизации  $f_d$  и количество коэффициентов цифрового фильтра  $m$  связаны следующим соотношением: во временном интервале  $1/(f_0 m)$  должно укладываться произвольное целое число  $k$  интервалов дискретизации по времени  $1/f_d$  входного сигнала. Отсюда следует  $f_0 = f_d / (mk)$ , где  $k$  – любое целое число. Для произвольного количества коэффициентов  $m$  АЧХ цифрового фильтра при  $t_0=0$  записывается следующим выражением:

$$K_m(f) = \frac{1}{f_0 m} \sum_{p=0}^{m-1} \sin\left(\frac{\pi}{m} + \frac{\pi(2p-m)}{m}\right) \sin\left(\frac{\pi f}{f_0 m} - \frac{\pi f(2(p+1)-m)}{f_0 m}\right). \quad (5)$$

Для перехода к безразмерным величинам выражения (3–5) умножим на  $f_0$ . Получим:

$$K(f) = \left| f_0 \left( \frac{\sin\left(\pi \frac{f-f_0}{f_0}\right)}{2\pi(f-f_0)} - \frac{\sin\left(\pi \frac{f+f_0}{f_0}\right)}{2\pi(f+f_0)} \right) \right| = \left| \frac{\sin\left(\pi \frac{f-f_0}{f_0}\right)}{2\pi\left(\frac{f-f_0}{f_0}\right)} - \frac{\sin\left(\pi \frac{f+f_0}{f_0}\right)}{2\pi\left(\frac{f+f_0}{f_0}\right)} \right|, \quad (6)$$

$$K_m(f) = \frac{1}{m} \sum_{p=0}^{m-1} \sin\left(\frac{\pi}{m} + \frac{\pi(2p-m)}{m}\right) \sin\left(\frac{\pi f}{f_0 m} - \frac{\pi f(2(p+1)-m)}{f_0 m}\right). \quad (7)$$

При регистрации сигнала переходного процесса, в виде одного периода синусоидального сигнала частотой  $f$ , максимальные значения выходного сигнала оптимального фильтра достигаются в трех разных временных интервалах. Первый интервал соответствует случаю, когда половина входного сигнала зашла в оптимальный фильтр (если  $1/f < 1/f_0$ ) или когда часть входного сигнала дошла до середины оптимального фильтра (если  $1/f > 1/f_0$ ). Второй интервал соответствует случаю, когда середина входного сигнала дошла до середины оптимального фильтра. При этом амплитуда выходного сигнала в два раза больше, чем на первом интервале. Третий интервал аналогичен первому и соответствует случаю, когда последняя половина входного сигнала еще в оптимальном фильтре (если  $1/f < 1/f_0$ ) или когда конец входного сигнала достиг середины оптимального фильтра (если  $1/f > 1/f_0$ ). Зависимость максимальной амплитуды выходного сигнала от частоты  $f$  отображает «переходная» характеристика анализируемого цифрового фильтра. Для сигналов переходного процесса, частота синусоидального сигнала которых меньше эталонной частоты оптимального фильтра  $f < f_0$ , «переходная» характеристика совпадает с АЧХ оптимального фильтра и определяется выражениями (6, 7). Если частота сигнала переходного процесса больше эталонной частоты оптимального фильтра  $f > f_0$ , то «переходная» характеристика определяется выражением (8). Для получения безразмерного выражения оно умножается на частоту  $f_0$ , обратная величина которой отображает один из линейных размеров площади, вычисляемой интегралом. В то же время она отображает временную длительность сигнала, энергия которого определяет амплитуду выходного сигнала оптимального фильтра:

$$P(f) = f_0 \left| \frac{1}{2f_0} \int_{-\frac{1}{2f_0}}^{\frac{1}{2f_0}} \sin(2\pi f_0 t) \sin(2\pi f t) dt \right| = \left| \frac{\sin\left(\pi \frac{f-f_0}{f}\right)}{2\pi\left(\frac{f-f_0}{f_0}\right)} - \frac{\sin\left(\pi \frac{f+f_0}{f}\right)}{2\pi\left(\frac{f+f_0}{f_0}\right)} \right|. \quad (8)$$

На рис. 3 показаны ПХ оптимального фильтра с эталонной частотой 5; 20; 100 и 500 кГц при  $m = \infty$ . Максимальная амплитуда выходного сигнала соответствует частоте входного сигнала, равной эталонной частоте оптимального фильтра  $f = f_0$ .

При конечном числе коэффициентов  $m$  «переходная» характеристика запишется в виде формулы (7), если  $\left| \frac{\pi f}{f_0 m} - \frac{\pi f(2(p+1)-m)}{f_0 m} \right| < \pi$ . Если  $\left| \frac{\pi f}{f_0 m} - \frac{\pi f(2(p+1)-m)}{f_0 m} \right| > \pi$ , то значение полезного сигнала будет равно 0 и, соответственно, произведение коэффициента оптимального фильтра на отсчеты входного сигнала будут также равны 0.

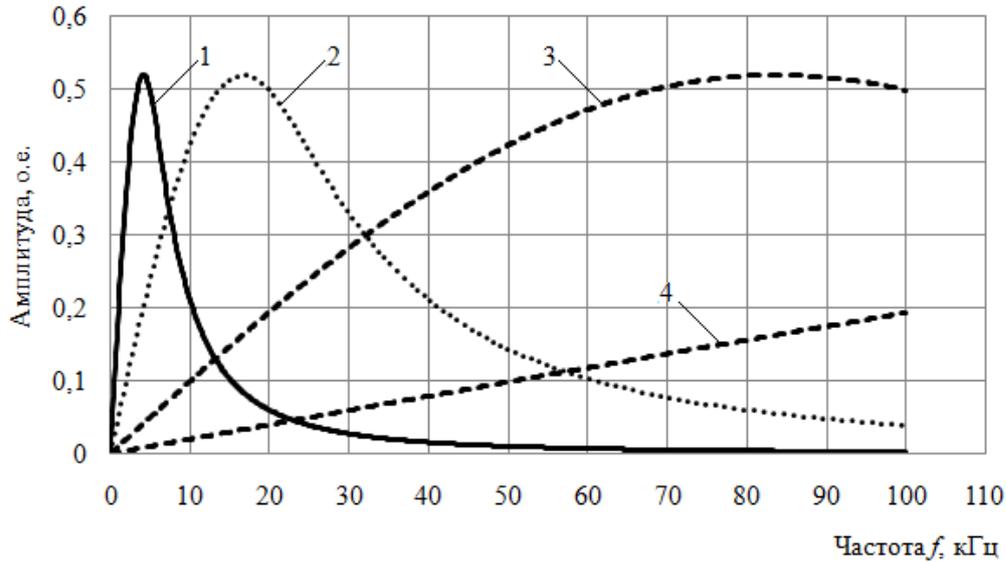


Рис. 3. Переходная характеристика оптимального фильтра при  $m=\infty$ : 1 –  $f_0 = 5$  кГц; 2 –  $f_0 = 20$  кГц, 3 –  $f_0 = 100$  кГц; 4 –  $f_0 = 500$  кГц

Дифференциальный алгоритм представляет собой разность двух отчетов, разделенных временным интервалом  $n_r = n/f_d$ , где  $n$  – разность номеров отсчетов входного сигнала;  $f_d$  – частота дискретизации входного сигнала. Дифференциальный алгоритм является частным случаем оптимального фильтра при количестве коэффициентов  $m=2$ , АЧХ которого представлена формулой (4), домноженной на  $f_0$  для перехода к безразмерным величинам. При этом максимальная амплитуда выходного сигнала образуется, когда происходит вычитание максимального и минимального значения амплитуды синусоиды полезного сигнала. Данные значения разделены временным интервалом, равным половине периода полезного сигнала  $n_r = 1/2f$ . Для оптимального фильтра максимальная амплитуда выходного сигнала соответствует частоте входного сигнала, равной эталонной частоте оптимального фильтра  $f=f_0$ . Тогда параметр  $n$  и эталонная частота оптимального фильтра связаны соотношением

$$\frac{n}{f_d} = \frac{1}{2f_0}, \quad (9)$$

и АЧХ дифференциального алгоритма можно представить формулой

$$K(f) = \left| \sin \left( \frac{\pi f n}{f_d} \right) \right|. \quad (10)$$

Для оценки амплитуды помехи на выходе дифференциального алгоритма используем  $f=50$  Гц в выражении (10).

«Переходная» характеристика дифференциального алгоритма (рис. 4) была определена численным способом, аналогично «переходной» характеристике оптимального фильтра, так как является частным случаем оптимального фильтра при количестве коэффициентов  $m=2$ .

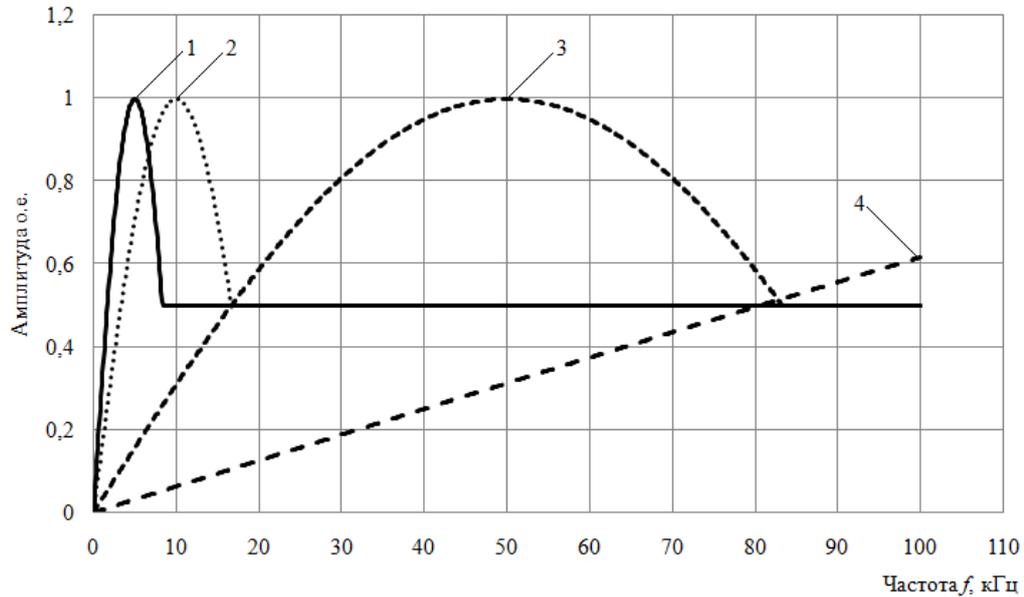


Рис. 4. Переходная характеристика дифференциального алгоритма: 1 –  $n = 100$ ; 2 –  $n = 50$ ; 3 –  $n = 10$ ; 4 –  $n = 1$

#### Анализ отношения сигнал/помеха

Для полученных аналитически АЧХ упомянутых выше фильтров легко оценить величину сигнал/помеха на выходе пускового алгоритма (1) и на выходе оптимального фильтра. Отношение сигнал/помеха выходного сигнала описывается отношением  $P(f)/K(f_{50})$ ,  $P(f)$  – коэффициент пропускания выходного полезного сигнала частотой  $f$  полученный с помощью «переходной» характеристики;  $K(f_{50})$  – коэффициент пропускания выходного сигнала промышленной частоты 50 Гц, полученный с помощью АЧХ. Для сравнения отношение сигнал/помеха было получено для коэффициента эксцесса, который используется для фиксации фронта волны в работе [9]. Расчет коэффициента эксцесса применяется для определения места повреждения в многофункциональном устройстве регистрации процессов, измерения показателей качества электроэнергии и определения места повреждения «ЭНИС» [10]. На рис. 5 на одном графике представлено отношение сигнал/помеха для оптимального фильтра, дифференциального алгоритма и коэффициента эксцесса соответственно. Кривые 2 и 5 рис. 5 получены без учета влияния количества коэффициентов  $m$  оптимального фильтра и рассчитаны согласно «переходной» характеристике, представленной на рис. 3. Кривые 1 и 4 на рис. 5 получены согласно «переходной» характеристике дифференциального алгоритма, представленной на рис. 4. В скобках указана эталонная частота соответствующего оптимального фильтра с количеством коэффициентов  $m=2$ , определенная по выражению (9).

На рис. 6 изображено, как изменяется отношение сигнал/помеха оптимального фильтра с  $f_0=5$  кГц при разном количестве коэффициентов  $m$ . Анализ рис. 6 показывает, что для сигналов переходного процесса, частота входного синусоидального сигнала которых меньше или равна эталонной частоте оптимального фильтра  $f \leq f_0$ , отношение сигнал/помеха меняется незначительно при варьировании параметра  $m$ . Если частота сигнала переходного процесса больше эталонной частоты оптимального фильтра  $f > f_0$ , то отношение сигнал/помеха увеличивается с уменьшением количества коэффициентов  $m$ . Максимальное

же отношение сигнал/помеха получается при  $m=2$ , что соответствует дифференциальному алгоритму (10).

