

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

---

---

# **НАУКА ТЕХНОЛОГИИ ИННОВАЦИИ**

---

---

**Сборник  
научных трудов**

**г. Новосибирск, 03-07 декабря 2018 г.  
в 9-и частях**

**Часть 4**

НОВОСИБИРСК  
2018

УДК 62(063)  
ББК 72.5я431  
Н34

**Н34 НАУКА. ТЕХНОЛОГИИ. ИННОВАЦИИ** //Сборник научных трудов в 9 ч. / под ред. Гадюкиной А.В. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2018. – Часть 4. – 382 с.

ISBN 978-5-7782-3733-9  
Ч.4: ISBN 978-5-7782-3737-7

В сборнике публикуются материалы по научным направлениям:  
*«Энергетика»*

---

---

## **ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ**

### **Председатель Оргкомитета:**

Батаев А.А., д.т.н., профессор, ректор НГТУ

### **Зам. председателя Оргкомитета:**

Вострецов А.Г., д.т.н., профессор, проректор по научной работе НГТУ  
Филатова С.Г., к.т.н., доцент, директор ИТЦ

### **Программный комитет:**

Драгунов В.П., д.т.н., профессор, начальник ОПК ВК  
Корель И.И., к.ф.-м.н., доцент, декан ФТФ  
Осьмук Л.А., д.социол.н., профессор, директор ИСТР  
Рева И.Л., к.т.н., доцент, декан АВТФ  
Ромм М.В., д.ф.н., профессор, декан ФГО  
Саленко С.Д., д.т.н., профессор, декан ФЛА  
Тимофеев В.С., д.т.н., доцент, декан ФПМИ  
Хайруллина М.В., д.э.н., профессор, декан ФБ  
Хрусталева В.А., д.т.н., профессор, декан РЭФ  
Вильбергер М.Е., к.т.н., доцент, декан ФМА  
Янпольский В.В., к.т.н. доцент, декан МТФ  
Чернов С.С., к.э.н. доцент, декан ФЭН

УДК 62(063)  
ББК 72.5я431

ISBN 978-5-7782-3737-7 (Часть 4)  
ISBN 978-5-7782-3733-9

© Коллектив авторов, 2018  
© Новосибирский государственный  
технический университет, 2018

## НАУЧНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ – ЭНЕРГЕТИКА

### Секция СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

#### ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ВСЕРЕЖИМНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ ФАЗОПОВОРОТНОГО УСТРОЙСТВА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

**М.В. Агафонова<sup>2</sup>, С.А. Ставицкий<sup>1</sup>,**

<sup>1</sup>Томский политехнический университет

<sup>2</sup>Новосибирский государственный технический университет  
г. Томск, sas4@tpu.ru

*В работе представлена концепция программно-технических средств всережимного моделирования фазоповоротного устройства, позволяющая воспроизводить процессы в данном устройстве в составе больших электроэнергетических систем в режиме реального времени и на неограниченном интервале времени. По данной концепции собрана тестовая модель фазоповоротного устройства и проведены её экспериментальные исследования в составе модели Томской энергосистемы, реализованной во Всережимном моделирующем комплексе реального времени электроэнергетических систем.*

*The paper presents the conception of software and hardware simulation tools for the phase shifting transformer. Mentioned software and hardware tools allow reproducing operation of the phase shifting transformer as part of large electric power systems in real time and at an unlimited time interval. According to this conception, the phase shifting transformer test model was constructed and experimented as part of the Tomsk electric power system model implemented in the Hybrid Real-Time Power System Simulator.*

Внедрение в электроэнергетические системы (ЭЭС) устройств FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems), одним из которых является фазоповоротное устройство (ФПУ) [1], позволяет эффективнее управлять режимами ЭЭС, в частности осуществлять: автоматическое регулирование напряжений и потоков активной мощности, минимизацию электрических потерь и др. Вместе с этим значительно усложняются динамические свойства ЭЭС, соответственно квазиустановившиеся и переходные процессы в оборудовании и ЭЭС в

целом. В результате сегодняшние средства расчета режимов и процессов ЭЭС применяют следующие упрощения и ограничения [2]:

- декомпозиция процессов ЭЭС на квазиустановившиеся и переходные;
- упрощения математических моделей элементов, особенно электросетевых;
- ограничения интервала воспроизведения процессов [3].

В совокупности приведенные упрощения и ограничения приводят к неопределимой потере полноты и достоверности моделирования.

Решением указанной проблемы является создание программно-технических средств моделирования ФПУ (гибридное моделирование), концепция которых включает в себя аналоговый, цифровой и физический виды моделирования. Аналоговый подход представляет собой решение системы дифференциальных уравнений, которые описывают модель ФПУ, методом непрерывного неявного интегрирования. Цифровой подход – управление параметрами ФПУ через компьютерные средства. Физический подход – соединения и коммутации в элементах ЭЭС, как в реальных ЭЭС. Более подробное описание данной концепции приведено в [2].

Структурная схема программно-технических средств моделирования ФПУ изображена на рисунке 1.

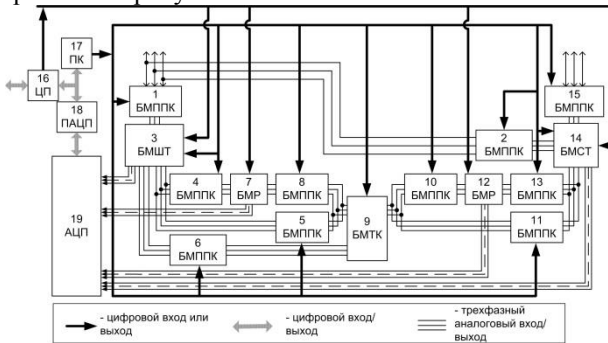


Рисунок 1 – Структурная схема программно-технических средств моделирования ФПУ

Входом модели ФПУ служат блоки моделирования продольно-поперечных коммутаций (БМППК) 1 и 2, осуществляющие продольные и/или поперечные коммутации (короткие замыкания, обрывы фаз). Аналогичные блоки установлены под номерами 4, 5, 6, 8, 10, 11, 13 и 15.

БМППК под номером 15 является выходом модели ФПУ. Управление коммутациями производится через цифровые каналы от процессора коммутаций (ПК). ПК также управляет блоком моделирования тиристорного коммутатора (БМТК), который представляет собой набор ключей, каждый из которых замещает действие тиристора.

Решение дифференциальных уравнений, описывающих функционирование ФПУ, осуществляется в отдельных блоках моделирования шунтового трансформатора (БМШТ), серийного трансформатора (БМСТ). В случае необходимости, в модели ФПУ могут быть подключены блоки моделирования токоограничивающих реакторов (БМР).

Решение данных систем после БМШТ, БМСТ и БМР поступают в аналоговом виде в аналого-цифрового преобразователь (АЦП), после которого оцифрованные сигналы попадают в процессор АЦП (ПАЦП), связанного с ПК и центральным процессором (ЦП). ЦП осуществляет связь с компьютером, а также задает параметры реакторов, шунтового и серийного трансформаторов (активное сопротивление, индуктивность рассеивания и т.д.).

Разработанная подобным образом модель ФПУ адаптирована для использования во Всережимном моделирующем комплексе реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС), разработанном в Энергетическом институте Томского политехнического университета [2]. ВМК РВ ЭЭС представляет собой параллельную, многопроцессорную, программно-техническую систему реального времени гибридного типа, объединяющую в себе адаптируемую совокупность моделей всех элементов ЭЭС и информационно-управляющую систему [2]. На ВМК РВ ЭЭС была реализована Томская энергосистема, где по настоящее время выполнен эксплуатационный раздел на участке между подстанциями Вертикос-Парабель, разделяющий на несинхронно работающие северный и южный районы Томской области. Параллельная работа северного и южного районов невозможна по условиям статической устойчивости.

Для нормальной схемы Томской энергосистемы в эксплуатационном разделе на ПС Парабель угол между векторами напряжений разных систем шин составляет 43,2 эл.град. С помощью ФПУ взаимный угол был уменьшен до 21,6 эл.град (критический угол, при котором наступает процесс ресинхронизации). Осциллограммы подключения на параллельную работу южной и северной частей Томской энергосистемы без использования и с использованием ФПУ представлены на рисунках

2 и 3, соответственно. Напряжения и токи измеряются на ПС Парабель. Линия ПВ-224 (ПС Каргасок – ПС Парабель) изначально отключена со стороны ПС Парабель; линия ЧП-223 (ПС Чажемто – ПС Парабель) включена с обеих сторон.

Из рисунка 2 видно, что при включении южной и северной частей Томской энергосистемы на параллельную работу наступает асинхронный режим. При использовании ФПУ (рисунок 3) наступает процесс ресинхронизации между южной и северной частями Томской энергосистемы.

Совокупность представленных результатов подтверждает достижение цели по созданию программно-технических средств моделирования ФПУ, обеспечивающих бездекомпозиционное, методически точное моделирование в реальном времени.

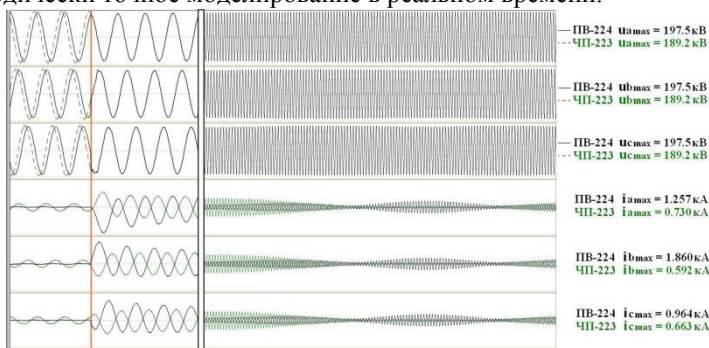


Рисунок 2 – Включение несинхронно работающих частей ЭЭС на параллельную работу без фазоповоротного устройства

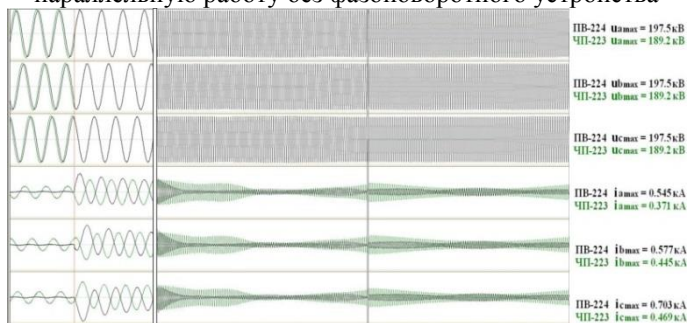


Рисунок 3 – Включение несинхронно работающих частей ЭЭС на параллельную работу с помощью ФПУ

Литература:

1. Добрусин Л. Тенденции применения фазоповоротных трансформаторов // Силовая электроника. 2012. №5. С. 60-66.
2. Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О. Принципы построения средств всережимного моделирования в реальном времени энергосистем // Электричество, 2012. №. 6. С. 10-13.
3. Холл Дж., Уатт Дж. Современные численные методы решения обыкновенных дифференциальных уравнений: Пер. с англ. // Под ред. А.Д. Горбунова. М.: Мир, 1979. 312 с.

## **РАЗРАБОТКА ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10 КВ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ОЗЗ**

**В.А. Васильков, А.Ю. Арестова**  
**Новосибирский государственный технический университет**  
**г. Новосибирск, kurumpira@gmail.com**

*В работе представлен анализ распределительных сетей с изолированной нейтралью. Разработана физическая модель линии электропередачи для исследования процессов однофазного замыкания на землю, а также возможность передачи высокочастотного сигнала с целью определения места повреждения линии. В результате математического моделирования определена зависимость изменения несущей частоты от удаленности места замыкания.*

*The paper presents an analysis of distribution networks with isolated neutral. A physical model of a transmission line has been developed for studying single-phase ground fault processes, as well as the possibility of transmitting a high-frequency signal for fault identification and localization. As a result of mathematical modeling, the fault location is determined as a function of frequency variation.*

### **1. Введение**

Значительное усложнение современных электроэнергетических систем и активное внедрение технологических инноваций, вызывают рост электропотребления, и формирует повышенные требования к надежности электрических сетей и качеству электроэнергии.

Для быстрого обнаружения поврежденного участка и снижения перерыва питания потребителей в электрических сетях применяют устройства определения места повреждения (ОМП). В сетях с

заземленной нейтралью, проблема отключения аварийной линии решена и определена быстродействием релейной защиты. Однако, в сети с изолированной нейтралью, аварийная линия продолжает функционировать и передавать электроэнергию потребителям, а поиск повреждения требует значительного времени и ресурсов.

Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) – характерный вид повреждения в сетях 6-35 кВ, где обмотки питающих трансформаторов, как правило, соединены в треугольник, поэтому нейтральная точка физически отсутствует. Замыкания на землю составляют порядка 80 % всех повреждений на линии [1]. При этом стоит заметить, что общая протяженность распределительных сетей с изолированной нейтралью в России составляет более 600 тысяч км – т.е. почти 40 % от общей протяженности линий всех классов напряжения [2].

Проблема однофазных замыканий связана с тем, что токи, протекающие по повреждённой фазе, малы и разрешается не отключать линию, на которой появилась такая авария до нескольких часов, чтобы не останавливать передачу электроэнергии потребителям по здоровым фазам. При такой аварии происходит износ оборудования, так как по здоровым фазам протекает линейное напряжение, а также есть вероятность попадания человека под напряжение шага.

С учетом вышесказанного, ОМП является актуальной задачей, так как в большинстве случаев релейная защита определяет поврежденный фидер, но не удаленность места замыкания, куда должен отправиться оперативный персонал для выполнения ремонтных работ [3].

Существует немало способов определения места повреждения, но все они требуют дополнительных затрат на их закупку и эксплуатацию, при чем иногда эти затраты превышают ущерб от однофазного замыкания на землю.

## 2. Технология PLC (Power Line Communication)

В настоящее время в релейной защите линий 110 и 220 кВ используют высокочастотную связь. На концах линии устанавливают комплекты защит, которые связаны друг с другом по ВЧ-каналам. Основой технологии данных устройств является использование частотного разделения сигнала (OFDM-модуляция), при котором высокоскоростной поток данных разбивается на несколько относительно низкоскоростных, каждый из которых передается по отдельной поднесущей частоте с последующим их объединением в один сигнал.



При установке PLC модемов на воздушные линии электропередачи (ЛОП) появляется возможность создания нового метода определения места повреждения однофазного замыкания на землю за счет мониторинга изменения несущей частоты сигнала при повреждении линии.

Для разработки и апробации метода ОМП в распределительных сетях, на основе анализа амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) сигнала, была создана физическая модель ЛЭП. На базе физической модели, можно провести анализ АЧХ, полученных при ОЗЗ, обрыве фазы (или нескольких фаз), рассмотреть варианты разветвленной распределительной сети, влияние несовершенства изоляции и прочие факторы, которые не в полной мере отражены в математических моделях.

### 3. Экспериментальное исследование физической модели ЛЭП

Для создания физической модели линии, в системе автоматизированного проектирования Mathcad, были рассчитаны параметры ЛЭП [4]. Расчёт проведён исходя из геометрии распространённой промежуточной стальной опоры на напряжение 10 кВ - "П10-1" [5] со сталеалюминевыми проводами марки АС-50/8.

Расчётным путём получены погонные индуктивность и ёмкость линии, а также с учётом скин-эффекта активное сопротивление. Физическая модель, представленная на рисунке 1, является аналогом линии в трехфазном исполнении.

Эксперимент состоял в поочередном замыкании каждой из фаз на землю при различной удаленности точки ОЗЗ от источника питания. В результате были получены осциллограммы напряжения и выходные АЧХ, представленные на рисунке 2. Зависимость несущей (максимальной) частоты сигнала от удаленности ОЗЗ приведена на рисунке 3.

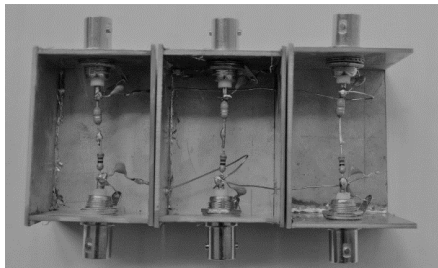


Рисунок 1 – Один участок модели трехфазной ЛЭП

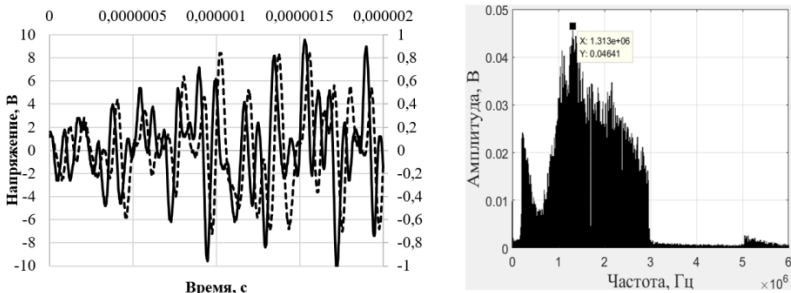


Рисунок 2 – Осциллограмма и АЧХ при ОЗЗ на участке 3

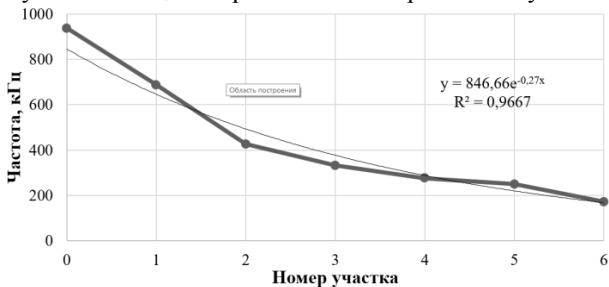


Рисунок 3 – Зависимость несущей частоты при удалении места ОЗЗ от источника питания

Полученная зависимость позволяет рассчитать расстояние до места ОЗЗ при известном значении несущей частоты. Для этого необходимо найти ее математическую модель. Математическая модель представлена в виде линии тренда в экспоненциальном формате, так как изменение полученных данных непрерывно убывает, нет пересечения с нулем и отрицательных значений. Величина достоверности аппроксимации составляет 0,97, что можно считать достаточным значением для использования полученной математической модели с целью ОМП.

#### 4. Заключение

Высокочастотный диапазон передачи сигнала, используемый в предлагаемом способе, усиливает, по сравнению с килогерцовым диапазоном частот, явление электромагнитной индукции, что приводит к появлению ВЧ сигнала на соседних фазах с аналогичным по форме портретом АЧХ и одинаковой несущей частотой. Следовательно, повреждение одной или двух фаз линии электропередач не мешает приемным устройствам получать и анализировать сигнал.

При удалении точки ОЗЗ от источника сигнала, амплитудное значение ВЧ сигнала и несущая частота будут уменьшаться по экспоненциальному закону. Из этого можно сделать вывод, что имеется возможность определять место повреждения, а именно участок, на котором произошло ОЗЗ по имеющимся данным АЧХ.

На реальном объекте математическая модель может быть получена теоретически, с учетом физических параметров линии или экспериментально. Экспериментальное построение модели потребует проведения ряда однофазных замыканий на реальной линии, либо сбор информации по возникающим повреждениям, с последующим анализом.

Литература:

1. *Сазыкин В.Г.* Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие – 2-е изд., исправ. и доп. – Краснодар: КубГАУ, 2017. – 255 с.

2. *Симонов Н.С.* Развитие электроэнергетики Российской империи: предыстория ГОЭЛРО. – М.: Русский фонд содействия образованию и науке, 2016. – 320 с.: ил.

3. Режимы заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ [Электронный ресурс]: <http://energybk.ucoz.ru/publ/14-1-0-121>

4. *Лыкин А.В.* Электрические системы и сети / Учебное пособие. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. - 248 с.

5. Опоры ЛЭП [Электронный ресурс]: [http://www.yse-electro.ru/rus/catalog/category1/support\\_of\\_electric\\_mains/p10-1.shtml#axzz5UjfKeRDq](http://www.yse-electro.ru/rus/catalog/category1/support_of_electric_mains/p10-1.shtml#axzz5UjfKeRDq) (дата обращения: 23.10.2018)

## **ИССЛЕДОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ НАКОПИТЕЛЕМ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

**Т.П. Вейгандт, В.М. Зырянов**

**Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, [tatiana.weigandt@gmail.com](mailto:tatiana.weigandt@gmail.com)**

*В работе предложен алгоритм управления накопителем энергии для случая резкопеременной нагрузки в системе, составлена математическая модель ВЭУ*

в составе энергосистемы и выполнены расчёты при управлении по заданному алгоритму.

*In this study is requirements the algorithms for keeping control of energy storage system for the case of abruptly variable load in power system have been created. The mathematical model of wind power plant of the power system has been assembled. The results of the operation made with using the given algorithm have been obtained.*

В настоящее время наблюдается стремительное развитие ветроэнергетики, в частности быстрый рост установленных мощностей ветроэнергетических установок (ВЭУ) в мире. В связи с этим проблема обеспечения достаточной защиты оборудования от внештатных ситуаций, которые могут привести к нарушению устойчивости системы и снизить её надёжность, является особенно актуальной. Частично эта проблема решается использованием в ВЭУ асинхронных генераторов двойного питания [1]. Но для того, чтобы обеспечить надёжную работу с любыми типами генераторов (в том числе и с генератором двойного питания) недостаточно внутренней защиты установки (защита от длительных перегрузок, защита от коротких замыканий) и возможностей самого генератора.

Для решения вышеописанной проблемы возможно применение накопителя энергии в качестве средства повышения надёжности ветровых электростанций.

К нарушению динамической устойчивости приводят значительные возмущения (такие, при которых изменения параметров режима соизмеримы с номинальными значениями этих параметров). Из-за изменений параметров энергетической системы возникают переходные процессы, которые описываются уравнением движения ротора генератора:

$$j \frac{d\omega}{dt} = M_T - M_G = \Delta M, \quad (1)$$

где  $M_T$  – вращающий момент на валу турбины,  $M_G$  – тормозной момент на валу генератора,  $\omega$  – угловая частота вращения вала,  $j$  – суммарный момент инерции турбины и генератора,  $\Delta M$  – небаланс моментов.

Возмущающие воздействия приводят к возникновению небаланса моментов и при отсутствии средств противоаварийного управления генератор может выйти из синхронизма с приёмной системой. Так как переходной процесс протекает очень быстро, то даже в случае использования в ВЭУ генератора двойного питания его собственных

ресурсов может оказаться недостаточно для поддержания устойчивости. Использование одновременно регулирующего блока генератора двойного питания и накопителя энергии, установленного на шинах ВЭУ, может значительно ускорить процесс уменьшения величины возникшего небаланса, таким образом, поддерживая динамическую устойчивость.

Одним из влияющих на динамическую устойчивость возмущений является наличие в сети резкопеременной нагрузки большой мощности. Применение в таком случае накопителя позволяет сгладить график нагрузки, уменьшая возмущающее воздействие нагрузки и позволяя, кроме того, снизить установленную мощность генератора до средней мощности графика нагрузки.

Для повышения надёжности ВЭС разработан алгоритм управления накопителем энергии для случая, когда нагрузка является резкопеременной. Цель управления накопителем заключается в поддержании мощности ветрогенератора на одном уровне (в границах установленных минимальных и максимальных пределов).

Параметрами, которые должны быть определены при выборе накопителя, являются его мощность и энергоёмкость. Минимально необходимая мощность определяется из графика нагрузки системы и выбирается как разница между наибольшей величиной графика нагрузки и номинальной мощностью генератора:

$$P_{НЭ} = P_{\text{пик}} - P_{\text{ном.ГА}}, \quad (2)$$

Где  $P_{НЭ}$  – мощность накопителя энергии,  $P_{\text{МАХ.ПИК}}$  – максимальный пик/ «провал» графика нагрузки,  $P_{\text{НОМ.ГА}}$  – номинальная мощность генератора.

Для определения энергоёмкости СНЭЭ рассчитывается диаграмма изменения энергии накопителя на основе графика нагрузки и дополнительно учитывается то, что для сохранения своей работоспособности накопитель должен разряжаться не более чем на 15-20% от своей номинальной энергоёмкости [2-3].

Управление накопителем производится с помощью управляющего звена (контроллера), на который подаются параметры энергосистемы (в данном случае входным параметром для управляющего звена накопителя энергии является активная мощность нагрузки, изменяющаяся во времени). Также задаются минимальное и

максимальное значения мощности, в коридоре которых должен работать ветрогенератор. Алгоритм реализуется путём непрерывного сравнения фактического значения мощности с заданными пределами и подачи расчётного сигнала на накопитель в соответствии с результатом сравнения.

В ПК MATLAB/Simulink составлена математическая модель ветроэнергетической установки в составе энергосистемы и выполнено управление накопителем энергии по вышеописанному алгоритму.

Модель энергосистемы состоит из генератора, накопителя энергии, трансформатора и нагрузки и представлена на рисунке 1. Потребление мощности происходит по заданному графику нагрузки.

Оциллограмма мощности генератора ВЭУ при отключённом накопителе энергии представлена на рисунке 2. На рисунке 3 изображена оциллограмма, иллюстрирующая действие накопителя, компенсирующего резкий бросок мощности нагрузки.

Из-за некоторого запаздывания при срабатывании накопителя мощность генератора при больших резких изменениях нагрузки также скачкообразно и кратковременно изменяется, быстро возвращаясь на прежний уровень. Однако это незначительно сказывается на качестве переходного процесса.

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод, что реализованный в ПК MATLAB/Simulink алгоритм управления позволяет стабилизировать мощность ветрогенератора в заданном диапазоне, тем самым повышая его динамическую устойчивость. Это подтверждает высокую эффективность накопителя энергии как средства повышения динамической устойчивости ветровой электростанции.

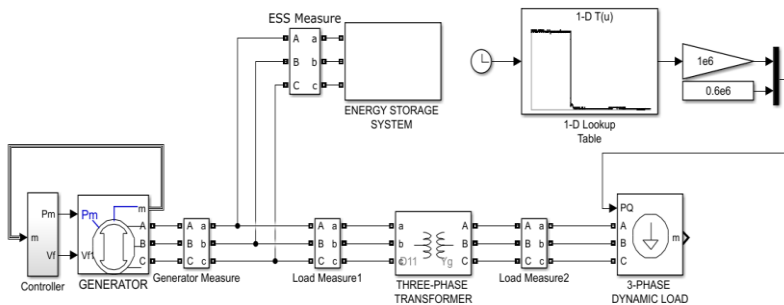


Рисунок 1 – Модель энергосистемы в ПК MATLAB/Simulink

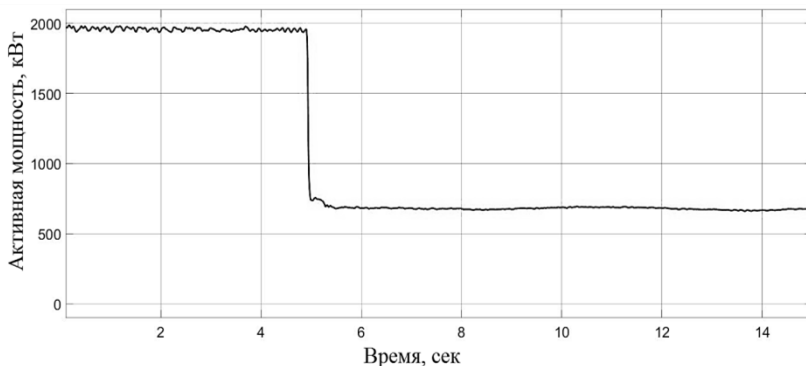


Рисунок 2 – Осциллограмма мощности генератора ВЭУ при отключённом накопителе энергии

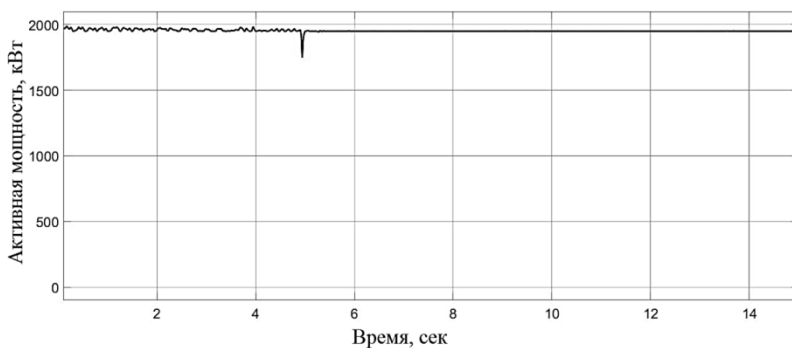


Рисунок 3 – Осциллограмма мощности генератора ВЭУ при работе накопителя энергии, компенсирующего броски нагрузки

Литература:

1. Удалов С.Н. Возобновляемая энергетика: учеб.пособие / С.Н. Удалов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – 607 с., цв. илл.
2. Методы выбора параметров накопителя энергии при резкопеременной нагрузке / О.И. Горте, В.М. Зырянов, Н.Г. Кирьянова, Г.А. Пранкевич // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы 8 междунар. науч.-техн. конф. – Самара, 2017. – Т. 3. – С.135–138.
3. Методика расчета основных параметров накопителя энергии по экспериментальным нагрузочным диаграммам / В. М. Зырянов, Н. Г.

Кириянова, Г. А. Пранкевич, Д. Ю. Балуев // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2018. - Т. 22, № 5. - С. 105-114.

## **СНИЖЕНИЕ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ДИЗЕЛЬНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ С ПОМОЩЬЮ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ**

**Д.С. Гладков, В.М. Зырянов**

**Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, gladkov739@gmail.com**

*Рассмотрено применение накопителей энергии в автономных электрических системах, в целях снижения установленной мощности дизель-генераторной установки и удельного расхода топлива.*

*The article observes the use of energy storage in autonomous electrical systems in order to reduce the installed capacity of a diesel generator and specific fuel consumption.*

### **Введение**

При проектировании автономной электростанции всегда возникает вопрос выбора мощности и количества генераторных агрегатов (ГА). При определении расчетной мощности, приходится учитывать, что для большинства автономных электростанций характерна высокая неравномерность графика нагрузки, особенно в случае её резкопеременного характера. Учитывая, что основной тип ГА для автономных электростанций – дизель-генераторные установки (ДГУ), мощность которых выбирается по максимальному значению нагрузки, коэффициент использования установленной мощности будет иметь низкие значения. Это приводит к повышенному удельному расходу топлива и росту себестоимости электроэнергии. Средняя мощность нагрузки при этом, как правило, значительно меньше установленной мощности агрегатов.

Применение накопителей энергии на электростанциях с ДГУ позволяет сглаживать отклонения мощности от среднего значения. Отсюда - возможность снижения установленной мощности ДГУ вплоть до среднего значения нагрузки, что существенно повышает коэффициент использования установленной мощности ( $K_{\text{нум}}$ ) и КПД.



### Сравнительный анализ расхода топлива дизель-генераторов

Для выяснения условий замены ДГУ большей мощности на ДГУ меньшей мощности сравним часовые расходы топлива типовых ДГУ номинальной мощностью 150 и 300, 1000 и 2000 кВт (таблицы 1 и 2, соответственно) [1]. В таблицах отражены показатели часового расхода топлива  $G$ ,  $K_{\text{иум}}$  и информация об экономии топлива  $\Delta G$  и  $\Delta G\%$ , при замене ДГУ.

На рисунке 1 представлена расходная характеристика для ДГУ номинальной мощностью 150 и 300 кВт.

Таблица 1 — Таблица расхода топлива ДГУ 150 и 300 кВт.

Мощность нагрузки, кВт	Мощность генератора, кВт				$\Delta G = G_2 - G_1$ , л/ч
	150		300		
	$K_{\text{иум}1}$ , %	$G_1$ , л/ч	$K_{\text{иум}2}$ , %	$G_2$ , л/ч	
0	0	4,9	0	8,7	3,8
37,5	25	13,6	12,5	17,3	3,7
75	50	22,3	25	25,7	3,4
112,8	75	31,8	38	34,1	2,3
150	100	41,3	50	42,8	1,5

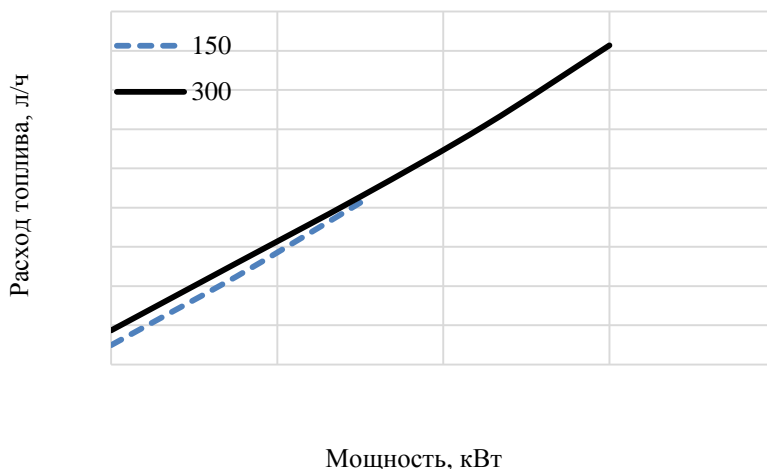


Рисунок 1 — Расходная характеристика ДГУ 150 и 300 кВт  
Кривая расходной характеристики ДГУ 150 кВт лежит ниже кривой ДГУ 300 кВт при нагрузке до 150 кВт, что указывает на целесообразность замены более мощного агрегата при  $K_{\text{иум}}$  менее 50%

на менее мощный. Это возможно при условии, что регулирование переменной части нагрузки выполняется с помощью накопителя энергии. При этом достигается комплексный эффект: минимальный удельный расход топлива, минимальная стоимость ДГУ, минимальные издержки на его обслуживание [2].

Аналогично рассматриваются ДГУ 1000 и 2000 кВт. Результаты сравнения представлены в таблице 2.

На рисунке 2 кривая расходной характеристики ДГУ 1000 кВт лежит ниже, чем кривая ДГУ 2000кВт, при нагрузке от 0 до 1000 кВт, что говорит об эффективности замены ДГУ 2000 при  $K_{иум}$  меньше 50% на ДГУ 1000 кВт.

Таблица 2 — Таблица расхода топлива ДГУ 1000 и 2000 кВт.

	Мощность генератора, кВт				$\Delta G = G_2 - G_1$ , л/ч
	1000		2000		
Мощность нагрузки, кВт	$K_{иум1}$ , %	$G_1$ , л/ч	$K_{иум2}$ , %	$G_2$ , л/ч	
0	0	25.7	0	50.7	25
250	25	81.8	13	106.4	24.6
500	50	137.8	25	162	24.2
750	75	197.2	38	219	21.8
1000	100	269.1	50	273	4.2

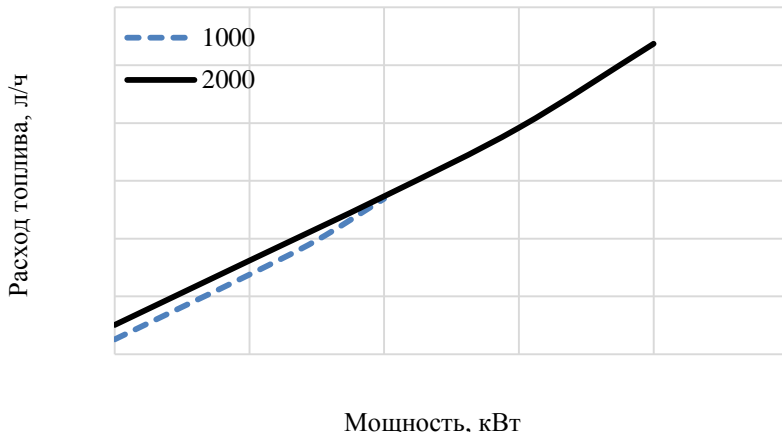


Рисунок 2 — Расходная характеристика ДГУ 1000 и 2000 кВт  
 Таким образом, если нагрузка ДГУ при работе в составе автономной электростанции имеет резкопеременный характер и её  $K_{иум}$  меньше 50%,

то в этом случае создаются условия для уменьшения установленной мощности ДГУ, по крайней мере, в два раза. Уменьшается также и расход топлива на установке меньшей мощности (таблицы 1 и 2).

Например, если ДГУ-300 работает на резкопеременную нагрузку со значением  $K_{\text{нум}2} = 25\%$  и расходом топлива  $G_2 = 25,7$  л/ч, то при его замене на ДГУ-150 расход сократится до  $G_1 = 22,3$  л/час (на 13,2%). При значении  $K_{\text{нум}2} = 12,5\%$  расход топлива равен  $G_2 = 17,3$  л/час, а при замене ДГУ сократится до  $G_1 = 13,6$  л/час (на 21,4%).

При меньших значениях  $K_{\text{нум}}$  эффект снижения расхода топлива возрастает, т.е. установленную мощность ДГУ можно существенно уменьшить. Для реализации этого в составе автономной энергосистемы должен быть накопитель электроэнергии. Мощность и энергоёмкость накопителя при этом должны быть достаточны для того, чтобы сглаживать переменную часть графика нагрузки.

Для наглядности, на рисунке 3 приведена сравнительная диаграмма расхода топлива ГА мощностью 150,200,250,300 кВт при нагрузке 150 кВт.

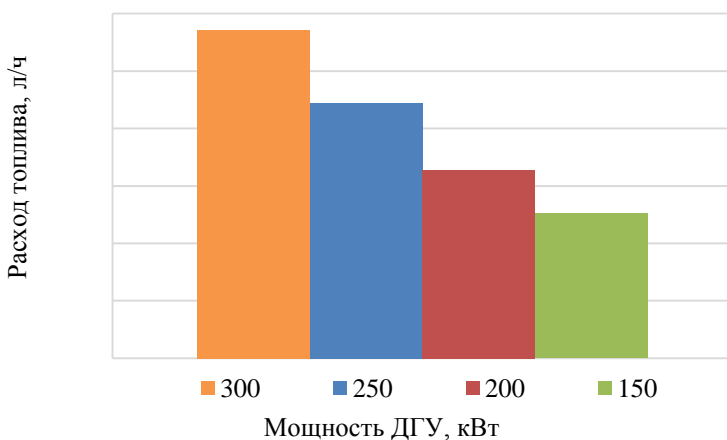


Рисунок 3 — Расход топлива ДГУ при нагрузке 150 кВт

#### Выводы:

1. При низких значениях коэффициента использования установленной мощности ДГУ в автономной энергосистеме, при условии наличия в её составе быстродействующего накопителя энергии,

имеется возможность значительно уменьшить установленную мощность генераторных агрегатов.

2. Вопрос целесообразности замены ДГУ на установку меньшей номинальной мощности – вопрос технико-экономического сравнения: экономический эффект от снижения установленной мощности и уменьшения расходов на топливо должен быть выше расходов на накопитель энергии.

Литература:

1. Расход топлива для дизельного генератора – дизель электростанции [Электронный ресурс]. -URL: [http://www.energo-mash.com/articles/diesel-generators/14-diesel\\_generator\\_fuel\\_consumption.html](http://www.energo-mash.com/articles/diesel-generators/14-diesel_generator_fuel_consumption.html)

2. Методика расчета основных параметров накопителя энергии по экспериментальным нагрузочным диаграммам / Д.Ю. Балуев, В.М. Зырянов, Н.Г. Кирьянова, Г.А. Пранкевич // Вестник. – 2018. -Т.22, -№5. – С. 105-114.

## **РАЗРАБОТКА МНОГОФАКТОРНОЙ МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ**

**А.С. Гольтыпин, А.Ю. Лазоренко, А.Г. Русина**  
**Новосибирский государственный технический университет**  
**г. Новосибирск, flass007@rambler.ru**

*В данной статье приведены исследования по построению многофакторной модели на базе аналитической платформы Deductor Studio Academic. Расчет произведен на примере региональных энергетических систем ОЭС Сибири при помощи регрессионного анализа.*

*The paper presents the investigations on the construction of a multifactor model based on the analytical platform Deductor Studio Academic. The calculation is based on the IPS of Siberia by means of regression analysis.*

Необходимость прогнозирования обусловлена развитием энергосистем. Особую роль прогнозирование приобрело после возникновения в России оптового рынка, где некачественный прогноз отрицательно сказывается, как на самой энергосистеме, так и на

потребителях. В связи с этим встает вопрос о совершенствовании методов расчета прогнозных значений.

В качестве рабочего инструмента была использована аналитическая платформа Deductor Studio Academic, которая позволяет создавать законченные прикладные решения в области анализа данных [1]. Моделирование многофакторной модели в пакете программы Deductor было реализовано с помощью регрессионного анализа.

Регрессионный анализ — это один из статистических методов исследования, который определяет влияния одной или нескольких независимых переменных  $X_1, X_2, \dots, X_r$  на зависимую переменную  $Y$ .

Существуют два вида регрессии: линейная и нелинейная. Линейная регрессия определяет зависимости одной (объясняемой, зависимой) переменной «у» от другой или нескольких других переменных (факторов, регрессоров, независимых переменных) «х» с линейной функцией, а нелинейная регрессия определяет ту же зависимость уже с нелинейной функцией. В данной работе была исследована линейная регрессия.

Перед построением моделей также были определены значимые факторы, которые оказывают влияние на выработку электроэнергии. При этом стоит учесть тот факт, что все значения являются осредненными за 1 день. К независимым переменным отнесены следующие факторы:

- Потери в собственных линиях энергосистемы;
- Потери от перетоков по межсистемным линиям связи;
- Температура окружающего воздуха;
- Облачность;
- Сила (скорость) ветра;
- Направление ветра;
- Давление.

К зависимым переменным относится:

- Среднесуточное потребление [2].

В рамках данной работы значения температуры, облачности, силы ветра, направления ветра и давления были приняты не для всей энергосистемы в целом, а для административных центров областей и республик. Такой подход обусловлен тем, что при определении вышеперечисленных значений необходимо было бы усреднить параметры для всех энергосистем, что увеличило бы количество затраченного времени по внесению данных в программу, а,

следовательно, могло бы привести к субъективной погрешности. Также это связано с тем, что потребление электроэнергии в административных центрах превышает потребление в оставшейся части энергосистемы.

В первую очередь при помощи программного комплекса RastrWin были определены значения потерь в собственных линиях электропередачи и потерь от перетоков по межсистемным линиям связи для 11 городов за 366 дней. После чего при помощи метеорологического ресурса Gismeteo были определены значения температуры, силы и направления ветра, облачности и давления [3].

Для оценки качества модели, прежде всего, воспользуемся диаграммой рассеяния (рисунок 1). Судя по диаграмме рассеяния, разброс между эталонными значениями выходного поля и значениями, рассчитанными моделью, достаточно невелик.

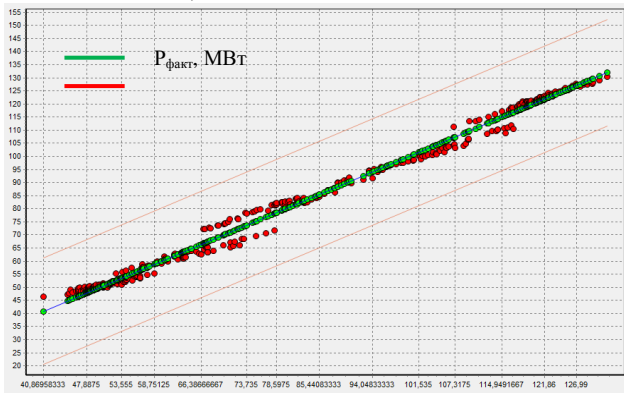


Рисунок 1– Диаграмма рассеяния г. Кызыл

Для оценки статической значимости модели в программе Deductor была использована функция «Отчет по регрессии» (Рисунок 1).

Множ. коэффициент корреляции, R	Коэффициент детерминации, R <sup>2</sup>	Скорр. коэффициент детерминации	Стандартное отклонение	Размер выборки	Метод отбора переменных		
0,9967	0,9933	0,9932	2,3229	348	Полное включение		
<b>Таблица дисперсионного анализа (ANOVA)</b>							
Источник	Сумма квадратов, SS	Число степеней свободы, df	Средние квадраты, MS	F-критерий	Значимость		
Регрессия	273727,8521	7	39103,9789	7247,1386	0,0000		
Ошибки	1834,5658	340	5,3958				
Сумма	275562,4179	347					
<b>Коэффициенты регрессии</b>							
	Нестандартизованные коэффициенты		Стандартизованные коэффициенты	t-критерий	Значимость	Доверительный интервал (95%)	
	Значение	Ошибка				Значение	Ошибка
(Константа)	34,2049	4,3581		7,8485	5,529E-14	25,6326	42,7772
"Температура, C" (X0)	-0,0906	0,0264	-0,0658	-3,4371	6,610E-04	-0,1424	-0,0387
"Облачность" (X1)	-0,1391	0,1350	-0,0048	-1,0308	0,3034	-0,4046	0,1264
"УР, МВт" (X2)	-8,0368	0,2538	-0,2660	-31,6610	0,0000	-8,5361	-7,5375
"УРМЕЖ, СИС.СВ, МВт" (X3)	21,5754	0,4496	1,0302	47,9919	0,0000	20,6911	22,4596
"Давление, мм рт.ст." (X4)	-0,0037	0,0059	-0,0029	-0,6280	0,5304	-0,0154	0,0079
"Сила ветра, м/с" (X5)	-0,0515	0,1098	-0,0025	-0,4692	0,6393	-0,2675	0,1644
"Направление ветра" (X6)	0,0011	0,0015	0,0036	0,7469	0,4556	-0,0018	0,0040

Рисунок 2 – Отчет по регрессии г. Кызыл в программе Deductor

Также для оценки модели были построены годовые графики нагрузки. На каждом из них отображено фактическое значение мощности и значение мощности, полученное с помощью модели (Рисунок 2).

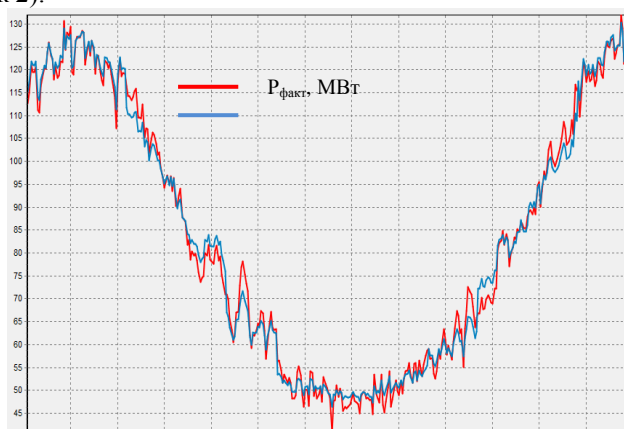


Рисунок 3 – Годовой график нагрузки г. Кызыл, программа Deductor Studio Academic

Помимо вышеперечисленных методов оценки качества модели были рассчитаны погрешности модели для каждой региональной энергосистемы ОЭС Сибири (Таблица 1).

Таблица 1 – Погрешность модели

Город	Погрешность модели, %
Абакан (Республика Хакасия)	0,92
Кемерово (Кемеровская область)	1,77
Томск (Томская область)	1,98
Иркутск (Иркутская область)	2,13
Улан-Удэ (Республика Бурятия)	2,17
Кызыл (Тыва)	2,40
Красноярск (Красноярский край)	2,43
Барнаул (Алтайский край)	3,03
Чита (Забайкальский край)	3,05
Омск (Омская область)	3,63
Новосибирск (Новосибирская область)	4,33

Анализируя полученные данные, каждая из моделей имеет погрешность, не превышающую 5 %, что говорит о достаточно высоком качестве полученных уравнений. Также стоит отметить, что в рамках этой статьи не представляется возможным построение прогнозного значения и расчета погрешности прогноза электропотребления на будущее, в связи с недостаточным количеством данных, в том числе значений потерь в собственных линиях передачи, т.к. оно зависит непосредственно от величины потребления, которое и требуется найти в работе. Из этого следует, что необходимо проведение дополнительного исследования для прогнозирования значений потерь в собственных линиях электропередачи.

#### Литература:

1. Аналитическая платформа “Deductor Studio Academic” [электронный ресурс] // Сайт разработчиков. – URL: <https://basegroup.ru/>
2. Русина А. Г., Русин Г. Л., Калинин А. Е. Построение многофакторной модели графиков нагрузки при планировании и анализе оперативных энергетических балансов ЭЭС // Электроэнергетика глазами молодежи – 2016: Казань, 19 – 23 сент. 2016 г. В 3 т. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016 – Т. 2 – С. 361-364



3. Дневник погоды для школьников [электронный ресурс] // Метеорологический ресурс . – URL: <https://www.gismeteo.ru/diary/>

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УТИЛИЗИРУЕМЫХ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ И ПОРОХОВЫХ ЗАРЯДОВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

**М. С. Гречухина, А.Ю. Мурзин, С.Ю. Ганигин**  
**Самарский государственный технический университет**  
**г. Самара, ttxb@inbox.ru**

*Предложено новое устройство, основанное на непосредственном преобразовании тяги малогабаритных реактивных двигателей в крутящий момент. Определены показатели эффективности конструкции преобразователя реактивной тяги во вращательное движение и получения электроэнергии.*

*The following paper proposes a new device based on the direct transformation of a small-size jet engine thrust into torque. The paper determines the performance indices both of the design of the system transforming the jet thrust into rotary motion and the power generation.*

Самым простым способом утилизации боеприпасов является уничтожение боеприпасов сжиганием или подрывом. В состав каждого изделия входит стартовый и маршевый ракетный двигатель твердого топлива (РДТТ). Масштабы проводимых программ утилизации огромны. Данное исследование посвящено разработке способов и устройств извлечения энергетических ресурсов из утилизируемых РДТТ.

Актуальностью исследования является проблема преобразования энергии горения утилизируемых реактивных двигателей твердого топлива в электрическую энергию. Предметом исследования является способ и устройство преобразования реактивной тяги в крутящий момент на валу электрогенератора.

Отличительными признаками устройства преобразования реактивной тяги является обеспечение возможности использования малогабаритных твердотопливных ракетных двигателей, а также непрерывности работы генератора.

Непосредственное преобразование тяги малогабаритных реактивных двигателей в крутящий момент предполагает использование

инерционного элемента, представляющего собой тело вращения с установленными на нем твердотопливными реактивными двигателями (РДТТ) (рисунок 1).

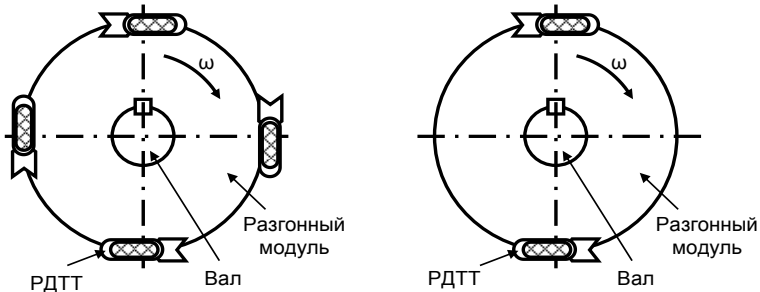


Рисунок 1 – Примеры расположения РДТТ на разгонном модуле

Приведенные примеры расположения РДТТ обладают тем недостатком, что либо не предусматривают использование твердотопливных реактивных двигателей, либо не обеспечивают механизма замены этих двигателей в конце рабочего цикла для непрерывного действия системы.

В качестве системы генерирования энергии, в котором крутящий момент создается непосредственно тягой реактивных двигателей, устанавливаемых на инерционном вращающемся элементе, приведем описание устройства, разработанного в рамках реализации проекта и лишенного указанных недостатков (рисунок 2).

Предлагаемое устройство включает маховик 1, запасующий энергию вращения и передающий крутящий момент на электрогенератор 2, электровыпрямитель 3, формирователь тока заряда 4, аккумулятор 5, инвертор 6 для преобразования постоянного тока с аккумулятора в переменный ток для потребителя, вращающийся разгонный модуль 7, используемый для создания крутящего момента и его передачи маховику с установленными на нем в ложементы 8 одним или несколькими реактивными двигателями 9, аккумулятора 10 и блока автономного управления 11 для инициирования пороховой (топливной) шашки, пневмоцилиндра 12 для толкания разгонного модуля и приведения его в зацепление с маховиком посредством обгонной муфты 13, механизма торможения 14 для остановки разгонного модуля, работа-

манипулятора 15 используемого для замены реактивных двигателей в ложементах разгонного модуля, взрывной камеры 16 с шиберами 17.

Разгонный модуль представляет собой цилиндрический каркас с установленным кронштейном крепления двигателя и периферийной стальной полосой для торможения.

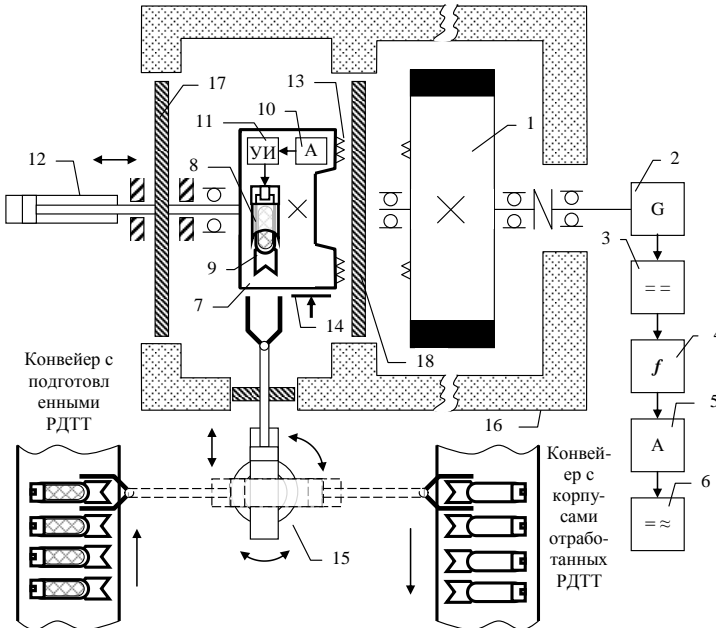


Рисунок 2 – Схема устройства на основе тяги пороховых двигателей

В данном проекте предлагается использовать в качестве источника энергии малогабаритные твердотопливные реактивные двигатели военного назначения подвергаемые утилизации. Проведем оценочные расчеты эффективности предлагаемой системы преобразования энергии горения пороха в электроэнергию на основе данных по годовому плану утилизации маршевых частей РДТТ ручных противотанковых гранатометов РПГ - 7. Основным параметром твердого ракетного топлива, определяющим его энергетические характеристики, является теплотворная способность. Для порохов, используемых в зарядах РПГ - 7 значение теплотворной способности составляет около 4 МДж/кг. На

создание реактивной тяги в наилучшем случае идет 60% выделяемой при горении пороха энергии. Предположим, что эта энергия без потерь идет на преобразование поступательного движения РДТТ во вращательное движение маховика. Современные электрические машины осуществляют преобразование электрической энергии в механическую с эффективностью 85%. Таким образом, КПД преобразования энергии порохового заряда в электроэнергию составляет  $0,85 \cdot 0,6 = 0,51$ . Масса пороховой шашки маршевого двигателя РПГ – 7 составляет около 0,5 кг. Годовой план по уничтожению этих изделий составляет около 10 млн. штук.

Определим количество электричества, которое возможно получить при использовании предлагаемого способа. Масса пороха, предполагаемая к сжиганию составляет

$$10 \text{ млн. шт.} \cdot 0,5 \text{ кг} = 5 \text{ млн. кг.}$$

Количество теплоты, выделяющееся при сгорании всех зарядов равно -  $4 \frac{\text{МДж}}{\text{кг}} \cdot 5 \text{ млн. кг} = 20 \cdot 10^6 \text{ МДж}$ .

Количество получаемой при этом электроэнергии составляет –  $20 \cdot 10^6 \text{ МДж} \cdot 0,51 = 107 \text{ МДж}$ .

Это равносильно годовой работе трех электростанций, вырабатывающих 1 МВт электроэнергии.

Эффективность выбранной конструкции газодинамического электрогенератора определяется временем горения твердотопливного двигателя и его тягой, которая является основной движущей силой РДТТ.

Дальнейшие расчеты показывают, что для распространенных дизель-генераторов с номинальной частотой вращения 1500 об/мин необходимо использовать не менее четырех РДТТ.

Оценка эффективности предложенного способа преобразования энергии горения пороховых зарядов и утилизируемых боеприпасов в электроэнергию показывает, что КПД такого преобразования имеет значение около 30%. Установлено, что для надежной работы системы в момент старта у маховика должна быть ненулевая начальная скорость вращения.

В ходе проведения экспериментальных исследований установлено, что при реализации предлагаемой системы необходимо осуществлять попутную эффективную утилизацию продуктов горения пороха, а также выделяемого при горении тепла, что требует использования мощной

системы вентиляции и теплообменников с возможностью дополнительного термоэлектрического преобразования.

В качестве рекомендации к применению описанных систем можно предложить их внедрение на предприятиях, складах и арсеналах для хранения боеприпасов для обеспечения электроэнергией электротехнического оборудования, хозяйственных и бытовых сооружений.

Литература:

1. Гильзин К. А., Ракетные двигатели. Государственное издательство оборонной промышленности. Москва 1950
2. Волков Е.Б., Мазинг Г.Ю., Сокольский В.Н. Твердотопливные ракеты. М.: Машиностроение, 1992. - 288 с.
3. Онищенко О. Г., Коробко Б. А., Ващенко К. М. Структура, кинематика и динамика механизмов. ПолтНТУ, 2010.— 274 с.

## **ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ АСИНХРОННОЙ МАШИНЫ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМАХ**

**И.В. Дулов, М.Ю. Фролов, А.Г. Фишов**

**Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, [dulov.96@mail.ru](mailto:dulov.96@mail.ru)**

*Предложен метод параметрической идентификации асинхронной машины. Рассмотрен метод решения переопределенных систем уравнения.*

*Method of parametric identification of asynchronous machine was proposed. Solution method of overdetermined systems of equations was considered.*

В электроэнергетике в качестве двигателей чаще всего используются асинхронные машины, т.к. они обладают простой конструкцией, высокой надежностью и имеют меньшую стоимость по сравнению с другими электрическими машинами. Из-за большого распространения асинхронных двигателей актуальность задачи сохранения устойчивости нагрузки постоянно возрастает.

В настоящее время для расчета пределов статической устойчивости нагрузки используют справочные данные двигателей, которые получают из опытов короткого замыкания и холостого хода. Чаще всего, в паспортных данных указывают усредненные параметры всей

серии, а не конкретной единицы оборудования. Также в процессе эксплуатации параметры электрических машин подвержены изменению. Это связано со старением изоляции, воздействием высоких температур (перегревов), а также из-за проведения ремонтов.

Определение пределов статической устойчивости нагрузки в процессе эксплуатации позволит повысить эффективность и точность расчета критических напряжений. Это достигается путем использования актуальной информации о параметрах машины и режимных параметрах узлов нагрузки.

В результате, необходим метод идентификации, который позволил бы с допустимой погрешностью определять электрические параметры асинхронной машины в эксплуатационных режимах.

Идентификация – это определение структуры моделей и их параметров путем анализа входных и выходных данных, полученных в результате подачи на объект возмущающих воздействий.

Математическая модель асинхронной машины представляет собой систему уравнений Парка-Горева (1):

$$\begin{cases}
 V_{qs} = R_s \cdot i_{qs} + \frac{d\Psi_{qs}}{dt} + \omega \cdot \Psi_{ds}, \\
 V_{ds} = R_s \cdot i_{ds} + \frac{d\Psi_{ds}}{dt} - \omega \cdot \Psi_{qs}, \\
 V_{qr} = R_r \cdot i_{qr} + \frac{d\Psi_{qr}}{dt} + (\omega - \omega_r) \cdot \Psi_{dr}, \\
 V_{dr} = R_r \cdot i_{dr} + \frac{d\Psi_{dr}}{dt} - (\omega - \omega_r) \cdot \Psi_{qr}.
 \end{cases} \quad (1)$$

Уравнения для потокосцеплений:

$$\begin{cases}
 \Psi_{qs} = L_s \cdot i_{qs} + L_m \cdot i_{qr}, \\
 \Psi_{ds} = L_s \cdot i_{ds} + L_m \cdot i_{dr}, \\
 \Psi_{qr} = L_r \cdot i_{qr} + L_m \cdot i_{qs}, \\
 \Psi_{dr} = L_r \cdot i_{dr} + L_m \cdot i_{ds},
 \end{cases}$$

Где

$$L_r = L_{lr} + L_m,$$

$$L_S = L_{IS} + L_m.$$

В данных уравнениях:  $V_{qs}$  – напряжение статора по оси q,  $V_{ds}$  – напряжение статора по оси d,  $V_{qr}$  – напряжение ротора по оси q,  $V_{dr}$  – напряжение ротора по оси d,  $\Psi_{qs}$  – потокосцепление статора по оси q,  $\Psi_{ds}$  – потокосцепление статора по оси d,  $\Psi_{qr}$  – потокосцепление ротора по оси q,  $\Psi_{dr}$  – потокосцепление ротора по оси d,  $i_{qs}$  – ток статора по оси q,  $i_{ds}$  – ток статора по оси d,  $i_{qr}$  – ток ротора по оси q,  $i_{dr}$  – ток ротора по оси d,  $L_S$  – индуктивность статора,  $L_r$  – индуктивность ротора,  $L_{Ir}$  – индуктивность рассеяния ротора,  $L_{IS}$  – индуктивность рассеяния статора,  $L_m$  – индуктивность намагничивания,  $R_S$  – активное сопротивление статора,  $R_r$  – активное сопротивление ротора,  $\omega$  – угловая частота сети,  $\omega_r$  – угловая частота ротора машины [1], [2].

Схема замещения асинхронного двигателя приведена на Рисунке 1.

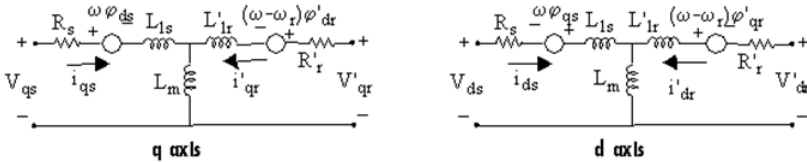


Рисунок 1 – Т-образная схема замещения асинхронного двигателя

Для определения электрических параметров асинхронной машины необходимо подставить уравнения для потокосцеплений в уравнения Парка-Горева.

$$\begin{cases} V_{qs} = R_S \cdot i_{qs} + L_S \cdot i'_{qs} + L_m \cdot i'_{qr} + \omega \cdot \Psi_{ds}, \\ V_{ds} = R_S \cdot i_{ds} + L_S \cdot i'_{ds} + L_m \cdot i'_{dr} + -\omega \cdot \Psi_{qs}, \\ V_{qr} = R_r \cdot i_{qr} + L_r \cdot i'_{qr} + L_m \cdot i'_{qs} + (\omega - \omega_r) \cdot \Psi_{dr}, \\ V_{dr} = R_r \cdot i_{dr} + L_r \cdot i'_{dr} + L_m \cdot i'_{ds} + -(\omega - \omega_r) \cdot \Psi_{qr}. \end{cases} \quad (2)$$

где  $i'_{qs}, i'_{qr}, i'_{ds}, i'_{dr}$  – производные токов статора и ротора.

В данной системе уравнений неизвестными параметрами являются:  $R_s, R_r, L_s, L_m, L_r$ . Оставшиеся величины в системе (2) находятся в результате измерений. Очевидно, что количества уравнений в системе недостаточно для нахождения неизвестных параметров. Увеличить количество уравнений в системе можно, используя эти уравнения для различных моментов времени переходного процесса. Найти электрические параметры машины получившейся системы, можно числовым методом. Например, методом наименьших квадратов. Чем больше величина возмущающего воздействия, вызывающего переходной процесс, тем точнее определяются электрические параметры асинхронной машины [3].

Для апробации данного метода была создана математическая модель в программном пакете Mathlab Simulink, изображенная на рисунке 2. Математическая модель включает в себя: ШБМ, выключатель, асинхронный двигатель, блоки записи режимных параметров. Возмущающим воздействием в данной модели является пуск асинхронного двигателя. В момент пуска блоки записи считывают значения токов и напряжений в q и d осях, а также скорость вращения ротора машины и частоту сети. Затем формируются массивы значений режимных параметров и решается переопределенная система уравнений. Возникающий переходной процесс является достаточным для идентификации, что позволяет с допустимой погрешностью определить электрические параметры асинхронной машины.

Для физического моделирования ранее была разработана система осциллографирования режимных параметров электродинамической модели, которая позволяет фиксировать токи и напряжения статора/ротора машины [4].



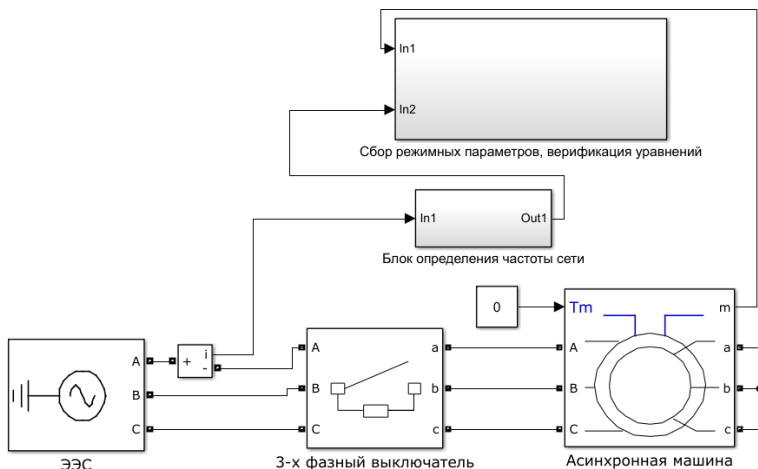


Рисунок 2 – Математическая модель

В результате, предложен метод параметрической идентификации, позволяющий с допустимой погрешностью определять электрические параметры асинхронной машины в эксплуатационных режимах. Дальнейшие исследования будут содержать верификацию модели Парка-Горева для асинхронной машины в программном пакете Matlab Simulink, расчет электрических параметров асинхронной машины при математическом и физическом моделировании, определение погрешности параметрической идентификации.

#### Литература:

1. *Веников В.А.* Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1985 – 536 с., пл.
2. *Меркурьев Г.В., Шаргин Ю.М.* Устойчивость энергосистем. Расчеты: Монография. - СПб.: НОУ "Центр подготовки кадров энергетики", 2006. - 300с.
3. *Фролов М.Ю, Фишов А.Г.* Идентификация электрических параметров синхронного генератора при включении в распределительную сеть. – НГТУ, 2017. – 32–39 с.
4. Дулов И.В. Система измерения режимных параметров в генераторных и нагрузочных узлах/ И.В. Дулов, М.Ю. Фролов ; науч.

рук. А.Г. Русина // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр. : в 10 ч., Новосибирск, 4-8 дек. 2017 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2017. – Ч.4. –С.25-28.

## **ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ УСТРОЙСТВА D-STATCOM В СОСТАВЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ГЛУБОКИМ ВВОДОМ**

**А.П. Зенко, В.П. Шойко**

**Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, alex.pal.zenkov@yandex.ru**

*В статье исследованы режимы работы системы электроснабжения предприятия с глубоким вводом напряжения. Особенностью системы электроснабжения предприятия является наличие собственной газотурбинной электростанции. Путем расчета динамических переходов при коротких замыканиях во внешней сети была выполнена оценка провалов напряжения. Для снижения величины провалов напряжения предложено использовать D-STATCOM. При моделировании процесса функционирования D-STATCOM была оценена его способность поддерживать напряжение в узле нагрузки.*

*The article describes the operation modes of the enterprise power supply system with a deep input voltage. A feature of the enterprise's power supply system is the presence of its own gas turbine power plant. The voltage dips were estimated by calculating the dynamic transitions during short circuits in the external network. To reduce the magnitude of voltage dips, it has been proposed to use D-STATCOM. When modeling the operation of D-STATCOM, its ability to maintain voltage in a load node was evaluated.*

### **I Введение**

В настоящее время промышленные предприятия всё больше стремятся эффективнее использовать свои ресурсы, внедряют непрерывные технологические процессы, используют глубокий ввод напряжения в центры нагрузок.

На промпредприятиях с глубоким вводом напряжения имеется несколько особенностей, ключевая из которых это сильная зависимость работы предприятия, качества изготавливаемой продукции от качества напряжения в узлах.

Провалы напряжения, вызванные короткими замыканиями в сети высокого напряжения, одна из основных проблем таких предприятий.

При провалах происходит резкое снижение напряжения в сети, в том числе в узлах нагрузки, и, как следствие, на предприятии отпадают контакторы, питающие нагрузку.

В данной статье исследуются режимы работы системы электроснабжения с глубоким вводом и предлагается решение проблемы провалов напряжения.

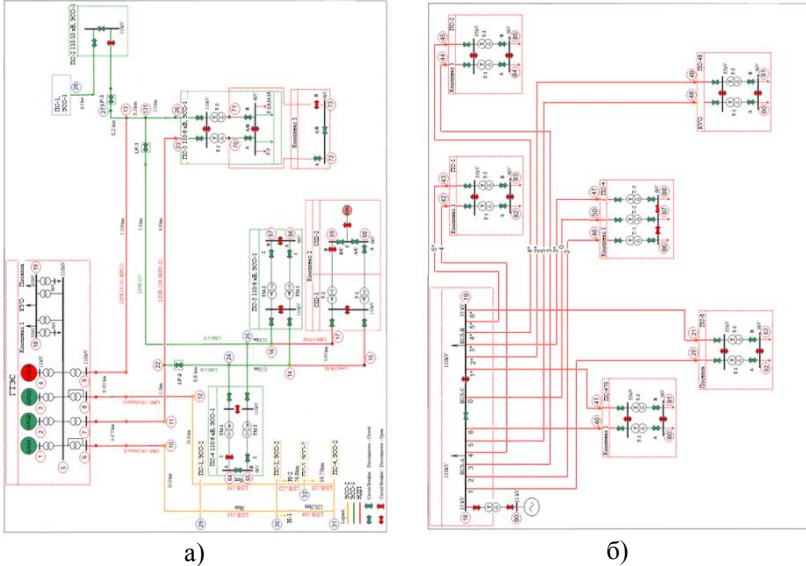


Рисунок 1– а) Принципиальная схема электрической сети 110 кВ  
б) Принципиальная схема внутриводской сети 35 кВ

Схема исследуемой системы электроснабжения представлена на рисунках 1а и 1б. Исследуемая система электроснабжения имеет ряд особенностей:

- наличие газотурбинной электростанции (ГТЭС) на балансе предприятия;
- наличие буферных трансформаторов мощностью 63 МВА;
- наличие электрической связи с внешней системой электроснабжения.

## II Расчет динамических переходов при коротких замыканиях во внешней сети

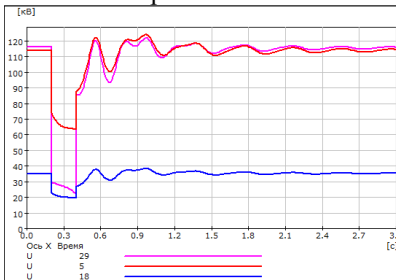
Для исходной схемы с помощью программно-вычислительного комплекса «Мустанг» предварительно была проведена серия расчетов, из которых была выбрана самая тяжелая для энергосистемы авария – двухфазное короткое замыкание (КЗ) на землю на линии №136 у узла 29 [1].

Моделирование проводилось при условиях:

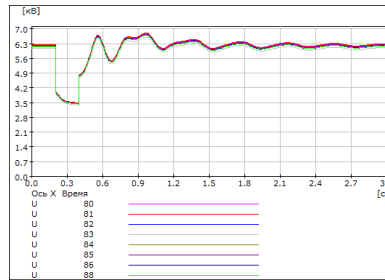
- длительность КЗ – 0,2 с;
- пауза успешного АПВ – 1,0 с;
- моделирование возмущения проведем подбором шунта, при котором напряжение прямой последовательности в точке КЗ будет равно  $0,3U_{ном}$ .

На рисунке 2а видно, что при снижении напряжения в узле 29 до уровня  $0,3U_{ном}$ , происходит снижение напряжения на шинах 35 кВ ПС 110/35 кВ до  $0,57U_{ном}$ , а в сети 6 кВ напряжение просело до  $0,55U_{ном}$  (рис. 2б).

Отпадание контакторов происходит при напряжении  $0,5-0,6U_{ном}$  в зависимости от параметров самого контактора. Таким образом, имеется вероятность, что при КЗ произойдет отпадание контакторов, питающих нагрузку. Чтобы этого избежать требуются дополнительные технические решения.



а)



б)

Рисунок 2 – а) Изменение режимных параметров сети 110 и 35 кВ;  
б) Напряжения в узлах сети 6 кВ

III Исследование возможностей D-STATCOM поддерживать напряжение в узле нагрузки

D-STATCOM (далее СТАТКОМ) – устройство регулирования реактивной мощности, построенное на базе управляемого инвертора

напряжения, которое преимущественно используется в распределительных сетях напряжением 6-35 кВ.

В рамках поставленной задачи было проведено моделирование участка ранее рассмотренной системы электроснабжения (СЭС) с подключением СТАТКОМа.

Моделирование проводилось на основе модели «D-STATCOM Average model» в программном комплексе MATLAB Simulink (рисунок 3).

Моделирование проводилось при условиях:

- длительность провала напряжения – 0,2 с;
- глубина провала напряжения на шинах 35 кВ ПС 110/35 кВ – 0,55Uном;
- точка подключения СТАТКОМ – шины 6 кВ ПС 35/6 кВ №2.

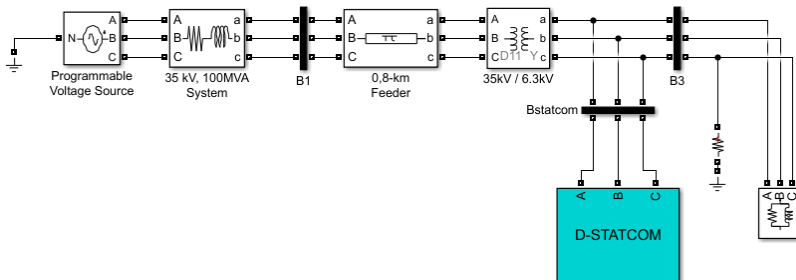


Рисунок 3 – Модель участка СЭС с СТАТКОМ

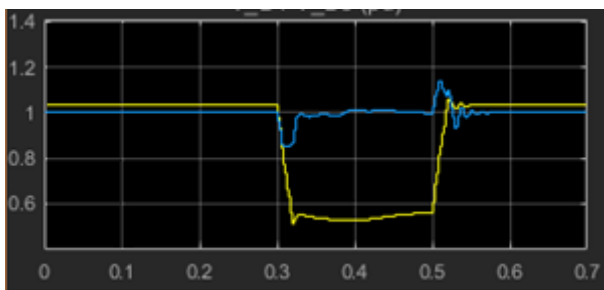


Рисунок 4 – Графики изменения напряжения на шинах 35 кВ ПС 110/35 кВ (желтая линия) и шинах 6 кВ ПС 35/6 кВ №2 (синяя линия) при работе СТАТКОМ

По рисунку 4 видим, что при провале напряжения на шинах ПС 110/35 кВ до уровня 0,55Uном СТАТКОМ успешно обрабатывает, напряжение проседает до уровня 0,85Uном и через время 25 мс восстанавливается до номинального.

#### IV Заключение

Основываясь на проведенном исследовании работы СТАТКОМа, можно заключить, что устройство достаточно эффективно справляется с задачей поддержания напряжения. Оно быстро реагирует на изменение режима, выдает необходимую реактивную мощность в сеть, компенсируя провал напряжения.

#### Литература:

1 *Зенков А. П.* Исследование режимов работы системы электроснабжения с глубоким вводом / А. П. Зенков ; науч. рук. В. П. Шойко // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр. : в 10 ч., Новосибирск, 4–8 дек. 2017 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2017. – Ч. 4. – С. 33-37. - 100 экз.с.

## **ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ВИЭ НА ТЕРРИТОРИИ НОВОСИБИРСКОЙ ГЭС**

**Е.В. Иванова, Н.В. Зубова**

**Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, [iva.nova.elena@yandex.ru](mailto:iva.nova.elena@yandex.ru)**

*В данной статье представлен результат оценки ресурсов возобновляемых источников энергии на территории Новосибирской гидроэлектростанции. Расчеты показали, что доступная для установки солнечной электростанции территория (24801 м<sup>2</sup>) сможет обеспечить в среднем лишь 13% от необходимой для покрытия собственных нужд мощности (65,5 МВт/сутки). Теоретические сведения о средних скоростях ветра указывают на нецелесообразность размещения горизонтальноосевых ветроэлектрических установок в данном районе, однако, с большой вероятностью, эти данные не соответствуют реальности и нуждаются в проверке, что и является следующим шагом в исследовании.*

*This paper describes results of a prefeasibility assessment of renewable energy resources on the territory of the Novosibirsk hydro power plant. The calculation showed that available territory for the solar power station installation is 24801 m<sup>2</sup>*

*and will provide only 13% of the required auxiliary power that is 65.5 MW / day. The priori knowledge about average wind speed shows that it is unviable to locate wind form in a given area. Most likely that the data do not correspond to reality and need to be checked in a follow-up study.*

Новосибирская гидроэлектростанция (НГЭС) - важный энергетический объект для Новосибирска и Новосибирской области. Кроме обеспечения суточной и недельной неравномерности нагрузки, выполнения функции резерва мощности для регулирования частоты и напряжения и аварийного резерва мощности, НГЭС регулирует уровень воды в Оби в соответствии с нуждами речного транспорта, рыбоводческого и ирригационного комплексов. С 1 марта 2018 года установленная мощность Новосибирской ГЭС была увеличена на 5 МВт и теперь составляет 480 МВт. Такое увеличение было достигнуто за счет замены старых гидротурбин. На данный момент заменено 5 из 7 турбин, к концу модернизации планируется увеличить установленную мощность до 490 МВт.