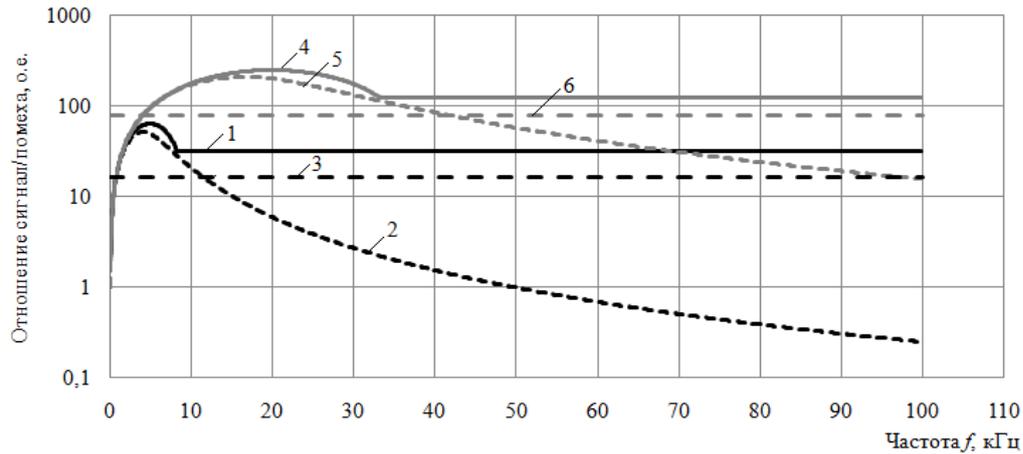


Рис. 5. Отношения сигнал/помеха выходного сигнала: 1 – дифференциальный алгоритм  $n = 100$  ( $f_0 = 5$  кГц); 2 – оптимальный фильтр  $f_0 = 5$  кГц; 3 – коэффициент эксцесса с временным окном 25 точек; 4 – дифференциальный алгоритм  $n = 25$  ( $f_0 = 20$  кГц); 5 – оптимальный фильтр  $f_0 = 20$  кГц; 6 – коэффициент эксцесса с временным окном 100 точек

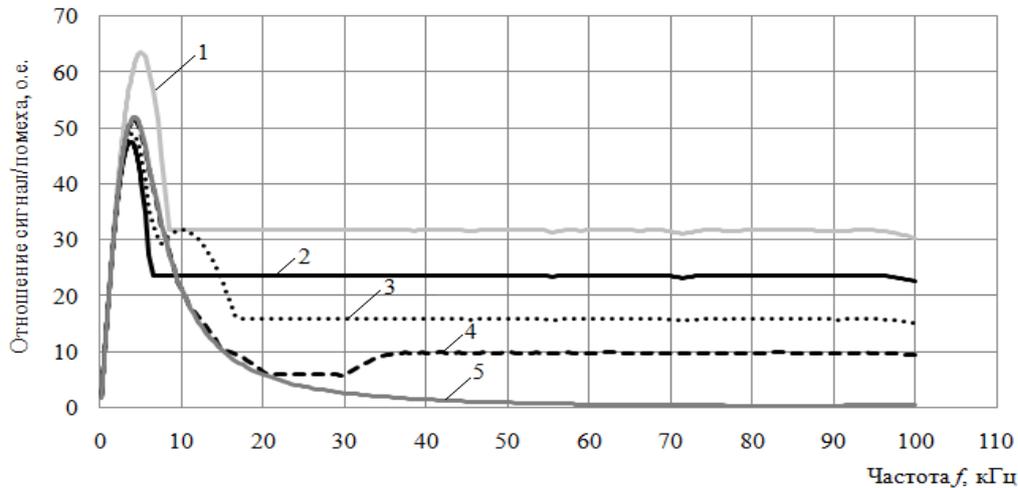


Рис. 6. Отношение сигнал/помеха выходного сигнала оптимального фильтра с  $f_0=5$  кГц при разном количестве коэффициентов  $m$ : 1 – 2; 2 – 3; 3 – 4; 4 – 10; 5 – 50

Анализ рис. 5 показывает, что отношение сигнал/помеха выходного сигнала дифференциального фильтра выше или равно отношению сигнал/помеха оптимального фильтра, при этом дифференциальный алгоритм проигрывает коэффициенту эксцесса по этому показателю. Однако дифференциальный алгоритм цифрового фильтра датчика (1) занимает меньшие ресурсы памяти и требует меньших вычислительных мощностей микроконтроллера. Так, например, для получения одного значения выходного сигнала дифференциальному алгоритму нужно знать 2 коэффициента  $m=2$  и совершить 3 вычислительные операции, для оптимального фильтра нужно знать как минимум 10

коэффициентов  $m=10$  и совершить 11 вычислительных операций, а для расчета одного коэффициента эксцесса необходимо знать как минимум 100 коэффициентов и совершить более 300 вычислительных операций. Соответственно снижение вычислительных мощностей микроконтроллера снижает стоимость датчика и в то же время позволяет надежно регистрировать переходной процесс.

На рис. 7 показан график зависимости отношения сигнал/помеха выходного сигнала дифференциального алгоритма от параметра  $n$  для фиксированных значений частот входного сигнала  $f$ , равных, соответственно, 5, 10 и 20 кГц. Максимальное отношение сигнал/помеха выходного сигнала дифференциального алгоритма будет при соотношении  $n(\max)=f_D/(2f)$ . В условиях неопределенности частоты  $f$  сигнала ПП эффективнее использовать величину  $n$  превышающую  $n(\max)$ , определенную для минимальной частоты сигналов ПП. Экспериментальные исследования показывают, что максимальная длительность переднего фронта сигнала ПП не превышает 50 мкс. Соответственно минимальная частота сигнала ПП достигает значения 5 кГц. В этих условиях величина  $n = 100$  гарантирует постоянство выходного сигнала дифференциального алгоритма для любых частот сигнала ПП, превышающих 5 кГц.

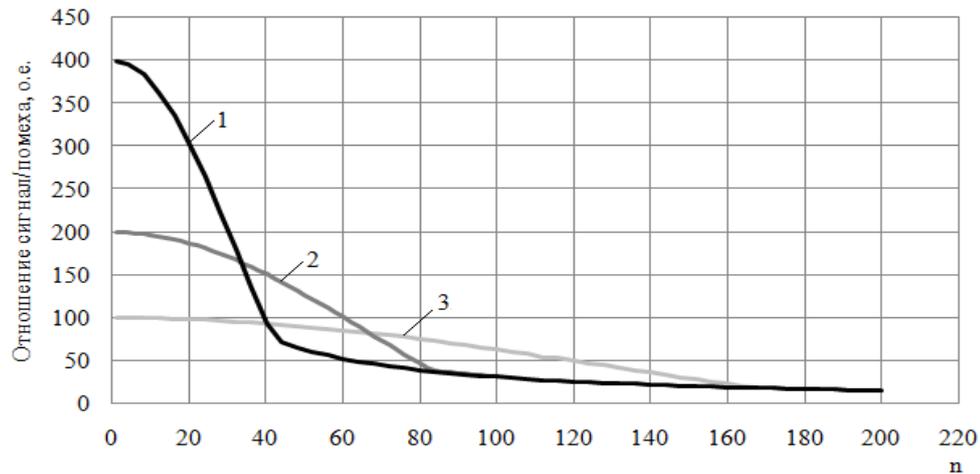


Рис. 7. Зависимость отношения сигнал/помеха выходного сигнала дифференциального алгоритма от параметра  $n$  для фиксированных значений частот входного сигнала: 1 –  $f = 20$  кГц; 2 –  $f = 10$  кГц; 3 –  $f = 5$  кГц

### Выводы

1. Дифференциальный алгоритм позволяет надежнее, чем алгоритм оптимальной фильтрации, регистрировать сигнал переходного процесса в условиях неопределенности его параметров.
2. Дифференциальный алгоритм занимает минимальные ресурсы памяти и требует малые вычислительные мощности микроконтроллера.
3. Показано, что для надежной регистрации сигнала переходного процесса величина временного параметра дифференциального алгоритма должна превышать максимальную длительность переднего фронта сигнала переходного процесса.

### Литература

1. Пат. 23726224 Российская Федерация, МПК G01R 31/08. Способ определения места однофазного замыкания в разветвленной воздушной линии электропередач, способ определения места

междуфазного короткого замыкания в разветвленной воздушной линии электропередач и устройство контроля тока и напряжения для их осуществления / Хузяшев Р.Г., Кузьмин И.Л. –№ 1 2008109491; заявл. 12.03.2008; опубл. 10.11.2009. Бюл. №31.

2. Elhaffar A. Multi-end Traveling Wave Fault Location Based on Current Travelling Waves / A. Elhaffar, M. Lehtonen // 16th Power Systems Computation Conference (16th PSCC). – Glasgow, Scotland, 2008.

3. Abur A. Use of time delays between modal components in wavelet based fault location / A. Abur, F. H. Magnago // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2000. – V. 22, N 6. – P. 397-403.

4. Качесов В. Е., Лавров В. Ю., Черепанов А. Б. Параметрический способ определения мест повреждения в распределительных сетях // Электрические станции. 2003. №8. С. 37–43.

5. Качесов В. Е. Метод определения зоны однофазного замыкания в распределительных сетях под рабочим напряжением // Электричество. 2005. №6. С. 9–19.

6. Пат. 154603 РФ, МПК G 01 R 31/00. Устройство контроля фазного напряжения воздушной линии электропередач /Хузяшев Р.Г., Кузьмин И.Л., Новиков С.И. – №2015121748/28; заявл. 05.06.2015; опубл. 10.12.2015. Бюл. №25.

7. Алгоритмы локации сигналов тока и напряжения при однофазных замыканиях на землю в распределительных воздушных сетях/ Р.Г. Хузяшев, И. Л. Кузьмин, С. И. Новиков, С. В. Сидорова // Электротехника. 2015. №2. С. 41–44.

8. Перов А.И. Статистическая теория радиотехнических систем / А.И. Перов. Москва: Изд-во Радиотехника, 2003. 400 с.

9. Лачугин В. Ф., Панфилов Д. И., Смирнов А. И. Реализация волнового метода определения места повреждения на линиях электропередач с использованием статистических методов анализа данных // Известия Российской академии наук. 2013. №6. С. 137–146.

10. Многофункциональное устройство регистрации процессов, контроля качества электроэнергии и определения места повреждения на линиях электропередачи / В.Ф. Лачугин, Д.И. А.Н. Панфилов, Смирнов, С.А. Образцов, А.А. Рывкин, А.О. Шимица // Электрические станции. 2013. №8. С. 29 – 36.

### **Авторы публикации**

**Новиков Сергей Иванович** – аспирант кафедры «Электротехнические системы и сети» (ЭСиС) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ).

**Кузьмин Игорь Леонидович** – канд, техн. наук, доцент кафедры «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» (РЗА) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ).

**Хузяшев Рустэм Газизович** – канд. физ.-мат. наук, доцент кафедры «Электротехнические системы и сети» (ЭСиС) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ)

### **References**

1. Pat. RU 23726224, IPC G01R 31/08. A method for determining the single-phase closure in a branched overhead power transmission line, a method for determining the location of a phase-to-phase short circuit in a branched overhead power transmission line and a current and voltage monitoring device for their implementation / Khuzyashev RG, Kuzmin IL - No. 1 2008109491; claimed. 12.03.2008; publ. 10.11.2009. Bul. №31..

2. Elhaffar A. Multi-end Traveling Wave Fault Location Based on Current Travelling Waves / A. Elhaffar, M. Lehtonen // 16th Power Systems Computation Conference (16th PSCC). – Glasgow, Scotland, 2008.

3. Abur A. Use of time delays between modal components in wavelet based fault location / A. Abur, F. H. Magnago // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2000. V. 22, N 6. P. 397–403.
4. Kachesov V. E., Lavrov V. Ju., Cherepanov A. B. Parametrical way of definition of places of damage to distributive networks // Electrical station. 2003. №8. P. 37–43.
5. Kachesov V. E. Method for determining the distance to the location of a single-phase fault distribution networks under the operating voltage// Electricity. 2005. №6. P. 9–19.
6. Pat. RU 154603, IPC G 01 R 31/00. The device for monitoring the phase voltage of the overhead power line / Khuzyashev RG, Kuzmin IL, Novikov SI - №2015121748 / 28; claimed. 05/06/2015; publ. 10.12.2015. Bul. №25.
7. Algorithm location of current and voltage signal of phase-to-earth fault the air distribution networks / R.G. Huzjashev, I. L. Kuz'min, S. I. Novikov, S. V. Sidorova // Electrical engineering. 2015. №2. P. 41–44.
8. Perov A.I. Statistical theory of radio engineering systems / A.I. Perov. Moscow: Publ. Radio engineering, 2003. 400 p.
9. Lachugin V. F., Panfilov D. I., Smirnov A. I. Realization of a wave method of definition of the place of damage on power lines with use of statistical methods of the analysis of data // Izvestija Rossijskoj akademii nauk. 2013. №6. P. 137–146.
10. The multi-function printer of registration of processes, quality control of the electric power and definition of the place of damage on power lines / V.F. Lachugin, D.I. A.N. Panfilov, Smirnov, S.A. Obrazcov, A.A. Ryvkin, A.O. Shimina // Electrical station. 2013. №8. P. 29 – 36.

#### **Authors of the publication**

**Sergej I. Novikov** – postgraduate student of department «Electrical Systems and networks» of Kazan state power engineering university.

**Igor' L. Kuz'min** – cand. sci. (Techn.), Assoc. Prof. of department «Electrical Systems and networks» of Kazan state power engineering university.

**Rustjem G. Huzjashev** – cand. sci. (Phys. and Math.), Assoc. Prof. of department «Electrical Systems and networks» of Kazan state power engineering university.

**Поступила в редакцию**

**25 января 2017 г.**

## АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ПРИБОР КОНТРОЛЯ ОСНОВНЫХ ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ХАЛЬКОГЕНИДОВ СВИНЦА

А.М. Синицин, В.А. Уланов

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

**Резюме:** Создан автоматизированный прибор контроля основных термоэлектрических параметров узкозонных полупроводников группы халькогенидов свинца (термоЭДС, электропроводность и теплопроводность), управляемый программно с помощью персонального компьютера. В диапазоне температур [270K ÷ 500K] прибор обеспечивает точность определения: теплопроводности – ±5,7%, электропроводности – ±3,5% и термоЭДС – ±4%.

**Ключевые слова:** автоматизированный прибор, халькогенид свинца, термоэлектрический параметр, коэффициент Зеебека, электропроводность, теплопроводность.

## AUTOMATIC DEVICE FOR MEASURING OF PRINCIPAL THERMOELECTRIC PARAMETERS OF LEAD CHALCOGENIDES

A. M. Sinicin, V. A. Ulanov

Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

**Abstract:** The device intended for measuring of principal thermoelectric parameters of the narrow-gap lead chalcogenide semiconductors (the Seebeck coefficient, electrical conductivity and thermal conductivity) have been created. The device created can be controlled by personal computer. In the temperature range from 270K to 500K the correctness of values of the thermoelectric parameters measured by the device are following: thermal conductivity – ±5,7%; electrical conductivity – ±3,5%; the Seebeck coefficient – ±4%.