На данный момент обеспечение собственных нужд (СН) НГЭС производится от системы через один трансформатор ТМ-6300/110 и два трансформатора ТМ-3200/35, подключенных к повышенному напряжению ГЭС и от дизельных генераторов. [1]

Максимальная мощность СН за 2015-2017 года составляла 4,9 МВт. Среднее же значение мощности СН за эти года – 2,7 МВт. Проект по обеспечению СН НГЭС с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в частности установке на территории НГЭС ветроэлектрической установки (ВЭУ) или фотоэлектрических панелей (ФЭП) – может стать большим шагом в развитии ВИЭ в Сибири и в Новосибирской области в частности, а также поможет осуществить еще большую модернизацию НГЭС.

В России уже существует подобная система: Нижне-Бурейская ГЭС, находящаяся на реке Бурей. Установленная мощность ГЭС 320 МВт. На территории этой станции планируется функционирование солнечной электростанции (СЭС). Сейчас, размещенные только на опытной площадке (рисунок 1), солнечные панели 4 разных типов и производителей (одна из панелей российского производителя) уже выдают 25 кВт установленной мощности. В планах увеличить число испытываемых типов модулей до 8, а далее увеличить мощность до 2,5 МВт. Руководитель проекта Артур Алибеков утверждает, что данное решение снижает операционные затраты на функционирование СЭС на 20%, а капитальные затраты на 30%. [2]



Рисунок 1 – СЭС на Нижне-Бурейской ГЭС

В мире подобные проекты не являются экзотикой. На низовом откосе плотины Котани в Японии установлено более 5 МВт солнечной генерации, на плотине Гонгэн – 1,76 МВт. Самая большая гибридная СЭС, мощностью 850 МВт, находится в Китае, ее работа гармонизирована с работой находящейся рядом ГЭС установленной мощностью 1280 МВт.

Для оценки возможности осуществления предложенного проекта необходимо подсчитать потенциалы солнечного и ветрового ресурсов на территории НГЭС, результаты расчетов предложены ниже.

К сожалению, НГЭС не располагает оборудованием для отслеживания и измерения количества солнечной радиации, однако данные с сайта National Aeronautics and Space Administration (NASA) в большей степени соответствуют фактическому состоянию. [3]

Полученные расчетные данные показывают, что солнечная радиация на наклонную плоскость площадью  $1 \text{ м}^2$  составляет около  $1119 \text{ кВт/м}^2$  при статическом положении панели и  $1157 \text{ кВт/м}^2$  при смене угла наклона в летний и зимний период (более дорогая и эффективная система). НГЭС предоставила данные по доступным для установки ФЭП территориям (рисунок 2). Площадь доступной территории была подсчитана и составила  $24801 \text{ м}^2$ .





Рисунок 2 - Территория НГЭС доступная для установки ФЭП

Для оценки выработки электроэнергии с данной территории были выбраны два альтернативных варианта ФЭП: монокристаллический солнечный модуль TCM-230SB производства «Телеком СТВ» и монокристаллическая солнечная батарея Sunspare 310 Вт GP.

Результаты показали, что данной территории для размещения ФЭП недостаточно для покрытия СН НГЭС. При установке 19376 панелей TCM-230SB или 12784 панелей Sunspare 310 Вт GP наблюдается средняя за год выработка лишь в 13% (8,5 МВт/сутки) от необходимых 65,5 МВт/сутки, максимальное значение в 27% (17,9 МВт/сутки) будет в летний период при установке панелей Sunspare, а минимальные 3% (1,73 МВт/сутки) будут зимой при установке панелей TCM.

В перспективе возможен выбор других солнечных элементов. Например, гетероструктурная солнечная батарея NEVEL HVL по всем параметрам превосходит указанные ФЭП, но официальные продажи еще не открыты, а потому нельзя с уверенностью заявлять о возможности ее использования. Новейшие лабораторные испытания показывают, что уже возможно достичь коэффициента полезного действия ячейки равного 46% (теоретический максимум - 85%).

Также была рассмотрена возможность применения ВЭУ. Для подсчета ветрового потенциала, а именно среднемесячных и среднегодовых скоростей ветра, использовались данные с сайта NASA, а также данные с датчиков, расположенных на территории НГЭС. [3]

НГЭС предоставила данные в виде журнала скоростей ветра с дискретностью 1 минута (для января-февраля 2018 года) и 30 минут (для октября-декабря 2017 года). Так как полученная информация носит

периодический характер, а также не совсем сходится с теоретическими и статистическими данными по Новосибирской области, можно сделать вывод о присутствии значительной погрешности в силу неоптимального места установки или некорректной работы оборудования.

Для установки горизонтальноосевой ВЭУ и ее эффективной работы необходимо, чтобы средняя скорость ветра была выше 6 м/с. Теоретические расчеты дали результат лишь в 3,6 м/с (на высоте в 10 м). Достигнуть необходимой скорости возможно лишь подняв ВУ на высоту 112 м. Кроме подъема гондолы на значительную высоту существуют и другие недостатки в установке ВЭУ: здания, деревья, скалы и т. д., значительно уменьшают скорость ветра и создают турбулентность в своем окружении. На территории НГЭС таких объектов значительное количество, что затрудняет установку ВЭУ. Также, ВЭУ является источником шума, недопустимого для территорий рядом с которой находятся жилые дома. Однако существует возможность установки ВЭУ не на территории самой ГЭС, а по периметру плотины или в самом водохранилище. По словам сотрудников НГЭС, теоретические данные далеки от фактических – на территории наблюдаются постоянные и сильные ветра. Данная информация нуждается в подтверждении, а потому исследование ресурсов ВИЭ необходимо продолжить.

Возможно развитие данного проекта в двух направлениях. Во-первых, повторная установка на территории НГЭС датчиков для измерения скорости ветра и сбор статистических данных. Во-вторых, установка экспериментальной СЭС (нескольких солнечных панелей разных типов и производителей) для оценки фактической выработки электроэнергии.

#### Литература:

1. Официальный сайт ПАО «РусГидро» [электронные ресурсы] / Новосибирская ГЭС – URL: <http://www.nges.rushydro.ru/hpp/general/>
2. Нижне-Бурейская ГЭС запитается солнцем [электронные ресурсы] – URL: <https://www.eastrussia.ru/material/nizhne-bureyskaya-ges-zapitaetsya-solntsem>
3. Сайт NASA [электронные ресурсы] – URL: <https://power.larc.nasa.gov/RETScreen/>

## ПРИМЕНЕНИЕ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПОДАВЛЕНИЯ НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

И.Ю. Коротков, В.М. Зырянов

Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, korotkov961@gmail.com

*В работе исследуются причины появления низкочастотных колебаний, способы их подавления, а также их влияние на энергосистему. Разработан алгоритм подавления низкочастотных колебаний мощности нагрузки с помощью накопителя энергии. На основании разработанного алгоритма выполнено математическое моделирование энергосистемы с накопителем энергии, и произведена апробация алгоритма на фрагменте реальной нагрузочной диаграммы нефтедобывающего предприятия.*

*This article provides information about causes of low-frequency oscillations, methods of damping these oscillations and information about negative consequences of these oscillations on power system. In order to damp these oscillations, with use of energy storage system, an algorithm had been developed. Math model of the power system with energy storage system was constructed based on this algorithm. Approbation of the algorithm was made on fragment of real load chart of oil-production facility.*

Незначительные колебания генераторов электрических станций возникают в результате непрерывно изменяющегося баланса потребляемой и вырабатываемой мощности. Такие колебания, обычно, незначительны и не могут привести к серьезным последствиям. Однако, в автономных энергосистемах, может присутствовать нагрузка большой мощности, с резкопеременным и нерегулярным графиком нагрузки. Характерными потребителями, имеющими такой график нагрузки, являются предприятия нефтегазовой отрасли (станки-качалки), машиностроения и металлургии (кузнечно-штамповочные машины), мощные подъемные и транспортные механизмы (плавкраны). На рисунке 1 представлен фрагмент нагрузочной диаграммы электростанции плавкрана. На диаграмме наблюдаются значительные колебания мощности нагрузки в течении короткого интервала времени. В результате изменений нагрузки возможно возникновение низкочастотных (0,1-2 Гц) колебаний (НЧК) режимных параметров энергосистемы, которые могут совпадать с частотой резонанса генераторного агрегата. Также, причинами возникновения колебаний в энергосистеме являются: асинхронный режим работы отдельных частей энергосистемы, работа вблизи предела по статической устойчивости,

неправильная настройка АРВ и АРС. Исходя из этого, возникает необходимость определения собственной (резонансной) частоты генераторного агрегата.

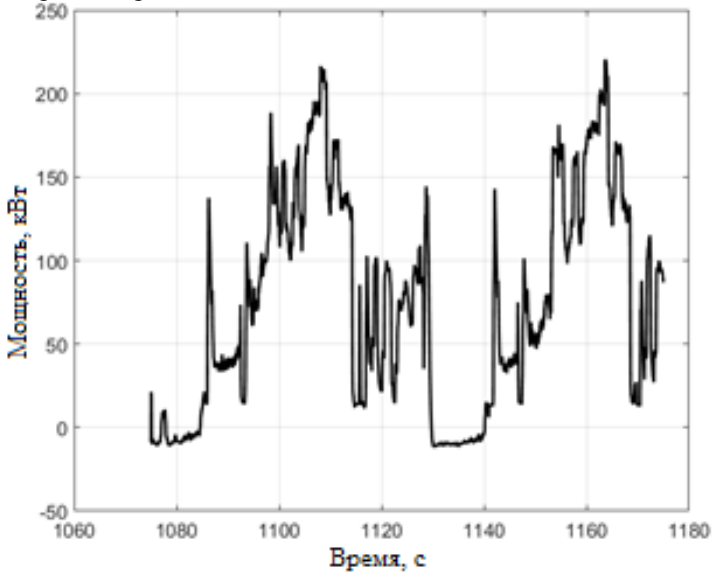


Рисунок 1 – Фрагмент нагрузочной диаграммы электростанции плавкрана

Под генераторным агрегатом подразумевается совокупность приводного двигателя, генератора и всех регуляторов. ГА - это сложный динамический объект, который откликается на любое возмущение, изменение частоты и напряжения. Основные возмущения, которые испытывает ГА – это изменения нагрузки, которые могут быть относительно плавными или резко переменными. Они носят стохастический характер. Очевидно, что при совпадении вынужденной частоты возмущения, которая определяется нагрузкой и собственной частотой ГА возможно развитие резонансных колебаний, вплоть до нарушения устойчивости энергосистемы. Исследовалась зависимость амплитуды колебаний частоты типовых генераторных агрегатов от частоты колебания нагрузки в энергосистеме. Моделирование показало, что при приближении частоты колебания нагрузки к собственной частоте генераторного агрегата амплитуда колебаний частоты возрастает. По результатам, представленным на рисунке 2 видно, что

амплитуда отклонения частоты превышает допустимую величину по ГОСТ [2].

Для апробации алгоритма подавления НЧК с помощью накопителя энергии, установленного на шинах узла нагрузки, на математической модели был проведен эксперимент на фрагменте реального графика нагрузки (рисунок 3). Ожидаемый результат – снижение амплитуды колебаний частоты и вырабатываемой мощности генератора.

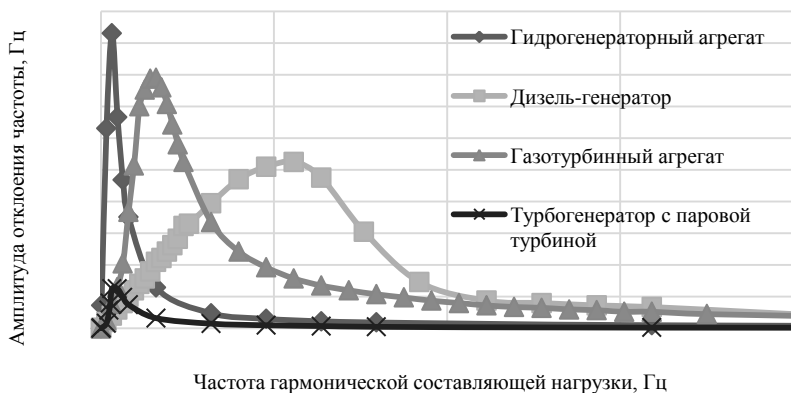


Рисунок 2 – Зависимость амплитуды колебания частоты генератора от частоты колебаний нагрузки

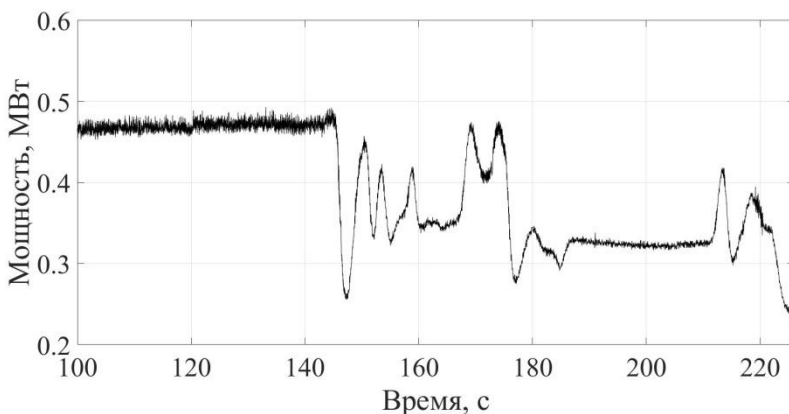


Рисунок 3 – Фрагмент нагрузочной диаграммы нефтедобывающего предприятия

На рисунке 4 представлен результат действия накопителя энергии, в качестве средства демпфирования низкочастотных колебаний. Видно, что при применении быстродействующего накопителя энергии мощность, вырабатываемая генератором, практически остается на постоянном уровне и раскачивания системы не происходит.

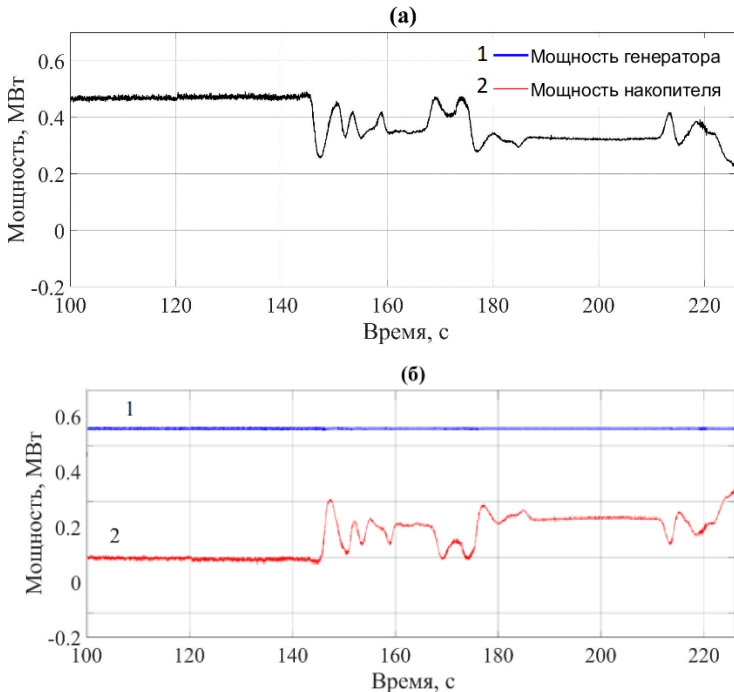


Рисунок 4 – Осциллограммы мощности генератора до действия накопителя (а) и совместно с накопителем (б)

При апробации алгоритма для подавления низкочастотных колебаний на фрагменте реальной нагрузочной диаграммы автономной электростанции нефтедобывающего предприятия удалось достигнуть уменьшения колебаний частоты и вырабатываемой мощности генераторного агрегата. Полученные результаты могут быть применены

для дальнейших разработок алгоритмов управления накопителями энергии.

Литература:

1. Литкенс И.В., Пуго В.И. Колебательные свойства электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 216 с.: ил.

2. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения = Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems. – Введ. 2014-07-01. – М. : Стандартинформ, 2014. – 20 с.

## **ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГЭС ГОДОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ**

**Э. Э. Ксенофонтова, Ю.А. Секретарев**

**Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, emiliya9898@mail.ru**

*Статья посвящена исследованию режимов работы ГЭС годового регулирования. Объектом исследования выбрана Воткинская ГЭС на р. Кама с установленной мощностью 1020 МВт. В результате этого исследования были получены значения гарантированных мощностей расчетного маловодного года. Результаты могут быть использованы при регулировании режимов работы водохранилища, так как они являются началом для водно-энергетического расчета, что представляет собой основу для диспетчерского управления ГЭС.*

*This article describes the research of operation modes of Hydroelectric Power Station with annual regulation. The object of research is Votkinsk Hydroelectric Station on the Kama River with an installed capacity of 1020 MW. The guaranteed capacity of the estimated dry year was obtained because of this research. The results are important in the regulation of operation modes of reservoir, because they are the beginning for water-energy calculation, which is the basis for the supervisory control of Hydroelectric Power Station.*

Выделяемая гидроэлектростанциями энергия вносит достаточно ощутимый вклад в обеспечение системной надежности и, следовательно, надежной работы всей Единой электроэнергетической системы России, а также всего мира. По данным на 1 января 2017 года

суммарная установленная электрическая мощность всех ГЭС на территории России составляет 48 085,94 МВт. Эта цифра представляет собой 20,3 % от установленной мощности всех электростанций России.

Технический гидропотенциал водных источников России составляет 240 млн. кВт мощности или 2100 млрд. кВт/ч годовой выработки электроэнергии. Экономически эффективные гидроресурсы оцениваются мощностью в 125 млн.кВт или 1095 млрд. кВт/ч электроэнергии.

Строительство Воткинской ГЭС было начато в 1955 году вблизи города Чайковский Пермского края и продлилось 10 лет до 1965 году по русловой схеме. Проект строения ГЭС был создан институтом «Ленгидпроект». Гидростанция расположена на реке Кама, длина которой составляет 2009 км, площадь водосбора – 184 тыс. кв. км, средний многолетний расход воды – 1710 м<sup>3</sup>/с.

Воткинская ГЭС – гидростанция руслового типа, содержащая 10 гидроагрегатов с суммарной установленной мощностью 1020 МВт. В состав сооружения входят: основное здание (протяжённость - 273 м); водосливная плотина (высота - 44,5 м, длина – 191 м). Плотина имеет 8 пролетов шириной по 20 м и рассчитана на пропуск воды объемом 11 150 м<sup>3</sup>/с. Плотина построена с пустотельными водосливами. Их конструкция образована сливной гранью и железобетонной напорной стенкой. Тонкая внутренняя и анкерная плита заменяют фундаментную плиту под водосливом. Устойчивость и надежность плотины обеспечивается анкерными устройствами, пригрузкой водой и грунтом, и, конечно, собственным весом); шлюз с одной камерой для прохода судов; земляные плотины (общая длина – 4770 м, максимальная высота – 35,5 м). [1]

Габаритные данные водохранилища: длина напорного фронта сооружений – 5370 м; максимальный напор на сооружения – 23 м; максимальный расход сброса через сооружения – 19 300 м<sup>3</sup>/с; полная емкость водохранилища – 9,4 км<sup>3</sup>, а полезная – 3,7 км<sup>3</sup>; площадь зеркала водохранилища – 1120 км<sup>2</sup>. [1]

Исследование было начато с построения кривой обеспеченности стока реки Кама с помощью гидрологического ряда среднемесячных расходов воды (Рисунок 1).



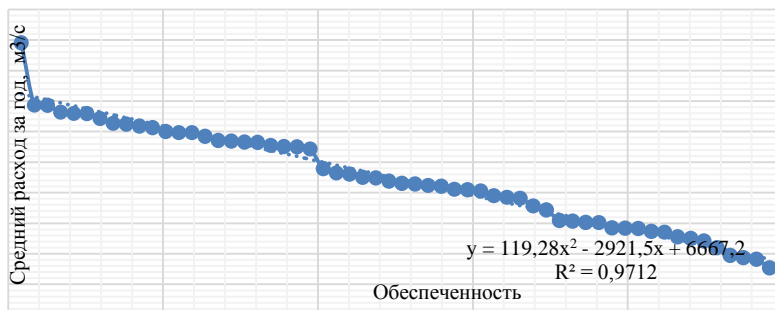


Рисунок 1 – Кривая обеспеченности реки Кама с 1942 по 1999 г

По полученному уравнению кривой были найдены средневодный 1972 и маловодный 1942 года с среднегодовым расходом воды 5242 м3/с и 4101 м3/с соответственно.

Для расчета оптимальной глубины сработки водохранилища были построены объемная характеристика верхнего бьефа и расходная характеристика нижнего бьефа. Целью определения оптимальной глубины сработки является вычисление значения полезного объема водохранилища. Разделяя весь объем водохранилища на мертвый и полезный объемы, мы можем увеличить значение выработки электроэнергии ГЭС для межennaleго периода, задерживая избыточную воду во время многоводного периода в водохранилище. Таким образом, были найдены значения нормального подпорного уровня (НПУ), равное 89 м, и уровень мертвого объема (УМО), равное 83 м. Следовательно, оптимальная глубина сработки равна 6 м.

Для вычисления расчетного напора, были построены напорные характеристики, которые представлены на рисунке 2.

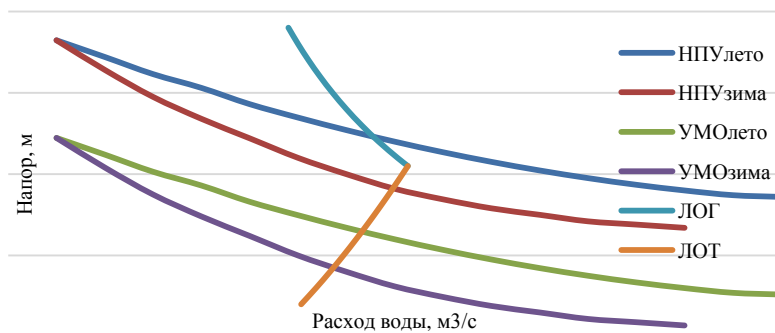


Рисунок 2 – Напорные характеристики Воткинской ГЭС

По построенным напорным характеристикам были выявлены расчетный напор  $H_p = 16,5$  м, минимальные и максимальные значения напора для зимнего  $H_{min} = 12,5$  м,  $H_{max} = 18,4$  м и летнего периодов  $H_{min} = 10,2$  м,  $H_{max} = 15$  м.

Для того, чтобы найти гарантированные мощности ГЭС, было произведено перераспределение естественного стока реки (Рисунок 3).

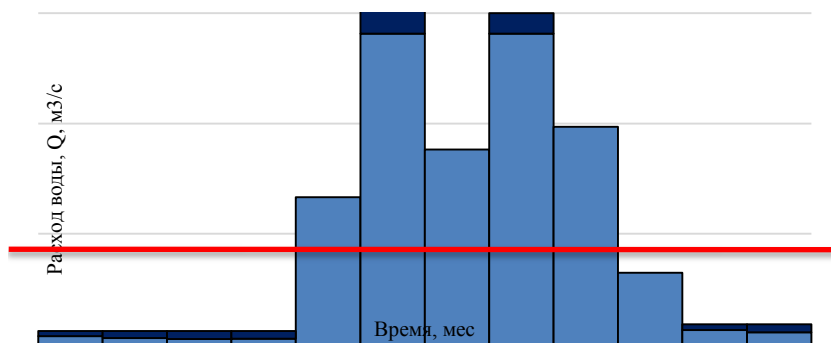


Рисунок 3 – Годовое перераспределение бытового стока воды в маловодный год

Для этого было вычислено значение полезного объема водохранилища ( $5,139$  м<sup>3</sup>) и распределено между месяцами периода

сработки водохранилища (с января по апрель и с октября по декабрь). Далее было рассчитано наполнение водохранилища. Для расчетов были взяты только месяцы с самыми максимальными расходами (июнь и август).

Затем были определены среднегодовые значения напора. Для этого были рассчитаны значения напора в каждом месяце расчетного маловодного года и найдено их среднarifметическое значение ( $H_{срг} = 14,7$  м).

Результатом исследования являются рассчитанные значения гарантированных мощностей (Таблица 1).

Гарантированная мощность – мощность, которая будет точно получена в расчетных маловодных условиях.

Таблица 1 – Гарантированные мощности расчетного маловодного года

№ месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{ГЭС}, м^3/с$	296	227	193	196	5330	12500	7050	12000	7880	2590	516	434
$z_{нб}, м$	65,3	65,3	65,3	65,3	69,8	73,4	71	73,4	71,6	67,6	65,6	65,6
$H, м$	17,7	17,7	17,7	17,7	13,2	9,6	12	9,6	11,4	15,4	17,4	17,4
$H_{срг}, м$	14,7											
$N_{гар}, МВт$	59,46	59,46	59,46	59,46	665,98	1406,77	880,9	1406,77	984,61	323,62	90,38	90,38

Полученные значения используются при водно-энергетическом расчете, когда рассчитывается режим сработки-наполнения водохранилища годового регулирования, при котором ГЭС будет работать по обеспеченному графику выдачи мощности.

#### Литература:

1. Официальный сайт филиала ПАО «РусГидро» [электронные ресурсы] / Воткинская ГЭС. – URL: <http://www.votges.rushydro.ru/hpp/general-info/>.

2. Секретарев, Ю. А. Гидроэнергетика: контр. задания и метод. Указания [текст] / сост.: Ю. А. Секретарев, А. А. Жданович, С. В. Митрофанов. – Новосибирск: Изд - во НГТУ, 2013. – 64 с.

3. Филиппова, Т.А. Гидроэнергетика: учебное пособие [текст] / Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. – 2-е изд., перераб. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2012. – 620 с

## ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

**Е.С. Макеева, А.А. Воловиков**  
**ФГБОУ «Белгородский государственный технологический**  
**университет им. В. Г. Шухова»**  
**г. Белгород, makeeva-97@bk.ru**

*В данной статье исследуется зависимость тока короткого замыкания от мощности силового трансформатора. Производится расчет токов короткого замыкания, по результатам которого составляется таблица с полученными значениями для трансформаторов различной мощности, которая впоследствии может быть использована для оценки стойкости электрооборудования к токам короткого замыкания.*

*This article examines the dependence of the short-circuit current on the power of the power transformer. The calculation of short-circuit currents is made, according to the results of which a table is compiled with the values for transformers of various capacities. This table can later be used to assess the resistance of electrical equipment to short-circuit currents.*

Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) является одной из важных задач электроэнергетики, поскольку невозможно обеспечить надежность работы энергетической системы и ее элементов без учета влияния переходных процессов. Так, при проектировании либо реконструкции любой подстанции или электростанции требуется выбрать оборудование и осуществить его проверку. Для этого необходимо рассчитать ТКЗ, причем такой расчет, в зависимости от сложности схемы, занимает разное количество времени. Данный подход неудобен тем, что при замене одного из элементов параметры схемы могут значительно измениться, из-за чего расчет следует проводить заново.

Для упрощения проверки оборудования в данной статье исследуется влияние мощности силовых трансформаторов на величину ТКЗ на шинах трансформаторов. Результаты, полученные в ходе расчетов, являются приблизительными вследствие усреднения некоторых расчетных значений и подходят для первоначальной оценки стойкости существующего оборудования к ТКЗ при установке трансформаторов другой мощности.

Допущения, принимаемые при расчетах:

1. Рассматривается трехфазное короткое замыкание (как наиболее тяжелое для оборудования).

2. Не учитывается ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов.

Расчетная схема замещения с обозначенной точкой КЗ изображена на рисунке 1.

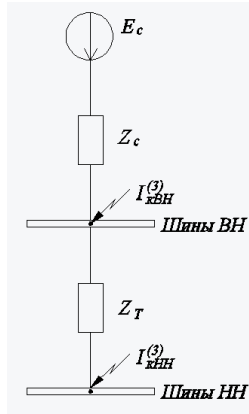


Рисунок 1 – Расчетная схема замещения

При выборе или проверке электрооборудования учитывается начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания, которая для рассматриваемой схемы рассчитывается по следующей формуле [1]:

$$I_{п0} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_c + X_{тр})^2 + R_{тр}^2}}, \quad (1)$$

где  $I_{п0}$  - начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ, кА;  $E_c$  – ЭДС системы, кВ;  $X_c$  – сопротивление системы ( $R_c = 0$ , Ом);  $X_{тр}$  и  $R_{тр}$  – сопротивления трансформатора, Ом, приведенные к стороне НН.

Определяем параметры схемы замещения по формулам ниже[1]:

$$E_c = U_{ср.ном}, \quad (2)$$

где  $U_{ср.ном}$  – среднее номинальное напряжение на стороне НН, кВ;

$$X_{тр} = \frac{U_k \cdot U_{номНН}^2}{S_{тр.ном}} \quad (3)$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания, %, определяется на основе справочных данных [2-4];  $U_{ном,НН}$  – номинальное напряжение трансформатора на стороне НН, кВ;  $S_{тр.ном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ном.НН}^2}{S_{ном.тр}^2}, \quad (4)$$

где  $\Delta P_k$  – напряжение короткого замыкания, кВт, определяется на основе справочных данных [2-4],

Зная значение величины ТКЗ на шинах уже установленного трансформатора из формулы (1) определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{\sqrt{4 \cdot X_{тр}^2 - 4 \cdot (X_{тр}^2 + R_{тр}^2 - \frac{E_c^2}{3 \cdot I_{по}^2})} - X_{тр}}{2}, \quad (5)$$

Дальнейший расчет производится по вышеприведенным формулам (1) – (4). Результаты сведены в таблицу 1, где  $I_{кВН}$  – величина ТКЗ на шинах ВН. Расчетные величины ТКЗ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Значения токов короткого замыкания

U <sub>ВН</sub> = 35 кВ, U <sub>НН</sub> = 10 кВ								
I <sub>кВН</sub> , кА	Номинальная мощность трансформатора S <sub>ном</sub> , МВА							
	2,5	4	6,3	10	16	25	40	63
до 1,5	0,73-	0,80	0,88-	0,94-	0,96-	1,00-	1,01-	1,01-
	1,67	2,10	2,76	3,36	3,73	4,26	4,60	5,04
U <sub>ВН</sub> = 110 кВ, U <sub>НН</sub> = 10 кВ								
I <sub>кВН</sub> , кА	Номинальная мощность трансформатора S <sub>ном</sub> , МВА							
	16	25	40	63	80	100	125	200
до 0,5	0,91-	0,94-	0,96-	0,98-	0,98-	0,99-	0,99-	0,99-
	3,40	3,89	4,30	4,60	4,70	4,81	4,88	4,99
0,6-1	3,73-	4,40-	5,00-	5,44-	5,59-	5,77-	5,87-	6,06-
	4,90	6,19	7,48	8,55	8,94	9,41	9,68	10,21

U <sub>ВН</sub> = 220 кВ, U <sub>НН</sub> = 10 кВ								
I <sub>кВН</sub> , кА	Номинальная мощность трансформатора S <sub>ном</sub> , МВА							
	25	40	63	80	100	125	160	200
до 0,25	0,94- 3,79	0,97- 4,24	0,98- 4,58	0,99- 4,72	0,99- 4,79	1,00- 4,89	1,00- 4,97	1,00- 5,04

Продолжение таблицы 1

U <sub>ВН</sub> = 220 кВ, U <sub>НН</sub> = 10 кВ								
I <sub>кВН</sub> , кА	Номинальная мощность трансформатора S <sub>ном</sub> , МВА							
	25	40	63	80	100	125	160	200
0,3- 0,5	4,33- 6,1	4,94- 7,38	5,41- 8,46	5,60- 8,94	5,70- 9,19	5,84- 9,56	5,96- 9,90	6,06- 10,16

U <sub>ВН</sub> = 330 кВ, U <sub>НН</sub> = 10 кВ								
I <sub>кВН</sub> , кА	Номинальная мощность трансформатора S <sub>ном</sub> , МВА							
	25	40	63	80	100	125	160	200
0,6- 0,8	6,45- 7,65	7,91- 9,78	9,16- 11,77	9,73- 12,73	10,03- 13,26	10,47- 14,02	10,88- 14,77	11,19- 15,36

Определив по таблице ток КЗ на шинах НН трансформатора, можно выбрать и осуществить проверку электрооборудования. Например, при установке трансформатора большей мощности на реконструируемой подстанции (ПС) либо электростанции (ЭС) токи короткого замыкания возрастают и могут оказаться больше ТКЗ, на которые рассчитано уже существующее оборудование (выключатели, разъединители, КЛ и ВЛ). В этом случае необходимо произвести замену: выбрать кабели большего сечения либо выключатели с большей отключающей способностью.

Результаты, представленные в таблице 1, позволяют сделать выводы о необходимости замены электрооборудования на стороне НН при установке трансформаторов различной мощности без проведения нового подробного расчета, что приводит к экономии рабочего времени при разработке новых проектов ЭС и ПС либо при их реконструкции.

Литература:

1. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б. Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.

2. ГОСТ 17544-85 Трансформаторы силовые, масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500, 750 кВ. Технические условия – Введ. 1986-07-01.

3. Тольяттинский трансформатор // Номенклатурный каталог, Тольятти, 2013.

4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989г. – 608 с.: ил.

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ 0,95 КВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

**А.В. Маркелова, А.В. Лыкин**

**Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, an0102031@gmail.com**

*В работе представлен анализ основных проблем в низковольтных сетях и эффективность применения инновационной сети напряжением 0,95 кВ в распределительных сетях. В результате исследования определена надежность, преимущества и затраты на реконструкцию сети напряжением 0,95 кВ.*

*The paper presents an analysis of the main problems in low-voltage networks and the effectiveness of the application of an innovative 0.95 kV distribution network. As a result of the study, the reliability, advantages, and costs for the 0.95 kV network reconstruction were determined.*

В настоящее время распределительные сети 0,4 кВ находятся худшем техническом состоянии с самой низкой надежностью, высокими потерями, плохой пропускной способностью. Такие сети не способны обеспечить высокий уровень качества электроснабжения. Для достижения новых уровней современных стандартов передачи электроэнергии необходимы новые технологические решения старых проблем [1].



Было предложено новое техническое решение - заменить воздушные линии 0,4 кВ инновационной сетью по передаче электроэнергии напряжением до 0,95 кВ с использованием индивидуальных однофазных и трехфазных трансформаторов напряжением 0,55/0,23 кВ и 0,95/0,4 кВ соответственно, которое позволило решить ряд указанных выше проблем, благодаря увеличению рабочего напряжения.

Цели и задачи данного проекта.

Предложенная технология позволила решить следующие задачи:

- адаптацию низковольтных электрических сетей к росту электрических нагрузок;
- сокращения коммерческих потерь, связанных с несанкционированными подключениями;
- сокращение капитальных вложений на строительство и эксплуатацию электрических сетей;
- предоставить возможность управления и наблюдения за сетью.

Основной принцип напряжения 0,95 кВ.

Главная идея системы распределения электроэнергии на напряжении 0,95 кВ заключается в организации сетей данного класса напряжения с частичным использованием основных элементов существующих сетей низкого напряжения (0,4 кВ), применением групповых трансформаторных подстанций 10(6)/0,95/0,4 кВ или 10(6)/0,95 кВ и индивидуальных трансформаторных подстанций с трехфазными силовыми трансформаторами 0,95/0,4 кВ и/или однофазными силовыми трансформаторами 0,55/0,23 кВ, устанавливаемых в непосредственной близости к потребителю (на ближайшей опоре ВЛ).

Преимущества нового варианта.

Рассмотрим преимущества данного проекта с использованием индивидуальных трансформаторных подстанций в сравнение со старым вариантом. Во-первых, к ней применимы те же нормативные требования к проектированию, строительству и эксплуатации, что и для сетей 0,4 кВ, поскольку ПУЭ устанавливает единые требования к воздушным линиям электропередачи переменного тока напряжением до 1 кВ.

При этом эффективная длина линии 0,95 кВ увеличивается в среднем в три раза при сопоставимой нагрузке потребителей. Как известно, при повышении напряжения в электрической цепи потери электроэнергии сокращаются в квадратичной зависимости, а отклонение (падение) напряжения при одинаковых нагрузках — прямо пропорционально. Сделав простые расчеты, было выявлено, что при

одинаковой нагрузке на линию при повышении напряжения с 380 до 950, т. е. в 2,5 раза, потери снизились в 6,25 раз, а отклонение (падение) напряжения, соответственно, — в 2,5 раза.

Вопрос снижения потерь электрической энергии в индивидуальных трансформаторах 0,95/0,4 кВ решается путем использования их меньшего количества, то есть один трансформатор на два-три потребителя [2].

На рисунке 1 изображена предлагаемая распределительная электрическая сеть.

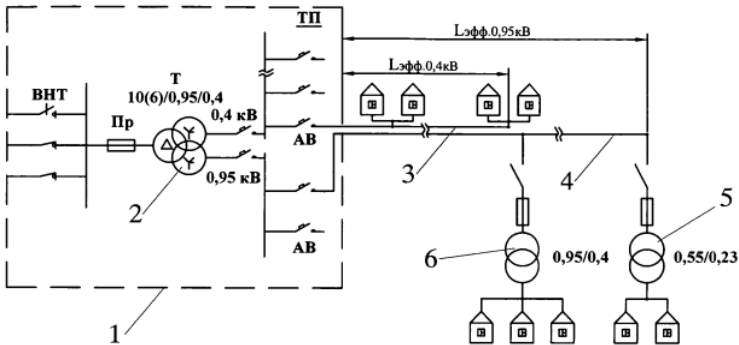


Рисунок 1 – построения предлагаемой распределительной электрической сети

Эта сеть содержит питающую трансформаторную подстанцию (1), например, в виде блочной комплектной трансформаторной подстанции с силовым трехобмоточным трансформатором (2) и приемные распределительные устройства, которые соединяются с питающей подстанцией (1) питающими линиями, организованными в двухцепном исполнении: цепь (3) - на напряжении 0,4 кВ и цепь (4) - на напряжении 0,95 кВ. Протяженность цепей (3) и (4) ограничивается их эффективными длинами (радиусами действия), в которых обеспечиваются нормативные показатели качества электроэнергии у всех подключенных к ним потребителей. Потребители, находящиеся в эффективном радиусе действия цепи (3), подключаются традиционным способом (по сети 0,4 кВ). Потребители, находящиеся в эффективном радиусе действия цепи (4) и не попавшие в радиус действия цепи (3), подключаются к цепи (4) через индивидуальные трансформаторы (5) - однофазные силовые трансформаторы 0,55/0,23 кВ, и через

индивидуальные трансформаторы (6)- трехфазные силовые трансформаторы 0,95/0,4 кВ [3].

Система напряжения 0,95 кВ имеет преимущества применения (особенно в динамично развивающихся зонах с плотной жилой застройкой), в которых с учетом соблюдения охранных зон и требований к электробезопасности технически сложно или экономически нецелесообразно строительство заходов ВЛ 6–10 кВ для питания новых ТП 6–10/0,4 кВ.

Применение электрической сети 0,95 кВ позволяет получить следующие основные преимущества по сравнению с традиционным исполнением низковольтной электрической сети, а именно:

- создание технических ограничений для несанкционированного подключения к сетям напряжением 0,95 кВ;
- увеличение пропускной способности низковольтной электрической сети;
- снижение потерь электрической энергии;
- обеспечение нормированного отклонения напряжения в электрически удаленной точке при электроснабжении удаленных потребителей (групп потребителей) [2].

Надежность сети 0,95 кВ.

Воздушная линия напряжением 0,95 кВ выполняется с применением стандартных низковольтных самонесущих изолированных проводов типа СИП-2 или СИП-4 и стандартной арматуры для их крепления. Поэтому можно сделать вывод о том, что создаваемая сеть имеет высокие показатели надежности энергоснабжения [4].

К вопросу безопасности.

Немаловажным аспектом любого технического проекта является безопасность. С целью обеспечения требований по электробезопасности все оборудование, входящее в состав индивидуальной трансформаторной подстанции подключается к заземляющему устройству.

В этом отношении сеть 0,95 кВ позволяет надежно отключать все однофазные замыкания на землю автоматическими выключателями, что значительно повышает уровень ее электробезопасности.

Экономическая сторона вопроса.

Технико-экономические оценки варианта сети с напряжением 0,95 кВ и технических нововведений осуществили с помощью сравнения двух вариантов сети на основе виртуального населенного пункта:

традиционной распределительной сети 10/0,4 кВ и комбинированной распределительной сети 10/0,95/0,4 кВ.

Были рассчитаны расходы на 20-летнюю эксплуатацию, включая стоимость строительства, потерь, обслуживания и др. Суммарные затраты на предлагаемую сеть оказались на 34,5 % ниже, чем на традиционную.

Создаваемая сеть имеет высокие показатели по качеству и надежности энергоснабжения, электробезопасности, низкую стоимость, а также максимальную для распределительной сети низкого напряжения удельную энергоэффективность. Для реализации проекта будет разработано новое электротехническое оборудование, имеющее прогрессивные характеристики и ранее не выпускавшееся на территории России [3].

#### Литература:

1. *Лыкин А.В.* Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях: учеб.пособие/Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2 013. – 115 с.

2.*Князев В.В.* Энергоэффективная технология передачи электрической энергии на напряжении 0,95 кВ [электронный ресурс] URL: <https://www.gov.spb.ru/>

3. Распределительная электрическая сеть [электронный ресурс] URL: [https://patents.google.com/patent/RU2554\\_098C1/ru](https://patents.google.com/patent/RU2554_098C1/ru)

4. *Клименко С. В.* Комплексная оценка применения самонесущих изолированных проводов в распределительных сетях 0,38-10 кв в районах с малой плотностью нагрузки с учетом неопределенности исходной информации [электронный ресурс] URL: <http://www.dissercat.com/content/kompleksnaya-otsenka-primeneniya-samonesushchikh-izolirovannykh-provodov-v-raspredelitelnykh>

## РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ «СТАРОДУБСКАЯ»

**К.А. Монсеенко, М.С. Черемискина**  
**Томский политехнический университет**  
**г. Томск, kostya-1024@mail.ru**

*В статье приведена оценка состояния снабжения энергосистем Сахалинской области, которая способствовала выявлению следующих проблем: на Сахалинской ГРЭС и Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 эксплуатируется многолетнее изношенное габаритное, выходящее из строя и в негодность оборудование, что свидетельствует о необходимости разработки технической документации и плана их технического перевооружения; вследствие изношенности электротехнического оборудования электрических сетей требуется частичная реконструкция и замена электросетевых агрегатов; кроме того, в ближайшее время подстанции, станции и линии не смогут обеспечивать требуемую надежность по энергоснабжению Сахалинской области. Исследование состояния подстанции «Стародубская» позволило определить энергодефицитные участки системы распределения, а так же устаревшее оборудование включающее трансформаторы, выключатели и т.д. В статье представлена реконструкция подстанции, приведен выбор оборудования, которое необходимо заменить для ее эффективной работы. Представлена структурная схема подстанции, а так же ее характеристика и ключевые параметры. Показана эффективность использования современного оборудования мощностью 10 и 35 кВ. Отмечается, что применение модернизированного оборудования для подстанций данного напряжения повышает надежность энергоснабжения и обеспечивает более качественные параметры электрического тока и напряжения, а также дает возможность оснащения современным телекоммуникационным оборудованием.*

*Assessment of the power supply system of the Sakhalin region revealed the following problems: the Sakhalin TPP and the Yuzhno-Sakhalinskaya CHPP-1 operate a perennial worn-out overall, failing and inoperable equipment, which indicates the need to develop technical documentation and a plan for their technical re-equipment; repair and maintenance of electrical equipment; In addition, in the near future, substations, stations and lines cannot provide the required reliability for the power supply of the Sakhalin Region. Investigation of the state of Starodubskaya substation in order to determine the energy-deficient parameters of the distribution system, as well as outdated equipment including transformers, switches, etc. The article summarizes the reconstruction of the substation, the choice of equipment that must be replaced for its effective operation. A block diagram of the substation is presented, as well as its characteristics and key parameters. Indicators of the effectiveness of modern equipment with a capacity of 10 and 35 kV. It is noted that the use of upgraded equipment for juggling this level increases the reliability of power*

*supply and provides better quality current and voltage, as well as enables the equipment of modern telecommunications equipment.*

В долгосрочной перспективе безопасность электроснабжения потребителей всех категорий зависит от выявления объемов электрической энергии и приходящей мощности к ним, согласно плану развития областной энергосистемы и соответствующим вводом необходимого электрогенерирующего оборудования и машин по всем уровням снабжением энергосистемы.

Принятая в 2003 году "Энергетическая стратегия России на период до 2020 года" нацелена на обеспечение энергетической и экологической безопасности страны, энергетической и бюджетной эффективности энергетики [1].

Сахалинская энергосистема является изолированной и находится в диспетчерском подчинении ОДУ Востока. В состав Сахалинской энергосистемы входят 2 электростанции (Сахалинская ГРЭС и Южно - Сахалинская ТЭЦ- 1) с общей установленной мощностью 500 МВт и сетевое предприятие – филиал «Распределительные сети» в состав которого входят пять сетевых районов - Южно-Сахалинский, Юго-Западный (Холмск), Западный (Углегорск), Восточный (Поронайск), Центральный (Тымовск) [2].

Рассматриваемая подстанция 35/10 кВ «Стародубская» расположена в селе Стародубское, Долинского района, Сахалинской области.

Существующая структурная схема электроснабжения ПС «Стародубская-35 кВ» приведена на рисунке 1.

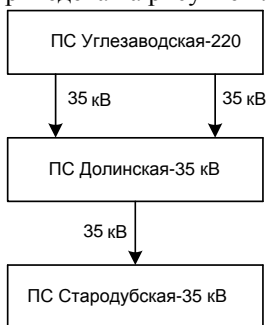


Рисунок 1 – Существующая схема электроснабжения ПС «Стародубская-35 кВ»

На схеме видно, что ПС Стародубская питается от подстанции «Долинская – 35 кВ» по одноцепной линии. Такая схема выполнена с отступлением от требований нормативной документации и имеет крайне низкую надёжность электроснабжения потребителей.

В связи с устареванием оборудования на подстанции необходимо применять замену комплектующих для модернизации производства, увеличения экономической составляющей и безопасности.

Проведя анализ оборудования на данной подстанции экономически - и ресурсоэффективным является оборудование, приведенное в таблице 1 [3].

Таблица 1 – Комплект оборудования для подстанции

№	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во
1	Трансформатор ТМН-2500/35/10	шт.	2
2	Выключатель ВГБЭ-35-12,5 УХЛ1	шт.	5
3	Разъединитель РГ-35/1000У1	шт.	10
4	Трансформатор тока ТВ-35-200/5 У1	шт.	7
5	Трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1	шт.	2
6	Ограничитель перенапряжения ОПНп-35/40,5-III-УХЛ1	шт.	2
7	Ячейка КРУ К-01Э с выключателем ВБЭ-10-31,5-3150 и трансформатором тока ТЛК-10	шт.	3
8	Ячейка КРУ К-01Э с выключателем ВЧБЭ-10-20-630 и трансформатором тока ТЛК-10	шт.	4
9	Ячейка КРУ с разъединителем	шт.	1
10	Ячейка с трансформатором напряжения НАМИТ-10-УХЛ2	шт.	2
11	Ограничитель перенапряжения ОПН-П-10/11,7/10(II)-УХЛ1	шт.	2
12	Трансформатор собственных нужд ТМ-25/10 У1	шт.	2
13	Логическое реле «Siemens Logo! 230 Rco»	шт.	3
14	Комплектное устройство «ТЭМП 2501-5»	шт.	1

В результате проделанной работы была составлена и графически построена главная схема электрических соединений ПС «Стародубская» с учетом установки нового оборудования (рисунок 2).

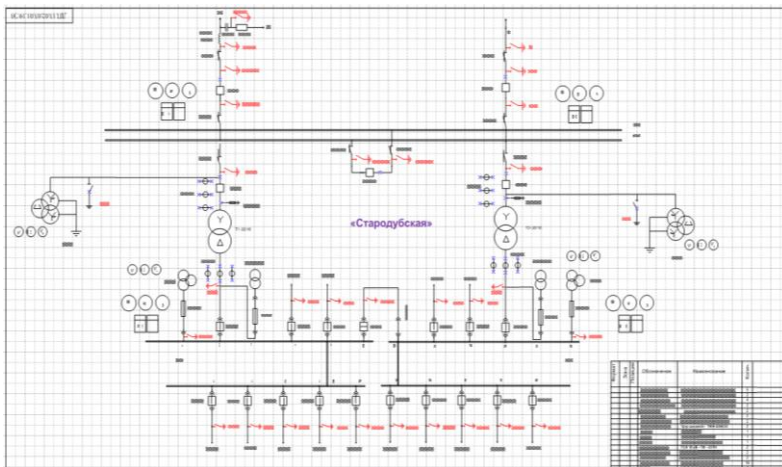


Рисунок 2 – Главная схема электрических соединений  
ПС «Стародубская»

Предложенная модернизация значительно увеличит уровень автоматизации подстанции и надежность работы оборудования, что даст возможность оснащения подстанции средствами телекоммуникаций.

Для определения экономической эффективности реконструкции подстанции определим количество электрической энергии, потребляемой вновь подключаемыми потребителями подстанции за год:

$$W_{\text{год}} = P_{\text{персп}} * \tau;$$

$$W_{\text{год}} = 0,5 * 5463 = 2731,5 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Тогда доход от продажи электроэнергии потребителям равен

$$D = C * W_{\text{год}};$$

$$D = 3,83 * 2731,5 * 103 = 10461,65 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные затраты через год эксплуатации

$$Z = K + И + ЗП + О$$

$$Z = 22506,35 + 2311,62 + 90,46 + 27,14 = 24935,57 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{Прочие} = 3 * 0,12$$

$$\text{Прочие} = 24935,57 * 0,12 = 2992,27 \text{ тыс. руб}$$



Таблица 2 – Экономическая характеристика

№	Составляющие расходы	Затраты, тыс.руб
1	Затраты на сырье и материалы	900,254
2	Зарплата рабочего персонала	90,460
3	Отчисления в соц фонды	27,138
4	Амортизационные отчисления	990,28
5	Прочие	2992,27
6	Годовые эксплуатационные издержки	2311,62
	ИТОГО	7312,022

Находим прибыль:

$$Пп=D-W$$

$$Пп=10461,65-7312,022=3149,628, \text{ тыс.руб}$$

В электроэнергетике строительство считается эффективным, если оно окупается в течении 5 лет. Так как предприятие получит прибыль в течении первого года, то срок окупаемости реконструкции ПС Стародубская менее года, то оно экономически эффективно.

#### Литература

1. *Садардинов И.В.* Существующее положение и оценка направлений развития тэк дальнего востока // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2006. - № 2. – С. 144-151.
2. *Яковлев А.Д.* Опыт и практика деятельности энергосистемы Сахалина // Вологодские чтения. – 2004. - № 39. – С. 33-36.
3. *Пашков Е.Н., Мартюшев Н.В.* Materials and engineering science // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований – 2013. - № 2 . – С. 126-127.

## **ОПЕРАТИВНАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

**К.И. Сагалакова, В.М. Левин**

**Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, karina.sagalakova@mail.ru**

*Оперативная оценка состояния силовых трансформаторов на гидроэлектростанциях является важной задачей при их мониторинге. Мониторинг дает возможность обнаруживать отклонения текущего состояния от нормы и предотвращать развитие аварийных ситуаций.*

*Поэтому совершенствование оперативной оценки состояния трансформаторов ГЭС на основе данных мониторинга является актуальной задачей. В докладе рассмотрены некоторые пути повышения эффективности оперативной оценки трансформаторов ГЭС.*

*The operational assessment of the status of power transformers at hydroelectric power stations is an important task in their monitoring. Monitoring provides an opportunity to detect deviations of the current state from the norm and prevent the development of emergency situations. Therefore, the improvement of the operational assessment of the status of transformers of hydropower plants based on monitoring data is an urgent task. The report examined some ways to improve the efficiency of operational evaluation of transformers of hydropower plants.*

Оперативная оценка силовых трансформаторов является важной задачей по поддержанию их надежной и экономичной работы. Задача становится особенно значимой при рассмотрении такого объекта электроэнергетической системы как ГЭС. ГЭС являются энергообъектами повышенной опасности, безаварийная работа которых зависит от технического состояния и надежности всего комплекса элементов, включая электротехническое оборудование. По данным причинам, на все трансформаторы ГЭС обязательно устанавливают системы мониторинга. Безусловно, эффективность оперативной оценки зависит от оптимального подбора параметров, контролируемых в режиме on-line, а также от выбора подходящих, по возможности простых и универсальных моделей, позволяющих идентифицировать эксплуатационное состояние трансформатора.

Непрерывный контроль состояния трансформаторов во время работы положительно влияет на срок службы и увеличение интервалов между ремонтами и периодическими снятиями показаний, что выгодно с экономической точки зрения, так как некоторые дефекты могут развиваться с большой скоростью. Подобная предупреждающая профилактика требует применения специальных моделей при непрерывном контроле, которые могли бы достоверно распознать состояние трансформатора.

Для наилучшей идентификации состояния трансформатора, следует осуществлять оперативную оценку в дополнении с ресурсной оценкой. Ресурсная оценка характеризует процесс старения материалов и элементов конструкции трансформатора, позволяет спрогнозировать его остаточный срок службы. Для того чтобы произвести оперативную оценку состояния трансформаторов необходимо иметь ограниченный набор параметров, называемый оптимальным. К данному набору предъявляются следующие требования:

1) Оптимальный набор не должен содержать большое количество параметров, во-первых, потому что результаты, получаемые от датчиков, будут занимать много памяти в программно-техническом комплексе, во-вторых, с увеличением числа датчиков увеличивается стоимость системы мониторинга.

2) Оптимальный набор контролируемых системой параметров не должен быть слишком ограничен, так как возрастает риск пропуска дефекта, что снижает эффективность такой системы.

Комплект диагностируемых параметров оборудования можно рассматривать как вектор, который представляет любую точку пространства измерений [1]. Данное пространство измерений характеризуется мощностью  $N$  и размерностью  $n$ , то есть количеством измерений и количеством используемых параметров. Мощность пространства устанавливает количество однородных измерений параметров и позволяет работать с ними как с реализациями случайной величины с использованием методов математической статистики. Выборки реализаций случайных значений параметров контроля однотипных трансформаторов можно условно считать однородными. Под однородными замерами можно понимать измерения, полученные при мониторинге одного или группы однотипных трансформаторов. Множество измерений представляет собой изменения случайной величины, распределение которых описывается определенным вероятностным законом с известными функциями и плотностями распределения.

В ходе эксплуатации трансформаторов случайные отклонения его диагностируемых параметров от своего установленного значения проходят под воздействием большого количества случайных воздействий, вносящих свой небольшой, независимый вклад в результирующее отклонение. По данной причине большое количество диагностируемых технических параметров нормально распределены или обладают распределением близким к нормальному, что не расходится с условиями центральной предельной теоремы [2].

Для решения задачи подбора подходящих моделей в докладе рассмотрены методы статистической классификации и распознавания образов, которые заключаются в совместном применении вероятностных моделей Байесовского типа (так называемых «медленных» моделей) и «быстрых» моделей прогнозирования. «Медленные» модели формируются и тестируются предварительно на основе измеренных диагностических и режимных параметров

однотипных трансформаторов за какое-либо продолжительное время, достаточное для получения значительной статистической выборки (количество вариантов в выборке  $N \geq 100$ ). Проблемы составления показательного статистического множества диагностических параметров в системах непрерывного мониторинга, которые производят ежеминутные измерения, не существует.

Для однородных множеств измерений характерны «нормальные» случайные отклонения от среднего значения, его распределение выражается плотностью:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x - M)^2}{2\sigma^2}\right],$$

где  $M$  – математическое отклонение случайной величины,  $\sigma$  – среднеквадратическое отклонение случайной величины.

Важным аспектом в распознавании состояния трансформаторов является формирование классов состояний, которое реализуется при помощи применения идентификатора [3], т.е. правила, по которому принимается решение о принадлежности состояния объекта, контролируемого при помощи  $m$ -мерного случайного вектора диагностических свойств, к одному из рассматриваемых классов, например, «норма» или «отклонение от нормы». Основное место в создании идентификатора занимает Байесовская теория принятия решений, предназначенная для выбора одного варианта из двух и более возможных и позволяющая корректировать границы в соответствии со случайными воздействиями, такими, например, как электрическая нагрузка.

Байесовская теория основана на формуле Байеса, которая позволяет находить апостериорные вероятности в виде:

$$p(\Pi_j/X) = \frac{p(X/\Pi_j) \cdot p(\Pi_j)}{p(X)},$$

где  $p(X)$  есть плотность вероятности вектора контролируемых параметров,  $p(X/\Pi_j)$  – условная плотность вероятности,  $p(\Pi_j)$  – априорная вероятность принадлежности к каждому из возможных классов.

В соответствии с методом Байеса решение выбирается таким образом, чтобы обеспечить минимальную вероятность ошибки

(минимум среднего риска). Вероятность суммарной ошибки идентификатора суммируется из вероятности неверного отнесения объекта к классу  $\Pi_1$  («норма») в то время как он является составляющим класса  $\Pi_2$  («отклонение от нормы») и вероятности неправильного приписывания объекта к классу  $\Pi_2$  в то время как он должен принадлежать классу  $\Pi_1$  :

$$\varepsilon = \varepsilon_1 + \varepsilon_2,$$

где  $\varepsilon_1$  и  $\varepsilon_2$  – ошибки первого и второго рода, или «пропуск дефекта» и «ложная тревога».

«Быстрые» модели формируются в темпе процесса на основе текущих измерений одного или нескольких ресурсных параметров (признаков) состояния с последующим сравнением результатов с предыдущими снятыми значениями. Анализ продолжительности эксплуатации оборудования по значению остаточного ресурса нацелен на определение календарного срока службы, который определен трансформатору для работы по назначению до перехода его в критическое состояние. Возможность спрогнозировать остаточный ресурс позволяет подобрать верный путь его применения с учетом динамики изменений состояния, что считается важным свойством при планировании воздействий по сохранению его работоспособности.

Байесовский метод является эффективным средством решения задач статистической классификации и распознавания образов для осуществления оперативной оценки состояния трансформаторов. Сочетание диагностических признаков и изменение размерности пространства признаков снимает большинство ограничений и открывает широкие возможности применения Байесовской теории к разработке методов и моделей статистической идентификации дефектов в оборудовании, в том числе и в трансформаторах. Оценка состояния трансформаторов по изменению его ресурсных параметров предоставляет возможность принимать решения о последующих условиях и возможности эксплуатации с целью предотвращения работы в критическом состоянии.

Литература:

1. Сагалакова К.И., Яхья А.А., Левин В.М. Совершенствование моделей оценки состояния трансформаторов ГЭС в режиме on-line мониторинг // Гидроэлектростанции в XXI веке: сб. науч. тр. –

Саяногорск; Черемушки. Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2018. – С. 40-47.

2. Гмурман, В.Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике [Текст] : учеб. пособие для студентов вузов / В. Е. Гмурман. – Москва : Высш. шк., 2004. – 404 с.

3. Левин В.М. Идентификатор состояний маслonaполненного трансформаторного оборудования на основе анализа растворенных газов/Левин В.М.//Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2014. – 4.

## **ОПТИМИЗАЦИЯ ЧИСЛА И СТЕПЕНИ ЗАГРУЗКИ АГРЕГАТОВ ГЭС**

**А.Е. Светличная, С.В. Митрофанов  
Новосибирский государственный технический университет»  
г. Новосибирск, sae070296@yandex.kz**

*В работе рассматривается задача оптимизации числа и степени загрузки гидроагрегатов ГЭС. Приведены математические модели, описывающие взаимосвязь параметров режима для Саяно-Шушенской ГЭС. Разработан алгоритм управления числом и степенью загрузки гидроагрегатов по критерию максимума КПД. Данный алгоритм был реализован в виде программы на языке «Delphi».*

*The paper deals with the problem of optimizing the number and power utilization rate of Hydroelectric power plant units. The mathematical models are given that describe the relationship of regime parameters for the Sayano-Shushenskaya HPP. The algorithm of control the number and power utilization rate of hydraulic units according to the criterion of maximum efficiency is developed. This algorithm was implemented as a program in the Delphi language.*

### Актуальность темы

Основная задача современности и дальнейшего обозримого будущего связана с развитием электроэнергетики. Одной из самых значимых ветвей в развитии электроэнергетики можно назвать гидроэлектростанции (ГЭС). Из-за того, что ГЭС является довольно маневренной станцией, ее часто используют для несения нагрузочного резерва, так как она может быстро реагировать на резкие изменения

потребления мощности в системе, тем самым обеспечивает высокую надежность электроснабжения.

На ГЭС используется большое количество гидроагрегатов (ГА). Их рабочие характеристики нелинейны. Поэтому возникает необходимость в оптимизации числа и степени загрузки ГА [1].

#### Постановка задачи

Целью работы является повышение эффективности режимов работы основного силового оборудования ГЭС с помощью методов поиска оптимального распределения активной нагрузки.

Создание программы в среде Delphi, целью которой является оптимизация количества работающих ГА на станции по двум критериям: максимуму к.п.д и минимуму расхода.

В качестве объекта исследования была выбрана Саяно-Шушенская ГЭС. На станции установлены 10 гидроагрегатов с радиально-осевыми турбинами типа РО-230/833-0-677 мощностью 640 МВт.

#### Математические модели

При требуемой в данный момент времени мощности, необходимо определить к.п.д. с которым работает гидроагрегат, а также расход. Для этого необходимо построить рабочие характеристики.

Рабочая характеристика – это зависимость к.п.д  $\eta$  от мощности  $N$ .

Пример рабочей характеристики для СШ ГЭС представлен на рисунке 1.

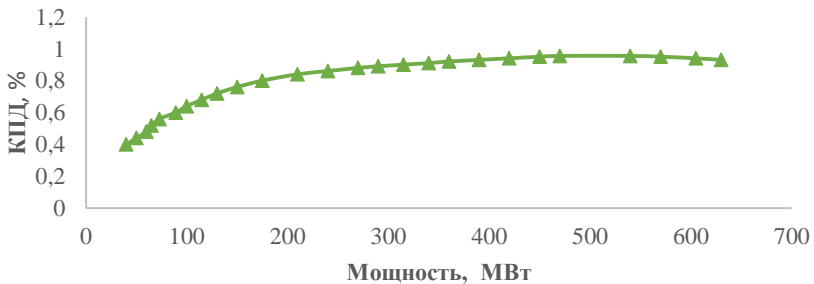


Рисунок 1 – Рабочая характеристика ГА

Произведён расчёт уравнений полиномов рабочих характеристик для различных напоров станции.

В качестве примера представлен полином для максимального напора 220 метров:

$$\eta = 5 * 10^{-12} * N^4 + 1 * 10^{-8} * N^3 - 9 * 10^{-6} * N^2 + 3,9 * 10^{-4} * N \quad (1)$$

где, N - мощность гидроагрегата, представленная в формуле 2.

$$N = 9,81 * Q * H * \eta \quad (2)$$

где, Q — расход воды, протекающий через агрегаты ГЭС (м3/с); H — напор воды (м);  $\eta_{га}$  — КПД гидроагрегата.

Для каждого из напоров существуют ограничения. Такие как ЛОГ, ЛОТ и ограничения по зоне нежелательной работы (ЗНР).

ЛОГ – линия, на универсальной характеристике, ограничивающая зону работы гидроагрегата его установленной мощности. Превышение гидрогенератором установленной мощности может привести к ее старению или аварии. ЛОГ задается уравнением 3.

$$Q(H) = \frac{N_{уст.гэс}}{9,81 * \eta * H} \text{ при } H \geq H_p, \quad (3)$$

где  $H_p$  – расчетный напор (м).

ЛОТ – линия, на универсальной характеристике, которая определяет максимальную мощность гидроагрегата, ограничивающуюся пропускной способностью турбины. ЛОТ задается уравнением 4.

$$Q(H) = Q_{\max} * \sqrt{\frac{H}{H_p}} \text{ при } H \leq H_p \quad (4)$$

Зона нежелательно работы гидроагрегата – зона, при прохождении которой, на агрегат действуют предельно – допустимые механические силы. Длительная работа в этой зоне недопустима [2].

Для каждого из напоров приведены свои ограничения в таблице 1.

Таблица 1 – Ограничения для трех видов напора

Напор	172 м	194 м	220 м
ЛОГ	$N \leq 640 \text{ МВт}$	$N \leq 640 \text{ МВт}$	$N \leq 640 \text{ МВт}$
ЛОТ	$N \leq 560 \text{ МВт}$	$N \leq 640 \text{ МВт}$	$N \leq 640 \text{ МВт}$
ЗНР	$\begin{cases} N < 180 \text{ МВт} \\ N > 430 \text{ МВт} \end{cases}$	$\begin{cases} N < 230 \text{ МВт} \\ N > 470 \text{ МВт} \end{cases}$	$\begin{cases} N < 280 \text{ МВт} \\ N > 530 \text{ МВт} \end{cases}$

Описание интерфейса программы

Исходные данные:

В окне 1 вводится значение мощности, необходимой энергосистеме для покрытия баланса. Для обеспечения нормального режима работы данное значение не должно превышать значения установленной мощности станции. Превышение данного значения приводит к выведению на экран предупреждения невозможности нормальной



работы. В *окно 2* - номинальная мощность гидроагрегата. У гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС она равна 640 МВт. В *окно 3* - количество гидроагрегатов на станции (10 штук). В *окне 4* можно указать, сколько агрегатов находится в нерабочем состоянии или состоянии холодного резерва.

#### Расчет:

Существует 3 варианта расчета: для минимального напора, (172 м), расчетного (194 м) и максимального (220 м). В *окно 5* выдается максимальное значение к.п.д., полученное в ходе оптимизации распределения мощности между агрегатами. В *окне 6* выдается максимальная мощность каждого гидроагрегата при выбранном варианте загрузки станции. В *окно 7* выдается количество задействованных в работе гидроагрегатов. В *окно 8* выводится значение напора, а в *окно 9* рассчитанное значение расхода на один гидроагрегат.

#### Ограничения:

В *окна 10 и 11* выводится минимальное и максимальное значение мощности, при котором агрегат будет находиться в зоне нежелательной работы. В *окнах 12 и 13* выдается значения ЛОГ и ЛОТ, индивидуальные для каждого из напоров.

#### Построение характеристик:

В программе существует возможность построения рабочих и расходных характеристик как для всей станции, учитывая количество задействованных агрегатов, так и для одного при разных напорах.

Внешний вид описанной программы представлен на рисунке 2.

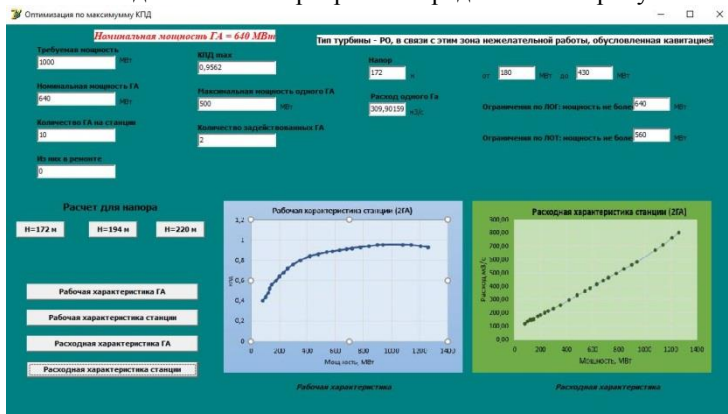


Рисунок 2 – Интерфейс программы

Программа является достаточно простым и удобным инструментом для решения задач выбора оптимального числа и степени загрузки гидроагрегатов. Она моделирует режим работы станции для различных нагрузок энергосистемы в условиях различных напоров на станции.

Хочется также отметить необходимость изучения и использования, а также разработки новых, более совершенных методов оптимизации ГА на ГЭС. Повышение к.п.д., за счет оптимизации может экономить расход воды в водохранилище, а значит, процесс производства электроэнергии может становиться более выгодным.

Литература:

1. Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина: гидроэнергетика, учебник – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. - 640 с.
2. Т. А. Филиппова: Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов ГЭС – Москва: Изд-во «Энергия», 1975 г. – 206 с.

## **ПРИМЕНЕНИЕ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В АВТОНОМНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ**

**Р.М. Хатыленко, В.М. Зырянов**

**Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, romankhatylenko@mail.ru**

*Рассмотрен вопрос применения накопителя энергии для повышения качества электроэнергии. Представлены результаты расчёта работы накопителя энергии в составе реальной автономной энергосистемы.*

*Question of application energy storage to increase electric power quality has been reviewed. The calculation results of energy storage operation in real stand-alone power system have been presented.*

С каждым годом проблема качества электрической энергии (КЭ) становится более актуальной. Это связано с увеличением числа нагрузок с нелинейными вольт-амперными характеристиками (ВАХ) таких, как дуговые печи, импульсное и выпрямительное оборудование, преобразователи частоты. Элементы с нелинейными ВАХ потребляют несинусоидальные токи, ухудшая КЭ. Несоответствие показателей КЭ ГОСТ 32144-2013 [1] приводит к нарушениям в работе промышленного

и сетевого оборудования, сокращению срока его службы, увеличению потерь электроэнергии.

Для прохождения максимумов графиков нагрузки энергосистемы без ущерба для качества и надёжности электроснабжения требуются дополнительные источники пиковой мощности. Одними из наиболее перспективных источников являются накопители энергии (НЭ). Современные быстродействующие НЭ – многофункциональные устройства, способные одновременно не только быть источником пиковой мощности, но и участвовать в первичном регулировании частоты, осуществлять плавное регулирование реактивной мощности, выполнять функции активного фильтра высших гармоник, компенсировать несимметрию трёхфазного напряжения, привлекаться для выполнения ряда задач противоаварийной автоматики.

Для решения задач, связанных с повышением КЭ, НЭ должен отвечать следующим требованиям:

1. Мощность и энергоёмкость НЭ должны выбираться по их основной функции. В настоящее время – это, как правило, функция управления активной мощностью. В то же время значения этих параметров должны быть достаточны для подавления неактивных составляющих мощности (функция активного фильтра гармоник).

2. Система управления НЭ должна быть быстродействующей. Её быстродействие должно быть одного порядка со скоростью протекания электромагнитных переходных процессов.

3. НЭ должен иметь экономически оправданный срок службы.

4. Эффект от применения накопителя должен превышать затраты на его создание и эксплуатацию.

Рассмотрим параметры режима автономной электростанции одного из нефтедобывающих предприятий (рисунок 1), питающихся от дизельной электростанции, на примере осциллограмм, предоставленных ООО «СНЭ».

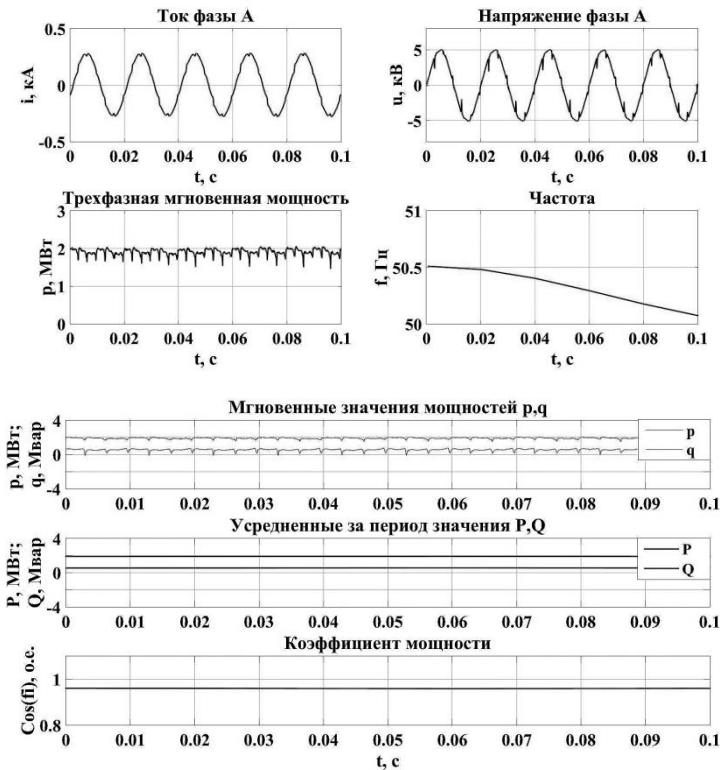


Рисунок 1 – Параметры режима и их обработка (без НЭ)

В настоящей работе управление НЭ осуществляется на основании теории мгновенной мощности [2, 3]. Работа схемы управления (рисунок 2) рассмотрена в [4].

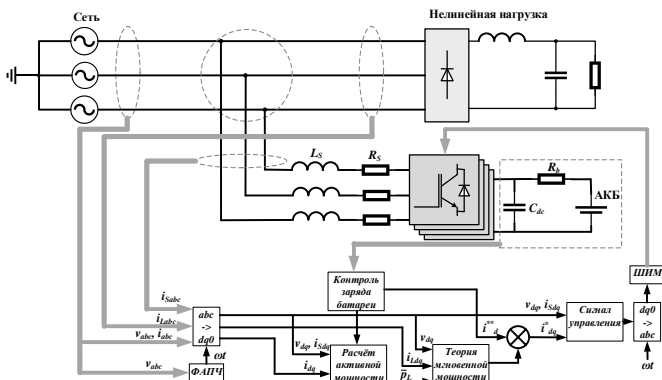


Рисунок 2 – Схема управления НЭ

На рисунках 3,4 представлены результаты влияния НЭ на исходные режимные параметры: практически полностью подавлены высшие гармоники тока, повышен до требуемой величины коэффициент мощности (уменьшен угол сдвига между током и напряжением) и обеспечена выдача заданного значения активной мощности из НЭ в энергосистему.

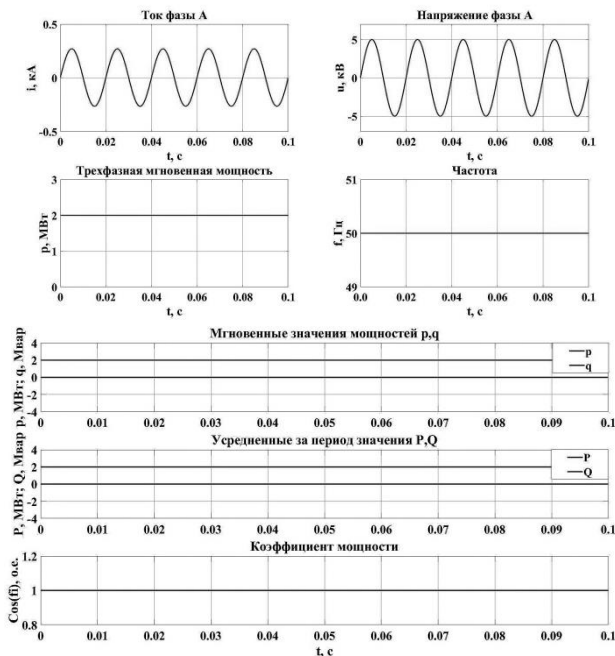


Рисунок 3 – Параметры режима и их обработка (с участием НЭ)

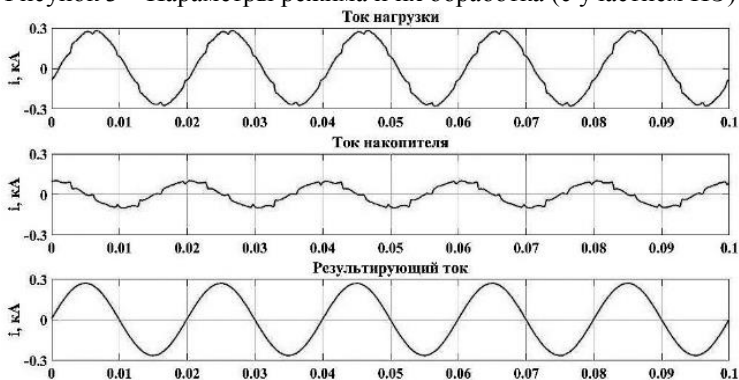


Рисунок 4 – Результат работы НЭ одновременно в трёх режимах: управление активной, реактивной мощностью и активного фильтра

Применение рассмотренной системы накопления энергии позволит повысить качество электроэнергии, стабилизировать частоту, разгрузить сеть по активной и реактивной мощностям, уменьшить потери в силовом оборудовании, приблизить коэффициент мощности к заданному значению. Всё это повысит надёжность и качество электроснабжения предприятия и принесёт соответствующий экономический эффект.

Литература:

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения = Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems. – Введ. 2014-07-01. – М. : Стандартинформ, 2014. – 20 с.

2. *Akagi H.* Active Filters and Energy Storage Systems for Power Conditioning in Japan // First International Conference on Power Electronics Systems and Applications, 2004, Hong Kong, China, 9–11 nov. 2004: Conference proceedings. – Hong Kong, 2004. – P. 80-88.