**Keywords:** Automatic device, lead chalcogenide semiconductor, thermoelectric parameter, Seebeck coefficient, electrical conductivity, thermal conductivity.

### Введение

В последние годы, в связи с обострением проблемы энергоресурсов, возрос интерес к термоэлектрическим генераторам (ТЭГ), позволяющим реализовать прямое преобразование тепловой энергии в электрическую [1]. Коэффициент полезного действия (КПД) таких преобразователей энергии определяется термоэлектрической эффективностью полупроводников  $Z$ , используемых в качестве материалов для изготовления активных ветвей ТЭГ. Величина  $Z$  связана с основными термоэлектрическими характеристиками полупроводникового материала (термоЭДС  $\alpha_0$ , удельной электропроводностью  $\sigma$  и удельной теплопроводностью  $\kappa$ ) равенством

$$Z = \alpha_0^2 \sigma / \kappa. \quad (1)$$

В литературе [2–4] для оценки возможностей термоэлектрических материалов часто используется безразмерная величина  $ZT$ , называемая добротностью. Температура, при которой величина  $ZT$  полупроводникового термоэлектрика принимает максимальное значение, определяет верхнюю границу диапазона рабочих температур ТЭГ, построенного на основе данного материала. Численное значение  $ZT$  определяет его КПД. В настоящее время синтезированы полупроводниковые термоэлектрики с добротностями, достигающими  $1,3 \div 1,4$ . Поскольку себестоимость их производства пока остается высокой, материаловеды ищут пути повышения добротности классических термоэлектрических материалов, таких как  $\text{Bi}_2\text{Te}_3$ ,  $\text{PbTe}$  и сплавы кремния с германием, широко используемых в производстве термоэлектрических преобразователей энергии и характеризующихся максимальными значениями  $ZT \approx 0,9 \div 1,1$  при температурах 390К, 650 и 1150К, соответственно. При этом в качестве основных путей повышения добротности этих материалов рассматриваются изменение плотности состояний свободных носителей заряда вблизи уровня Ферми и понижение их теплопроводности. Предполагается, что необходимые изменения указанных характеристик материала могут быть достигнуты путем его легирования подходящими примесями и создания в объеме материала наноскопических структурных дефектов. Поскольку существующий уровень теории термоэлектрических эффектов не позволяет точно предсказывать свойства неоднородных термоэлектрических материалов, большинство удачных экспериментальных результатов в направлении повышения значений  $ZT$  указанных материалов получены методом проб и ошибок. Очевидно, что при выполнении подобных экспериментов возникает необходимость измерения и контроля основных термоэлектрических характеристик большого числа образцов, отличающихся как по химическому составу, так и по методам их синтеза. Поэтому автоматизация работ, связанных с такими рутинными измерениями, представляется актуальной задачей.

#### **Способы измерений термоэлектрических характеристик полупроводников, положенные в основу разработанного прибора**

Данный прибор позволяет осуществлять контроль трех термоэлектрических характеристик исследуемых полупроводниковых образцов: термоЭДС (коэффициент Зеебека  $\alpha_0$ ), удельную электропроводность (электропроводность  $\sigma$ ) и удельную теплопроводность (теплопроводность  $\kappa$ ).

В приборе измеряется термоЭДС, соответствующая величине коэффициента Зеебека относительно меди,  $\alpha_0(\text{X-Cu})$ . Абсолютное значение коэффициента  $\alpha_0(\text{X})$  находится из равенства

$$\alpha_0(\text{X}) = \alpha_0(\text{X-Cu}) - \alpha_0(\text{Cu}), \quad (2)$$

где  $\alpha_0(\text{Cu})$  – абсолютная величина коэффициента Зеебека для меди. Измерения проводятся дифференциальным методом с использованием двух потенциальных зондов, находящихся в надежном контакте с исследуемым полупроводниковым образцом. В качестве зондов выступают «горячие» спаи термопар, используемых для измерения температуры в точках контакта зонда с образцом. Такое совмещение функций обычно используется (см., например, [5–7]) для повышения точности измерений. Входное сопротивление нормирующего усилителя термоЭДС, снимаемого с зондов, выбрано большим ( $R_{\text{вх}} \geq 10$  МОм) для лучшего выполнения условий разомкнутой цепи. Исследуемый образец произвольной формы с двумя плоскопараллельными поверхностями помещается между двумя медными концентраторами теплового потока, имеющими различные температуры. В результате этого температура образца в точках контакта с остриями зондов оказывается различной.

Теплопроводность исследуемых образцов определяется стационарным методом продольного теплового потока [8–10]. Для этого торцы образца приводятся в надежный тепловой контакт с рабочими поверхностями термоэлектрических преобразователей, служащих в качестве датчиков теплового потока. Противоположные поверхности преобразователей находятся в тепловом контакте с медными концентраторами теплового потока, имеющими различные температуры. В результате вдоль оси цилиндрического образца с площадью поперечного сечения  $S$  создается равномерный тепловой поток  $Q$ . При отсутствии боковых потерь теплопроводность образца находится из равенства [8]

$$\kappa = \frac{Ql}{\Delta T S}, \quad (3)$$

где  $\Delta T = T_1 - T_2$  – разность температур двух поперечных сечений образца, удаленных друг от друга на расстояние  $l$ .

Устранение боковых тепловых потерь осуществляется с помощью охранный цилиндра специальной конструкции, обеспечивающего отражение тепловых лучей в исходные точки на поверхности образца.

Измерение электропроводности производится четырехзондовым методом [11]. В качестве потенциальных зондов выступают «горячие» спай тех же термопар, которые используются в режиме измерения термоЭДС. В режиме измерения электропроводности металлические поверхности концентраторов теплового потока, соприкасающиеся с исследуемым образцом, выступают в роли электрических контактов (токовых зондов).

Образец изготавливается в виде прямого цилиндра или параллелепипеда, противоположные поверхности которого приводятся в надежный тепловой контакт с поверхностями элементов теплопровода, имеющих одинаковые температуры заданного значения. Отсутствие температурных градиентов в образце обеспечивается охранным цилиндром (указанным выше).

### **Структурная схема автоматизированного измерителя термоэлектрических характеристик полупроводников**

Структурная схема разработанного нами прибора для контроля термоэлектрических характеристик узко-щелевых полупроводников (халькогенидов свинца) показана на рис. 1. Основной частью прибора является вакуумированная измерительная ячейка, описанная в работе [12]. На рис. 1 корпус вакуумированной ячейки не показан, представлено лишь взаимное расположение деталей функционального назначения. В частности, здесь показан исследуемый образец термоэлектрического полупроводника 1, находящийся между двумя идентичными медными коническими концентраторами теплового потока 2. Широкие основания концентраторов потока находятся в надежном тепловом контакте с одной из керамических рабочих поверхностей термоэлектрических модулей ТЭМ 3. Вторые рабочие поверхности этих модулей находятся в тепловом контакте с рабочими поверхностями тепловых устройств 4, способных работать как в режиме нагрева, так и в режиме охлаждения. С этой целью в их объемах смонтированы резистивный нагреватель и жидкостной теплообменник.

Как видно из рис. 1, измерительная ячейка является симметричной относительно плоскости, проходящей через центр исследуемого образца перпендикулярно его оси. Такая симметрия конструкции позволяет направлять электрический ток и тепловой поток через образец в обоих направлениях и таким образом предоставляет возможность исключения ошибок измерения, связанных с несимметричностью характеристик электрических и тепловых контактов, и с тепловой инерцией образца и деталей, участвующих в переносе тепла.

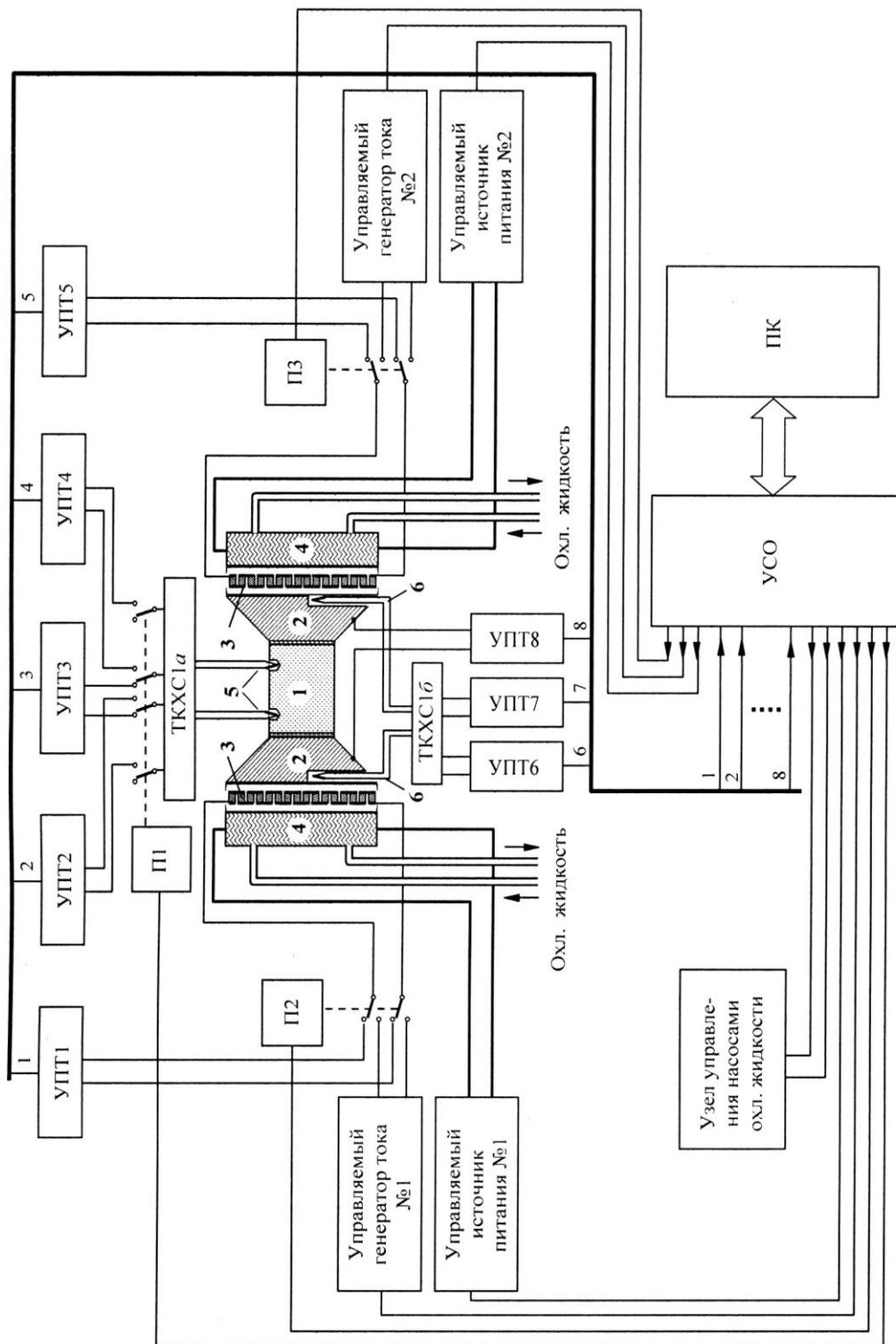


Рис. 1. Структурная схема автоматизированного прибора контроля основных термоэлектрических характеристик халькогенидов свинца

Измерение температуры в двух симметрично расположенных поперечных сечениях исследуемого образца осуществляется с помощью двух медь-константановых термопар 5. Холодные спаи этих термопар помещены в термостабилизированную коробку холодных спаев (ТКХС). С помощью электронного стабилизатора, снабженного термоэлектрическим тепловым насосом, в объеме ТКХС поддерживается температура 0°С (с точностью  $\pm 0,5^\circ\text{C}$ ). В результате в рабочем диапазоне [270К ÷ 500К] достигается точность измерения температуры в контролируемых точках в пределах  $\pm 0,3\%$ .

Для удобства восприятия ТКХС показана на рис. 1 в виде двух отдельных прямоугольников, ТКХСа и ТКХСб (хотя в действительности это – единый узел). В режимах измерения теплопроводности и термоЭДС выходные концы термопар 5 с помощью контактного переключателя П1 подключаются к входам нормирующих усилителей постоянного тока УПТ2 и УПТ4 (правое положение переключателя). Эти усилители построены по схеме «модулятор – усилитель – демодулятор», имеют нормированный коэффициент усиления и входную цепь, гальванически развязанную от остальных узлов. Усиленные сигналы, несущие информацию о температурах указанных двух сечений исследуемого образца, подаются на соответствующие входы многоканального аналого-цифрового преобразователя (АЦП), являющегося одним из узлов УСО – устройства связи управляющего персонального компьютера (ПК) с объектами контроля и управления. Затем эта информация в цифровой форме передается в ПК.

В режимах измерения термоЭДС и электропроводности горячие концы термопар 5 используются также в качестве потенциальных зондов (см., например, [5]). Для этого по сигналу, поступающему от УСО, контакты переключателя П1 переводятся в левое положение, что обеспечивает подачу на вход УПТ3 разности потенциалов между двумя указанными выше сечениями исследуемого образца. При конструировании УПТ3, кроме гальванической развязки входной цепи и стабильности значения коэффициента усиления по напряжению, выполнено также требование высокого входного сопротивления, что обусловлено необходимостью уменьшения влияния эффектов Томпсона и Пельтье на результаты измерения термоЭДС. После усиления в УПТ3 аналоговый сигнал, снимаемый с потенциальных зондов, поступает в УСО, где преобразуется в цифровой код и затем передается в ПК.

Медь-константановые термопары 6 предназначены для измерения температур рабочих поверхностей термоэлектрических модулей 3, находящихся в тепловом контакте с широкими основаниями медных концентраторов теплового потока 2. Для обеспечения точности измерений в пределах  $\pm 0,3\%$  их холодные спаи заведены в объем ТКХС. ЭДС, снимаемые с термопар 6, усиливаются в УПТ6 и УПТ7, затем преобразуются в УСО в цифровую форму и поступают в ПК. В данной конструкции прибора предусмотрено также измерение разности потенциалов медных концентраторов 2, поскольку учет этой информации позволяет определять контактные разности потенциалов на границах «образец – концентратор теплового потока» и таким образом получать дополнительную информацию о кинетических процессах в исследуемом образце.