3. *Akagi H., Watanabe H., Aredes M.* Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning // IEE Press, John Wiley and Sons Inc., 2007. – 389 p.

4. *Дыбко М.А., Брованов С.В.* Активный силовой фильтр с системой накопления энергии на базе инвертора с фиксирующими диодами // Перспективные методы и средства интеллектуальных систем : материалы Всерос. науч.-практ. семинара и шк. молодых ученых, Новосибирск, 2015 – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2015. – С. 110 – 119.

# ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Д.Ю. Балуев<sup>1</sup>, Г.Б. Нестеренко<sup>1,2</sup>, Р.М. Хатыленко<sup>1</sup>,

Т.Г. Красильникова<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Новосибирский государственный технический университет

<sup>2</sup> ООО «Системы накопления энергии»,

г. Новосибирск, romankhatylenko@mail.ru

*Рассмотрен вопрос применения систем накопления электрической энергии для сохранения устойчивости параллельной работы синхронных генераторов. Представлены результаты расчёта переходных процессов при различных возмущениях без использования и при использовании системы накопления электрической энергии.*

*Issue of applying electrical energy storage systems in order to save synchronous generators stability has been investigated. The calculation results of different transients under different disturbances without using and with using electrical energy storage systems have been produced.*

Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ) являются многофункциональными устройствами, способными одновременно выполнять функции управления активной и реактивной мощностью, компенсации несинусоидальности и несимметрии напряжения. Быстродействующие СНЭЭ позволяют решать ряд сложных задач гораздо эффективнее традиционных методов. В настоящей работе продолжается исследование применения СНЭЭ для обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов, начатое в [1]. При расчётах используется модель, описанная в [1, 2]. Схема сети и параметры взяты из [3].

Рассмотрим переходный процесс при потере электрической связи генератора и системы и её восстановлении через 0,4 с (рисунок 1).



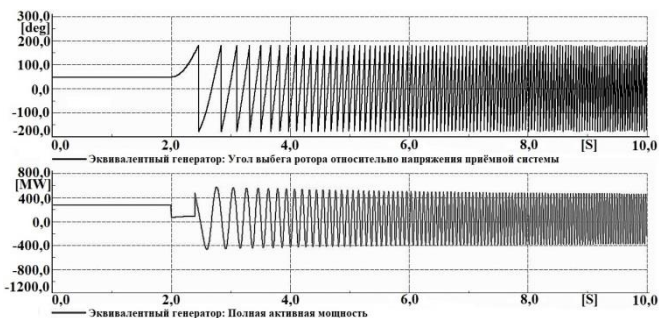


Рисунок 1 – Переходный процесс при потере связи с системой и её восстановлении через 0,4 с

В рассмотренном случае устойчивость параллельной работы была нарушена. В течение времени отсутствия связи генератор разгоняется. Для его замедления можно использовать СНЭЭ, которая будет потреблять активную мощность во время отсутствия связи с системой. Подбором с шагом 5 МВт определено, что устойчивость сохраняется при потреблении СНЭЭ мощности 70 МВт (рисунок 2) в течение 0,4 с. При этом СНЭЭ к начальному моменту потери связи должна иметь «свободную ёмкость» 7,778 кВт·ч.

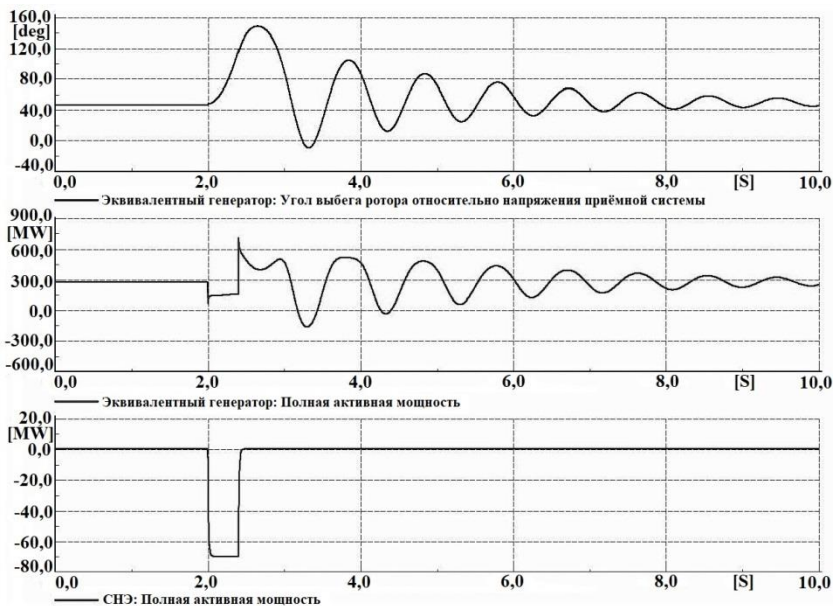


Рисунок 2 – Переходный процесс при потере связи с системой и её восстановления через 0,4 с при использовании СНЭЭ

При трёхфазном коротком замыкании (КЗ) длительностью 0,2 с (рисунок 3) на линии 220 кВ вблизи шин подстанции генератор разгоняется. В общем случае СНЭЭ не может потреблять и выдавать мощность во время близкого к его точке подключения короткого замыкания. Пусть СНЭЭ будет потреблять активную мощность с момента отключения повреждённой линии до момента достижения углом ротора генератора значения  $180^\circ$ .

Аналогично случаю потери связи с системой определено, что устойчивость сохраняется при потреблении СНЭЭ мощности 65 МВт (рисунок 4) в течение 0,37 с. «Свободная ёмкость» СНЭЭ – 6,681 кВт·ч.

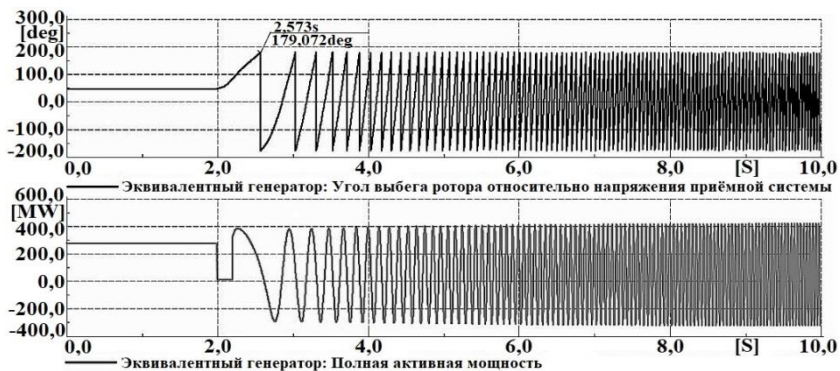


Рисунок 3 – Переходный процесс при трёхфазном КЗ, отключённом через 0,2 с

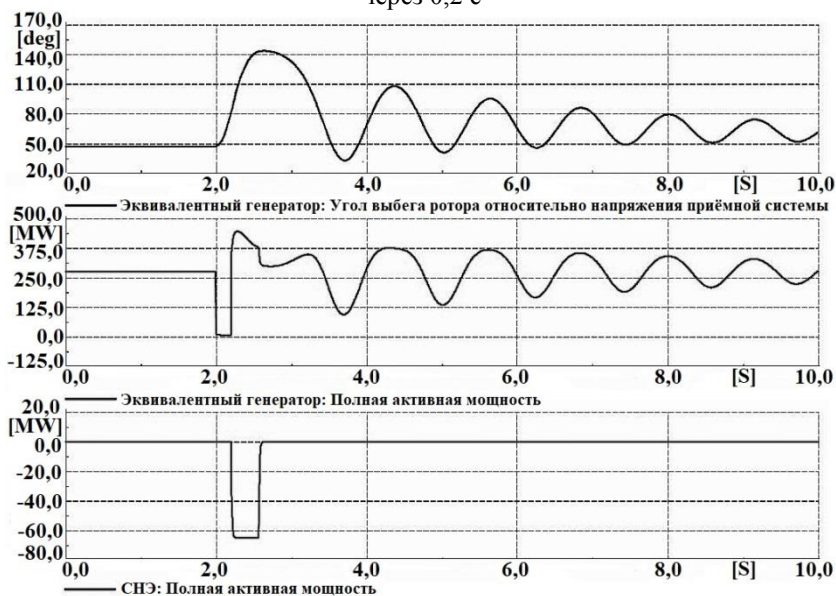


Рисунок 4 – Переходный процесс при трёхфазном КЗ, отключённом через 0,2 с при использовании СНЭЭ

При увеличении длительности КЗ угол ротора генератора быстрее достигает  $180^\circ$  – время потребления мощности СНЭЭ снижается (рисунок 5), поэтому необходимая для сохранения устойчивости

потребляемая мощность значительно возрастает (рисунок 6). Для снижения величины мощности следует производить подбор времени потребления мощности итеративно. В этом случае время потребления мощности увеличивается, а необходимое значение мощности уменьшается. Аналогичные выводы справедливы и для несимметричных КЗ.



Рисунок 5 – Зависимость времени потребления мощности СНЭЭ от продолжительности КЗ

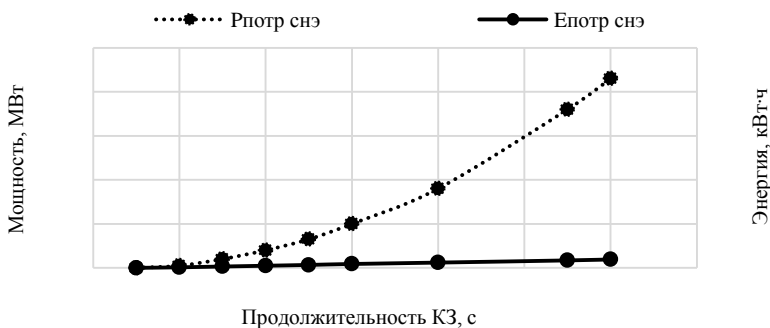


Рисунок 6 – Зависимость мощности и потребляемой энергии СНЭЭ для сохранения устойчивости от продолжительности КЗ

Таким образом, СНЭЭ может использоваться для сохранения устойчивости параллельной работы генераторов при потере связи с системой и после коротких замыканий. При этом чем тяжелее и длительнее возмущающее воздействие, тем большие мощность и энергоёмкость требуются от СНЭЭ.

Литература:

1. Моделирование энергосистем с накопителями энергии / Д.В. Армеев, В.М. Зырянов, Н.Г. Кирьянова, Г.Б. Нестеренко, Г.А. Пранкевич // «Электропитание». – 2018. – № 2. – С. 22–33.

2. *Веников В.А.* Переходные электромеханические процессы в электрических системах: учебник для электроэнергетических специальностей вузов – 4-е изд., перераб. И доп. – М.: Высшая школа, 1985. – 536 с.

**Секция РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА,  
ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ,  
ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ  
ОДНОПРОВОДНОЙ РЕЗОНАНСНОЙ ЛИНИИ  
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ**

**Г.В. Алин, Р.А. Войтович**

**Новосибирский Государственный Технический Университет,  
г. Новосибирск, [siberianbears33@gmail.com](mailto:siberianbears33@gmail.com)**

*В данной работе проводится анализ физических процессов, возникающих в резонансной однопроводной линии электропередачи. Так же проведен ряд экспериментов, подтверждающий работоспособность данного метода передачи энергии.*

*The physical processes that occur in a resonant single-wire power line were analyzed in this paper. Some experiments have also been performed confirming the efficiency of this power delivery method.*

В последние годы многие электросетевые компании различных городов и регионов стали сталкиваться с проблемой ограничения пропускной способности линий электропередачи.

Ограничения по пропускной способности накладываются различными факторами, такими как: устойчивость, потери на корону, нагрев проводников и т.д. Основным решением же этой проблемы служит строительство новых линий электропередачи, рассчитанных на большой класс напряжения.

Несмотря на развитие электрических сетей, вопрос о передаче электроэнергии удаленным потребителям не становится менее актуальным.

Так, еще в 1893 году, сербский ученый Никола Тесла продемонстрировал возможность передачи электроэнергии по одному проводу.

Такая система состоит из генератора высокочастотных сигналов (ГВЧ), высокочастотных резонансных, один из которых является повышающим (Т1), другой - понижающим (Т2), однопроводной линии (ОЛ), соединяющий два высокочастотных резонансных трансформатора и нагрузки. Функциональная схема резонансной однопроводной линии электропередачи (ОЛЭП) представлена на рисунке 1.

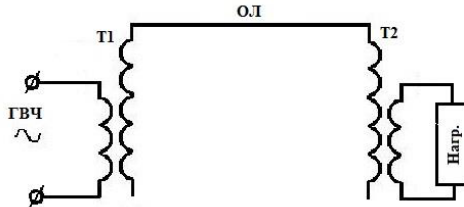


Рисунок 1 - Функциональная схема ОЛЭП

Принцип работы такой системы заключен в следующем: если подобрать длину проводников высоковольтных обмоток или же частоту генерируемого напряжения таким образом, что на них будет укладываться четверть волны, будет наблюдаться волновой резонанс. В результате, энергия, передаваемая от генератора по системе в случае отсутствия поглощения или неполного поглощения «отражается» от нагрузки и движется обратно, в сторону генератора.

В результате, в системе, состоящей из двух трансформаторов и проводника, соединяющего эти трансформаторы, имеют место две встречно направленные бегущие волны напряжения и тока. Отражение волны тока происходит с поворотом на  $180^0$ , а волна тока отражается без смещения по фазе [1].

В итоге интерференционного сложения двух встречно бегущих волн тока и напряжения образуются пучности и узлы амплитуд. Если суммарная длина проводов высоковольтных обмоток трансформаторов и проводника, соединяющего трансформаторы такова, что на ней укладывается целое число полуволн, наблюдается стационарная картина с изменяющимися амплитудами волн напряжения и тока вдоль длины линии. Причем, если заземлить один вывод высоковольтной обмотки, то в месте заземления будет наблюдаться пучность тока и узел напряжения, а на другом конце обмотки – пучность напряжения и узел тока.

Помимо волнового резонанса, необходимо достичь  $LC$ -резонанса. Образовавшийся  $LC$ -резонанс позволяет энергии полностью переходить из энергии электрического поля в энергию магнитного поля и наоборот. Так, эти две формы энергии сменяют друг друга как по длине намотки трансформаторов, так и по длине однопроводной линии, что позволяет достичь максимальной величины тока в первичной обмотке

понижающего трансформатора и, как следствие, индуцирования большего напряжения во вторичной обмотке.

ОЛЭП имеет еще одну характерную особенность, проявляющуюся в виду отсутствия омических потерь. Объясняется это тем, что отсутствует электрически замкнутый контур и вся энергия распространяется посредством токов смещения. Подтверждается это и практически. Так, при использовании проводников, соединяющих два трансформатора, с различными сопротивлениями, КПД системы остается неизменным. А подтверждение присутствия магнитного поля опирается на теорему о циркуляции магнитного поля. Закон гласит, что источником магнитного поля является как ток свободных зарядов, так и скорость изменения электрической индукции [2]. Следовательно, в однопроводной линии магнитное поле порождает лишь ток смещения, или электрическое поле.

Была произведена сборка физической модели ОЛЭП и подтверждена работоспособность данного метода. Осциллограммы генерируемого сигнала и принимаемого сигнала со стороны нагрузки представлены на рисунках 2 и 3 соответственно.

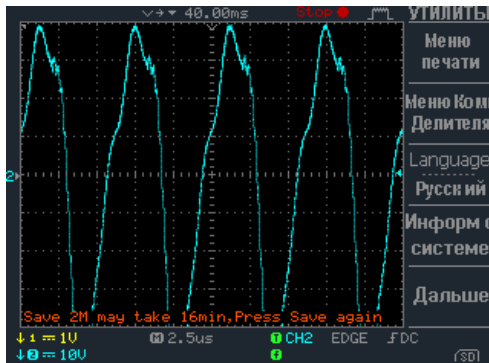


Рисунок 2 - Генерируемый сигнал

По приведенной выше осциллограмме явно заметно присутствие высших гармоник в то время, как основная частота приблизительно составляет 160 кГц.

В отличие от входного сигнала, обладающего большим числом гармонических составляющих, выходной сигнал будет иметь совершенно иную форму. Обуславливается это особенностью работы



однопроводной системы. В процессе работы возможна передача лишь резонансной частоты. Работу такой линии можно сравнить с полосовым фильтром: чем большее отклонение от частоты пропускания, тем с меньшим коэффициентом передачи поступает сигнал на выход. Благодаря данному свойству сигнал на выходе приобретает вид синусоиды.

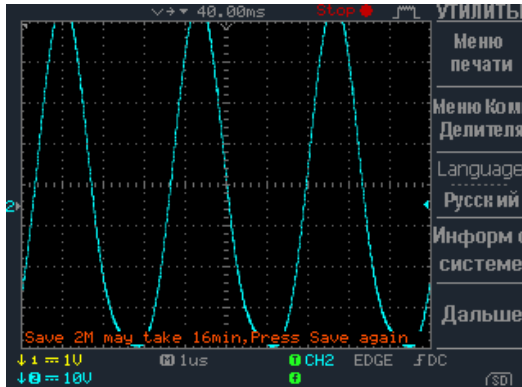


Рисунок 3 - Принимаемый сигнал

По осциллограмме, представленной на рисунке видно, что основная частота сигнала составляет порядка 300 кГц, что говорит о том, что передается вторая гармоническая составляющая сигнала, поданного на вход.

В завершении можно смело предположить, что при верном расчете первичных и волновых параметров однопроводной системы и подачи на вход синусоидального сигнала нужной частоты, КПД будет достигать десятков процентов. Использование резонансной линии может быть экономически более выгодным, чем использование традиционных линий электропередачи, например, при энергоснабжении удаленных потребителей. При сооружении таких линий отсутствует необходимость увеличения поперечного сечения проводника для снижения активных потерь, а также отсутствует необходимость использования массивных опор. Выбор проводников будет производиться лишь из условий механической прочности.

Литература:

1. Стребков Д.С., Некрасов А.И. Резонансные методы передачи и применения электрической энергии. Изд. 3-е, перераб. и доп. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2008. – 352
2. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электромагнитное поле. – М.: Высшая школа, 1985. – 263 с.

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АЛГОРИТМА НАСТРОЙКИ ЭЛЛИПТИЧЕСКОГО ФИЛЬТРА ДЛЯ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ СИНХРОННОЙ МАШИНЫ

К.В. Баратова, В.И. Полищук

Алтайский государственный технический университет  
им. И.И. Ползунова, г. Барнаул, [baratova99\\_99@mail.ru](mailto:baratova99_99@mail.ru)

*В работе представлен материал по синтезу и алгоритму настройки полосового цифрового фильтра, выделяющего полезную гармоническую составляющую с частотой  $f_v$  из однополярного сигнала ЭДС датчика магнитного поля рассеяния, которая составляет 1,5-3 % от амплитуды синусоидального сигнала и подавляющего главную паразитную гармонику с частотой  $2f_v$ . Задача по разработке такого фильтра была поставлена при построении системы диагностики виткового замыкания в обмотке ротора синхронной машины. **Цель работы:** спроектировать цифровой фильтр, способный качественно выделить необходимый полезный сигнал и разработать алгоритм настройки его параметров. **Методы исследования:** при исследовании использовались методы цифровой обработки временного ряда ЭДС экспериментально полученного с датчика. **Результаты.** Качественный полосовой фильтр, выделяющий необходимый полезный сигнал удалось получить за счет использования локальных особенностей амплитудно-частотной характеристики фильтра Кауэра, разработана методика и алгоритм его настройки.*

*The relevance of this paper is conditioned by the need of the filter synthesis which is capable to select the useful harmonic component with frequency  $f_v$  from EMF unipolar signal which is 1,5-3% of the main signal and to suppress the main parasitic harmonic with frequency  $2f_v$ . The filter synthesis with such parameters is necessary to make the synchronous machine diagnostic system which are based on ways of the synchronous machine rotor winding short-circuits identification where the useful information about such damage type origination is the harmonic component. **Work objective:** synthesis of a digital filter capable of distinguishing a friendly signal*

and algorithmic settings of the developed filter. **Investigative techniques:** digital processing methods of the discrete signal. **Results.** The technique and setup algorithm of the Causer filter is developed where using the local nonuniformity of frequency response function was provided transmission.

**Постановка задачи.** При реализации устройства диагностики повреждений в обмотке возбуждения синхронной машины, возникла необходимость в качественном полосовом фильтре. Выделяется гармоническая 50 Гц (порядка 1,5...3% от амплитуды исходного сигнала) из однополярного выпрямленного сигнала промышленной частоты [1,2]. Основными паразитными компонентами сигнала являются постоянная составляющая (порядка 60 % от амплитуды исходного сигнала) и гармоническая с частотой 100 Гц (порядка 30 % от амплитуды исходного сигнала), а также посторонние шумы [1,3].

Фильтр должен максимально подавить частоту 100 Гц. Особенностью работы этого фильтра, является сверхмалое расстояние между выделяемой и подавляемой частотой всего одну октаву. Поэтому в этом фильтре нецелесообразно использовать стандартной методики настройки. При исследовании были испробованы комбинации известных фильтров – Баттерворта, Чебышева I рода, Чебышева II рода и Кауэра для формирования полосно-пропускающего фильтра. Поскольку при такой постановке задачи порядок фильтра желательно иметь небольшой, то выявлено, что при использовании характерных локальных неоднородностей амплитудно-частотные характеристики (АЧХ) фильтра Кауэра возможно использовать только один эллиптический фильтр вместо полосового.

Как видно из анализа АЧХ эллиптического фильтра на рисунке 1 при решении поставленной задачи целесообразно настроить выделяемую частоту  $f_v$  (50 Гц) на первый локальный максимум, а паразитную  $2f_s$  на первый локальный минимум АЧХ (рисунок 1).

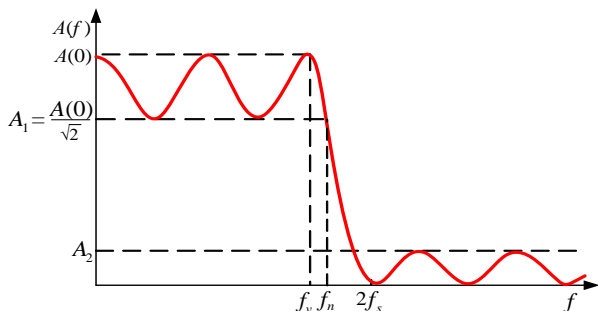


Рисунок 1 - Амплитудно-частотная характеристика эллиптического фильтра низких частот

Передаточная функция фильтра Кауэра имеет два варианта записи [5-8]. Для четного порядка фильтра

$$T(s) = \prod_{i=1}^{n/2} \frac{A_i(s^2 + a_i)}{s^2 + b_i + c_i},$$

для нечетного порядка фильтра

$$T(s) = \frac{A_0}{s + c_0} \prod_{i=1}^{(n-1)/2} \frac{A_i(s^2 + a_i)}{s^2 + b_i \cdot s + c_i},$$

где  $A_i = K_i \cdot c_i / a_i$ ;  $K_i$  – коэффициент усиления;  $a_i, b_i, c_i, c_0$  – табличные значения параметров фильтра Кауэра, приведенные в [7].

Настройка фильтра производится по алгоритму, представленному на рисунок 2.

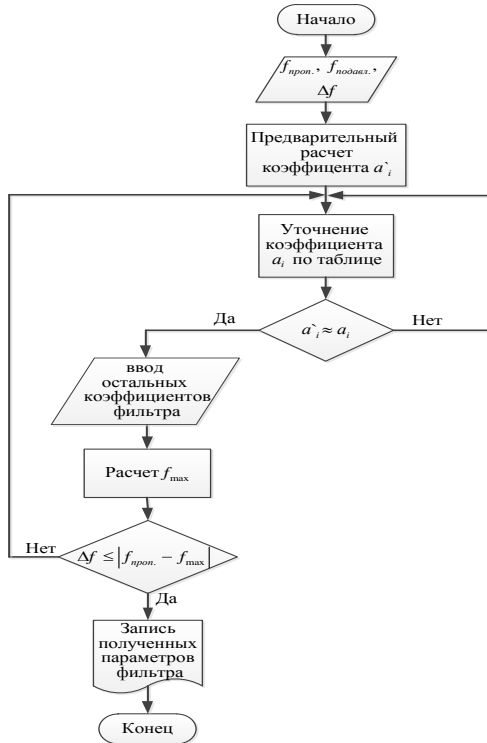


Рисунок 2 - Блок-схема алгоритма расчета эллиптического фильтра

Порядок алгоритма следующий:

1. Определить значение коэффициента  $a_i$  как отношение основной

$$a_i = \left( \frac{2f_v}{f_v} \right)^2$$

несущей частоты к частоте  $f_v$ :

2. Произвести уточнение коэффициента  $a_i$  по таблице [7] и из таблицы определяем остальные коэффициенты фильтра

3. Определить граничную частоту полосы пропускания  $f_p$  такой, которая будет обеспечивать совпадение  $f_v$  с частотой ближайшего максимума полосы пропускания  $f_{max}$ .

4. Произвести уточнение частоты, соответствующей максимальному коэффициенту усиления

$$f_{max} = f_v \sqrt{\frac{2c_1(a_1 - c_1) - a_1 b_1^2}{2(a_1 - c_1) + b_1}}$$

## 5. Построить амплитудно-частотную характеристику.

Для проверки качества работы фильтра в диагностическом устройстве был создан тестовый сигнал, который состоял из трех частей. Первая часть – нормальный сигнал (полуволны симметричны), вторая – участок роста полуволн (имитация переходного процесса), третья – сигнал с разницей амплитуд полуволн в 1,5 %. Устройство диагностики срабатывало при разнице полуволн в 1,5 % и выше, следовательно, фильтр Кауэра качественно отработал в качестве полосового фильтра, а устройство диагностики способно выявлять замыкание одного и более витка в обмотке возбуждения у синхронных машин.

Закключение. В рамках поставленной задачи доказано, что фильтр Кауэра возможно использовать как полосовой фильтр. Алгоритм расчета и настройки фильтра Кауэра с учетом локальных неоднородностей амплитудно-частотной характеристики позволяет минимизировать потерю полезного сигнала и качественно подавить основную паразитную частоту.

## Литература

1. Полищук В.И. Построение защиты от виткового замыкания в обмотке ротора синхронного генератора на основе индукционного датчика магнитного поля рассеяния // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – № 4. – С. 57-61.
2. Полищук В.И., Новожилов А.Н., Воликова М.П. Устройство защиты обмотки ротора синхронного генератора от двойных на землю и витковых замыканий / Электричество. – 2012. – №6. – С. 54-59.
3. Способ защиты синхронной электрической машины от витковых замыканий обмотки ротора: пат. Рос. Федерация № 254613; заявл. 19.06.2013; опубли. 10.04.2015. Бюл. №10.
4. Полищук В.И., Утанан С.А. Синтез фильтра минимального порядка для системы диагностики синхронного генератора // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т.321. – № 5. – С. 110-112.
5. D. Johnson, J. Johnson, and H. Moore, A. Handbook of Active Filters / Prentice-Hall. New Jersey. 1980.
6. Thammawongsa N., Rhromlounsri R., Jamsai M., Pornsuwancharoen N. Design elliptic lowpass filter with inductively compensated parallel-coupled lines. / Procedia engineering, Vol. 32. – 2012. – pp. 550-555.

7. Ханзел Г.Е. Справочник по расчету фильтров: Пер. с англ. под ред. А.Е. Знаменского. – М., «Сов., радио», 1974.

8. Гутников В.С. Фильтрация измерительных сигналов. – Л.: Энергоатомиздат, 1992. – 192 с.

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ВОЛН**

**Д.С. Барков, Р.А. Войтович**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, barkov22dmitriy@gmail.com**

*Использование электромагнитных волн для беспроводной передачи электрической энергии уже давно является предметом научных споров и исследований. В настоящей работе рассматривается теоретическая возможность использования поверхностной волны Ценнека для беспроводной или однопроводной передачи энергии. Рассмотрено математическое описание данной волны и рассчитан диапазон частот, при которых вышеупомянутая волна гипотетически может быть использована.*

*The use of guided electromagnetic waves for the wireless transmission of electrical energy has long been the subject of scientific investigation. In actual research paper studious inquiry of theoretical opportunity of using Zenneck surface wave for the single-wire or even wireless electrical energy transmission is presented. Also, mathematical description of given wave and the range of frequencies at which the mentioned wave can be hypothetically observed is considered.*

В современном мире быстроизменяющихся технологий очень часто возникают задачи, связанные с передачей энергии на расстояния. Решения этих задач с помощью традиционных подходов в отдельных случаях неэффективны, либо чрезмерно дороги. Например, для временного энергоснабжения удаленного маломощного потребителя, или передачи информации для передвижного объекта, в качестве альтернативы может быть использована однопроводная или беспроводная передача энергии. В данной работе рассматриваются свойства поверхностной электромагнитной волны Ценнека для оценки возможности использования её при передаче энергии на расстояния.

Само по себе понятие «поверхностные электромагнитные волны» (ПЭВ) ввел еще в 1899 г. Арнольд Зоммерфельд, когда рассматривал

задачу об осевом токе в прямом длинном проводе и получил решения уравнений Максвелла, из которых видно, что амплитуда электромагнитных волн быстро падает по мере удаления от поверхности провода.

В 1907 году за изучение темы поверхностных электромагнитных волн взялся аспирант Зоммерфельда – Джонатан Ценнек. Он показал, что в среде не только с малыми потерями, что установили Кон и Уиллер, но и с большими потерями, уравнения Максвелла с соответствующими граничными условиями, допускают решение, которое может быть названо поверхностной электромагнитной волной, направляемой плоской поверхностью раздела двух сред [1]:

$$P \sim A e^{-(\alpha x + \beta z)},$$

где  $P$ - вектор Герца.

Т.е. поверхностная волна представляет собой совокупность двух плоских волн, одна из которых распространяется в воздухе, а другая – в среде. Дисперсионное уравнение для поверхностных волн, распространяющихся вдоль границы раздела двух сред с диэлектрическими проницаемостями  $\epsilon$  и  $\epsilon_0$  имеет вид:

$$k^2 = k_0^2 \cdot \frac{\epsilon \cdot \epsilon_0}{\epsilon + \epsilon_0},$$

где  $k_0^2 = \frac{\omega^2}{c^2}$ ,  $k$  и  $\omega$  – волновой вектор и частота волны соответственно,  $c$  – скорость света в вакууме.

Волна по сути «привязана» к поверхности, ее фазовая скорость несколько превышает скорость света в диэлектрике и зависит от свойств подстилающей поверхности. Таким образом, Ценнек показал совместимость своих решений с уравнениями электродинамики, чем подтвердил возможность существования ПЭВ, но более строгое теоретическое описание дал А. Зоммерфельд. В своей работе 1909 г. он внес корректировки в уравнения, а именно, он не считал землю идеальным проводником, а атмосферу – абсолютным изолятором, наоборот, он приписывал им некоторую конечную проводимость и проницаемость.

Структура волны Ценнека-Зоммерфельда такова, что подстилающая поверхность с определенными свойствами импеданса способна направлять эту волну вдоль себя, независимо от характеристик источника.

Распространение волны Ценнека возможно благодаря поведению валентных электронов в проводнике. Валентные электроны, полностью



обособленные от их ионов (узлов кристаллической решетки), образуют так называемый электронный газ. Как известно, благодаря этому электронному газу проводник обладает некоторыми свойствами плазмы, в частности - электронейтральностью. Предполагается также, что Земля может быть рассмотрена в некоторых случаях, как проводник. ПВ Ценнека-Зоммерфельда возбуждает поверхностные плазмоны, квазичастицы благодаря которым, при частоте электромагнитной волны ниже плазменной и приобретает свойство отражаться от поверхности. Волна Ценнека-Зоммерфельда может распространяться по плоской или сферической границе раздела между двумя средами, имеющими разные диэлектрические проницаемости.

Итак, ПВ Ценнека-Зоммерфельда – это волна, которая распространяется вдоль границы раздела двух сред, при условии, что у одной из них магнитная или диэлектрическая проницаемости отрицательны. При этом, ее поле концентрируется в двухстороннем приповерхностном слое, размер которого обычно порядка длины данной волны, и затухает экспоненциально по мере удаления в обе стороны от этого слоя.

Установлены следующие свойства поверхностной электромагнитной волны [2]:

- это «быстрая» волна, т.к. ее фазовая скорость несколько превышает скорость света в вакууме ( $\text{Re}\alpha > \omega/c$ );
- скорость распространения волны зависит от свойств подстилающей поверхности;
- волна «привязана» к поверхности, т.е. при удалении ее от поверхности, амплитуда ПВ по вертикали экспоненциально убывает;
- вектор электрического поля волны  $E$  представляет узкий эллипс, который наклонен слегка вперед в направлении распространения, величина наклона фронта волны определяется соотношением  $\epsilon$  и  $\epsilon_0$ ; магнитный вектор лежит в плоскости поверхности;
- энергия не рассеивается, как излучение, а концентрируется вдоль направляющей поверхности
- энергия поверхностных волн Ценнека-Зоммерфельда убывает обратно пропорционально расстоянию от точечного источника, в отличие от энергии объемной электромагнитной волны, которая убывает обратно пропорционально *квадрату* расстояния.

Данные свойства делают способ передачи энергии с помощью волны Ценнека-Зоммерфельда перспективным и интересным направлением для исследования.

Определим диапазон частот в котором ПВ Ценнека – Зоммерфельда может наблюдаться. В данной работе далее рассматривается случай только отрицательной диэлектрической проницаемости (далее – ДП) при распространении поверхностной волны на границе проводник – диэлектрик. ПВ в такой системе имеет только поляризацию ТМ (волны электрического типа); из-за отсутствия магнитного отклика обеих сред ПВ ТЕ (волны магнитного типа) типа не могут распространяться в данной структуре [3].

Примем, что диэлектрическая проницаемость диэлектрика  $\epsilon_d = const$ . Частотная зависимость ДП проводника может быть определена с помощью выражения:

$$\epsilon_m = 1 - \frac{\omega_0^2}{\omega^2},$$

где  $\omega_0$  – плазменная частота.

Соответственно, для определения диапазона частот, в котором диэлектрическая проницаемость принимает отрицательные значения, были построены графики зависимости ДП от частоты –  $\epsilon_m(\omega_0)$ .

Из расчетов частотной зависимости ДП металла следует, что металлический проводник обладает отрицательной диэлектрической проницаемостью в широком диапазоне частот, от сверхнизких (единицы Герц) до сверхвысоких (сотни ГГц). Это означает, что существует теоретическая возможность наблюдения поверхностных волн Ценнека в приведенном диапазоне.

*Заключение.* Проведенные исследования, посвященные теме поверхностных волн, позволяют сделать несколько выводов:

- существует теоретическая возможность передачи электроэнергии на расстояние посредством поверхностных волн;
- перспективность такого способа передачи энергии может быть оценена только после проведения фундаментальных исследований, включающих физические эксперименты;
- направляющим каналом передачи электроэнергии может быть как металлический проводник, так и поверхность земли, либо поверхность ионосферы.

Литература:

1. Дацко В.Н. Новые типы поверхностных электромагнитных волн в проводящих средах. М., 2000. – 150 с.
2. Zenneck, L , "Ober die Fortpflanzung ebener elektromagnetischer Wellen Hings einer ebenen Leiterflache und ihre Beziehung zur drahtlosen Telegraphie," Annalen der Physik, Serial 4, vol. 23, Sept. 20, 1907, pp. 846-866.
3. Филатов Л.Д. Поверхностные электромагнитные волны на границе диэлектрика и активной среды // Диссертация на соискание ученой степени. Ул., 2016. – 125 с.

## **АЭРОДИАГНОСТИКА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С ПОМОЩЬЮ БЕСПИЛОТНОГО ЛЕТАТЕЛЬНОГО АППАРАТА**

**И.О. Барсуков, В.Е. Качесов**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [barsukov.2014@stud.nstu.ru](mailto:barsukov.2014@stud.nstu.ru)**

*Аэродиагностика воздушных линий электропередачи с помощью беспилотного летательного аппарата. Исследования способов пилотирования беспилотного летательного аппарата. Пилотирования беспилотного летательного аппарата по фазе электрического поля воздушной линии.*

*Aerodiagnostics of overhead power lines using an unmanned aerial vehicle. Research of methods for piloting unmanned aerial vehicle. Piloting an unmanned aerial vehicle by phase of the electric field of an overhead line.*

Воздушные линии электропередачи (ВЛЭП или ВЛ) составляют значительную часть энергетического комплекса электросетевых компаний, имеют большую протяженность и широкий охват территории в России. Также все элементы конструкции ВЛЭП в своём огромном количестве подвержены атмосферным, климатическим и сторонним воздействиям. В наше время остро стоит проблема заблаговременного обнаружения неполадок и дефектов в различных элементах ВЛЭП.

Сегодняшние методы диагностирования ВЛЭП не столь эффективны и довольно трудоемки, чтобы постоянно следить за состоянием различных элементов ВЛЭП. Более эффективные способы диагностики начали только развиваться в нашей стране. Работа над повышением эффективности новых методов, используемых для диагностики

воздушных линий электропередачи, по сравнению с уже устоявшимися, является приоритетной задачей в направлении обеспечения качественного, быстрого и надёжного обследования элементов энергосистемы.

Анализ материалов по аварийности ВЛ 110-750 кВ, выполненный за период 1997-99 гг., свидетельствует об устойчивой тенденции ее роста. При этом 86% технологических нарушений произошло на ВЛ 110 кВ, имеющих наибольшую общую протяженность, 11% – на ВЛ 220 кВ и 3% – на ВЛ 330-750 кВ [1].

Наибольшая доля аварийных отключений ВЛ связана с повреждением, в итоге, проводов и грозозащитных тросов (56%), изоляторов (19%) и опор (15%). На арматуру и прочие элементы ВЛ приходится 10% отключений [1]. Остальные возможные виды неполадок приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень дефектов и состояний ВЛЭП, выявляемых методами аэродианостики

Дефекты опор	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Отсутствие, отрывы и погнутости элементов обрешётки металлических опор</li> <li>-Трещины, дефекты железобетонных опор</li> <li>-Падения, отклонения опор от вертикали</li> <li>-Отсутствие натяжных внутренних стяжек и тросовых растяжек</li> </ul>
Дефекты провода, линейной и сцепной арматуры	<ul style="list-style-type: none"> <li>Разрушение тарелок стеклянных и фарфоровых изоляторов, загрязнение изоляторов</li> <li>-Наличие и расположение соединителей проводов</li> <li>-Изломы, отрывы лучей дистанционных распорок между проводами расщеплённой фазы</li> <li>-Обрывы проводов и грозотросов, расплетение проводов</li> <li>-Повреждение разрядников</li> <li>-Локальные нагревы проводов, шлейфов, контактных соединений проводов ВЛ</li> <li>-Коронные разряды на проводах и арматуре, поверхностные разряды на изоляторах</li> </ul>
Дефекты, нарушения, процессы и явления на трассе ВЛ	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Падение деревьев на провода и опоры</li> <li>-Строение и прочие объекты в охранной зоне</li> <li>-Несанкционированная хозяйственная деятельность в охранной зоне ВЛ</li> <li>-Мониторинг состояния ВЛ в чрезвычайных ситуациях (паводковые, лесные и степные пожары и т.д.)</li> </ul>

Главная проблема в аэродиagnosticе — это способ пилотирования беспилотных летательных аппаратов (БПЛА). В данном случае рассматриваются способы пилотирования беспилотного летательного аппарата на основе измерения электрического ( $E$ ) и магнитного полей ( $H$ ), создаваемых самой ВЛЭП.