Измерение значений теплового потока на входе в исследуемый образец и на его выходе производится с помощью ТЭМ 3, для которых известны их полное тепловое сопротивление и зависимости между их выходным термоэлектрическим напряжением и температурой одной из их рабочих поверхностей. Напряжения, снимаемые с потенциальных выходов ТЭМ (при верхних положениях контактов переключателей П2 и П3, поступают на входы УПТ1 и УПТ5, затем передаются в УСО и, после их преобразования в цифровые коды, направляются в ПК. Сигналы о температурах внутренних рабочих поверхностей ТЭМ снимаются с термопар 6, усиливаются в УПТ6 и УПТ7, преобразуются в УСО в цифровые коды и передаются в ПК.

Эти же ТЭМ 3 могут быть использованы в качестве тепловых насосов для понижения температур ближайших к ним торцов исследуемого образца, что существенно смещает вниз

нижнюю границу диапазона рабочих температур прибора. Для этого контакты одного из переключателей (П2 или П3) переводятся в нижнее положение, подключая соответствующий ТЭМ к управляемому генератору тока. Отвод тепла с противоположной рабочей поверхности этого ТЭМ осуществляется с помощью жидкостного теплообменника, встроенного в ближайшее к данному ТЭМ тепловое устройство 4. В качестве охлаждающей жидкости используется этиловый спирт, прокачиваемый насосом через теплообменник. При необходимости измерения термоэлектрических характеристик при повышенных температурах нагрев торцов исследуемого образца осуществляется путем подключения резистивного нагревателя каждого из тепловых устройств 4 к выходу соответствующего управляемого источника питания.

### **Заключение**

Предварительные испытания созданного автоматизированного прибора, выполненные в температурном диапазоне [270K ÷ 500K] на образцах полупроводников группы халькогенидов свинца с известными значениями термоЭДС, теплопроводности и электропроводности, продемонстрировали необходимые для поставленных задач точность и повторяемость измеряемых значений их термоэлектрических характеристик. Тестирование прибора на указанных образцах показало, что результаты измерений параметров этих образцов отклоняются от паспортных в пределах  $\pm 5,7\%$  при измерениях теплопроводности, в пределах  $\pm 3,5\%$  при измерениях электропроводности и в пределах  $\pm 4\%$  при измерениях термоЭДС.

### **Литература**

1. Шостаковский П. Термоэлектрические источники альтернативного электропитания // Компоненты и технологии. 2010 №126. С.131–138.
2. Dughaish Z. H. Lead telluride as a thermoelectric material for thermoelectric power generation // Physica B, v.322, p.205-223 (2002).
3. Yan-Ling Pei, Yong Liu. Electrical and thermal transport properties of Pb-based chalcogenides: PbTe, PbSe, and PbS. // Journal of Alloys and Compounds, v.514, p.40-44 (2012).
4. Zhao L.-D., Lo Shin-Han, Zhang Y., Sun Hui, Tan G., Ctirad Uher, C. Wolverton, M.G. Kanatzidis. Ultralow thermal conductivity and high thermoelectric figure of merit in SnSe crystals. // Nature, v.508, p.373-377 (2014).
5. Martin J., Tritt T., Uher C. High temperature Seebeck coefficient metrology // J. Appl. Phys., v.108, p.121101 (2010).
6. J. de Boor, Muller E. Data analysis for Seebeck coefficient measurements // Review of scientific instruments, v.84, p.065102-1-9 (2013).
7. Iwanaga Sh., Snyder G. J. Scanning Seebeck coefficient measurement system for homogeneity characterization of bulk and thin-film thermoelectric materials // Journal of Electronic Materials, v.41, p.1667-1674 (2012).
8. Осипова В.А. Экспериментальное исследование процессов теплообмена. М.: Энергия, 1973. 318 с.
9. Franco A. An apparatus for routine measurement of thermal conductivity of materials for building application based on a transient hot-wire method // Applied Thermal Engineering, v.27, p.2495-2504 (2007).
10. Gustavsson M., Karawacki E., Gustafsson S.E. Thermal conductivity, thermal diffusivity, and specific heat of thin samples from transient measurements with hot disk sensors // Rev. Sci. Instrum., v.65, p.3856-3859 (1994).
11. Павлов Л.П. Методы измерения параметров полупроводниковых материалов: Учеб. для ВУЗов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Высш. шк., 1987. 239 с.
12. Синицин А.М., Уланов В.А. Измерительная камера прибора контроля основных характеристик материалов используемых в термоэлектрических генераторах // Известия вузов. Проблемы энергетики 2016. №5-6, С.110–115.

### Авторы публикации

**Синицин Алексей Михайлович** – ассистент кафедры «Промышленная электроника и светотехника» (ПЭС) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: sinicinalexey87@yandex.ru.

**Уланов Владимир Андреевич** – докт. физ.-мат. наук, профессор кафедры «Промышленная электроника и светотехника» (ПЭС) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ).

### References

1. P. Shostakovskii. Thermoelectric sources of alternative power supply // Komponenty i tekhnologii, no.126, p.131-138 (2010).
2. Z. H. Dughaiish. Lead telluride as a thermoelectric material for thermoelectric power generation //Physica B, v.322, p.205-223 (2002).
3. Yan-Ling Pei, Yong Liu. Electrical and thermal transport properties of Pb-based chalcogenides: PbTe, PbSe, and PbS. // Journal of Alloys and Compounds, v.514, p.40-44 (2012).
4. L.-D. Zhao, Shin-Han Lo, Y. Zhang, Hui Sun, G. Tan, Ctirad Uher, C. Wolverton, M.G. Kanatzidis. Ultralow thermal conductivity and high thermoelectric figure of merit in SnSe crystals. // Nature, v.508, p.373-377 (2014).
5. J.Martin, T.Tritt, C.Uher. High temperature Seebeck coefficient metrology // J. Appl. Phys., v.108, p.121101 (2010).
6. J. de Boor, E. Muller. Data analysis for Seebeck coefficient measurements // Review of scientific instruments, v.84, p.065102-1-9 (2013)
7. Sh. Iwanaga, G. J. Snyder. Scanning Seebeck coefficient measurement system for homogeneity characterization of bulk and thin-film thermoelectric materials // Journal of Electronic Materials, v.41, p.1667-1674 (2012)
8. V.A. Osipova. Experimental investigation of processes of the thermal transport. M.: Energia, 1973. 318 p.
9. A.Franco. An apparatus for routine measurement of thermal conductivity of materials for building application based on a transient hot-wire method // Applied Thermal Engineering, v.27, p.2495-2504 (2007).
10. M. Gustavsson, E. Karawacki, S. E. Gustafsson. Thermal conductivity, thermal diffusivity, and specific heat of thin samples from transient measurements with hot disk sensors // Rev. Sci. Instrum., v.65, p.3856-3859 (1994).
11. L.P. Pavlov. Methods of measuring of parameters of semiconducting materials. Ucheb. dlja VUZov, 2-e izd., pererab. i dop. M.: Vyssh. shk, 1987. 239 p.
12. A.M. Sinicin, V.A. Ulanov. The measuring chamber of the device controlling the basic characteristics of the materials used in thermoelectric generators // Problemy energetiki. 2016. №5-6, P.110–115.

### Authors of the publication

**Alexey M. Sinicin** – assistant, Industrial electronics and light engineering department of Kazan State Power Engineering University.

**Vladimir A. Ulanov** – associate professor, doctor of physical-mathematical sciences, Industrial electronics and light engineering department of Kazan State Power Engineering University .

**Поступила в редакцию**

**30 июня 2017 г.**

УДК 621.313

## БЕЗДАТЧИКОВЫЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ ПОЛОЖЕНИЯ ПОДВИЖНОГО ЭЛЕМЕНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МАШИНЫ ВОЗВРАТНО-ПОСТУПАТЕЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ

Р.Р. Гибадуллин, А.Н. Цветков, И.В. Ившин, Л.В. Долومانюк

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

*torianin@mail.ru*

**Резюме:** В статье описан бездатчиковый метод определения положения подвижного элемента (ПЭ) электрических машин возвратно-поступательного действия (ЭМВПД). Методика реализована на основе данных напряжений обмоток и на результатах измерений параметров ЭМВПД.

**Ключевые слова:** машина возвратно-поступательного действия, аппаратно-программный комплекс, бездатчиковый метод.

**Благодарности:** Работа, по результатам которой написана статья, выполнена в рамках Федеральной целевой программы по теме "Разработка экспериментального образца обратимой электрической машины возвратно-поступательного действия мощностью 10–20 кВт для тяжелых условий эксплуатации", разработан и создан испытательный стенд для проведения исследований экспериментальных образцов электрической машины возвратно-поступательного действия.

## SENSORLESS METHOD OF CONTROLLING THE POSITION OF THE MOVABLE ELEMENT OF THE ELECTRIC MACHINE OF THE RECIPROCATING ACTION OF

R.R. Gibadullin<sup>1</sup>, A.N. Tsvetkov<sup>1</sup>, I.V. Ivshin<sup>1</sup>, L.V. Dolomanyuk<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Kazan state power engineering university, Kazan, Russia

*torianin@mail.ru*

**Abstract:** The article describes a Sensorless method for determining the position of the movable element electrical machines reciprocating action. The method is implemented on the basis of the data voltages of the windings and the results of measurements of parameters of electrical machines reciprocating action.

**Keywords:** reciprocating machine, hardware-software system, sensorless method.

**Acknowledgments:** The work, based on the results of which the article was carried out, was carried out within the framework of the Federal Target Program on the Development of an Experimental Specimen of a Reversible Electric Reciprocating Machine with a Power of 10-20 kW for Heavy Conditions of Operation, a test stand was designed and built for research of experimental samples Electric reciprocating machine.

В рамках Федеральной целевой программы по теме "Разработка экспериментального образца обратимой электрической машины возвратно-поступательного действия

мощностью 10–20 кВт для тяжелых условий эксплуатации" разработан и создан испытательный стенд (ИС) для проведения исследований экспериментальных образцов электрической машины возвратно-поступательного действия (ЭМВПД).

Большинство существующих линейных двигателей и генераторов оснащаются датчиками положения, которые позволяют определить только относительное расстояние. То есть подвижный элемент ПЭ электрической машины при запуске находится в каком-то определенном, изначально неизвестном положении, а датчик определяет перемещение подвижного элемента относительно первоначальной позиции. Такое решение не способствует осуществлению эффективного управления ЭМВПД. При этом применение дополнительных датчиков не только приводит к возрастанию затрат, но зачастую просто невозможно. К примеру, передовые разработчики линейных генераторов зачастую совмещают их с двигателями внутреннего сгорания, что позволяет достигать высоких частот колебаний ПЭ. А это, в свою очередь, влечет за собой повышение рабочих температур элементов машины. В таких условиях контактные датчики работать не смогут. Бесконтактные датчики (лазерный триангуляционный) необходимо наводить непосредственно на ПЭ, причем под определенным углом, что, естественно, при вышеуказанной конструкции невозможно. В этой связи разработка бездатчикового метода определения положения ПЭ такого рода машин является актуальной задачей [1].

Для решения данной задачи нами была разработана методика определения положения ПЭ машины в режиме генератора по данным напряжения обмоток.

В отличие от вращающихся электрических машин, форма сигнала напряжения ЭМВПД имеет сложный характер (рис. 1). Это связано с тем, что ПЭ то ускоряется, то замедляется. Соответственно меняются и амплитуда сигнала, и его период. Рассматривать такого рода сигнал как синусоидальный не представляется возможным [2].

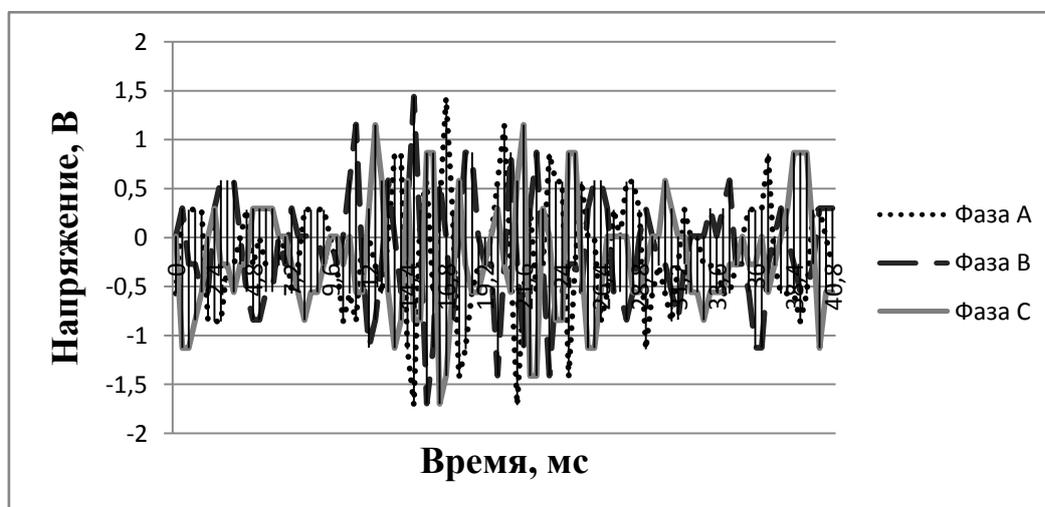


Рис. 1. Форма сигнала напряжения ЭМВПД

Напряжения, токи, потокосцепления электрических машин переменного тока можно представить как векторы в некоторой системе координат. Выбор системы координат влечет за собой изменение вида соотношений, которые описывают процессы, происходящие в машине [3].

Неподвижная трехфазная система координат имеет три оси, расположенные на плоскости под углом в 120 градусов, пересекающиеся в начале координат. Данная система позволяет отобразить процессы, происходящие в машине, на плоскость при представлении токов, напряжений и потокосцеплений в виде вращающихся векторов (рис. 2).