В первом случае пилотирование БПЛА происходит следующим образом: в процессе полета измеряют напряженность электрического поля (ЭП), создаваемого зарядами на проводах линии. Для измерения напряженности электрического поля ВЛЭП применяются емкостные датчики, которые формируют сигнал, поступающий с обкладок плоских электрических конденсаторов, и тем самым происходит управление БПЛА в вертикальном и горизонтальном положениях: вертикальное положение определяется средним значением напряженностей ЭП на крыльях, горизонтальное положение — дифференциальным. В случае диagnosticирования ВЛЭП при высокой влажности воздуха, чувствительность датчиков падает, они могут вносить заметную погрешность в измерения электрического поля ЛЭП из-за появления между измерительными электродами конденсаторов значительной активной проводимости.

Более надежный способ управления БПЛА в условиях влажной окружающей воздушной среды — пилотирование его на основе измерения напряженности магнитного поля (МП) ВЛЭП [2]. Использование напряженности МП в качестве параметра для управления БПЛА затруднительно, вследствие малости данной величины. Для получения сигнала требуемого значения  $H$ -датчики должны иметь большой вес, что затрудняет применение БПЛА для аэродиagnosticе. Увеличение чувствительности измерительной аппаратуры имеет технический предел, ограниченный шумами и помехами [2].

Использование фазы электрического поля в пилотировании — абсолютно новый способ в системе управления БПЛА. Главные вопросы в применении данного метода пилотирования — это возможно ли управление БПЛА по фазе напряженности электрического поля ( $\varphi(E)$ ), и будет ли данный способ эффективнее, и лучше, чем описанные ранее.

В первых двух способах пилотирования значения модулей напряженности электрического и магнитного полей по концам крыльев БПЛА измеряются без особых сложностей и используются для вертикального положения летательного аппарата. Трудности возникают

при вычислении дифференциального сигнала, отвечающего за горизонтальное положение. Это ограничивает зону возможного полета БПЛА. Проведённый анализ картины фазы электрического поля ВЛЭП (рисунок 1) позволяет судить о том, что пилотирование по фазе позволяет расширить зону полёта вокруг ВЛЭП, а также четче определить траекторию, вследствие того, что величина фазы для каждой точки электрического поля разная и имеет как отрицательные, так и положительные значения. Фаза позволяет более удобно и разносторонне оперировать своими значениями по сравнению с модулем напряженности ( $E$ ).

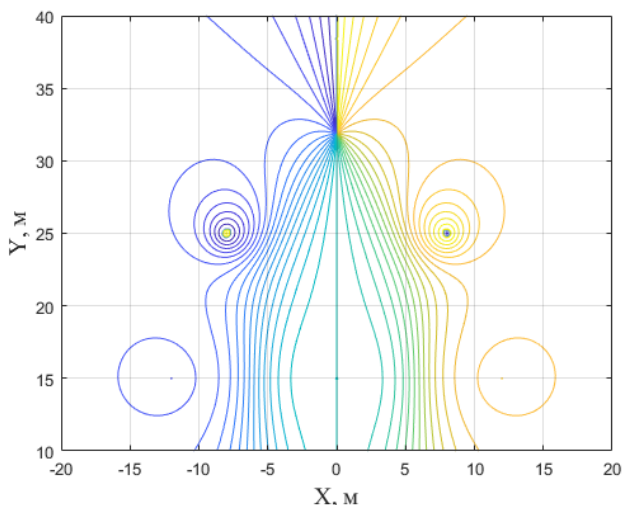


Рисунок 1– Картина фазы напряжённости электрического поля ВЛЭП 500 кВ

Для оценки чувствительности  $E$ -датчиков было разработано специальное измерительное устройство на базе операционного усилителя с гиперболическим входным сопротивлением, и макет БПЛА. Измерения показали, что устройство позволяет с хорошей точностью измерять и записывать сигнал, поступающий от емкостных  $E$ -датчиков электрического поля.

В дальнейшем планируется проверить возможность разработки  $H$ -датчиков на основе нанотрубок графена и оценить их чувствительность применительно к задачам автопилотирования БПЛА, а также

проведение измерений  $E$  и  $H$ -наводок над и под ВЛЭП с помощью макета БПЛА и оценка возможности диагностирования ОЗЗ на ВЛЭП распределительных сетей 10-35 кВ с помощью фиксации частот излучения заданного спектра.

Литература:

1. Оперативное указание департамента генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО “ЕЭС РОССИИ” от 5.12.2000 № ОУ-03-2000(тп).

2. Патент РФ № 2421746 (от 20.06.2011), МПК G01R31/08. Способ диагностики высоковольтной линии электропередачи / В.Е. Качесов, Д.Е. Лебедев // БИ № 17, 2011.

## **АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ДЛЯ ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ДВУХЦЕПНОЙ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ 110 КВ И УЧАСТКА КОЛЬЦЕВОЙ СЕТИ НА МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ЭЛЕМЕНТНОЙ БАЗЕ**

**Б.Ц. Дашижамсоева, И.П. Тимофеев**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, Balzhinka.96@mail.ru**

*Рассмотрены особенности расчета и исполнения защит от междуфазных коротких замыканий и от замыканий на землю для сети напряжением 110 кВ, включающую в себя двухцепную линию с двухсторонним питанием и распределительную кольцевую сеть с односторонним питанием.*

*The features of the calculation and execution of protection against phase-to-phase short-circuits and from earth-fault for a 110 kV network, including a double-circuit line with two-way power and a distribution network with one-way power, are considered.*

В электроэнергетических системах не редко возникают аварийные ситуации, вызывающие выпадение из синхронизма генераторов, механические и термические повреждения электрооборудования, возгорание в электроустановках и нарушение функционирования энергосистемы в целом. Причиной этому могут послужить внешние воздействия, износ, неквалифицированные действия обслуживающего персонала. Для обеспечения нормальной и устойчивой работы энергосистемы необходимо быстрое и локальное отключение





уставки времени срабатывания ступеней дистанционных защит по условию обеспечения селективности. Обеспечена требуемая чувствительность в режиме ближнего и дальнего резервирования.

Выполнен расчет уставок срабатывания первых ступеней ТНЗНП: № 3, №5 и полностью защита ТНЗНП №1 из 4-х ступеней. Помимо расчета ТНЗНП №1 проверена чувствительность 2-й,3-й и 4-й ступеней этой защиты. При необходимости приняты меры по повышению чувствительности. Также выполнена проверка по необходимости направленности защит.

Литература:

1. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Под ред. Б.Н. Неклепаева, И.П. Крючкова. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
2. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – Седьмое издание перераб. и доп. – М.: ЗАО Энергосервис, 2002. – 275 с.
3. Справочник по проектированию электроэнергетических систем// Под ред. С.С. Рокотяна. – Москва: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

## **РАЗРАБОТКА АНАЛИЗАТОРА НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТИ КРИВОЙ НАПРЯЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ ПЛАТФОРМЫ ARDUINO**

**Д.С. Жарич, С.С. Шевченко**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, dim.zharich@ya.ru**

*В настоящей работе был проведен анализ основных источников высших гармоник в сети, влияние высших гармоник на элементы сети, а также основных способов уменьшения уровня высших гармоник в сети. В ходе работы было спроектировано и создано устройство для анализа кривой напряжения и гармонического состава в сети. Устройство было протестировано, была определена погрешность определения амплитуды гармоник. Предложено применение устройства в качестве прибора для лабораторной работы по качеству электрической энергии.*

*The main sources of higher harmonic, its impact on the network elements and the basic methods for reducing harmonic distortion level in the power network have been analyzed in this paper. The device for evaluating the voltage curve and harmonic composition in the network has been designed and developed. While testing this*

*device the harmonic amplitude error has been calculated. The device mentioned above has been offered to apply in laboratory work associated with estimating the power quality parameters.*

Несинусоидальность - показатель качества электрической энергии, определяющий искажение синусоидальной формы кривой напряжения или тока. Физика искажения кривой напряжения заключается в наличии в напряжении сети высших гармоник - составляющих с частотой свыше 50 Гц [1].

Цель данной работы заключается в проектировании устройства для осциллографирования кривой напряжения и анализа гармонического состава напряжения в сети. За основу устройства была взята платформа Arduino. Предполагалось, что разработанный анализатор будет установлен на лабораторном стенде по измерению качества электрической энергии, расположенном в лаборатории ЭМС.

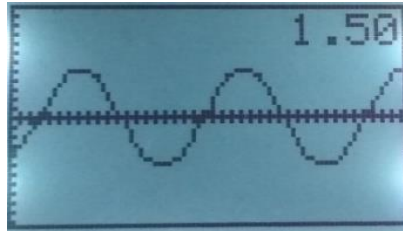
Первым этапом в разработке устройства был выбор компонентов и обоснование выбранного решения. В качестве основы анализатора из широкого ряда устройств Arduino была выбрана платформа Arduino Mega 2560. Для считывания кривой напряжения был выбран дискретный АЦП MCP3008, с частотой дискретизации 37 кГц, т.е. на один период самой высокой детектируемой частоты (2000 Гц) будет отводиться 17 точек [2]. Поэтому уровень искажений при измерении амплитуды будет минимальным. Также важным критерием при выборе чипа АЦП была амплитудно-частотная характеристика АЦП. Для чипа MCP3008 АЧХ оказалась достаточно линейной в области детектируемых частот. Максимальная погрешность наблюдалась в области 50 Гц и равна 1,1%.

Следующий этап - написание кода для устройства (далее – скрипт). Скрипт написан на языке программирования Wiring, упрощенной версии языка C++. Скрипт состоит из двух файлов: SpectrumAnalyser.ino (основной файл) и файл настроек устройства – settings.h.

Собранный прототип анализатора спектра и его интерфейс представлен на рисунке 1.



а)



б)



в)

Рисунок 1 - Прототип анализатора спектра: а) Внешний вид устройства, б) Интерфейс режима “Осциллограф”, в) Интерфейс режима “Спектрограф”.

Разработанное устройство выполняет две функции: вывод осциллограммы напряжения на экран и разложение сигнала в ряд Фурье с последующим выводом спектра сигнала на экран.

Испытания созданного анализатора проводились по следующей схеме: на вход анализатора подаем сигнал с выхода генератора сигналов

Tektronix AFG1022. Генератор позволяет задать сложный сигнал с помощью амплитудной модуляции. Напряжение на выходе генератора изменяется по выражению:

$$V_{out} = \frac{A}{2} \cdot \left(1 + \frac{M}{100} \cdot \sin(2\pi f_m t)\right) \cdot \sin(2\pi f_c t).$$

где  $A$  – амплитуда несущей частоты, В;  $M$  – глубина модуляции, %;  $f_c$  – частота несущей составляющей, Гц;  $f_m$  – частота модуляции, Гц.

Синтезируем сигнал со следующими характеристиками:  $A = 1,5В$ ,  $M = 100\%$ ,  $f_c = 50Гц$ ,  $f_m = 200Гц$ , и подадим на вход анализатора. Полученные амплитуды гармоник приведены в табл. 1.

Для проверки корректности полученных результатов, подадим сигнал той же конфигурации на вход осциллографа Tektronix TPS2024 и

зафиксируем осциллограмму сигнала и спектр сигнала. Результаты анализа сигнала представлены в табл.1.

Таблица 1 - Сравнительная таблица полученных результатов

	По показаниям осциллографа	По показаниям анализатора	Погрешность, %
V1, мВ	1511	1510	0,07
V3, мВ	723	701	3,04
V5, мВ	601	647	-7,65

Результатом данной работы стало устройство, которое было интегрировано в лабораторный стенд по качеству электрической энергии, позволяющее с достаточной для целей лабораторной работы точностью определять амплитуду гармонических составляющих напряжения в сети. Устройство обладает рядом достоинств: низкая стоимость - себестоимость устройства равна 1662 рубля, что на порядок ниже существующих решений на рынке, простота в разработке и кастомизации - написание прошивки устройства не требует особых знаний в области программирования. Однако, разработанный анализатор имеет погрешность, предположительно, связанную с несовершенством алгоритма БПФ, что, на данный момент, не позволяет применять его для прецизионных измерений в промышленности. В дальнейшем планируется реализовать программу на более совершенном алгоритме БПФ.

С учетом того, что разработанный анализатор на базе Arduino Mega 2560 дешевле аналогичного, выполненного на базе персонального компьютера, на 93,5% можно сделать вывод о целесообразности применения устройства в качестве прибора для лабораторной работы.

#### Литература:

1. ГОСТ 32144 – 2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. –М.: Стандартинформ, 2014 –17 с.

2. Datasheet. МСР3004/3008. [Электронный ресурс] - Электрон. текстовые дан. Microchip Technology Inc., 2007. Режим доступа: <http://ww1.microchip.com/downloads/en/DeviceDoc/21295d.pdf>, свободный.

## **РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ ДЛЯ ИСПЫТАНИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6-10 КВ НА СТОЙКОСТЬ К ФЕРРОРЕЗОНАНСУ**

**О.В. Жердев, О.И. Лаптев**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, lejeunedirichlet@yandex.ru**

*Задачей работы является создание лабораторной установки, моделирующей процессы при однофазном замыкании на землю в сети 6 кВ, а также испытание трансформатора напряжения типа НАМИ–6–95 на стойкость к феррорезонансу. Разработана схема испытательной установки, подобрано основное оборудование, испытательная установка создана в лаборатории кафедры ТЭВН. Было проведено многократное моделирование однофазного замыкания на землю в испытательной установке с осциллографированием токов и напряжений в первичных обмотках испытуемого трансформатора. Также было выполнено математическое моделирование исследуемых процессов в пакете MATLAB/Simulink. Опытные осциллограммы хорошо согласуются с расчётными.*

*The objective of the work is the development of a laboratory setup for simulation at single-phase earth fault in a 6 kV grid, as well as testing the voltage transformer of the NAMI – 6–95 type for resistance to ferroresonance phenomena. The installation diagram was developed, the main equipment was assorted, the test unit was created in the laboratory of the HV department. Repeated simulation of a single-phase earth fault in a test unit with recording of current and voltage waveforms in the primary windings of the subject transformer was carried out. Mathematical modeling of the processes being investigated was also conducted in the MATLAB / Simulink package. Experimental waveforms are in good agreement with the calculated ones.*

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) подвержены повреждениям из-за возникновения феррорезонансных процессов. Феррорезонанс — это устойчивый колебательный процесс в контуре, содержащем нелинейную индуктивность и ёмкость. Это явление достаточно хорошо изучено [1-3] и разработано большое количество технических мер по предотвращению этого явления.

В настоящее время наиболее распространено применение антирезонансных ТН [3], т.е. таких трансформаторов напряжения, в конструкции которых заложена стойкость к возникновению феррорезонансных явлений. В сетях средних классов напряжения 6-35 кВ к антирезонансным ТН можно отнести, например, ТН типа НАМИ производства Раменского завода «Энергия», ТН типа НАЛИ-СЭЩ производства ЗАО ГК «Электроцит» - ТМ «Самара», ТН типа НАЛИ-НТЗ производства ООО «Невский трансформаторный завод Волхов».

В соответствии с технической политикой ПАО «Россети» в настоящее время при реконструкции существующих ПС 6-35 кВ и при проектировании новых требуется применять исключительно антирезонансные ТН. При этом антирезонансные свойства ТН должны подтверждаться не только расчётным путём, но и по результатам испытаний.

Также в настоящее время разрабатывается новый ГОСТ на измерительные трансформаторы напряжения, в котором будет дано более точное определение – что такое антирезонансный трансформатор, сформулированы требования к таким ТН и описаны методики испытаний ТН на стойкость к феррорезонансным явлениям.

В связи с предстоящим выходом нового стандарта, большинство производителей ТН разрабатывает установки для проведения испытаний ТН на стойкость к феррорезонансу. Разработка такой установки связана с рядом технических сложностей, решение которых в настоящее время является актуальной задачей.

Схема испытательной установки должна воспроизводить сеть с изолированной нейтралью и иметь возможность воспроизводить однофазное замыкание на землю. За основу была взята модель сети 10 кВ, приведенная в [2]. Разработанная схема установки приведена на рисунке 1.

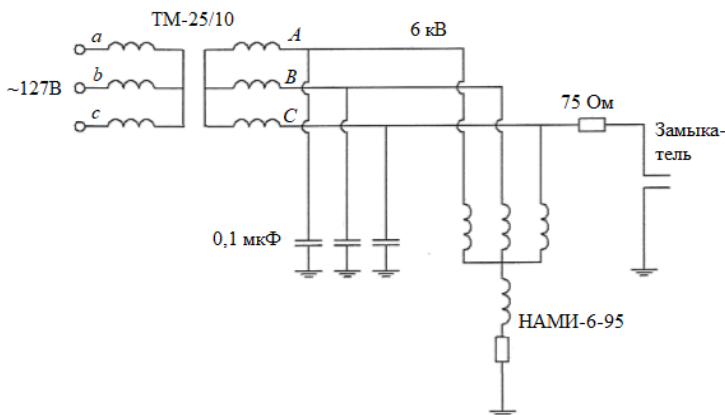


Рисунок 1 - Схема испытательной установки

Для создания установки использовалось следующее оборудование:

- Емкости фаз на землю моделировались конденсаторами ИМН-100-0,1 (100 кВ, 0,1 мкФ);
- Для регулирования напряжения использовались два последовательно включенных регулятора РНТ-220-6;
- В качестве источника высокого напряжения использовался силовой трансформатор ТМ-25/10;
- Испытуемый трансформатор - НАМИ-6-95;
- Измерение тока в нейтрали ТН выполнялось при помощи шунта, сопротивлением 120м;
- Замыкание фазы на землю выполнялось вручную при помощи изолирующей штанги, оснащенной резистором 750м.

Особенностью конструкции ТН типа НАМИ-6-95 является дополнительный трансформатор, включенный между нейтральной точкой соединения обмоток ВН и землей. Этот трансформатор, называемый трансформатором нулевой последовательности (ТНП) служит для измерения напряжения нулевой последовательности и обеспечивает весь ТН антирезонансными свойствами. ТНП обладает существенно сниженной рабочей индукцией и большим реактивным сопротивлением. Наличие в резонансном контуре большого реактивного сопротивления делает невозможным существование устойчивого феррорезонансного процесса в сети с ТН типа НАМИ-6-95.

Были рассчитаны характеристики намагничивания основной магнитной системы и ТНП для ТН типа НАМИ-6-95. Испытательная установка была смоделирована в пакете MATLAB/Simulink. Результаты сравнения опытной и расчетной осциллограмм тока приведены на рисунке 2.

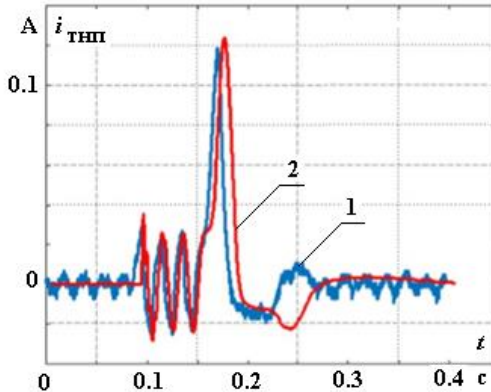


Рисунок 2 - Сравнение опытной (1) и расчетной (2) осциллограмм тока в нейтрали испытуемого ТН (в обмотке ТНП)

Из опытных осциллограмм видно, что после кратковременного замыкания на землю (в течение 0,06 с) напряжение на нейтрали сети разряжается через ТН (точнее – через ТНП). В обмотке ТНП при этом возникает затухающий колебательный процесс с явно выраженным первым пиком тока намагничивания, амплитудой порядка 0,12 А. Из рисунка 2 видно, что расчетная осциллограмма хорошо согласуется с экспериментальной. Некоторые отличия можно объяснить большим количеством допущений при моделировании ТН.

#### Литература:

1. Алексеев В.Г. Феррорезонанс в сетях 6-10 кВ / Алексеев В.Г., Зихерман М.Х. // Электрические станции, 1979, №1, С.63-65;
2. Дударев Л. Е. Численный анализ феррорезонансных процессов в сетях с изолированной нейтралью / Дударев Л. Е., Волошек И. В. // Электрические станции, 1991, №4, С.66-71;
3. Лавров Ю.А., Лаптев О.И. Современные антирезонансные трансформаторы напряжения // Новости электротехники. 2009. № 5 (59). С. 2–5.



# СИНТЕЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ВЕНТИЛЬНЫМ ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ ПОСТОЯННОГО ТОКА С РЕАЛЬНЫМИ СКОЛЬЗЯЩИМИ РЕЖИМАМИ

И.А. Зувев, Д.А. Котин

Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, zuev.ivan97@mail.ru

*В работе рассмотрена актуальная задача синтеза системы управления электроприводом постоянного тока. Существует множество методов синтеза систем автоматического управления. Одними из таких методов являются метод системы подчиненного регулирования (СПР) и метод скользящих режимов (СР). Каждый из данных методов имеет свои плюсы и минусы. Осуществляется их сравнение.*

*The paper deals with the actual problem of synthesis of DC electric drive control system. There are many methods of synthesis of automatic control systems. One of these methods is the method of subordinate control system (SPR) and the method of sliding modes (SR). Each of these methods has its pros and cons. Their comparison is carried out.*

Электроэнергетическая система – это совокупность источников, систем распределения, передачи и потребителей электроэнергии. Каждый элемент по-своему реагирует и влияет на параметры режима энергосистемы. Важно оценить поведение каждого вида потребителей.

В работе используется электропривод передвижения стола продольно-строгального станка по системе “Тиристорный преобразователь – двигатель”. Продольно-строгальный станок предназначен для механической обработки изделий из металла с помощью режущих инструментов путём перемещения заготовки относительно режущей кромки инструмента. На таких станках осуществляется строгание больших деталей.

Целью данного исследования является разработка системы управления для данного электропривода с двухзонным регулированием скорости и её синтез. В работе применяется система подчиненного регулирования. В первой зоне регулирование осуществляется посредством регулятора тока якоря и регулятора скорости, во второй зоне – регулятором тока возбуждения и регулятором ЭДС. Для проверки качества синтеза проведено моделирование в программе MATLAB SIMULINK. Однако у данного метода есть свои недостатки, одним из которых является уменьшение быстродействия с увеличением числа контуров регулирования в системе [2]. Чтобы решить эту

проблему, можно синтезировать систему с помощью другого метода синтеза, например, с помощью метода скользящих режимов. Данный метод обеспечивает предельное быстродействие, нечувствительность системы автоматического управления к внешним параметрическим воздействиям [1]. При синтезе системы управления с реальными скользящими режимами удалось обеспечить предельное быстродействие. Сравнение переходных процессов по току якоря системы подчиненного регулирования и системы с реальными скользящими режимами представлено на рисунке 1.

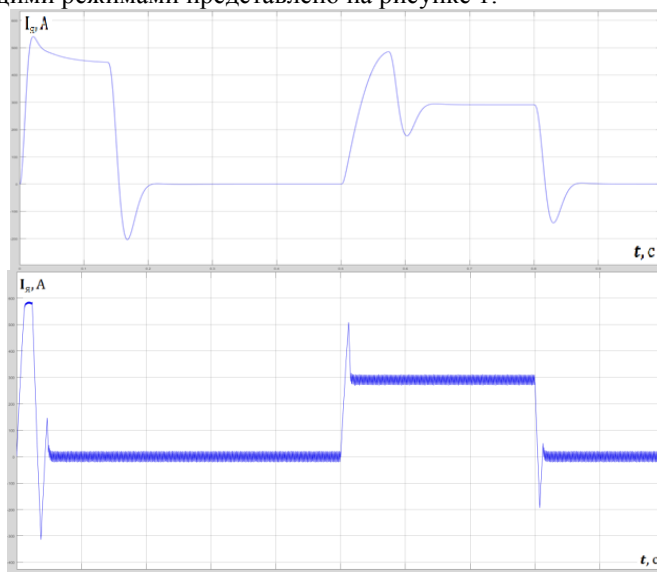


Рисунок 1 – Переходные процессы по току якоря системы СПР и системы СР

Быстродействие является одним из самых важных параметров для продольно-строгальных станков. Разработанная модель сложного потребителя может быть использована в дальнейшем для исследования режимов работы электроэнергетической системы.

Литература:

1. *Панкратов В.В., Нос О.В., Зима Е.А.* Избранные разделы теории автоматического управления: учеб. пособие – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. – 223 с.

2. Панкратов В.В. Автоматическое управление электроприводами: учеб. пособие. – Новосибирск: изд-во НГТУ, 2013. – Часть 1. Регулирование координат электроприводов постоянного тока. – 200 с.

## ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ГЕНЕРАТОРОВ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В РАМКАХ АСУТП

**Е.В. Ивинский, А.В. Белоглазов**  
Новосибирский государственный технический университет,  
г.Новосибирск, [evgenyivinskiy@gmail.com](mailto:evgenyivinskiy@gmail.com)

*Рассмотрены особенности контроля параметров в режимах работы генераторов марки ТВВ, установленных на Сургутской ГРЭС-2, автоматизированной системой управления технологическим процессом электрической части станции. Приведены функции АСУТП ЭЧ, реализуемые в рамках контроля параметров. Сформулированы предложения по совершенствованию существующей системы.*

*The features of monitoring parameters of the modes of operation of generators of the TBB brand installed at Surgutskaya GRES-2, an automated process control system for the electrical part of the plant, are considered. The functions of the APCS, implemented in the framework of the control parameters. Suggestions are made to improve the existing system.*

**Введение.** В наше время к надежности работы объектов электроэнергетики предъявляется все больше требований. 26 июня 2016 года Президент Российской Федерации Владимир Путин подписал Федеральный закон «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части совершенствования требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики».

Внедрение автоматизации позволяет более оперативно реагировать на изменение параметров в системе, что позволяет минимизировать участие человека, так как он не способен так же быстро анализировать и действовать. Для обеспечения минимального участия человека в решении задач управления технологическими процессами производства тепловой и электрической энергии была разработана автоматизированная система управления технологическими процессами

(АСУТП), которой может оснащаться оборудование любой мощности [1].

Целью создания АСУТП на примере тепловой электрической станции (ТЭС) является автоматизация управления как совокупностью оборудования, так и отдельным оборудованием вне зависимости от его характеристик. В данной статье на примере Сургутской ГРЭС-2 будут рассмотрены особенности контроля параметров в режимах работы генераторов и сформулированы предложения по совершенствованию системы, обеспечивающей сбор, обработку, передачу и хранение информации в режимах.

**Анализ АСУТП Сургутской ГРЭС-2.** Основопологающей функцией АСУТП электрической части, на которой строится ее дальнейшая работа, является сбор информации о параметрах электрооборудования [1].

На Сургутской ГРЭС-2 используются генераторы марки ТВВ – с непосредственным охлаждением обмотки ротора и железа сердечника водородом и непосредственным охлаждением обмотки статора водой [3]. Поэтому АСУТП для анализа режима работы генераторов будет необходим сбор следующих параметров:

- температуры и давления охлаждающей среды (давления и температуры водорода и воды в системе);
- температуры активных и конструктивных частей генератора (температуры обмоток статора и ротора, стали статора, подшипников и пр. элементов);
- напряжения статора и ротора;
- тока статора и ротора;
- коэффициента мощности;
- активной и полной мощности;
- частоты вращения [2].

В качестве источников измерительной информации выступают:

- датчики с унифицированным выходным сигналом постоянного тока;
- датчики дискретного сигнала (потенциального или типа «сухой контакт»);
- устройства с выходным дискретным сигналом (концевые выключатели, блок-контакты пускателей, контакты реле и т.д.);
- термометры сопротивления стандартных градуировок;

- термоэлектрические преобразователи стандартных градуировок;
- трансформаторы тока и напряжения;
- выходные аналоговые каналы УСО – унифицированные сигналы постоянного тока [1].

Преобразованные в унифицированный или дискретный сигнал измерения параметров режима генератора передаются в систему сбора и первичной обработки информации, где уже на основании полученных данных в рамках контроля параметров реализуется ряд функций, которые приведены ниже [1].

1. Отображение информации о параметрах на средствах отображения.

2. Технологическая сигнализация, обеспечивающая своевременное (в автоматическом режиме) предоставление оперативному персоналу информации об отклонениях параметров от нормальных значений.

3. Регистрация событий для констатации происходящих в генераторе и в АСУТП событий, накопления полученной информации в архиве и последующего представления этой информации на устройствах отображения.

4. Информационно-вычислительные и аналитические функции для решения информационно-аналитических и расчетных задач, возникающих при эксплуатации.

5. Архивирование информации, используемое для накопления и последующего представления данных об истории изменения параметров, работе средств АСУТП, действиях оператора.

6. Протоколирование информации (составление отчетов), обеспечивающее автоматическое составление технических протоколов и отчетов.

**Предложения по совершенствованию.** Так как ГРЭС-2 является стратегическим объектом, необходимо исключить попадание информации о параметрах режима генераторов посторонним лицам. Для этого при передаче сигнала необходимо использовать современные алгоритмы шифрования на основе блочных шифров, регламентируемые Государственным стандартом шифрования ГОСТ Р 34.12-2015 о криптографической защите информации [4]. Кроме этого, параметры должны предоставляться по логину и паролю кругу лиц, имеющему разрешение на доступ к информации.

С целью повышения эффективности использования полученных данных может быть актуальным внедрение программы-агрегатора параметров. Данная программа сможет оценивать текущее состояние генератора, используя информацию о режиме работы со всех датчиков, и представлять эту оценку в удобном виде для персонала станции и диспетчерских служб, а также вести учет фактов срабатывания и изменения уставок релейной защиты и автоматики.

**Выводы.** На примере Сургутской ГРЭС-2 были рассмотрены особенности сбора основных параметров режима работы генераторов в рамках АСУТП электрической части.

Сбор информации о параметрах и непрерывный контроль за ними автоматизированной системой упрощает эксплуатацию генераторов на станции и позволяет выявлять аварийные ситуации на ранних стадиях.

В работе были предложены мероприятия по улучшению защищенности передачи данных о режимах работы генератора и команд управления, а также по совершенствованию системы обработки и отображения информации о состоянии генератора для персонала станции и диспетчерских служб.

#### Литература:

1. Автоматизированные системы управления технологическими процессами / СТО 70238424.27.100.010-2011 // Открытое акционерное общество «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический Научно-исследовательский институт», г. Москва: Изд. НП «ИНВЭЛ». - 2011. – 68с.

2. Всероссийский научно-исследовательский институт электроэнергетики. Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанции РД 34.45.501-88 / Л.Г. Маникоян, А.П. Чистиков, Г.А. Остроумова // Москва 1989 г., СПО Союзтехэнерго 1989. – 121с.

3. Крючков И.П., Кувшинский Н.Н., Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М: Энергоатомиздат, 1989.

4. ГОСТ Р 34.12-2015. РАЗРАБОТАН Центром защиты информации и специальной связи ФСБ России с участием Открытого акционерного общества «Информационные технологии и коммуникационные системы» (ОАО «ИнфоТеКС») / Информационная технология Криптографическая защита информации. Блочные шифры. Москва: Стандартинформ, 2015.

## РЕКОНСТРУКЦИЯ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ПОДСТАНЦИИ 220 кВ «ВОСТОЧНАЯ»

**Т.В. Игнатьева, Ю.В. Целебровский**  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [tanva7iv@mail.ru](mailto:tanva7iv@mail.ru)

Для обеспечения электробезопасности при прикосновениях к открытым проводящим частям в нормальном и аварийном режимах электроустановок, необходима качественная система заземления. Подстанция 220 кВ «Восточная» Региональных электрических сетей (Новосибирск) работает уже более 50 лет и неоднократно подвергалась реконструкциям. Определённые изменения претерпело и заземляющее устройство подстанции, выполненное по старым редакциям ПУЭ, по норме на сопротивление заземляющего устройства. Последние измерения его параметров, выполненные ООО «ЭСМ ПЛЮС», показали необходимость его реконструкции. Это, в первую очередь вытекает из требований последней, 7-й редакции ПУЭ, предписывающей при нормировании заземляющего устройства по сопротивлению выполнять горизонтальную сетку заземляющего устройства с переменным шагом, уменьшающимся от центра к периферии.

To ensure electrical safety when touching open conductive parts in normal and emergency modes of electrical installations, a high-quality grounding system is necessary. The substation 220 kV "Vostochnaya" of the Regional electrical networks (Novosibirsk) has been operating for over 50 years and has been repeatedly reconstructed. The grounding device of the substation, made according to the old editions of the ПУЭ, has also undergone certain changes, according to the standard for the resistance of the grounding device. Recent measurements of its parameters, made by «ESM PLUS», have shown the need for its reconstruction. This, in the first place, follows from the requirements of the latest, 7th edition of the OLC, prescribing the normalization of a grounding device with a variable step decreasing from the center to the periphery when normalizing the grounding device for resistance.

Согласно техническому отчёту ООО «ЭСМ ПЛЮС» заземляющее устройство подстанции (ПС) «Восточная» было обследовано в соответствии с «Методическими указаниями по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок» СТО 56947007-29.130.15.105-2011. Обследование включает в себя следующие измерения и расчёты:

- определение удельного сопротивления грунта;
- измерение сопротивлений металлосвязи;
- измерение сопротивления ЗУ;

- проверка сечения заземляющих проводников на термическую стойкость;
- определение исполнительной схемы ЗУ.

На ПС расположены: ОРУ 110 кВ, ОРУ 220 кВ, здание ГЩУ и ОПУ с РЩ. Молниезащита подстанции осуществляется молниеотводами, которые установлены на порталах и прожекторных мачтах. По территории подстанции кабели вторичных цепей проложены в кабельных каналах и лотках.

Заземляющее устройство подстанции представляет собой сетку из горизонтальных заземлителей с произвольным шагом, зависящим от расположения оборудования. Требование параграфа 1.7.90 ПУЭ (о выполнении сетки с уменьшающимся от центра к периферии шагом в случае нормирования заземляющего устройства по сопротивлению) не выполняется.

В данной работе выполнена проверка рекомендаций цитируемого отчёта ООО «ЭСМ ПЛЮС» и предлагается конструкция, отвечающая требованиям ПУЭ при нормировании заземляющего устройства по напряжению прикосновения.

Рекомендации даются на основании расчётов, выполненных по программе *PARSIZ* (разработчик Нестеров С. В., НГТУ, г. Новосибирск).

Для расчёта существующего заземляющего устройства (далее ЗУ) подстанции «Восточная» необходимо произвести следующее:

1. Запустить программу *PARSIZ*
2. Осуществить ввод конфигурации заземлителя
3. Ввести параметры грунта и произвести его расчёт
4. Выполнить расчёт ЗУ, нажав кнопку «Расчёт»

По результатам расчёта на экран выводятся сопротивление ЗУ, суммарный ток, стекающий с каждого ЗУ и потенциал точки ввода тока. Далее проверяем на соответствие условий ГОСТ 12.1.038-82 значения напряжений прикосновения у конденсаторов связи ОРУ 220 кВ, 110 кВ, нейтрали автотрансформатора 1АТ и у ворот входа, въезда ПС. Для расчёта напряжений прикосновения воспользуемся следующими формулами:

$$U_{\text{пр}} = U_{\text{о.прик}} \times \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{осн}}}, \quad (1.1)$$

где  $U_{\text{о.прик}}$  - ожидаемое напряжение прикосновения, зависящее от значения потенциалоповышающего тока, электрических характеристик



грунта и конструкции заземляющего устройства;  $R_{ч}$  – сопротивление тела человека, зависящее от приложенного напряжения и равное 1000 Ом для установок выше 1000 В;  $R_{осн}$  – сопротивление основания, на котором стоит человек, равное:

$$R_{осн} = 0,5 \times \frac{\rho_1}{\sqrt{S}}, \quad (1.2)$$

где  $\rho_1$  – удельное сопротивление верхнего (первого) слоя грунта, Ом×м,  $S$  – площадь опоры человека, моделирующаяся металлической пластиной площадью  $625 \text{ см}^2 = 0,0625 \text{ м}^2$ . Сопротивление основания будет равно:

$$R_{осн} = 0,5 \times \frac{360}{\sqrt{0,0625}} = 720 \text{ Ом} \quad (1.3)$$

Расчёт напряжений прикосновения будет производиться относительно точек, указанных на рисунке 1.

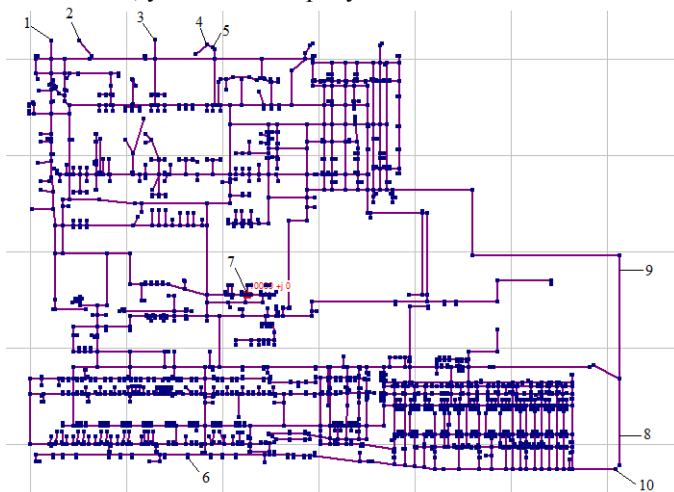


Рисунок 1 – Расчёт напряжений прикосновения относительно точек 1-10

Таблица 1. Результаты расчёта напряжений прикосновения для существующей схемы ЗУ

Анализируя результаты расчётов напряжений прикосновения (таблица 1), делаем вывод, что некоторые из полученных значений превышают предельно допустимое  $U_{пр}=500$  В в соответствии с ГОСТ 12.1.038-82.

Произведём повторный расчёт заземляющего устройства, но уже с добавлением рекомендуемых ООО «ЭСМ ПЛЮС» заземлителей. Ввод рекомендуемых заземлителей в существующую схему ЗУ и её расчёт осуществляется аналогично алгоритму, описанному выше.

По результатам расчёта рекомендуемой схемы ЗУ (таблица 1) видно, что в точке 10 напряжение прикосновения превышает предельно допустимое значение  $U_{пр} = 500$  В. Следовательно, в схеме ЗУ требуется проложить дополнительные электроды в соответствии с требованиями ПУЭ 1.7.93. Затем производится повторный расчёт реконструируемого нами ЗУ.

Таблица 1. Рассчитанные значения напряжений прикосновения

№	Существующая схема ЗУ	Рекомендуемая схема ЗУ	Реконструируемая схема ЗУ
	$U_{пр}, В$	$U_{пр}, В$	$U_{пр}, В$
1	537,22	366,57	159,92
2	547,5	317,01	190,65
3	463,9	297,73	130,5
4	388,58	230,37	124,15
5	327,37	193,49	166,35
6	314,09	203,77	195,45
7	437,8	346,01	283,64
8	472,89	345,1	150,97
9	402,4	358,24	159,43
10	570,4	534,5	275,53

Результаты расчёта реконструируемого ЗУ показали, что напряжения прикосновения не превышают значение  $U_{пр}=400$  В, что в соответствии с ГОСТ 12.1.038-82 является предельно допустимым значением при времени воздействия 0,2 с. Время работы основных защит соответствует этому времени. Следовательно, реконструированное ЗУ соответствует требованиям ПУЭ.

Литература:

1. Правила устройства электроустановок. Раздел 1. Общие правила. Глава 1.1, 1.2, 1.7, 1.8. Раздел 7. Электрооборудование специальных установок. Главы 7.5, 7.6, 7.10. – 7-е изд. М.: Изд-во ЭНАС. 2002. – 184 с.

2. Технический отчёт «Обследование ЭМО, проверка ЭМС ТС и разработка предложений по улучшению ЭМО при реконструкции ПС 220 кВ «Восточная» по титулу «Расширение ПС 220 кВ Восточная» Новосибирск. 2015 г. 40 с

3. ГОСТ 12.1.038-82 Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. // Система стандартов безопасности труда. Часть 3. Издание официальное. М.: Издательство стандартов, 1996. С.237-243.

4. Целебровский Ю. В. Заземляющие устройства электроустановок высокого напряжения: Учеб. пособие / Новосиб. Электротехн. Ин-т.- Новосибирск, 1987-78 с.

## **АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ДЛЯ РАСЧЕТА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ДВУХЦЕПНОЙ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ 110 КВ И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ КОЛЬЦЕВОЙ СЕТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕРМИНАЛОВ**

**М.А. Извозчиков, И.П. Тимофеев**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, izvozchikov154@gmail.com**

*Итогом расчетов стало обеспечение надежного срабатывания защит при любом виде короткого замыкания на защищаемом участке (путем достижения требуемого коэффициента чувствительности), а также селективность их срабатывания.*

*The result of the calculations was the provision of reliable operation of the protection for any type of short circuit in the protected area (by achieving the required sensitivity factor), as well as the selectivity of their operation.*

В процессе эксплуатации электрооборудования есть повреждения и несчастные случаи.

Во избежание случайных и ненормальных режимов работы, а также увеличения срока службы и надежности электрооборудования

устанавливается релейная защита. Основная задача релейной защиты - выявить и отключить поврежденный сетевой элемент от неповрежденной части.

На высоковольтных воздушных линиях основным типом повреждения является короткое замыкание. В сетях напряжением 110 кВ и выше (эффективно заземленная нейтраль) однофазные короткозамкнутые цепи являются более частыми. Межфазные замыкания имеют относительно низкую вероятность возникновения, расстояние между фазами велико.

В сетях 110-220 кВ в качестве основной защиты используется дистанционная защита от межфазных коротких замыканий. Для защиты от коротких замыканий на землю используется ступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности. Для линий с двунаправленным питанием, напряжением 110 кВ и выше, данные защиты используются в качестве резервных.

Принципиальная схема участка электрической сети приведена на рисунке 1.

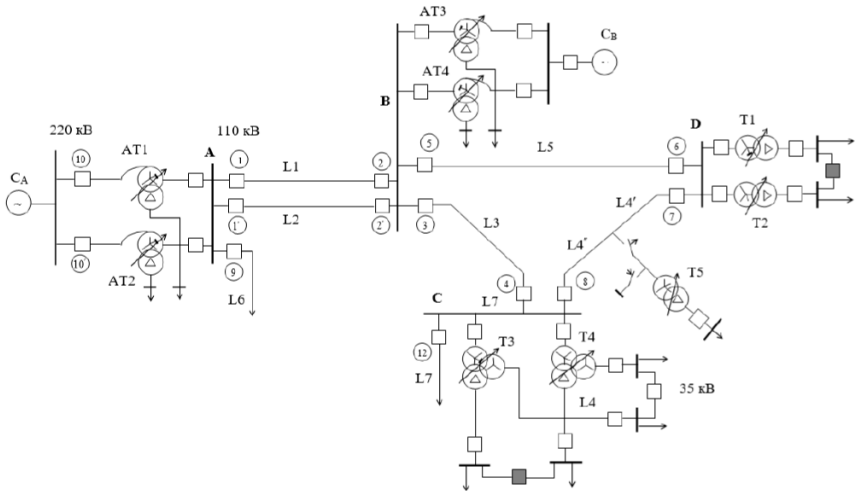


Рисунок 1 - Принципиальная схема участка электрической сети.

Наличие двухцепных линий ЛЭП и участка кольцевой сети усложняет расчет, поскольку требуется учитывать ряд дополнительных условий.

Были рассчитаны сопротивления защит по активной и реактивной осям, также посчитаны их уставки. Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

Таблица 1 - Результаты расчетов параметров защит.

Комплек т защиты	$X_{уст I-1}$ , Ом	$X_{уст II-1}$ , Ом	$X_{уст III-1}$ , Ом	$R_{уст I-1}$ , Ом	$R_{уст II-1}$ , Ом	$R_{уст III}$ , Ом
1 и 1`	1,385	2,126	19,053	0,2	0,2	5,025
2 и 2`	1,385	2,126	34,482	0,2	0,22	6,8
3	1,04	1,614	6,713	0,2	0,204	1,14
5	1,53	1,94	12	0,2	0,29	0,89
7	1,16	2,83	35,27	0,2	0,29	1,27
8	1,16	3,12	27,32	0,2	0,258	1,14

Рассчитанные уставки удовлетворяют требованиям ПУЭ по чувствительности. Дистанционные защиты на микропроцессорной элементной базе позволяют обеспечить требуемые коэффициенты чувствительности для второй и третьей ступени, а также отстроиться от рабочих режимов. Мертвая зона защиты отсутствует, т.к. для резервирования первой ступени используется дополнительная ненаправленная ступень, которая резервирует первую ступень при возникновении короткого замыкания в мертвой зоне по напряжению.

Были рассчитаны коэффициенты чувствительности по току точной работы. Ток точной работы – это такой ток, при котором сопротивление срабатывания уменьшается на 10% по отношению к выставленной уставке. Рассчитанные коэффициенты удовлетворяют требованиям ПУЭ.

Согласно ПУЭ на линиях 110—220 кВ, при которых остаточное напряжение сети на шинах питающей подстанции менее  $0,6U_{ном}$ , должны отключаться защитами без выдержки времени. В ходе расчетов оказалось, что напряжение на подстанции В ниже  $0,6U_{ном}$ , а на подстанции А выше  $0,6U_{ном}$ , дистанционная защита на этом участке не может быть основной. В качестве основной защиты, для защиты данного участка сети требуется применить защиту с абсолютной селективностью, высокочастотную.

Также произведен расчет уставок и токов срабатывания ТНЗНП для комплекта 1, которая защищает от коротких замыканий на землю в

сетях с эффективно заземленной нейтралью. Поскольку эти комплекты защит установлены на двухцепной линии, следует учитывать влияние взаимоиндукции, за счет этого расчет несколько усложняется.

Расчеты сведены в таблицу 2.

Таблица 2 - Результаты расчетов токов срабатывания и уставок ТНЗНП комплекта защиты 1`.

	I ступень	II ступень	III ступень	IV ступень
$I_{сз}, A$	1212	1280	178	133
$I_y, A$	20,2	21,3	2,96	2,216

Результаты, полученные в ходе работы:

Произведен расчет уставок и токов срабатывания комплектов трехступенчатой дистанционной линии, определены коэффициенты чувствительности по току точной работы.

Произведен расчет уставок и токов срабатывания четырехступенчатой токовой направленной защиты нулевой последовательности для комплекта 1.

Установлена поперечная направленная защита нулевой последовательности для второй и третьей ступеней с целью повышения из чувствительности.

Литература:

1. Багинский Л.В. Релейная защита электрических сетей от междуфазных коротких замыканий: учеб. пособие / Л.В. Багинский ; Новосиб. гос. техн. ун-т.- Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003.- 107 с.
2. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – Седьмое издание перераб. И доп. – М.: ЗАО Энергосервис, 2002. – 275 с.
3. Расчет дистанционной защиты линии электропередачи: метод. пособие / Новосиб. гос. техн. ун-т; сост.: В.А. Давыдов, А.И. Щеглов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2012. – 28 с.
4. Расчет направленной токовой защиты нулевой последовательности двухцепной высоковольтной линии напряжением 220 кВ: метод. пособие / Новосиб. гос. техн. ун-т; сост.: Л.В.Багинский, В.А. Давыдов, А.И. Щеглов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 40 с.
5. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 7. Дистанционные защиты линий 35 – 330 кВ – Москва: Энергия, 1966. – 172 с.

6. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыкания на землю линий 110-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 1980, 88 с.

7. Щеглов А.И. Релейная защита электрических сетей: учеб. пособие / А.И. Щеглов, А.В. Белоглазов; Новосиб. гос. техн. ун-т. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2015. – 144 с.

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗРЯДНОСТИ АЦП НА ФОРМИРОВАНИЕ СИГНАЛОВ В УСТРОЙСТВАХ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ**

**И.В. Клишин, М.А. Купарев**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, klishin94.ilya@gmail.com**

*Анализ разрядности аналого-цифрового преобразователя (АЦП), пригодной для нужд релейной защиты. Влияние разрядности АЦП на замер мгновенного и действующего значения тока при изменении величины входного сигнала.*

*Analysis of the analog-to-digital converter (ADC) digit capacity suitable for the needs of relay protection. The influence of the ADC digit capacity on the measurement of the instantaneous and effective values of the current when the magnitude of the input signal changes.*

В настоящее время все производители устройств релейной защиты и автоматики выпускают свои устройства на базе микропроцессорных терминалов. Одним из составных элементов терминала релейной защиты является АЦП. Важнейшей характеристикой АЦП является разрядность – это количество дискретных значений, которые преобразователь может выдать на выходе. Производители микропроцессорных защит используют в большинстве своем АЦП с разрядностью 16 бит. Однако обоснование выбора такой разрядности для релейной защиты не приводится в технической документации производителей и не рассматривается в научной литературе. В связи с этим была поставлена задача исследования влияния разрядности АЦП на искажение сигнала, а также оценить отклонение полученного цифрового сигнала от входного аналогового сигнала.

Решение поставленной задачи проводилось в программном комплексе MATLAB, в котором создана модель цифровой части устройства релейной защиты и устройства сопряжения с защищаемым

объектом. В качестве защищаемого объекта принят силовой трансформатор с номинальным вторичным током ( $I_{ном}$ ) плеч 5 А. Его основная защита от внутренних повреждений – продольная дифференциальная защита – должна с высокой точностью измерять значения токовых сигналов в большом диапазоне: от  $0,1I_{ном}$  до  $20I_{ном}$ . Причем замер должен производиться с требуемой точностью именно в мгновенных значениях, диапазон которых оказывается намного больше указанного по причине гармонического закона изменения во времени.

В основу моделирования АЦП заложен метод последовательного приближения (поразрядного взвешивания), применяющийся в настоящее время в современных микропроцессорных устройствах релейной защиты. В работе исследовались АЦП с разрядностью от 8 до 14 бит, частота дискретизации токовых сигналов принята равной 2000 Гц. Результаты расчета погрешностей при переводе мгновенных значений сигнала в цифровую форму сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Максимальные значения погрешностей перевода мгновенных значений входного аналогового сигнала в цифровую форму, %

Действующее значение тока	Разрядность АЦП			
	8 бит	10 бит	12 бит	14 бит
$0,1I_{ном}$	293,72	73,78	18,56	4,06
$0,2I_{ном}$	139,04	35,11	8,89	2,09
$0,5I_{ном}$	58,78	15,43	3,83	0,93
$I_{ном}$	30,90	7,70	1,90	0,45
$2I_{ном}$	21,38	4,96	1,20	0,32
$20I_{ном}$	1,55	0,39	0,10	0,02

Так как в нормативных документах по релейной защите [1] и технической документации производителей микропроцессорных устройств релейной защиты в настоящее время приводятся требования к точности измерения только действующих значений величин и не приводятся пределы допускаемой погрешности при измерении мгновенных значений, то за критерий допустимости использования для релейной защиты было условно принято значение погрешности – 5 %. Анализ полученных осциллограмм позволяет сделать вывод о том, что



использование АЦП с разрядностями ниже 14 бит недопустимо для выполнения дифференциальной защиты трансформаторов и генераторов, так как при низком значении уставки возможно излишнее срабатывание, или, наоборот, отказ защиты. На рисунке 1 представлены осциллограммы аналогового входного сигнала тока величиной  $0,1I_{ном}$  и цифрового сигнала на выходе АЦП разрядностью 12 бит.

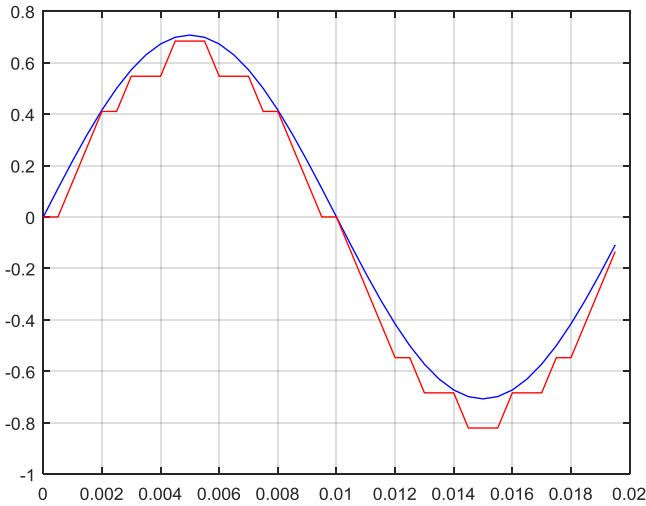


Рисунок 1 – Осциллограммы аналогового и цифрового сигнала при разрядности АЦП 12 бит и токе  $0,1I_{ном}$

Погрешности замера действующего значения тока после перевода сигнала в цифровую форму представлены в таблице 2. Основываясь на технической документации производителя микропроцессорных терминалов «Релематика», при измерении действующего значения допустимым можно считать значение погрешности – 3% [2]. Данному требованию удовлетворяет АЦП с разрядностью не ниже 12 бит.

Таблица 2 – Погрешность измерения действующего значения тока после перевода аналогового сигнала в цифровую форму, %

Действующее значение тока	Разрядность АЦП			
	8 бит	10 бит	12 бит	14 бит
$0,1I_{\text{ном}}$	201,52	28,26	2,94	0,02
$0,2I_{\text{ном}}$	50,76	6,25	1,74	0,18
$0,5I_{\text{ном}}$	9,812	0,66	0,28	0,08
$I_{\text{ном}}$	4,222	0,31	0,254	0,02
$2I_{\text{ном}}$	4,931	0,163	0,083	0,064
$20I_{\text{ном}}$	0,06	0,008	0,011	0,002

Таким образом, для нужд релейной защиты в микропроцессорных терминалах рекомендуется использовать АЦП с разрядностью не ниже 14 бит. В дальнейшем в работе планируется провести анализ погрешностей АЦП при наличии на входе сигнала со значительным содержанием аperiodической составляющей.

#### Литература:

1. СТО 56947007-33.040.20.141-2012. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации подстанций 110-750 кВ. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto56947007-33.040.20.141-2012.pdf> (дата обращения: 29.10.2018)
2. Терминал защиты и автоматики типа «ТОР 300». Руководство по эксплуатации. Общие технические требования АИПБ.656122.011 РЭ1.
3. URL:<https://relematika.ru/upload/iblock/a12/180829%20%D0%A0%D0%AD1%20%D0%A2%D0%9E%D0%A0%20300%20r5%20v2.14.17.pdf> (дата обращения: 29.10.2018)

## МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

**Е.Д. Кулакова, Н.А. Черненко**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [kulakova.2014@stud.nstu.ru](mailto:kulakova.2014@stud.nstu.ru)**

*Рассматриваются методы для определения показателей эффективности электрических сетей 6-35 кВ в зависимости от режима нейтрали. Предлагаемые методы разработаны на основе экспертных оценок. Приведены формулы для многокритериальной оценки режима нейтрали с учетом весовых коэффициентов.*

*The methods for determining the performance indicators of electric networks of 6-35 kV depending on the state of the system neutral grounding are considered. The proposed methods and techniques are developed on the basis of expert assessments. The formulas for the multi-criteria evaluation of the neutral regime taking into account the weighting factors are given.*

На территории России распределительные сети, в основном, эксплуатируются с изолированной нейтралью, или с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор [1]. Эксплуатация этих видов заземления нейтрали может быть опасна и зачастую приводит к переходу ОЗЗ в двух- и трехфазное замыкание, потере рабочих качеств оборудования и гибели людей. С 2003 года в России Правилами устройств электроустановок (ПУЭ) разрешен еще один вид нейтрали – нейтраль, заземленная через резистор. Массового перевода сетей с режима изолированной нейтрали на режим нейтрали, заземленной через резистор, не произошел.

Для каждой сети выбор эффективного режима нейтрали должен быть строго нормирован, а метод описан в нормативной документации. Нельзя рассматривать эффективность режимов нейтрали без оценки системы электроснабжения в целом, являющейся сложной по структуре и требующей многокритериальной оценки, так как создание и функционирование любой сложной системы должно способствовать достижению некоторого множества целей [2]. Исходя из этого, эффективность функционирования системы электроснабжения целесообразно оценивать по нескольким критериям. В течение десятков лет специалисты обсуждают вопрос о наиболее целесообразном режиме заземления нейтрали распределительных сетей.

Метод по многокритериальной оценке режима нейтрали был сформулирован Назаровым В.В. в конце 80-х годов [3]. Критерии

оценки были сформулированы исходя из результатов анализа средств защиты электрических сетей 6-35 кВ от однофазных замыканий на землю.

Для оценки комплексного показателя эффективности (качества) режима нейтрали использован метод квалиметрии, в соответствии с которым свойства объекта, т.е. распределительной сети, отражаются точкой  $n$ -мерного пространства ( $n$  – число частных показателей, определяющих эффективность режима нейтрали) [3].

Комплексный показатель эффективности (целевая функция  $E$ ) режима нейтрали является мерой приближения сети, где используется тот или иной способ заземления нейтрали, к эталону – сети, в которой режим нейтрали обеспечивает равенство целевой функции единице. Целевая функция должна позволять численно оценивать весь рассматриваемый комплекс критериальных свойств сети.

Для определения  $E_K$  применена получившая самое наибольшее распространение средняя арифметическая линейная форма целевой функции.

$$E_K = \sum_{i=1}^n V_i = 1, \quad (1)$$

где,  $K$  – номер рассматриваемого варианта режима нейтрали,  $n$  – число учитываемых критериальных свойств,  $V_i$  – весовые коэффициенты частных показателей.

Состав свойств сети для решения поставленной задачи сформирован, исходя из критериев эффективности режима нейтрали, зависящих от:

- кратности перенапряжений при однофазных замыканиях;
- длительность существования в сети однофазного повреждения;
- тока однофазного замыкания;
- параметров устройств релейной защиты от однофазных замыканий;
- параметров устройств автоматического заземления фазы;
- чувствительности и быстродействия.

Перечисленные показатели определяются аналитически в относительных единицах.

Весовые коэффициенты частных показателей эффективности режима нейтрали получены по групповым экспертным оценкам специалистов, занимавшихся исследованием, проектированием и эксплуатацией распределительных сетей.

Показатели эффективности различных режимов заземления нейтрали, с учетом соответствующих значений частных показателей представлены в Таблице 1 [3].

Полученные результаты подтверждают вывод о более высокой эффективности в сетях 6-35 кВ заземления нейтрали через высокоомный резистор по сравнению с изолированной или заземленной через ДГР нейтралью.

Таблица 1 – Показатели эффективности режимов нейтрали

Сети	Режим нейтрали		
	изолированная	заземленная через	
		ДГР	резистор
Городские	0,3	0,435	0,714
Сельские	0,316	0,392	0,706

Многокритериальный подход к выбору режима нейтрали предложили В.А. Балагин и И.Е. Кажекин из Калининградского государственного технического университета [4]. Комплексный подход сводится к учету основных видов угроз, сопровождающих замыкание на землю, осуществляемого путем формирования некоторого обобщенного показателя эффективности  $\Theta_K$ :

$$\Theta_K = \sum_i \mu_i X_{i,k}, \quad (2)$$

где  $\mu_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го вида угрозы;  $X_{i,k}$  – относительный показатель степени предотвращения  $i$ -го вида угрозы при использовании  $k$ -го режима нейтрали. Оценка весовых коэффициентов основывается на некотором обобщенном мнении группы экспертов.

На примере автономных сетей низкого напряжения на основе опроса экспертов было проведено ранжирование одиннадцати видов угроз. Все сопоставляемые виды угроз были разделены на четыре группы:

- характеризующиеся показателями бесперебойности электроснабжения потребителей;
- характеризующиеся величиной тока однофазного замыкания на землю;
- характеризующиеся уровнем максимальных перенапряжений;
- прочие виды угроз, которые в дальнейшем не будут учитываться в силу их незначительной важности для безопасности сети.

Таким образом, эффективность режима нейтрали определялась тремя весовыми коэффициентами, так для показателя первой группы он составил 0,180; для второй и третьей групп, соответственно, 0,603 и 0,217. При росте рабочего напряжения сети авторы предложили учитывать изменение весовых коэффициентов второй и третьей групп. Таким образом, для сети напряжением 35 кВ с учетом изменения весовых коэффициентов, характеризующих значение тока однофазного замыкания на землю и уровень максимальных перенапряжений, выражение (2) имеет вид:

$$\mathcal{E}_K = 0,18X_{1,k} + (0,603 - 0,003U_H)X_{2,k}(0,217 - 0,008U_H)X_{3,k}. \quad (3)$$

К сожалению, авторы статьи не привели расчетных значений показателя эффективности ( $\mathcal{E}_K$ ) для различных видов режима нейтрали.

Обзор литературы показал, что единого подхода к определению эффективности режима заземления нейтрали не существует. Предлагаемые методы и подходы основываются на использовании экспертных оценок, но если оценка этих критериев зависит от мнения экспертов, это может дать неверный результат.

Оценка эффективности режима нейтрали распределительной сети должна быть комплексной, основываться на опыте эксплуатации электрических сетей и определяться на основе следующих критериев:

- кратность перенапряжений;
- ток однофазного замыкания;
- напряжение несимметрии;
- параметры РЗА;
- бесперебойность электроснабжения;
- длительность существования в сети однофазного замыкания;
- электробезопасность;
- качество электроэнергетики.

Для решения многокритериальной задачи по оценке эффективности режима нейтрали необходимо использовать математическую модель, способную самостоятельно обучаться, действовать на основании предыдущего опыта минимизируя ошибки.

#### Литература:

1. Лихачев Ф.А., Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов / Ф.А. Лихачев.- М.: Энергия, 1971. – 52 с.

2. Черкасова Н.И. Применение функции желательности для оценки эффективности электрических сетей 10 кВ // Электрические станции. – 2015. – № 9. – С. 53-59.
3. *Защита электрических сетей от однофазных замыканий/ В.В. Назаров. –К.:Либідь, 1992. – 124 с.*
4. Многокритериальный подход к выбору режима нейтрали в электросетях / В.А. Балагин, И.Е. Кажекин // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2008. – Специальный выпуск № 1. – С. 9-16.

## **ВЛИЯНИЕ ПОГРЕШНОСТЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА НА РАБОТУ ЦИФРОВЫХ ДИСТАНЦИОННЫХ ЗАЩИТ**

**А.А. Ледовских, Е.И. Фролова, А.А. Осинцев**Новосибирский  
государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [tolyan-96-led@yandex.ru](mailto:tolyan-96-led@yandex.ru)

*Математическое моделирование переходных процессов в первичной сети и в цепях трансформаторов тока даёт возможность исследовать поведение релейной защиты в наиболее сложных с точки зрения её работы режимах с учетом искажения входной информации, поступающей от первичных преобразователей. В статье в качестве объекта защиты рассматривается линия электропередачи, а в качестве защиты рассматриваются дистанционные реле.*

*Mathematical modeling of transient processes in the primary network and in the current transformers' circuits makes it possible to explore the relay protection's behavior in the most difficult modes in terms of its operation, taking into account the information's distortion input from the primary converters. In this paper power line is considered as the object of protection, and distance relays are considered as the protection.*

Одним из методов обеспечения правильной работы защит, выполненных на микропроцессорной базе, в переходных режимах, сопровождающихся искажением вторичных сигналов тока, обусловленных насыщением магнитопроводов трансформаторов тока (ТТ), является выбор характеристик и параметров срабатывания защит на основании анализа поведения измерительных органов в условиях интенсивных переходных процессов. Такой подход позволяет ещё на стадии проектирования выявлять режимы, наиболее сложные с точки

зрения обеспечения устойчивой и надёжной работы релейной защиты, и принимать соответствующие меры по достижению её эффективного функционирования.

Для применения данного метода при анализе работы дистанционной защиты разработаны математическая модель объекта защиты, позволяющая формировать параметры режима первичной сети в различных условиях, модели ТТ, вторичные обмотки которых соединены по схеме «полная звезда с нулевым проводом» [1], и модели измерительных органов устройств релейной защиты (УРЗ). На рисунке 1 представлена обобщённая структура взаимосвязи разрабатываемых математических моделей, для которых результатом моделирования первичной сети являются массивы мгновенных значений первичных токов  $i_{1\text{контр}}$  и напряжений  $u_{1\text{контр}}$  со стороны контролируемого конца защищаемой линии,  $i_{1\text{подп}}$ ,  $u_{1\text{подп}}$  с противоположного конца защищаемой линии (параметры подпитки точки короткого замыкания).

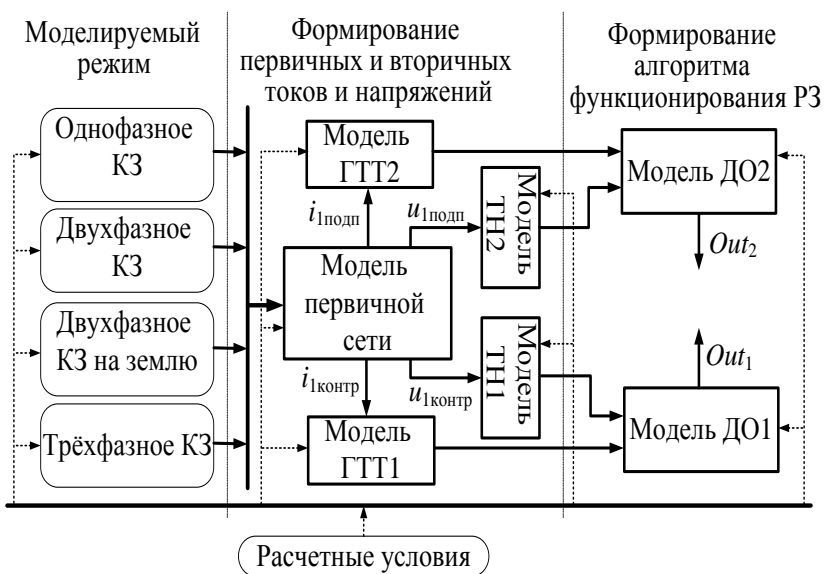


Рисунок 1 – Обобщённая структура моделируемой системы

В результате работы математических моделей измерительных дистанционных органов (ДО1 и ДО2) при получении информации о



вторичных сигналах тока и напряжения от моделей групп ТТ (ГТТ 1 и ГТТ 2) и трансформаторов напряжения (ТН1 и ТН2) формируется осциллограмма состояния контактов выходных реле моделируемых защит (Out1 и Out2). Для реализации разрабатываемой системы моделирования работы УРЗ, а именно дистанционных защит, использован пакет прикладных программ решения технических задач MATLAB.

При оценке поведения дистанционных защит в условиях интенсивных электромагнитных переходных процессов (ЭМП) применялась математическая модель участка сети, приведенная на рисунке 2.

Наиболее очевидной областью применения разработанного инструментария является выбор характеристик и параметров срабатывания измерительных дистанционных органов защиты на основании анализа их поведения в условиях экстремальных переходных процессов в цепях трансформаторов тока, а также проверка допустимости применения существующих УРЗ.

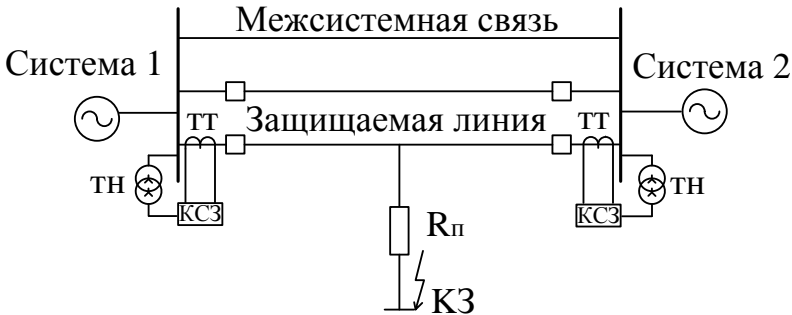


Рисунок 2 – Модель участка электрической сети

Для наглядности рассмотрим пример, в котором проводится расчётная проверка ТТ на допустимую погрешность. К вторичным обмоткам этих ТТ подключены токовые цепи резервной дистанционной защиты линии. В процессе реконструкции во вторичных цепях рассматриваемых ТТ выполнена замена контрольных кабелей и установлены дополнительные устройства противоаварийной автоматики. Особое место занимает проверка ТТ по условию надежной работы защиты вблизи места установки защиты [2]. Соответствие ТТ данному требованию определяется по кривой предельной кратности. Из

проведенных расчётов следует, что рассмотренные ТТ после реконструкции их вторичных цепей не удовлетворяют требованию обеспечения надёжной работы дистанционных защит при максимальных токах короткого замыкания ( $Z_{\text{доп}} < Z_{\text{нагр}}$ ), при которых возможны повышенные погрешности ТТ и, как следствие, существенные искажения формы кривой вторичного тока. В таком случае, необходимо принимать решения для выполнения данного требования от наиболее простого (последовательное соединение вторичных обмоток ТТ одной фазы) при наличии такой возможности до непопулярного и наиболее дорогостоящего (замена ТТ).

Здесь стоит учесть, что для анализа использовалась информация о допустимых погрешностях, относящаяся к защитам, выполненным на устаревшей элементной базе, так как значение допустимой погрешности ТТ для микропроцессорных защит в подавляющем большинстве случаев в документации не указано. В связи с этим, рассмотрено и проанализировано поведение дистанционных защит при коротком замыкании в начале защищаемой линии с помощью разработанных средств моделирования.

Сопоставление осциллограмм выходных сигналов измерительных дистанционных органов, полученных путем математического моделирования, позволяет утверждать, что перегрузка ТТ, используемых для питания токовых цепей рассматриваемой защиты, в действительности не оказала отрицательного влияния на время действия измерительных ДО быстродействующих ступеней защиты.

Литература:

1. Глазырин, В. Е. Моделирование переходных процессов в группах трансформаторов тока [Текст] / В. Е. Глазырин, Г. Э. Торопов // Сб. науч. тр. НГТУ. – Новосибирск : Изд-во НГТУ. – 2000. – № 3(20). – С. 75–82.

2. Правила устройства электроустановок [Текст] - 7-е издание. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2008. – 701 с.

## ВЛИЯНИЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ФАЗ ДВУХЦЕПНОЙ ВЛ НА МЕСТО УСТАНОВКИ САМОНЕСУЩЕГО ОПТОВОЛОКОННОГО КАБЕЛЯ

**И.В. Лукьяненко, С.С. Шевченко**  
**Новосибирский Государственный Технический Университет,**  
**г. Новосибирск, lukoshaaa@gmail.com**

*Данная работа посвящена рассмотрению влияния расположения фаз двухцепной воздушной линии электропередачи на место установки самонесущего оптоволоконного кабеля. Цель работы заключается в расчете наведенного электрического потенциала на различных опорах ВЛ при различных вариантах расположения фаз, определению варианта при котором число точек крепления оптического кабеля на опоре ВЛ будет больше чем в других случаях. По завершению работы сделаны рекомендации к тому, какое расположение фаз следует закладывать в проект двухцепных ВЛ.*

*This paper is devoted to considering the phases double-circuit overhead power line influence to the place of installation of a self-supporting fiber-optic cable. The aim of the work is to calculate the induced electric potential at different overhead power line's supports with different phase arrangements, to determine if the number of mounting points for an optical cable on the power line's support will be more than in other cases. At the end of the work, recommendations were made on which phase arrangement should be included in the project of double-circuit overhead lines.*

В наше время активно ведется разработка и строительство волоконно-оптических линий связи (ВОЛС), путем размещения оптического кабеля на существующих или вновь строящихся воздушных линиях (ВЛ). Воздушные линии способны индуцировать огромный электрический потенциал на соседние близко расположенные объекты, а в нашем случае этим объектом является ОКСН - оптический кабель самонесущий неметаллический.

ОКСН неметаллический кабель, находящийся в электрическом поле, при достаточном загрязнении и увлажнении, за счет разницы потенциалов по кабелю начинает протекать ток промышленной частоты. А в случаях неправильного расчета поля ток превышает термическую стойкость изоляции и выводит из строя кабель. На рисунке 1 представлены возможные повреждения кабеля ОКСН, который не выдерживает наведенный на него потенциал.

Если оптический кабель располагается на двухцепных воздушных линиях, у которых электрическое поле зависит от расположения фаз, то потенциал наводимый на оптический кабель в различных случаях будет

зависеть от конфигурации ВЛ. Поэтому на стадии проектирования двухцепных ВЛ мы можем влиять на картину наведенного потенциала.

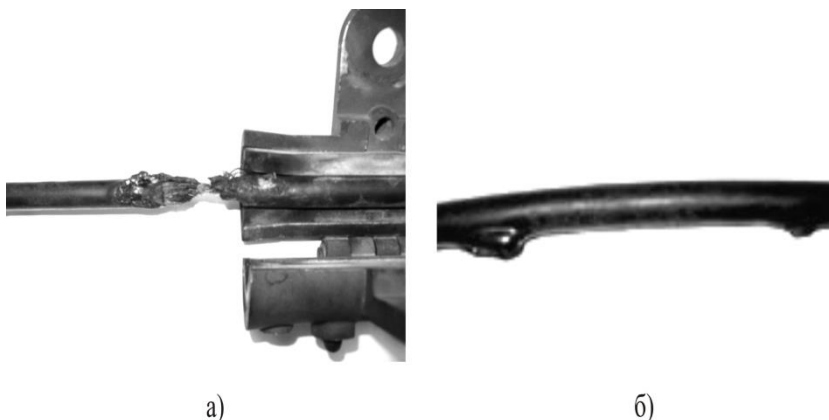


Рисунок 1 - Проявление деградации ВОК: а - обрыв ВОК в районе поддерживающего зажима; б - вздутие ВОК в пролете между опорами.

Задачей данной работы является расчет электрического поля созданного двухцепными воздушными линиями 110 кВ и 220 кВ, с целью нахождения оптимального места расположения ОКСН.

Все поля в том числе и наведенного потенциала являются трехмерными. Приближенное решение, с вполне достаточной точностью, может быть найдено путем сведения пространственной задачи к плоской, т.е. без учета изменения поля по одной из координат. В нашей задаче не будем учитывать изменения поля вдоль ВЛ. Для расчета наведенного потенциала используем простой пакет Elcut, который считает плоскую задачу.

У производителей обычной оболочки допустимый потенциал электрического поля не должен быть больше 12 кВ[2], а для усиленной не больше 25 кВ[2].

Были рассмотрены двухцепные ВЛ 110 и 220 кВ с различными вариантами опор и со всеми вариантами расположения фаз. На рисунке 2 представлены картины полей наведенного потенциала для ВЛ 220 кВ с опорой П220-2Т. На рисунке 3 картины полей для класса напряжения 110 кВ с опорой П110-2.

Исходя из полученных картин наведенного потенциала наложенного на типовые опоры двухцепных ВЛ (рисунки 2 и 3). Расположение фаз ABC-abc, ABC-bac и ABC-acb можно объединить одним выводом - небольшое число вариантов подвеса обычного оптического кабеля. Применение кабеля с усиленной изоляцией также ограничено.

Варианты ABC-cab и ABC-bca зеркальны друг другу. В центре опоры имеется большое пространство с потенциалом менее 12 кВ. Существует возможность подвеса усиленного кабеля на всем теле опоры. За счет этого выбор места подвеса ОКСН огромный.

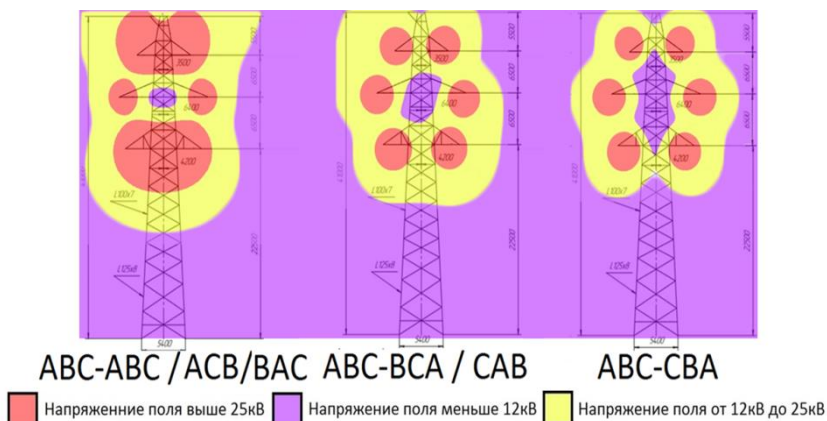
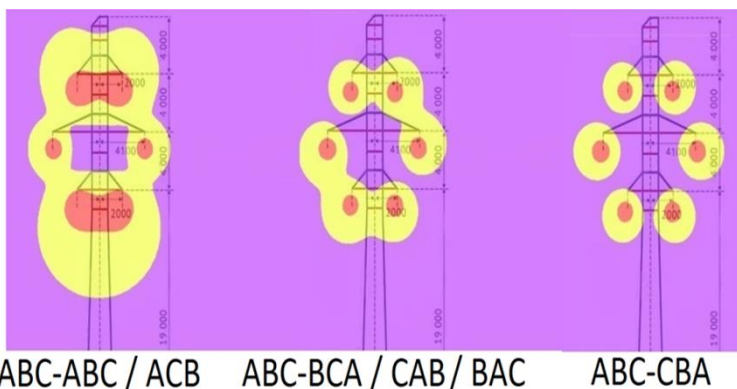


Рисунок 2 - Картины полей для разных расположений фаз ВЛ 220 кВ



Напряжение поля выше 25кВ
  Напряжение поля меньше 12кВ
  Напряжение поля от 12кВ до 25кВ

Рисунок 3 - Картины полей для разных расположений фаз ВЛ 110 кВ

Таким образом, получаем, что в рассмотренных случаях, наилучшим расположением фаз, с точки зрения количества мест крепления на опоре ВЛ под ОКСН, является вариант ABC-cba. Варианты ABC-cab и ABC-bca также можно считать приемлемыми. Расположение фаз ABC-bac и ABC-acb, а также стандартное ABC-abc является наихудшим с точки зрения подвеса оптического кабеля.