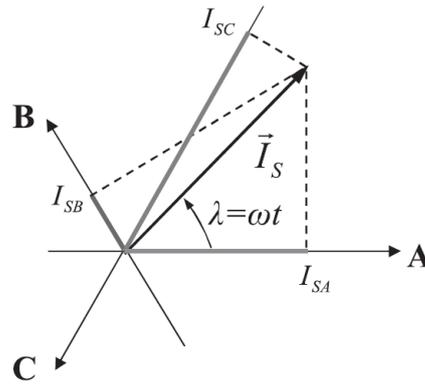


Рис. 2. Отображение обобщенного вектора тока в неподвижной трехфазной системе координат

Например, трехфазный ток в обмотках статора двигателя можно представить в виде вектора  $I_S$ , имеющего следующие свойства:

- амплитуда вектора равна амплитуде тока в фазе ( $I_S$ );
- начало вектора совпадает с началом координат;
- вектор вращается на плоскости вокруг начала координат с угловой скоростью  $\omega$ .

На рисунке 2:

$$\begin{aligned} I_{SA} &= I_S \cos \lambda, \\ I_{SB} &= I_S \cos(\lambda - 120^\circ), \\ I_{SC} &= I_S \cos(\lambda - 240^\circ). \end{aligned} \quad (1)$$

Таким образом, три связанные скалярные величины фазных токов характеризуются в данной системе координат обобщенным вектором тока. Аналогично, в виде обобщенных векторов в данной системе координат могут быть представлены фазные напряжения и потокосцепления электрических машин.

Для определения угла  $\lambda$  необходимо перейти из неподвижной трехфазной системы координат на неподвижную Декартову систему координат. Система имеет две перпендикулярные оси  $\alpha$  и  $\beta$  (рис. 3). Удобно выбирать оси так, чтобы одна из них совпадала с одной из трехфазных осей. Начало координат совпадает с началом координат описанной выше трехфазной системы.

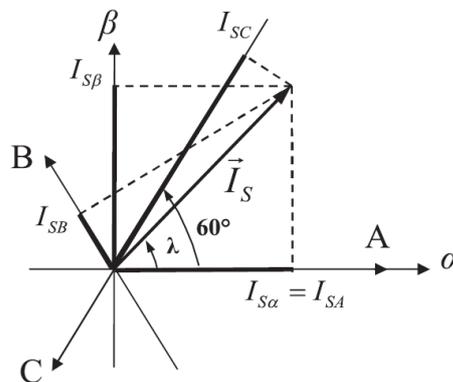


Рис. 3. Отображение обобщенного вектора тока в неподвижной Декартовой системе координат

Переход из трехфазной системы в Декартову (двухфазную) часто называют переходом от реальной трехфазной машины к абстрактной, обобщенной двухфазной [4].

Получим формулы перехода из трехфазной системы в Декартову. В зарубежной литературе этот переход называют преобразованием Кларка.

Воспользовавшись соотношениями прямоугольных треугольников, а также формулой для косинуса разности углов, запишем:

$$\begin{cases} -I_{SC} = I_S \cos(60^\circ - \lambda) = I_S \left( \frac{1}{2} \cos\lambda + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin\lambda \right); \\ I_{SB} = I_S \cos(120^\circ - \lambda) = I_S \left( -\frac{1}{2} \cos\lambda + \frac{\sqrt{3}}{2} \sin\lambda \right). \end{cases} \quad (2)$$

Выразив из суммы этих уравнений  $I_S$ , получим:

$$I_S = \frac{I_{SB} - I_{SC}}{\sqrt{3} \sin\lambda}. \quad (3)$$

Кроме того, исходя из рис. 3

$$I_{S\beta} = I_S \sin\lambda. \quad (4)$$

Отсюда следует

$$I_{S\beta} = \frac{I_{SB} - I_{SC}}{\sqrt{3}}. \quad (5)$$

В итоге формулы преобразований координат при переходе из трехфазной системы в двухфазную выглядят следующим образом:

$$\begin{cases} I_{S\alpha} = I_{SA}, \\ I_{S\beta} = \frac{I_{SB} - I_{SC}}{\sqrt{3}}. \end{cases} \quad (6)$$

После определения проекций обобщенного вектора на оси  $\alpha$  и  $\beta$  ( $I_{S\alpha}$  и  $I_{S\beta}$ ) можно определить угол  $\lambda$  между обобщенным вектором и осью  $\alpha$ :

$$\lambda = \arctg \frac{I_{S\beta}}{I_{S\alpha}}. \quad (7)$$

При проведении данной операции стоит учесть то, что угол будет определяться в пределах  $90^\circ$  с соответствующим знаком в зависимости от четверти. Следовательно необходимо преобразовать полученное значение угла для I, II, III четвертей, если обобщенный вектор вращается по часовой стрелке; и для II, III, IV четвертей, если обобщенный вектор вращается против часовой стрелки [4].

Аппаратно-программный комплекс (АПК), применяемый на разработанном и созданном нами ИС, позволяет проводить измерения напряжений обмоток ЭМВПД. Полученные данные можно использовать как координаты обобщенного вектора, находящегося в неподвижной трехфазной системе координат. Далее по описанному способу определяется значение угла  $\lambda$  [5].

Для реализации вышеуказанного алгоритма определения угла  $\lambda$  была выбрана среда *Microsoft Excel*.

Приращение (уменьшение) угла  $\lambda$  соответствует изменению положения ПЭ, значение которого зависит от конкретного исполнения ЭМВПД.

Рассмотрим одну из точек рис. 1. В данной точке:  $U_A = -1,425$ ;  $U_B = 1,154$ ;  $U_C = -0,275$ . Указанные значения принимаем в качестве координат обобщенного вектора  $U_s$ ,

находящегося в неподвижной трехфазной системе координат. Для перехода на неподвижную Декартову систему координат воспользуемся соотношениями (6):

$$U_{S\alpha} = U_A = -1,425 \text{ В};$$

$$U_{S\beta} = \frac{U_{SB} - U_{SC}}{\sqrt{3}} = \frac{1,154 + 0,275}{\sqrt{3}} = 0,825 \text{ В},$$

где  $U_{S\alpha}$  – координата обобщенного вектора  $U_S$  на оси  $\alpha$  неподвижной Декартовой системы координат;  $U_{S\beta}$  – координата обобщенного вектора  $U_S$  на оси  $\beta$  неподвижной Декартовой системы координат.

Далее по формуле (7) определяем угол  $\lambda$ :

$$\lambda = \arctg \frac{U_{S\beta}}{U_{S\alpha}} = -\arctg \frac{0,825}{1,425} = -30,069^\circ.$$

Угол определен, но для того, чтобы измерительная система «понимала», на сколько сдвинулся обобщенный вектор, необходимо преобразовать полученное значение так, чтобы при достижении магнитом крайнего положения паза угол  $\lambda$  был равен 360 градусам. Для этого воспользуемся следующим алгоритмом:

- ЕСЛИ  $U_{S\alpha} > 0$  И  $U_{S\beta} > 0$ , ТО:

$$\lambda = \left| \arctg \frac{U_{S\beta}}{U_{S\alpha}} \right|; \quad (8)$$

- ЕСЛИ  $U_{S\alpha} < 0$  И  $U_{S\beta} > 0$ , ТО:

$$\lambda = 180 - \left| \arctg \frac{U_{S\beta}}{U_{S\alpha}} \right|; \quad (9)$$

- ЕСЛИ  $U_{S\alpha} < 0$  И  $U_{S\beta} < 0$ , ТО:

$$\lambda = 180 + \left| \arctg \frac{U_{S\beta}}{U_{S\alpha}} \right|; \quad (10)$$

- ЕСЛИ  $U_{S\alpha} > 0$  И  $U_{S\beta} < 0$ , ТО:

$$\lambda = 360 - \left| \arctg \frac{U_{S\beta}}{U_{S\alpha}} \right|. \quad (11)$$

Таким образом, для нашего случая ( $U_{S\alpha} = -1,425$ ;  $U_{S\beta} = 0,825$ ) необходимо воспользоваться формулой (9):

$$\lambda = 180 - \left| \arctg \frac{U_{S\beta}}{U_{S\alpha}} \right| = 180 - 30,069 = 149,931^\circ.$$

Следует отметить тот факт, что программная среда *Microsoft Excel* определяет углы в радианах. Поэтому сначала нужно найти значение угла  $\lambda$  в радианах, лишь затем перевести итоговое число в градусы [6].

Применение вышеописанного способа позволяет достаточно точно контролировать перемещение ПЭ, но не решает задачу определения его изначального положения. Мы предлагаем следующее решение.

Сигнал плавно меняющегося переменного напряжения, естественно, имеет точки экстремумов. Данные точки соответствуют положению ПЭ, при котором один из полюсов постоянных магнитов перекрывает конкретный паз статорных обмоток на максимальную площадь. Это означает, что при каждом прохождении пар полюсов постоянных магнитов под одним из пазов статорной обмотки возникает ЭДС, сигнал которого имеет две точки

экстремума (максимум и минимум), соответствующие определенным положениям ПЭ. Зная эту закономерность, можно с высокой точностью определить его положение в те моменты времени, когда сигналы напряжений достигают экстремумов. При этом следует учитывать индуктивность  $L$  и активное сопротивление  $R$  статорной обмотки ЭМВПД. В нашем случае  $L = 15,154$  мГн,  $R = 0,037$  Ом. Постоянная времени  $\tau$  составит:

$$\tau = \frac{L}{R} = \frac{1,154 \cdot 10^{-6}}{0,037} = 4 \cdot 10^{-4} \text{ с.}$$

При частотах колебаний индуктора до 20 Гц постоянная времени практически не влияет на угол поворота  $\lambda$ .

Если работать при одной и той же частоте, этого было бы достаточно, но при повышении частоты колебаний ПЭ повышается и напряжение на обмотках. Возникает ситуация, когда в одном и том же положении ПЭ сигнал напряжения имеет абсолютно разные значения. В таких условиях невозможно понять, какой именно паз проходит ПЭ.

ПЭ ЭМВПД имеет две «мертвые» точки (определение которых необходимо для управления линейной машиной), отсюда следует, что он движется не с одинаковой скоростью, а то ускоряет, то замедляет свой ход. Причем максимальная скорость приходится на среднее положение. Соответственно, данная особенность влияет на частоту появления точек экстремумов (чем чаще появляются точки, тем ближе к середине ПЭ, и наоборот). Следовательно можно определить, к какому пазу относится данный экстремум независимо от величины напряжения в данной точке [7].

Кроме того, знание точного положения ПЭ в точках экстремумов сигнала напряжения дает возможность проверки корректности определения угла  $\lambda$ . Это возможно за счет свойств трехфазной системы.

Рассмотрим условный участок сигнала напряжения фазы  $A$ , который начинается с нуля, проходит два экстремума и снова достигает нулевой точки. При этом сигналы напряжения фаз  $B$  и  $C$  смещены на  $120^\circ$  и  $240^\circ$  соответственно (рис. 4).

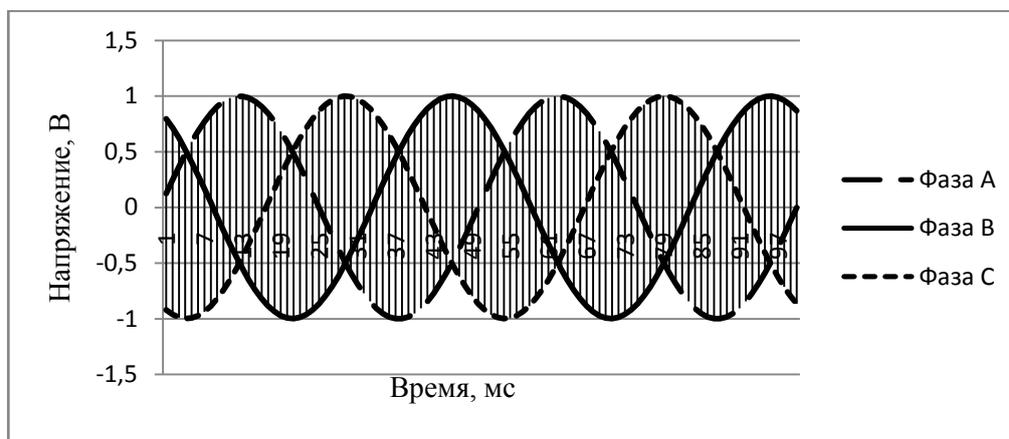


Рис. 4. Условный участок сигнала напряжения трехфазной системы

Исходя из предыдущих размышлений ясно, что указанный участок соответствует определенному перемещению ПЭ. Причем данное перемещение (или угол  $\lambda$ ) можно уточнить, разделив отрезок на несколько частей:

- фаза  $A$  возрастает, фаза  $B$  убывает, фаза  $C$  убывает;
- фаза  $A$  возрастает, фаза  $B$  убывает, фаза  $C$  возрастает;
- фаза  $A$  убывает, фаза  $B$  убывает, фаза  $C$  возрастает;
- фаза  $A$  убывает, фаза  $B$  возрастает, фаза  $C$  возрастает;
- фаза  $A$  убывает, фаза  $B$  возрастает, фаза  $C$  убывает;

- фаза *A* возрастает, фаза *B* возрастает, фаза *C* убывает;
- фаза *A* возрастает, фаза *B* убывает, фаза *C* убывает (снова начальное условие).

Алгоритм программы сравнивает значения напряжения каждой фазы в текущей точке со значением в следующей точке, проверяет соответствие полученных данных одному из вышеуказанных условий (если функция возрастает, то 1, если нет, то 0). На основе данных вычислений составляется двоичный код. Далее числа переводятся из двоичной системы счисления в десятичную.

Для наглядности изобразим результат расчетов в графическом виде (рис. 5).

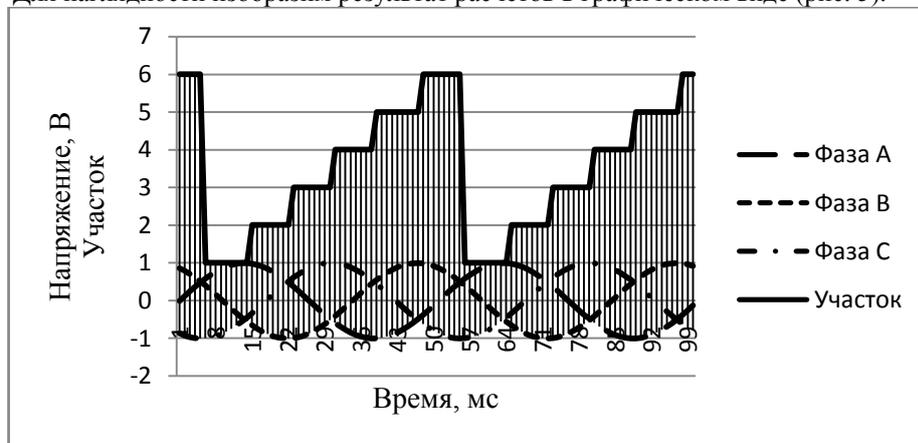


Рис. 5. Распределение сигнала напряжение по участкам

Из рис. 5 хорошо видно, что каждый участок начинается и заканчивается в точках экстремумов, положение которых, как уже описывалось ранее, можно вычислить. Таким образом, мы получили инструмент проверки правильности определения угла  $\lambda$  [8].

Зная начальную позицию и угол  $\lambda$ , можно определить непосредственно само положение ПЭ. Реализовано это следующим образом.

Как утверждалось ранее, при каждом прохождении пар полюсов постоянных магнитов под одним из пазов статорной обмотки возникает ЭДС, сигнал которого имеет две точки экстремумов (максимум и минимум). Следовательно, обобщенный вектор напряжения  $U_S$  совершает полный оборот в неподвижной трехфазной системе координат. Каждый оборот соответствует конкретному расстоянию, пройденному ПЭ ЭМВПД, зависящему от количества магнитов и пазов статорных обмоток и их ширины. Принцип определения положения состоит в том, что если определить количество полных оборотов указанного вектора до точки расположения ПЭ и приплюсовать к этому значению расстояние, пройденное ПЭ за текущий период (пропорционально обобщенному вектору  $U_S$  совершившему неполный оборот), можно вычислить общее пройденное расстояние [9].

Запишем универсальную формулу, позволяющую определить расстояние  $d_{об}$  пройденное ПЭ за один оборот обобщенного вектора  $U_S$ :

$$d_{об} = (360 - \lambda) \cdot \left( \frac{l_{тр}}{K_{об}} \right) / 360 \text{ мм}, \quad (12)$$

где  $l_{тр}$  – длина рабочего хода ПЭ;  $K_{об}$  – количество оборотов обобщенного вектора  $U_S$  на полную длину  $l_{тр}$  рабочего хода ПЭ.  $K_{об}$  соответствует количеству оборотов вектора  $U_S$  до его смены направления вращения (при смене направления движения ПЭ, направление вращения обобщенного вектора тоже меняется). В нашем случае  $K_{об} = 9$ .

Далее переведем информацию о новом обороте вектора  $U_S$  в двоичный код следующим образом:

- ЕСЛИ значение угла  $\lambda$  в следующей точке больше, чем в текущей точке на 100, ТО 1; ЕСЛИ нет, ТО 0.

Программа суммирует количество единиц от точки начала отсчета до текущей. Таким образом, мы реализовали своеобразный счетчик оборотов обобщенного вектора. Теперь необходимо ввести ограничение на максимальное количество оборотов вектора  $U_S$  так, чтобы оно соответствовало длине рабочего хода ПЭ (соответствовало  $K_{об}$ ):

- ЕСЛИ количество оборотов вектора  $U_S$  до текущей точки  $> K_{об}$ , ТО вычисляется остаток деления количества оборотов вектора  $U_S$  до текущей точки на  $K_{об}$ ; ЕСЛИ нет, ТО количество оборотов вектора  $U_S$  до текущей точки.

Поскольку количество точек, при которых угол сбрасывается (точка начала нового оборота) на единицу меньше, чем  $K_{об}$ , то реализуем следующий алгоритм:

- ЕСЛИ результат предыдущего условия = 9, ТО 0; ЕСЛИ нет, ТО результат предыдущего условия.

Таким образом, мы реализовали счетчик оборотов вектора  $U_S$ , который автоматически определяет момент смены направления движения ПЭ.

Для определения текущего положения  $d$  ПЭ предлагается следующее условие:

- ЕСЛИ количество оборотов вектора  $U_S$  до текущей точки  $< 1$ , ТО  $d = d_{об}$ ; ЕСЛИ нет, ТО:

$$d = K_{от} \cdot \frac{l_{тр}}{K_{об}} + d_{об} \text{ мм}, \quad (13)$$

где  $K_{от}$  – количество оборотов вектора  $U_S$  до текущей точки.

При применении вышеописанной методики точность определения положения зависит только от точности определения угла  $\lambda$ . К примеру, если точность определения угла составит  $2^\circ$ , то положение можно определить с точностью 0,074 мм (при  $l_{мп} = 120$  мм). Для того, чтобы добиться такого результата, достаточно измерить напряжение на статорной обмотке 1620 раз за рабочий ход, что более чем достижимо на АПК, за счет применения высокоскоростного контроллера *NI CompactRIO 9066*.

Алгоритм определения положения был апробирован на ЭМВПД, разработанном учеными кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Казанский государственный энергетический университет» под руководством доктора технических наук профессора Ившина И.В. [10].

Для примера определим положение ПЭ в одной из точек рис. 1 ( $U_A = -0,570$ ;  $U_B = 0,869$ ;  $U_C = -0,560$ ). После применения вышеописанного способа определения угла  $\lambda$  можем записать:  $U_{S\alpha} = -0,570$  В,  $U_{S\beta} = 0,825$ ,  $\lambda = 124,655^\circ$ .

Определим расстояние  $d_{об}$ , пройденное ПЭ за один оборот обобщенного вектора  $U_S$ , согласно формуле (12)

$$d_{об} = (360 - \lambda) \cdot \left( \frac{l_{тр}}{K_{об}} \right) / 360 = (360 - 124,655) \cdot \left( \frac{120}{9} \right) / 360 = 8,714 \text{ мм}.$$

Затем программа определяет количество оборотов вектора  $U_S$  до текущей точки  $K_{от}$ , согласно предложенному ранее алгоритму.

Текущее положение  $d$  определяем по формуле (13)

$$d = K_{от} \cdot \frac{l_{тр}}{K_{об}} + d_{об} = 8 \cdot \frac{120}{9} + 8,714 \text{ мм}.$$

Для наглядности приведем график изменения положения ПЭ ЭМВПД (рис. 6) и график расхождения значений положений, определенных по датчику и по предложенной методике (рис. 7).

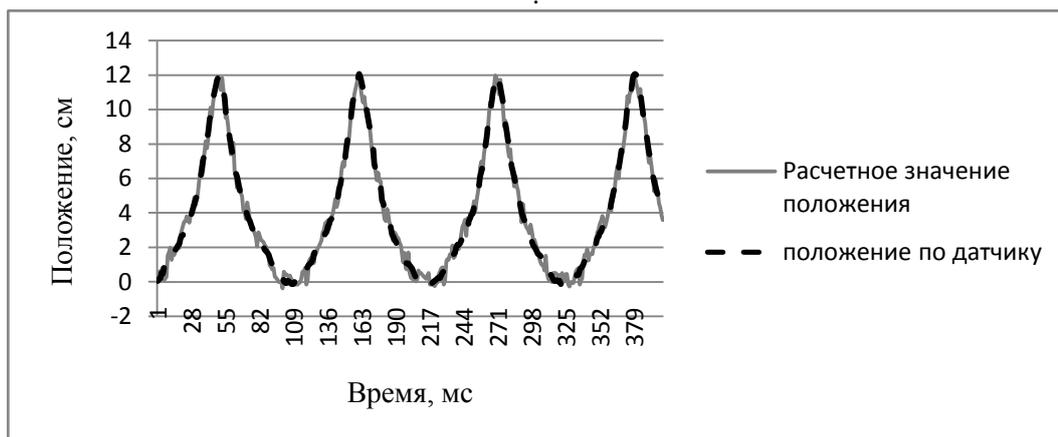


Рис. 6. График изменения положения ПЭ ЭМВПД

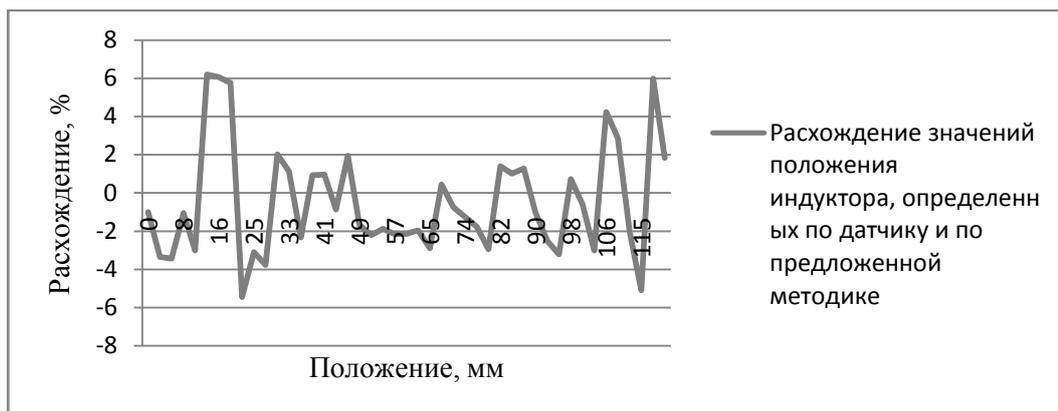


Рис. 7. Расхождение значений положений, определенных по датчику и по предложенной методике

Разработанный метод определения положения ПЭ ЭМВПД позволяет полностью отказаться от датчика положения. При этом отношение сигнал/шум составило 30,15 дБ, чувствительность  $27^\circ$  эл. на мм, коэффициент корреляции между значениями положения, рассчитанного по разработанной методике, и положения, определенного по данным датчика, составляет 0,994, что показывает достаточно высокую эффективность методики.

#### Литература

1. Сергеенкова Е.В. Синхронная электрическая машина возвратно-поступательного движения (генератор): дис. ... канд. тех. наук: 05.09.01. М., 2011. 118 с.
2. Цветков А.Н., Мисбахов Р.Ш., Денисова Н.В., Гибадуллин Р.Р. Разработка испытательного стенда для электрических машин возвратно-поступательного действия, работающих в тяжелых условиях // Сборник материалов I Всероссийской научно-практической конференции «Энергетика и энергосбережение»: теория и практика. Кемерово: 2014. С. 1–5.
3. Цветков А.Н., Мисбахов Р.Ш., Низамиев М.Ф., Гибадуллин Р.Р. Схемные решения для разработки испытательного стенда для исследований обратимой машины возвратно-поступательного действия // Сборник материалов научно-технической конференции и выставки инновационных проектов, выполненных вузами и научными организациями Приволжского федерального округа. Нижний Новгород: 2014. С. 34–36.
4. Макаров В.Г., Тамбов В.В. Обзор методов бездатчикового определения скорости асинхронных двигателей // Машиностроение: сетевой электронный научный журнал. 2014. №1. С.

34–38.

5. Andriollo, M., Dall'Ora, L., Martinelli, G., Tortella, A., “Performance comparison of saturated tubular linear permanent magnet generators by simplified FEAs”, ICRERA, 2012. P. 1-7.

6. Agustín García Santana, Dan El Montoya Andrade, Antonio de la Villa Jaen, “Output Power of Linear Generator under Reactive Control in Regular Waves”, ICREPQ, 2011. P. 392–397.

7. Хитерер М.Я., Овчинников И.Е. Синхронные электрические машины возвратно-поступательного движения. СПб.: КОРОНА принт, 2004. 358 с.

8. Виноградов А.Б. Векторное управление электроприводами переменного тока. Иваново: ИГЭУ, 2008. 319 с.

9. Гуляев И.В., Бобров М.А., Юшков И.С., Волков А.В., Попов А.А. Бездатчиковое управление синхронным двигателем с постоянными магнитами // Научно-технический вестник Поволжья. 2015. №6. С. 119–122.

10. Цветков А.Н., Гибадуллин Р.Р., Копылов А.М., Долманюк Л.В. Стенд для испытания обратимых электрических машин возвратно-поступательного действия // Сборник материалов I Поволжской научно-практической конференции «Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве». Казань. 2015. С. 109–111.

#### **Авторы публикации**

**Гибадуллин Рамил Рифатович** – аспирант 4 года обучения кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» (ЭПП) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: torianin@mail.ru.

**Цветков Алексей Николаевич** – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» (ЭПП) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ).

**Ившин Игорь Владимирович** – докт. техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Электроснабжение промышленных предприятий» (ЭПП) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ).

**Долманюк Леонид Владимирович** – канд. пед. наук, доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» (ЭПП) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ).

#### **References**

1. Sergeyenkova E.V. Sinkhronnaya elektricheskaya mashina vozvratno-postupatel'nogo dvizheniya (generator) (Synchronous electric machine of reciprocating motion (generator)): dis. ... kand. tekh. nauk: 05.09.01. M., 2011. 118 s.

2. Tsvetkov A.N., Misbakhov R.SH., Denisova N.V., Gibadullin R.R. Razrabotka ispytatel'nogo stenda dlya elektricheskikh mashin vozvratno-postupatel'nogo deystviya, rabotayushchikh v tyazhelykh usloviyakh (Development of a test bench for electric reciprocating machines operating under severe conditions) // Sbornik materialov I Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Energetika i energosberezheniye»: teoriya i praktika. Kemerovo: 2014. S. 1–5.

3. Tsvetkov A.N., Misbakhov R.SH., Nizamiyev M.F., Gibadullin R.R. Skhemnyye resheniya dlya razrabotki ispytatel'nogo stenda dlya issledovaniy obratimoy mashiny vozvratno-postupatel'nogo deystviya (Scheme solutions for the development of a test bench for the study of a reversible reciprocating machine) // Sbornik materialov nauchno-tekhnicheskoy konferentsii i vystavki innovatsionnykh proyektov, vypolnennykh vuzami i nauchnymi organizatsiyami Privolzhskogo federal'nogo okruga. Nizhniy Novgorod: 2014. S. 34–36.

4. Makarov V.G., Tambov V.V. Obzor metodov bezdatchikovogo opredeleniya skorosti asinkhronnykh dvigateley (A review of methods of sensorless determination of the speed of asynchronous motors) // Mashinostroyeniye: setevoy elektronnyy nauchnyy zhurnal. 2014. №1. S. 34–38.

5. Andriollo, M., Dall'Ora, L., Martinelli, G., Tortella, A., “Performance comparison of saturated tubular linear permanent magnet generators by simplified FEAs”, ICRERA, 2012. p. 1–7.

6. Agustin Garcia Santana, Dan El Montoya Andrade, Antonio de la Villa Jaen, “Output Power of Linear Generator under Reactive Control in Regular Waves”, ICREPQ, 2011 p. 392–397.

7. Khiterer M.YA., Ovchinnikov I.Ye. Sinkhronnyye elektricheskiye mashiny vozvratno-postupatel'nogo dvizheniya (Synchronous electric machines for reciprocating motion). SPb.: KORONA print, 2004. 358 s.

8. Vinogradov A.B. Vektornoye upravleniye elektroprivodami peremennogo toka (Vector control of AC electric drives). Ivanovo: IGEU, 2008. 319 s.

9. Gulyayev I.V., Bobrov M.A., Yushkov I.S., Volkov A.V., Popov A.A. Bezdatchikovoye upravleniye sinkhronnym dvigatelem s postoyannymi magnitami (Sensorless control of a synchronous motor with permanent magnets) // Nauchno-tekhnicheskyy vestnik Povolzh'ya. 2015. №6. S. 119–122.

10. Tsvetkov A.N., Gibadullin R.R., Kopylov A.M., Dolomanyuk L.V. Stend dlya ispytaniya obratimyykh elektricheskikh mashin vozvratno-postupatel'nogo deystviya (Stand for testing reversible electric machines of reciprocating action) // Sbornik materialov I Povolzhskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Priborostroyeniye i avtomatizirovannyy elektroprivod v toplivno-energeticheskom komplekse i zhilichno-kommunal'nom khozyaystve». Kazan': 2015. S. 109–111.

#### **Authors of the publication**

**Ramil Rifatovich Gibadullin** – fourth-year PhD student of the Department of Industrial Power Supply (EPPS) Kazan State Power Engineering University (KGEU). E-mail: torianin@mail.ru.

**Aleksey Nikolaevich Tsvetkov** – PhD in Engineering, associate professor of the Department of Industrial Power Supply (EPPS) Kazan State Power Engineering University (KGEU).

**Igor Vladimirovich Ivshyn** – doctor of technical sciences, Professor, head of the Department of Industrial Power Supply (EPPS) Kazan State Power Engineering University (KGEU).

**Leonid Vladimirovich Dolomanyuk** – PhD in Pedagogic, associate professor of the Department of Industrial Power Supply (EPPS), Kazan State Power Engineering University (KGEU).

**Поступила в редакцию**

**30 июня 2017 г.**

# К ЗАЩИТЕ ДИССЕРТАЦИЙ

УДК: 681.2:628.9

## РАЗРАБОТКА ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ КАЧЕСТВА СВЕТОДИОДНЫХ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ

Айхайти Исыхакэфу

Казанский государственный энергетический университет

ahat1107@mail.ru

**Резюме:** Разработан измерительный комплекс для определения параметров светодиодных осветительных приборов с последующей интегральной оценкой их качества.

**Ключевые слова:** Энергосбережение, осветительный прибор, измерение параметров, контроль качества.

**Благодарности:** Выражаю благодарность профессору КГЭУ, заслуженному деятелю науки РФ Голенищеву-Кутузову В.А. за просмотр рукописи статьи и полезные советы.

## DEVELOPMENT OF MEASURING COMPLEX FOR RESEARCH OF QUALITY OF LED LIGHTING DEVICES

Aihaiti Yisihakefu

Kazan State Power Engineering University

ahat1107@mail.ru

**Abstract:** Developed a measuring complex for determining of LED lighting devices and the subsequent integral evaluation of their quality.

**Keywords:** Energy saving, lighting devices, measurement parameters, quality control.

**Acknowledgments:** Sincerely want to express my gratitude to honored scientist of the Russian Federation Professor Golenishchev-Kutuzov V. A. for viewing the manuscript and useful advices.

### Введение

Согласно многим источникам информации в мире постоянно растет энергопотребление. При этом его доля, приходящаяся на освещение, продолжает оставаться высокой и находится на уровне 14–20 % [1]. В связи с этим проблема обеспечения энергосбережения остается актуальной и в светотехнике. Большие возможности по снижению энергопотребления кроются в применении светодиодных осветительных приборов (ОП) [2]. Вместе с тем, контроль их качества все еще находится на недостаточно высоком уровне [3–5]. Обычно он осуществляется по отдельным немногим параметрам, в то время как комплексный анализ с привлечением соответствующего измерительного комплекса позволит дать объективную оценку качества светотехнических изделий.

Для фотометрических измерений светодиодных ОП в аккредитованных лабораториях применяют гониофотометры и фотометрические шары разных конструкций, оптические скамьи, спектрофотокориметры и др. [6–8]. Данные приборы из-за их высокой цены практически недоступны для малых предприятий и Торговых домов. На этапах разработки светодиодных осветительных приборов достаточно применять упрощенные и доступные малым предприятиям средства измерения и установки.

#### Описание измерительного комплекса

Измерительный комплекс предназначен для исследования характеристик ОП: светодиодных ламп и светильников и последующей оценки качества их изготовления (рис. 1). Используемые в нем установки и приборы позволяют измерять и вычислять более 15 типовых и вновь предложенных параметров: потребляемую мощность, световой поток, спад освещенности, угол рассеивания, коэффициент пульсации освещенности, осевую освещенность, кривую силу света (КСС), максимальную температуру корпуса ОП, коэффициент мощности, коэффициент нелинейных искажений и характер реактивности нагрузки, крутизну вольт-люксовой характеристики, температурный коэффициент освещенности, осевой эквивалент мощности, удельную мощность и некоторые другие. Первые 6 типовых параметров из них являются основными, а остальные следует рассматривать в качестве дополнительных.

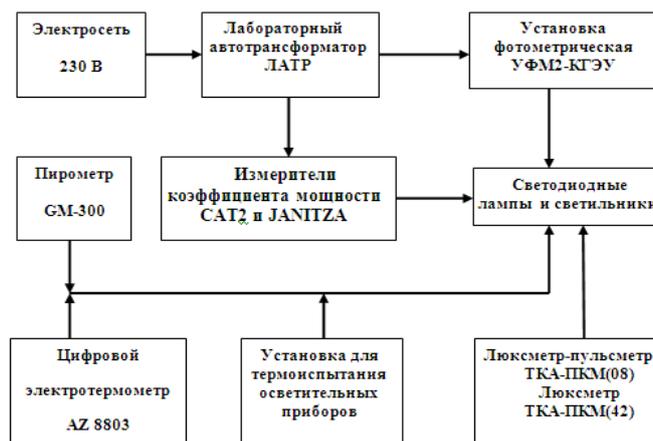


Рис.1. Структурная схема измерительного комплекса

Представленная структурная схема состоит из лабораторного автотрансформатора для изменения напряжения питания в пределах от 100 до 260 В, прибора *CAT2* для измерения активной мощности светодиодных осветительных приборов: светодиодных ламп (СДЛ) и светодиодных светильников (СДС), коэффициента мощности, прибора *JANITZA*, позволяющего дополнительно определять значение  $\cos\phi$ , характер реактивности нагрузки и коэффициент искажений входного тока ( $THDi$ ). Освещенность измеряется люксметром ТКА-ПКМ (42), а коэффициент пульсации – люксметром-пульсметром ТКА-ПКМ (08). Перечисленные приборы при проведении светотехнических и электрических измерений применяются в разных комбинациях в соответствии с решаемой задачей.

Установка фотометрическая УФМ2-КГЭУ [9] состоит из темной камеры с диафрагмальным отверстием, в которой размещена фотометрическая головка люксметра ТКА-ПКМ (42), поворотного столика диаметром 30 см с лимбом, светодиодной лампы и измерителей качества электричества *CAT2* и *JANITZA* (рис. 2). На удалении 40 см от СДЛ по оптической оси расположена фотоприемная головка люксметра, предназначенная для измерения осевой освещенности, угла рассеивания, потребляемой мощности, осевого

эквивалента мощности, коэффициента мощности,  $\cos\phi$ , характера реактивности нагрузки с последующим вычислением спада освещенности, светового потока и коэффициента искажений входного тока.

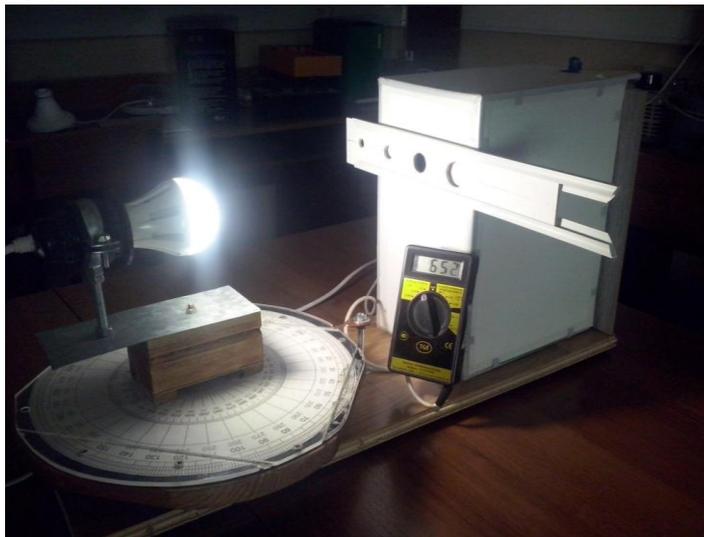


Рис. 2. Лабораторная фотометрическая установка УФМ2-КГЭУ

Для устранения влияния побочных отражающих поверхностей и возможности проведения измерений в обычных условиях освещенности, то есть без использования затемненной комнаты, фотоприемник размещен в небольшой темной камере (15x25x8 см) с отверстием диаметром 3 см в передней стенке, выполняющей роль диафрагмы.

Юстировка оптической системы осуществляется по максимуму показания люксметра путем перемещения фотоприемной головки люксметра в небольших пределах (на 0,5–1,0 см) в вертикальной и горизонтальной плоскостях. Перемещением диафрагмы в перпендикулярной плоскости добиваются, чтобы при отклонении лимба на 10 градусов вправо и влево ослабление светового потока происходило одинаково.

Две термометрические камеры объемом 0,001 и 0,20 м<sup>3</sup> совместно с пульсметром-люксметром ТКА-ПКМ (08), ЛАТРОм и светодиодными осветительными приборами образуют установку для определения спада освещенности, изменения коэффициента пульсаций освещенности, потребляемой мощности и коэффициента мощности при повышении температуры в камерах (до 50 °С) и напряжения питания (от 100 до 260 В). Температура в камерах регистрируется цифровым электротермометром [10].

Повышение температуры в камерах происходит за счет тепловыделения самих ОП и, при необходимости, дополнительного включения электрообогревателей в них мощностью соответственно 40 и 100 Вт.

Для определения максимальной температуры поверхности СДЛ применяется линейка светодиодных ламп и два типа термометра. Основные измерения осуществляются контактным термоэлектрическим термометром AZ8803, а предварительный поиск области с максимальной температурой проводится пирометром G300 в режиме сканирования поверхности СДЛ. На линейке СДЛ устанавливается необходимое количество ламп. Включается электропитание и через 60 минут, то есть после стабилизации температуры корпуса, производятся измерения температуры в области расположения светодиодных модулей и драйверов.

В результате исследований, проведенных на разработанном измерительном комплексе, определены основные и вновь предлагаемые дополнительные параметры светодиодных ламп и светильников [10–12].

#### **Заключение**

Разработанный измерительный комплекс широко использован в исследованиях второв и пригоден для определения до 15 параметров, позволяющих осуществить оценку качества разрабатываемых и реализуемых малыми предприятиями осветительных приборов. Он может быть успешно применен для контроля заявленных в технических паспортах параметров при эксплуатации осветительных приборов.

#### **Литература**

1. Литюшкин В.В. Обращение в Министерства и ведомства. Заместителю Председателя Правительства Российской Федерации А.Д. Дворковичу // Светотехника. 2015. № 3. С. 62–63.
2. Постановление Правительства РФ от 20 июля 2011 г. № 602 «Об утверждении требований к осветительным устройствам и электрическим лампам, используемых в цепях переменного тока в целях освещения».
3. Леонидович А. Контроль качества светотехнических изделий // Полупроводниковая светотехника. 2013. № 6. С. 30–32.
4. Aizenberg, Y.B. The development strategies and tactics of the Russian lighting industry: Addressing the target of decreasing illumination power consumption by half whilst improving living conditions // Light & Engineering. 2014. Vol. 22, № 1. P. 29–39.
5. Куршев А. Девять этапов контроля качества продукции, изготавливаемой по уникальной технологии удаленного люминофора // Полупроводниковая светотехника. 2014. № 2. С. 20–23.
6. Павлов А. Системы тестирования LED-ламп и источников питания для промышленной светотехники производства Chroma ATE // Полупроводниковая светотехника. 2016. № 2. С. 6–10.
7. Барцев А., Беляев Р., Крючкова Е., Эпельфельд И. Испытательный центр ВНИСИ: новые возможности // Современная светотехника. 2011. № 4. С. 26–29.
8. Антонов В., Кузьмин В., Круглов О., Николаев С. Современные средства измерения параметров излучения светотехнических измерений // Lumen&Expertunion. 2012. № 3. С. 53–57.
9. Айхайти Исыхакэфу, Шириев Р.Р. Лабораторная установка для определения угла излучения светодиодных и люминесцентных ламп // Мат. 9-ой Международной научно-технич. конференции «Фундаментальные и прикладные проблемы физики». Ч.2. -Саранск: МГПИ, 2015. С. 204–207.
10. Айхайти Исыхакэфу, Ямбаева Т.А, Любавин И.Г. Малогабаритная термокамера для контроля рабочих характеристик светодиодных и компактных люминесцентных ламп // Мат. XI Всеросс. научно-техн. конф. с междунар. участием «Проблемы и перспективы развития отечественной светотехники, электротехники и энергетики». Саранск, 2013. С. 295–296.
11. Айхайти Исыхакэфу, Д.Д. Бурганетдинова, Р.М. Нигматуллин. Сравнительная характеристика светодиодных ретрофитных ламп ряда производителей// VIII международной молодежной научной конференции «Гинчуринские чтения». Казань: КЭГУ, 2013. Том. 1. С. 243–244.
12. Тукшаитов Р.Х., Айхайти Исыхакэфу, Нигматуллин Р.М., Иштырякова Ю.С., Хайруллина Д.Р. Применение новых информативных параметров при сравнительной оценке качества светодиодных ламп торговых марок «Camelion» и «ASD» // Успехи современной науки. 2016. Т. 4, № 9. С. 129–132.

#### **Авторы публикации**

**Айхайти Исыхакэфу** – инженер кафедры «Промышленная электроника и светотехника» (ПЭС) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ).

#### **References**

1. Litiyushkin V.V. Appeal to the Ministries and departments. Deputy Prime Minister of the Russian Federation AD Dvorkovich // Lighting. 2015. No. 3. P. 62–63.
2. Resolution of the Government of the Russian Federation of July 20, 2011 No. 602 "On approval of the requirements for lighting devices and electric lamps used in alternating current circuits for lighting purposes".
3. Leonidovich A. Quality control of lighting products // Semiconductor lighting. 2013. No.6. P. 30–32.
4. Aizenberg, Y.B. The development strategies and tactics of the Russian lighting industry: Addressing the target of decreasing illumination power consumption by half whilst improving living conditions // Light & Engineering. 2014. Vol. 22, No.1. P. 29–39.
5. Kurshev A. Nine stages of quality control of products manufactured using the unique technology of a remote phosphor // Semiconductor lighting engineering. 2014. No.2. P. 20–23.
6. Pavlov A. Testing systems for LED lamps and sources of feeding for industrial lighting equipment manufactured by Chroma ATE // Semiconductor lighting engineering. 2016. No.2. P. 6–10.
7. Bartsev A., Belyaev R., Kryuchkova E., Eppelfeld I. Test center of VNISI: new possibilities // Modern lighting technology. 2011. No.4. P. 26–29.
8. Antonov V., Kuzmin V., Kruglov O., Nikolayev S. Modern means of measuring the radiation parameters of lighting measurements // Lumen & Expertunion. 2012. No.3. P. 53–57.
9. Aihaiti Yisihakefu, Shiriye R.R. Laboratory installation for determining the radiation angle of LED and fluorescent lamps, Mat. 9th International Scientific and Technical. Conference "Fundamental and Applied Problems of Physics". Part 2. Saransk: MGPI, 2015. P. 204–207.
10. Aihaiti Yisihakefu, Yambaeva TA, Lyubavin IG A small-sized thermal chamber for monitoring the performance of LED and compact fluorescent lamps, Mat. XI All-Russian. Scientific and technical. Conf. With intern. Participation "Problems and prospects of development of domestic lighting, electrical engineering and energy". Saransk, 2013. P. 295–296.
11. Aihaiti Yisihakefu, D.D. Burgantindinova, R.M. Nigmatullin. Comparative characteristics of LED retrofit lamps of a number of manufacturers // VIII International Youth Scientific Conference "Tinchurin Readings". Kazan: KEGU, 2013. Tom. 1. C. 243–244.
12. Tukshaitov R. H. , Aikhayti Ishakafu, Nigmatullin R.M, Ishtyryakova Yu.S., Khairullina D.R. Application of new informative parameters in the comparative evaluation of the quality of LED lamps of trade marks "Camelion" and "ASD" // Advances in modern science. 2016. T. 4, No. 9. P. 129–132.

#### **Authors of the publication**

**Aihaiti Yisihakefu** – engineer of the Department « Industrial Electronics and Lighting technology» Kazan State Power Engineering University.

*Поступила в редакцию*

*30 июня 2017 г.*

## CONTENTS

### ENERGETICS

GRIGORIEVA D.V., KALYUTIK A.A. Evaluation of the effectiveness of methods to mitigate technical minimum of the power unit of thermal power plant. ....	3
TIMERBAEV N.F., SAFINA A.V., KHABIBULLINA A.R., MAZAROV I.YU. Contemporary state of production of wood coal. ....	13
KHAGLEEV E. P., BUTYAKOV M.A. Ash-slag dumps with annual regulation differentiated flows of ash and slag coal power station. ....	21
GEORGIEVSKAIA E.V. The reliability and operation safety of hydraulic units beyond design lifetime. ....	33
ZHUKOV V.V., EVSYUKOV I.A., ALEXANDROV A.S. Determination of conditions for the successful start-up of combined cycle power plant (ccpp) from black start diesel generators (bsdg). ....	43
IVANITSKIY M.S. Modeling the impact of temperature level in the zone of active combustion in the contents of nitrogen oxides and benz(a)pyrene in the combustion products of boiler plants heating systems. part 1. burning cracked fuel oil in a steam boiler bkz-420-140 ngm. ....	56
GAYNULLINA L. R., TUTUBALINA V. P. Influence of organosulfur connections on hygroscopicity of transformer oil and its electric characteristics. ....	65
GRACHEVA E.I., NAUMOV O.V., FEDOTOV E.A. Influence of a load capability of power transformers on their operational characteristics. ....	71
SADYKOV A.V. To the solution of the equation of transfer of radiation by method of discrete ordinates in the axisymmetric domain. ....	78
SUSLOV K.V., SOLONINA N.N., GERASIMOV D.O. Modern approaches to estimation of power quality. ....	85
KHRUSTALEV V.A., BASHLYKOV D.O., GARIEVSKY M.V. Efficiency problems of high-voltage variable frequency drives of the mcp of npp with wwer. ....	94

### ENERGY, METALLURGICAL AND CHEMICAL ENGINEERING

GAFUROV A.M., OSIPOV B.M., GATINA R.Z., GAFUROV N.M. Increase of energy efficiency of the converted aircraft gas turbine engines such as nk-16st with use of the turned gas generator. ....	105
---	-----

### INSTRUMENTATION, METROLOGY AND INFORMATION-MEASURING DEVICES AND SYSTEMS

KUZ'MIN I.L., NOVIKOV S.I., KHUZYASHEV R.G. The simplest signal detection algorithms of transition process of tension in power lines. ....	114
SINICIN A. M., ULANOV V. A. Automatic device for measuring of principal thermoelectric parameters of lead chalcogenides. ....	126
GIBADULLIN R.R., TSVETKOV A.N., IVSHIN I.V., DOLOMANYUK L.V. Sensorless method of controlling the position of the movable element of the electric machine of the reciprocating action of. ....	133

### FOR DEFENCE OF THESISES

AIHAI TI YISIHAK EFU Development of measuring complex for research of quality of led lighting devices. ....	144
---	-----

**НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ  
«ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ»**

**ПРАВИЛА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РУКОПИСЕЙ**

1. Журнал «Известия вузов. Проблемы энергетики» имеет тематическую направленность и публикует статьи по фундаментальным и прикладным проблемам энергетики.

2. В журнале печатаются результаты, ранее не опубликованные и не предназначенные к одновременной публикации в других изданиях.

3. Автор может опубликовать в одном номере журнала не более одной статьи.

4. Плата с аспирантов за публикацию рукописей не взимается.

5. Авторам гонорар не выплачивается.

6. К рукописи статьи прилагаются:

- сопроводительное письмо от организации, в которой выполнена работа;
- экспертное заключение о возможности опубликования статьи в открытой печати.

7. **Структура статьи должна быть следующей:** УДК (сверху слева); название статьи; инициалы и фамилия авторов; названия учреждений, в которых выполнена работа, их местонахождение (город); аннотация и ключевые слова на русском языке (аннотация и ключевые слова на английском языке размещаются следующим абзацем). Введение; разделы (параграфы); заключение; список литературы (не более 20 источников). Для экспериментальных работ рекомендуется иметь в статье выделенные части: введение, методику исследования, основные результаты, обсуждение результатов, выводы. **Каждая статья должна заканчиваться выводами, фиксирующими основные результаты работы, их значение для теории и практики.**

**Сведения о каждом авторе:** фамилия, имя, отчество (полностью); полное название организации – места работы (учебы), ее почтовый адрес; занимаемая должность, ученая степень; E-mail; указать с кем из авторов (если авторов несколько) вести переписку или переговоры.

8. **В редакцию предоставляется на английском языке:** название статьи; аннотация и ключевые слова; список литературы; полные сведения об авторах.

9. Объем рукописи научной статьи не должен превышать 10 страниц, включая рисунки; статьи в рубрику «К защите диссертаций» – 4-х страниц, включая рисунки; кратких сообщений – 2 страниц.

10. Рукопись должна быть тщательно выверена и подписана всеми авторами.

11. Рукопись статьи представляется в двух экземплярах и по E-mail в формате Microsoft Word 2003. Для уменьшения вероятности сбоя при чтении данных желательно сделать несколько копий файлов.

Электронный вариант рукописи статьи с полным комплектом документов может быть направлен по E-mail.

12. При наборе на компьютере следует соблюдать следующие правила оформления рукописи:

- Текст статьи набирается **шрифтом Times New Roman, размером 10 пт с межстрочным интервалом «минимум 12пт» и печатается на одной стороне стандартного (А4) листа белой бумаги. Следует установить следующие размеры полей: сверху - 2 см, снизу – 1,5 см, слева – 4,5 см и справа – 2,5 см. На вкладке «Размер бумаги» выбрать параметр «Другой» и установить ширину листа 21 см, высоту 25,5 см. Отступ первой строки должен быть строго 1 см.**

- Между цифровым значением величины и ее размерностью следует ставить знак неразрывного пробела. Различать дефис «-», знак «минус» «-», и тире «—». Переносы в словах не употреблять. Не использовать для форматирования текста знаки пробела.

- Все сокращения, за исключением общепринятых, расшифровываются при их первом упоминании в тексте статьи.

- Значения физических величин приводятся в единицах СИ или разрешенных к употреблению наравне с ними.

- **Формулы** набирают обычным шрифтом с использованием редактора формул Microsoft Equation 3.0, соблюдая размеры: обычный текст – 10 пт, крупный индекс – 9 пт, мелкий индекс – 8 пт, крупный символ – 16 пт, мелкий символ – 12 пт.

- Буквы латинского алфавита (как и в основном тексте) набирают курсивом, буквы греческого и русского алфавитов – прямым шрифтом. Математические символы  $\lim$ ,  $\lg$ ,  $\ln$ ,  $\arg$ ,  $\text{const}$ ,  $\sin$ ,  $\cos$ ,  $\min$ ,  $\max$  и т.д. набирают прямым шрифтом. Символ не должен сливаться с надсимвольным элементом.

- Длина формул не должна превышать 10 см. Большие формулы необходимо разбивать на отдельные независимые фрагменты.

- Нумерацию и знаки препинания следует ставить отдельно от формул обычным текстом. Формулы, на которые имеются ссылки в тексте, нумеруют у правого края страницы арабскими цифрами в круглых скобках.

- **Рисунки**, число которых должно быть логически оправданным, должны иметь расширение совместное с MS Word (рисунок MS Word, редакторы CorelDraw, Photoshop).

**На диске рисунки должны быть представлены в виде отдельных файлов, желательно в формате TIF с разрешением 300 dpi.**

- Правила выполнения рисунков: формат – не более 10×8 см; толщина линий: основных – 2 пт, вспомогательных – 1 пт. Для обозначений в поле рисунка, также как и для подрисовочной надписи, использовать шрифт Times New Roman, размером не менее 9пт. Рисунки с большим количеством деталей (сложные схемы, графики) размещать на всю ширину стр. (14 см).

- Фотографии должны быть четкими, на глянцековой бумаге. Отсканированные фотографии записываются в файлы в формате TIFF, JPEG, GIF. Сканировать изображение следует с разрешением 300 dpi для контрастных черно-белых рисунков и 600 dpi - для полутонных.

- **Таблицы** должны иметь нумерацию, тематические заголовки и выполняться на отдельных листах. Ширина таблицы не должна превышать 14 см.

- Авторы должны избегать повторения одних и тех же данных в тексте, таблицах, графиках. Сокращения допускаются только общепринятые. Обозначения на рисунках должны строго соответствовать обозначениям в тексте.

- **Ссылки на литературные источники** нумеруются в порядке упоминания в тексте арабскими цифрами и указываются в квадратных скобках.

- **Список литературы** печатается на отдельном листе и оформляется по ГОСТ Р 7.0.5–2008 «Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления». Ссылки на неопубликованные сообщения (кроме защищенных диссертаций) не допускаются. Иностранные фамилии даются в тексте в русской, а в списке литературы – в оригинальной транскрипции.

13. Возвращение рукописи на доработку не означает, что статья уже принята к печати. Доработанный вариант необходимо прислать в редакцию в двух экземплярах вместе с ее начальной версией, рецензией и письмом с ответами на замечания рецензента.

14. Доработанный вариант статьи рецензируется и рассматривается редколлегией вновь. Датой представления считается дата поступления в редакцию исправленной статьи.

15. Решение редакционной коллегии о принятии статьи к печати или ее отклонении сообщается авторам.

16. Авторам высылается один отдельный оттиск их статьи.

**17. При несоблюдении авторами указанных Правил рукописи к рассмотрению не принимаются.**

*Адрес редакции:* Журнал «Известия вузов. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ»,  
Казанский Государственный Энергетический Университет,  
420066, г. Казань, ул. Красносельская, д.51,  
Тел./факс: (843) 527-92-76, E-mail: problems\_ener@mail.ru.