При исследовании влияния фазировки двухцепных ВЛ на электромагнитную совместимость с биосферой, пришли к выводу, что интенсивность электрических и магнитных полей по трассам двухцепных ВЛ, с вертикальным расположением фаз, существенно зависит от расположения проводов цепей[3]. Наиболее неблагоприятной, с точки зрения минимального влияния ВЛ на биосферу, является стандартная фазировка ABC-abc [3]. Наиболее благоприятной — ABC-cba, что и в нашем случае с выбором места расположения ОКСН. Необходимо закладывать именно расположение фаз ABC-cba для двухцепных ВЛ при проектировании.

#### Литература:

- 1.СТО.Технологическая связь. Правила проектирования, строительства и эксплуатации ВОЛС на воздушных линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше. Утв. 21.05.2014
- 2.Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях 110 кВ и

выше[Электронный ресурс] // Режим доступа <http://izmerls.ru/orp/ep5.html>

3.Электромагнитная совместимость воздушных, подземных и подводных линий электропередачи высокого напряжения с биосферой и окружающей средой: монография / К.П. Кадомская, С.А. Кондаков, Ю.А. Лавров, С.С. Шевченко. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007.- 119с. (“Монографии НГТУ”)

## **ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ РАЗЛИЧНЫЕ КОНСТРУКЦИИ ГРОЗОТРОСОВ**

**Н. А. Мезенцева, И.А. Фомина**

**Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, [nmezenceva1999@gmail.com](mailto:nmezenceva1999@gmail.com)**

*Грозозащитный трос используется для предотвращения попадания разрядов молнии в воздушные линии электропередачи. Объектом изучения являются конструкции грозозащитных тросов и выявление наиболее совершенного из них.*

*Ground wire is used to prevent lightning in overhead power lines. The object of study are the design of ground wire and the identification of the most perfect of them.*

Начнем с определения, грозозащитный трос (ГТ) - элемент воздушной линии электропередачи (ВЛ), предназначенный для защиты ВЛ от прямых ударов молнии [1].

История применения стальных грозотросов на ВЛ начинается с конструкции ТК. Это многопроволочный канат, свитый из нескольких стальных проволок [2]. Трос данного типа активно применялся в 60-80-е года и использовался вплоть до начала 2000-х годов. Из-за своей конструкции он имеет большое гололедообразование, что значительно увеличивает массу грозотроса, следовательно, возрастают механические напряжения в материале, что ведет к его разрушению. .

В 2009 году вводят в эксплуатацию новый вид грозотроса МЗ. Его отличительной особенностью стало пластическое обжатие [3]. По сравнению с ТК трос МЗ имеет меньшее гололедообразование в силу своей конструкции, поэтому он более устойчив к разрушению. Имеет меньшее удлинение, что уменьшает стрелу провеса во время эксплуатации.

В 2011 году производится трос марки ГТК по технологии плакирования, то есть путем нанесения на поверхность проволоки, из которой изготовлен трос, тонкого слоя алюминия [4]. Основными преимуществами грозотросов на основе плакированной проволоки являются двукратная термическая и коррозионная стойкость, малый вес. Более стойкий к повышенным токам короткого замыкания, так как алюминий составляет 25% от всего сечения троса и соответственно обладает большей проводимостью.

Согласно СТО 56947007-29.060.50.015-2008, при протекании токов короткого замыкания грозотрос МЗ не должен нагреваться свыше 200°C, а тросы ГТК, не более 400°C [1]. При изучении данного вопроса были обнаружены исследования НТЦ "ФСК ЕЭС, которые показали, что при протекании тока 6,64 кА за 1 сек температура троса 11,1-МЗ-В-ОЖ-Н-Р составила более 580°C. Следствием нагрева троса до критических температур стало моментальное воспламенение смазки на поверхности троса, что привело к почернению троса. Абсолютно иная ситуация складывается при испытании ГТК. За счет вдвое большей электропроводности, чем у оцинкованного троса, при протекании токов КЗ нагрев троса составил 224°C, что не превышает допустимых значений. не привел ни к потемнению поверхности троса, ни к разрушениям защитного алюминиевого слоя [5].

Изучив подробно вышеперечисленные конструкции, наблюдаем ряд проблем, которые возникают в процессе эксплуатации. Их пытаются решить путем модернизации старых тросов, как мы видим это из истории применения грозотросов, так и переходом на принципиально новые конструкции.

В прошлом 2017 году началась разработка нового грозотроса CPW.

Наиболее важными свойствами, которыми он обладают являются:

Легкость, в 4-7 раз легче своих предшественников. Его масса позволяет осуществлять доставку даже легковым автомобилем (рисунок 1).





а)



б)

Рисунок 1 — Примеры барабанов для грозотросов а) для грозотроса CPW б) для традиционных тросов

Не подвержен коррозии;

Специальный графитизированный состав (обеспечивает водоотталкивающие свойства материала), который наносится на углеродное волокно при изготовлении троса CPW, позволяет значительно сократить количество, образующейся наледи и устраняет необходимость использования плавки гололеда на грозозащитных тросах [6].

Перейдем к сравнению характеристик российских грозотросов. Параметры сравнения:

- термостойкость;
- токи КЗ;
- сопротивление постоянному току;
- стойкость к коррозии.

Характеристики указаны в таблице 1 для грозотросов диаметром 9,1 мм (для грозотроса МЗ для диаметра 9,2 мм).

Таблица 1 - Сравнительная таблица

	ГТК	МЗ	ТК	CPW
масса, км/кг	333	544	475,5	80
срок службы	не менее	не менее	не менее	более 50

	45 лет	40 лет	20 лет	лет
стойкость к высоким температурам	до 400 °С	до 200 °С	до 300 °С	свыше 1000 °С
Ток КЗ за 1 сек. (сеч. 70 мм <sup>2</sup> ), кА	6,8	4,8	5,0	-
R пост.току при 20 °С, Ом/км	1,199	2,28	2,474	-

Сделаем вывод, что ГТК более совершенен, так как имеет меньшее сопротивление постоянному току, по сравнению со всеми остальными. Выдерживает большие токи КЗ. Более устойчив к высоким температурам.

При использовании грозотроса CPW будет наблюдаться существенная экономия на транспортных расходах и расходах по монтажу грозотроса за счет малого веса изделия. Данный трос продолжают испытывать. Пока он не имеет опыта в эксплуатации.

На данный момент вводят в массовую эксплуатацию МЗ, хотя он уступает по своим характеристикам ГТК.

#### Литература

1. СТО 56947007-29.060.50.015-2008 Грозозащитные тросы для воздушных линий электропередачи 35-750 кВ – Введ. 15.07.2008. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. – 16 с.
2. ГОСТ 3062-80 Канат одинарной свивки типа ЛК-О конструкции 1x7 (1+6). Сортамент = rope type ЛК-О construction 1x7 (1+6). Dimensions – Введ. 01-01-1982. – М.: Стандартиформ, 1980. – 5 с.
3. СТО 71915393-ТУ 062–2008 Канаты стальные (грозотрос) для защиты воздушных линий электропередачи от прямых ударов молнии — Введ. 11.02.2009 – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.– 9 с.
4. ТУ 3500-007-63976268-2011 Грозозащитные тросы коррозионно-стойкие (ГТК) – Введ. 08.06.2011. – М.: ООО "ЭМ-КАБЕЛЬ"2011.

5. Д.Р. Зотов. Какие грозозащитные тросы защищают наши ЛЭП? [Электронный ресурс]// Энергия единой сети: электрон. науч.-техн. журн. – №4 (33) – 2017. –URL: <https://emcable.ru/assets/files/articles/pdf/gtk-lep-sept.pdf>
6. <https://www.e-i-t.ru/cpw>

## **МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ГЕНЕРАТОРА С НЕСИММЕТРИЕЙ ФАЗНЫХ КОНТУРОВ СТАТОРА**

**Н. А. Митрофанов, Г. В. Глазырин**  
**Новосибирский государственный технический университет**  
**[n.a.mitrofanov27@gmail.com](mailto:n.a.mitrofanov27@gmail.com)**

*Рассматриваются переходные процессы синхронной машины, работающей на нагрузку со схемой соединения «треугольник». Предложен метод численного моделирования переходных процессов синхронной машины с возможностью учёта несимметрии обмотки статора.*

*Transient processes of a synchronous machine operating on a load with a "triangle" connection scheme are considered. A method is proposed for numerical simulation of the transient processes of a synchronous machine with the possibility of taking into account the asymmetry of the stator.*

Существующие программные пакеты моделирования переходных процессов в электроэнергетических системах, такие как MATLAB Simulink [2], PSCAD, Mustang, используют для описания электромагнитных процессов синхронной машины уравнения Парка–Горева [1] и, соответственно, не могут быть применены для расчета процессов в поврежденной синхронной машине с отличающимися параметрами фазных обмоток.

В результате исследования выведена система дифференциальных уравнений, описывающих переходные процессы трехфазной синхронной машины с учетом индивидуальных активных сопротивлений и индуктивностей обмоток. Так же произведено сравнение результатов моделирования переходных процессов синхронной машины, выполненного посредством библиотеки блоков SimPowerSystems, входящей в состав среды MATLAB Simulink, с результатами, полученными с помощью предложенного метода.

Рассмотрим синхронную машину, имеющую три фазных обмотки, контур возбуждения, а также одну продольную и одну поперечную демпферные обмотки.

Обозначим через  $u_\eta$  ( $\eta=a, b, c$ ) и  $u_f$  – мгновенные значения напряжений на фазных обмотках и обмотке возбуждения соответственно;  $i_\eta$  и  $i_f$  – мгновенные значения токов;  $\psi_\eta$  и  $\psi_f$  – результирующие потокосцепления обмоток;  $R_\eta$  и  $R_f$  – активные сопротивления фазных обмоток и обмотки возбуждения. Тогда дифференциальные уравнения равновесия э.д.с. и падений напряжений в контурах синхронной машины будут иметь вид [1]:

$$\begin{cases} u_\eta = -\frac{d\psi_\eta}{dt} - R_\eta i_\eta & (\eta=a, b, c); \\ u_f = \frac{d\psi_f}{dt} + R_f i_f. \end{cases} \quad (1)$$

Кроме того, систему дифференциальных уравнений (1) следует дополнить уравнениями равновесия э.д.с. и падений напряжений в демпферных контурах:

$$\begin{cases} 0 = -\frac{d\psi_{yd}}{dt} - R_{yd} i_{yd}; \\ 0 = -\frac{d\psi_{yq}}{dt} - R_{yq} i_{yq}. \end{cases} \quad (2)$$

где  $\psi_{yd}$  и  $\psi_{yq}$  – результирующие потокосцепления продольной и поперечной демпферных обмоток соответственно,  $R_{yd}$  и  $R_{yq}$  – их активные сопротивления,  $i_{yd}$  и  $i_{yq}$  – мгновенные значения токов в демпферных контурах.

Предлагаемый метод расчета переходных процессов основан на совместном решении уравнений (1) и (2), дополненных выражениями падений напряжений на сопротивлениях нагрузки. Такой подход делает возможным моделирование синхронной машины с различными параметрами фазных обмоток за счет описания электромагнитных процессов в каждой фазе отдельным дифференциальным уравнением.

Наиболее простая результирующая система дифференциальных уравнений получается в случае подключения нагрузки по схеме

«звезда» с нулевым проводом, не имеющим сопротивления [3]: достаточно выполнить замену  $u_\eta$  на  $L_{\text{нр.}\eta}(di_\eta/dt) + R_{\text{нр.}\eta}i_\eta$  в уравнении (1).

В действительности схемы выдачи мощности электростанций предусматривают работу генераторов с изолированной нейтралью (без нулевого провода). Как правило, генератор подключается к обмотке повышающего трансформатора, соединенной в «треугольник». Для точного расчета переходных процессов в таких схемах необходимо моделирование как генератора, так и трансформатора, что значительно усложняет математические выкладки. В работе рассмотрен случай работы генератора на автономную нагрузку, подключенную по схеме «треугольник» рисунок 1. В основу расчетов заложен алгоритм, предложенный [3].

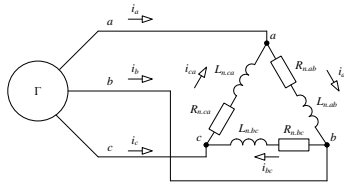


Рисунок 1 - Схема подключения нагрузки

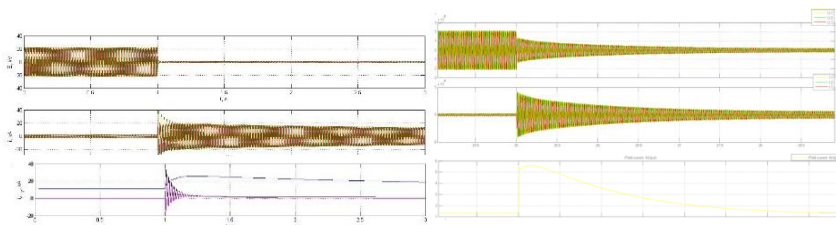
При расчете режимов работы генератора, работающего на автономную активно-индуктивную нагрузку, подключенную по схеме «треугольник» необходимо учесть следующие преобразования, в которых  $u_k$  ( $k=ab, bc, ca$ ) – мгновенные значения линейных напряжений на выводах синхронной машины;  $i_k$  – мгновенные значения линейных токов:

$$\begin{cases} u_{ab} = u_a - u_b; \\ u_{bc} = u_b - u_c; \\ u_{ca} = u_c - u_a; \end{cases} \quad \begin{cases} i_a = i_{ab} - i_{ca}; \\ i_b = i_{bc} - i_{ab}; \\ i_c = i_{ca} - i_{bc}. \end{cases}$$

Тогда уравнения равновесия э.д.с. и падений напряжений в контурах синхронной машины (1) будут определяться как:

$$\begin{cases} u_{ab} = -\frac{d\psi_{ab}}{dt} - (R_g a' i_a - R_g b' i_b); \\ u_{bc} = -\frac{d\psi_{bc}}{dt} - (R_g b' i_b - R_g c' i_c); \\ u_{ca} = -\frac{d\psi_{ca}}{dt} - (R_g c' i_c - R_g a' i_a), \end{cases} \quad (3)$$

где  $R_{g,\eta}$  ( $\eta=a,b,c$ ) – активное сопротивление контура фазной обмотки,



$u_k$  ( $k=ab, bc, ca$ ) – мгновенные значения линейных напряжений на выводах синхронной машины,  $\psi_{ij} = \psi_i - \psi_j$ .

В качестве примера для сравнения моделей выполнены расчеты переходных процессов генератора ТВВ-200-2АУЗ с полной симметрией фазных обмоток.

Работа генератора рассматривается нескольких режимах: в нормальном установившемся режиме под нагрузкой, в режиме холостого хода и трехфазного короткого замыкания на выводах генератора. Результаты расчетов трехфазного короткого замыкания на выводах генератора при моделировании численным методом и в среде Simulink приведены на рисунке 2

Из сравнения полученных результатов при трехфазном коротком замыкании на выводах генератора можно увидеть, что при численном методе моделирования амплитудное значение ударного тока короткого замыкания составляет  $i_y = 38.4$  кА. При моделировании генератора в среде MATLAB Simulink  $i_y = 40.9$  кА.

Рисунок 2 - Результаты расчетов численным методом (слева) и среде Simulink (справа) при трехфазном коротком замыкании.

Полученные в ходе исследования результаты сравнения расчетного метода и модели в среде MATLAB Simulink при работе с симметричными фазными контурами статора и без учета насыщения магнитной системы показали достоверность предлагаемого численного метода моделирования. Реализованная математическая модель дает возможность рассматривать влияние несимметрии фазных контуров статора и насыщения магнитной системы при моделировании синхронной машины. В перспективе метод позволит использовать результаты расчетов переходных процессов синхронной машины для

анализа работы и создания новых алгоритмов релейной защиты генераторов электростанций.

Литература:

1. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970, – 518 с.
2. Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB. SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс, 2008. –288 с.
3. Глазырин Г. В. Моделирование переходных процессов синхронной машины с несимметрией фазных обмоток статора// Вестник МЭИ. –2017. –№5. – С. 34–39.

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ АГРЕГАТОМ НИЗКОНАПОРНОЙ ГЭС**

**О.Б. Мосина, Г.В. Глазырин**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, olya17.04.1996@yandex.ru**

*В данной статье рассмотрен алгоритм АСУГ, а именно алгоритм АСУГ Новосибирской ГЭС. Производится исследование с целью изменения алгоритмов и устранению недостатков.*

*The article condisers Generator Automatic Control System (GACS) algorithm of Novosibirsk Hydro Power Plant. Conducted research provides detailed GACS analysis and proposes algorithm upgrade.*

Гидроэнергетическое оборудование современных крупных ГЭС обычно полностью автоматизировано. Все операции по пуску и останову (нормальному и аварийному), а также большинство функций по оперативному обслуживанию работающих агрегатов выполняются без участия дежурного персонала [1] автоматизированной системой управления. Ручное управление гидроагрегатом сводится к подаче команд автоматического пуска или останова, а также изменения нагрузки или режима работы, после чего все промежуточные операции выполняются автоматизированной системой управления генератором (АСУГ) в необходимой последовательности автоматически.

Основными функциями АСУГ являются:

- выполнение операций, связанных с режимом работы (пуск, останов, перевод в режим синхронного компенсатора и др.);

- контроль состояния агрегата, обеспечивающий своевременное обнаружение неисправностей;
- выполнение необходимых противоаварийных мероприятий в случаях неисправности агрегата или нарушения работы энергосистемы.

На данный момент алгоритмы АСУГ не регламентируются нормативными документами, и разрабатываются для каждой ГЭС индивидуально с участием персонала станции. При этом неизбежно появление неточностей алгоритмов, когда в нестандартных аварийных ситуациях АСУГ выдает неоптимальные или даже способствующие развитию аварии управляющие воздействия.

Например, в АСУГ Новосибирской ГЭС предусмотрены функции формирования аварийного состояния агрегата и автоматического останова. Аварийное состояние агрегата фиксируется, в частности, при снижении уровня масла в маслонапорной установке (МНУ); соответствующий алгоритм приведен на рисунке 1. По факту выявления аварийного состояния агрегата запускается алгоритм аварийного останова, в соответствии с которым подается сигнал на отключение генераторного выключателя и сигнал в регулятор частоты вращения на закрытие направляющего аппарата. При этом оказывается возможна ситуация, когда объем масла в МНУ недостаточен для закрытия направляющего аппарата, и агрегат, отключенный от сети, будет длительно работать на повышенных (угонных) оборотах.



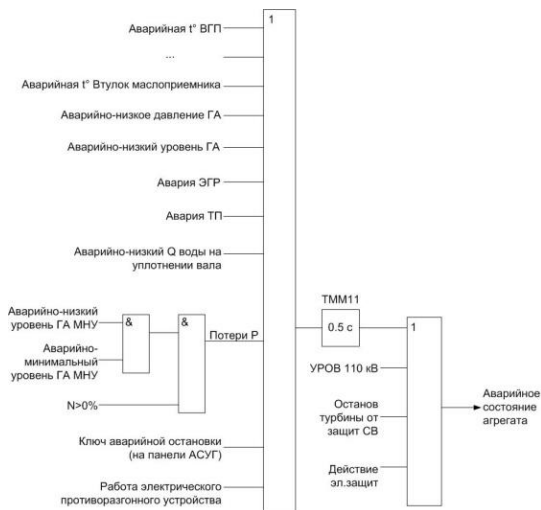


Рисунок 1- Алгоритм аварийного состояния агрегата

Целью работы является совершенствование алгоритмов автоматизированного управления агрегатами ГЭС.

Для достижения цели предполагается решить следующие задачи:

1. выявление недостатков в существующих алгоритмах управления;
2. выработка рекомендаций по изменению алгоритмов с целью устранения недостатков;
3. опробование модернизированных алгоритмов в АСУГ Новосибирской ГЭС.

Для алгоритма формирования аварийного состояния агрегата в АСУГ Новосибирской ГЭС необходимо выделить события, при которых отключение генератора от сети не приводит к устранению аварии, а повышение частоты вращения может оказаться длительным или привести к развитию дефекта. Предварительно к этой группе событий следует отнести падение уровня масла МНУ и неисправности генераторных подшипников (повышение их температуры или вибрации). Для таких событий следует предусмотреть отдельный вид аварийного останова, при котором сначала за счет закрытия направляющего аппарата снижается до нуля выдаваемая в сеть активная мощность, и только потом отключается генераторный выключатель.

Литература:

1. Гончаров А.Н. Гидроэнергетическое оборудование гидроэлектростанций и его монтаж. Издание второе. – М.: Энергия. – 1972. – 319 с.
2. Брызгалов В.И., Гордон Л.А. Гидроэлектростанции : учеб. пособие/ Красноярск: ИПЦКГТУ, 2002. – 541с.
3. Обрезков В.И. Гидроэнергетика – М.: Энергоиздат, 1981.–608с.

## **АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ, БЫСТРОДЕЙСТВИЯ И СЕЛЕКТИВНОСТИ УСТРОЙСТВ РЗА НА РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ ДВУХЦЕПНЫХ КВЛ 110КВ С ОТПАЙКАМИ НОВОСИБИРСКАЯ ТЭЦ-4 -ПРАВОБЕРЕЖНАЯ**

**А.Г. Орлов, Б.В. Барышев, А.С. Трофимов**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, alexandrlovv@gmail.com**

*Объектом исследования является канал связи между защитами, который выполняет важную роль в обеспечении абсолютной селективности высокочастотных защит, установленных на разных концах защищаемой линии.*

*В работе для достижения поставленной цели выполнено: проанализированы алгоритмы работы высокочастотных защит на разной элементной базе, составлено формальное описание выполнения функции релейной защиты в режимах её функционирования, составлены математические модели функционирования каналов связи релейной защиты, получены аналитические выражения для показателей надежности каналов связи, а также вычислены значения коэффициентов неготовности каналов связи релейной защиты.*

*The object of the research is the communication channel between protections, which plays an important role in ensuring the absolute selectivity of high-frequency protections installed at different ends of the protected line.*

*In order to achieve this goal, the following was performed: the algorithms of high-frequency protection on different components were analyzed, a formal description of the performance of the relay protection function in its operation modes was compiled, mathematical models of the relay protection channels functioning were compiled, analytical expressions for the communication channel reliability indicators were obtained, and values of unavailability factors of communication channels of relay protection were calculated.*

В конце 2014 года в России начала формироваться Национальная технологическая инициатива (НТИ). Одним из направлений НТИ



линий. Могут применяться как для защиты линий с ответвлениями, так и без ответвлений. При КЗ вне защищаемой линии ДФЗ не работает, поэтому в качестве резервной защиты не может быть использована. Принцип действия ДФЗ основан на сравнении направления тока по концам защищаемой линии: при коротких замыканиях на линии токи на каждом конце будут направлены от шин в линию, а угол между ними будет близок к  $0^\circ$ , при коротких замыканиях вне линии угол будет близок к  $180^\circ$ . В качестве объекта исследования выбраны параллельные линии Новосибирской энергосистемы С-1, С-2 (ВЛ 110кВ Новосибирская ТЭЦ-4 – Правобережная I цепь с отпайками, ВЛ 110кВ Новосибирская ТЭЦ-4 – Правобережная II цепь с отпайками).

Для обеспечения абсолютной селективности важную роль выполняет канал связи между защитами, установленными на разных концах линии, который используется для обмена данными между комплектами. В настоящее время для организации связи между реле используют 2 различные технологии: передача высокочастотного сигнала по линии, передача цифрового сигнала по оптоволоконной линии.

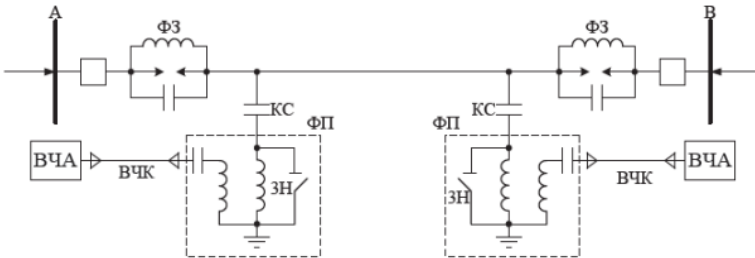


Рисунок 2 – Высокочастотный канал связи

В качестве метода исследования выбран метод цепей Маркова. Преимущества выбранного метода:

- 1) Позволяет определять вероятность нахождения в состоянии при любом моменте времени (вероятность представляется функцией, зависящей от времени).
- 2) Учитывает ограниченность восстановления (ограниченное число бригад, которые могут производить восстановление функций, например, при поломке сразу нескольких устройств).
- 3) Позволяет учитывать, как случайные проверки, так и регулярные.

Математические модели каналов связи высокочастотных защит позволили получить аналитические выражения для вычисления показателей надежности и вероятностных характеристик отказов в функционировании. В работе выполнен расчет уставок направленной защиты нулевой последовательности на электромеханической базе (панель ЭПЗ-1643) и на микропроцессорной базе (панель ШЭ2607 083). В настоящее время в России широко распространены дифференциальные защиты линий, использующие высокочастотные сигналы для связи между полуккомплектами. Выпуском защит на микропроцессорной элементной базе занимаются многие производители, но до сих пор остались в использовании защиты на электромеханической и микроэлектронной элементных базах. В дальнейшем планируется совершенствование математических моделей для оценки чувствительности, быстродействия и селективности устройств РЗА.

#### Литература:

1. Щеглов А.И. Релейная защита электрических сетей: учеб. пособие / А.И. Щеглов, А.В. Белоглазов; Новосиб. гос. техн. ун-т. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2015. – 144 с.
2. Дорохин Е.Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики. Техническое обслуживание устройств релейной защиты: практ. Пообие Краснодар: Совет. Кубань, 2006. – 448 с.
3. Приемопередатчик высокочастотных защит универсальный ПВЗУ-Е: руководство по эксплуатации УСК.102.000.00РЭ.: Екатеринбург: 2015. – 94 с.
4. Трофимов А.С., Зеленцов Б.П. Модель функционирования релейной защиты энергосистем [Текст] / А.С. Трофимов, Б.П. Зеленцов // Электроэнергия. Передача и распределение – 2016. – № 6. – С. 110-114.

# ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ТВЕРДОЙ ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО СТЕПЕНИ ПОЛИМЕРИЗАЦИИ

**И.Д. Осипенко, Н.В. Силин**

**Дальневосточный федеральный университет,  
г. Владивосток, osipenko.ivan@yandex.ru**

*В работе представлен краткий обзор имеющегося опыта мониторинга состояния твердой изоляции силовых трансформаторов по степени полимеризации. Рассмотрен новый подход к оценке состояния изоляции на основе малых и предельно малых концентраций веществ и соединений.*

*The paper presents a brief review of the experience gained in monitoring the state of solid insulation of power transformers according to the degree of polymerization. A new approach to assessing the state of the insulation based on small and extremely small concentrations of substances and compounds is considered.*

Изоляция силовых трансформаторов с металлическим баком разделяется на внешнюю (воздушный промежуток между вводами, между вводами и заземленным баком) и внутреннюю (изоляционные элементы внутри бака). Объектом исследования является внутренняя изоляция, что обусловлено сложностью оценки её состояния в условиях эксплуатации. Внутренняя изоляция разделяется на главную (между обмотками, между обмотками и баком, между обмотками и магнитопроводом) и продольную (между витками и катушками одной обмотки) [1]. Одним из основных элементов, определяющих срок службы силового маслонаполненного трансформатора, является его главная изоляция, которая в подавляющем большинстве конструкций состоит из различных марок трансформаторного масла и бумаг на основе целлюлозы. Изоляционная бумага в длительно эксплуатируемом трансформаторе не может быть заменена без полного ремонта обмоток трансформатора, в отличие от масла, которое можно либо заменить, либо регенерировать при необходимости. Это обстоятельство обуславливает тот факт, что срок службы силового трансформатора в большей степени зависит от состояния его твердой изоляции.

В процессе эксплуатации изоляция подвергается воздействию рабочего напряжения, кратковременных грозовых и коммутационных перенапряжений, механических нагрузок, атмосферных явлений, что приводит к её старению, т.е. ухудшению диэлектрических свойств. В настоящее время широко используются неразрушающие методы контроля изоляции: измерение сопротивления изоляции или сквозной проводимости, угла диэлектрических потерь, регистрация и анализ

частичных разрядов. На современном этапе, с развитием информационно-измерительной техники создают новые способы оценки состояния изоляции, некоторые из которых базируются на исследовании физико-химических процессов в диэлектрических структурах. В частности, определяют степень полимеризации в твердых диэлектриках (электротехнический картон) по таким показателям, как концентрация газов, коэффициент отражения, координаты цветности и др.

Повышенное внимание к такому показателю, как степень полимеризации (СП), обусловлено тем, что она характеризует прочность твердого диэлектрика-полимера, состоящего из  $n$  числа мономеров. Число  $n$  и есть степень полимеризации. Полимером является целлюлоза, из которой производят электротехнические сорта бумаг. Для новой бумаги значение СП, как правило, составляет 1000–1300. По мере старения бумаги связи между соседними мономерами разрываются, СП уменьшается, приводя к хрупкости бумаги. Бумага со значением СП, близким к 200, непригодна в качестве твердого изоляционного материала, так как ее устойчивость к механическим напряжениям сильно снижается.

Козловым В.К., Сабитовым А.Х., Низамутдиновым Б.Р. предложен экспресс-метод определения СП бумажно-масляной изоляции трансформаторов путем определения спектров отражения на длинах волн порядка 650-655 нм [2]. Суть метода состоит в том, что источник 4 и приёмник 5 излучения посредством оптоволоконных кабелей 3 соответственно осуществляют освещение бумажной изоляции обмотки 2 и прием отраженного от нее излучения, 1 – корпус трансформатора (рисунок 1). По результатам вычисления коэффициента отражения делают заключение о состоянии бумажной изоляции трансформатора.

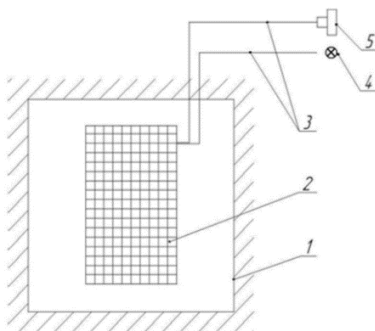


Рисунок 1 – Экспресс-метод

Величину СП определяют с помощью графика, отражающего зависимость СП от коэффициента отражения (рисунок 2).

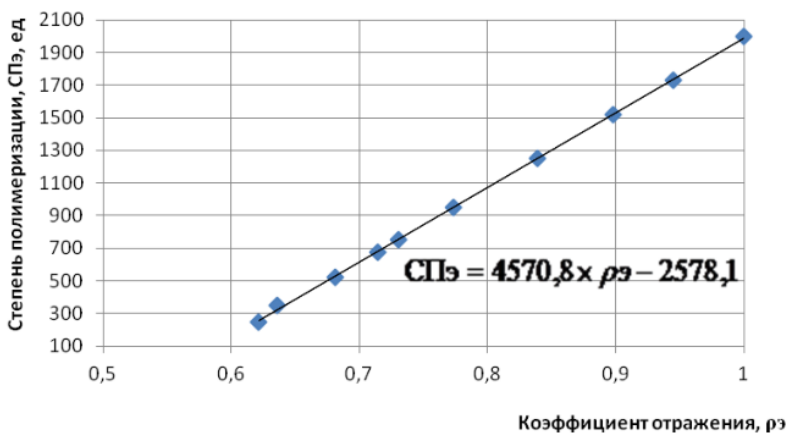


Рисунок 2 – Зависимость СП от коэффициента отражения электрокартона на длине волны 650 нм

Такой метод позволяет с достаточной степенью точности определять СП изоляции, не прибегая к химическому способу, который является достаточно трудоемким.

Этой же группой ученых предложен метод определения СП по значениям координат цветности изоляции. Этот метод базируется на



экспериментальных данных, устанавливающих линейную зависимость между координатами цветности  $x$ ,  $y$ ,  $z$  электротехнического картона и его износом (СП): по мере износа бумаги координаты  $x$  и  $y$  увеличиваются, а  $z$  – уменьшается [3]. Об изменении цвета изоляции в процессе эксплуатации известно довольно давно, однако цветовая координатная система позволяет оценивать цвет численно, а не визуально, что определяет практическое значение метода. Тем не менее этот метод имеет некоторые недостатки: малый динамический диапазон измеряемых величин координат цветности и точность определения СП [2].

Одним из наиболее перспективных направлений в настоящее время является исследование состояния изоляции по физико-химическим изменениям в её структуре на уровне малых и предельно малых концентраций веществ и соединений. Это обусловлено тем, что в изоляции в результате эксплуатационных воздействий выделяются такие газы, как метан, этан, этилен, ацетилен, водород, а также фурановые производные, вода, кислоты, спирты, способные служить диагностической информацией о процессах деградации изоляции. Однако, для формирования новых маркеров, отражающих состояние изоляции и обладающих детерминированной диагностической ценностью, необходимо решить ряд проблем. Например, некоторые газы не дают точной информации об остаточном сроке службы трансформатора, а появление этих веществ в изоляции не может однозначно свидетельствовать о её старении. На скорость образования фурановых производных влияет множество факторов, таких как температура, конструкция трансформатора, тип бумаги, различное влагосодержание, присутствие кислорода, распределение фуранов между маслом и бумагой, а также результаты проведения работ по техническому обслуживанию, а именно, регенерации или замене масла. Поэтому крайне важно проводить исследования по выявлению новых характерных веществ (веществ-маркеров), установлению линейной зависимости между степенью полимеризации и малыми и предельно малыми концентрациями веществ-маркеров, способных дать точный временной диапазон остаточного срока службы трансформатора и решить другие перечисленные проблемы. Такой подход позволит создать перечень информативных параметров, напрямую связанных со структурными изменениями изоляционных материалов и перейти на новый качественный уровень выявления различных дефектов, в том

числе сформировать технологию прогнозирования нормальной эксплуатации оборудования.

Литература:

1. Шаров Ю.В., Хорольский В.Я., Таранов М.А., Шемякин В.Н. Электроэнергетика: учебное пособие. – М.: ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. – 384 с.
2. Патент RU 2535874 С2, МПК H02H 5/04 (2006.01) Российская Федерация. Способ определения качества бумажной изоляции трансформатора / В.К. Козлов, А.Х. Сабитов, Б.Р. Низамутдинов. - № 2013108547/07; заявл. 10.09.2014; опубл. 20.12.2014, Бюл. № 35. – 6 с.: ил.
3. В.К. Козлов, А.Х. Сабитов, В.Н. Енюшин. Диагностика состояния бумажной изоляции маслонеполненного оборудования [Электронный ресурс] // Проблемы энергетики: электрон. науч.-техн. журн. - №5-6. - 2010. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/diagnostika-sostoyaniya-bumazhnoy-izolyatsii-maslonapolnennogo-oborudovaniya> (дата обращения: 10.10.2018).

## **СТАТИСТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЗРЯДНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ВОЗДУШНЫХ ПРОМЕЖУТКОВ РАЗЛИЧНОЙ КОНФИГУРАЦИИ**

**М.Р. Отузбаев, И.А. Сабадаш, Н.В. Щеглов**

**Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, otuzbaev-m@mail.ru, inna\_sabadash@mail.ru**

*Рассмотрены статистические характеристики пробивных напряжений воздушных промежутков различной конфигурации, которые встречаются на воздушных линиях электропередачи и подстанциях. Знание законов распределения электрической прочности изоляции и воздействующих напряжений позволяет оптимизировать габариты воздушных линий и подстанций.*

*The statistical characteristics of discharge voltages of air gaps of different configurations considered that are found on the overhead transmission lines and substations. The knowledge of distribution laws of the electrical strength of the insulation and the applied voltages makes it possible to optimize the dimensions of overhead lines and substations.*

Разрядные явления имеют статистическую природу. Следовательно, параметры, характеризующие поведение диэлектрика, должны обрабатываться статистическими методами. Процедуры испытаний, принятые для определения параметров, характеризующих поведение диэлектрика, как правило, основаны на повторяющихся воздействиях на диэлектрик и соответствующих оценок результатов. В качестве диэлектрика наиболее подходящим для исследования является воздух, так как при приложении напряжения или разряда в нем не происходит никаких изменений (обладает свойством самовосстановления).

Основной представляющей интерес характеристикой диэлектрика является напряжение пробоя, при котором материал теряет электрическую прочность. Однако из-за случайного характера физических процессов, которые приводят к пробую, одно и то же напряжение необходимо прикладывать несколько раз при одних и тех же условиях.

Пробои в воздушных промежутках связаны с огромным числом микропроцессов, которые в большей степени имеют случайный характер из-за различных факторов: расположение молекул, наличие пылинок в газе, действие внешних ионизаторов и пр..

Разброс опытных точек разрядных напряжений в газовых промежутках подчиняется, так называемому, нормальному закону распределения, поэтому при описании функций распределения используют соответствующие параметры: математическое ожидание, дисперсию, коэффициент вариации.

Таблица 1 – Параметры функции распределения

Мат. ожидание	Дисперсия	Коэф-нт вариации
$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$	$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}$	$v = \frac{\sigma}{\bar{x}}$

Практически возможное отклонение разрядного напряжения от среднего значения разрядного напряжения не превышает  $\pm 3\sigma$ . Соответствующие границы могут рассматриваться в качестве верхней и нижней огибающей области опытных точек. Зачастую верхняя и нижняя границы разрядного напряжения принимаются равными  $\pm 2\sigma$ .

Определение разрядных напряжений всех типов промежутков производится на установке, схема которой показана на рисунке 1.

Установка позволяет проводить испытания на переменном напряжении. Напряжение на разрядном промежутке измеряется вольтметром (V) с учётом коэффициента трансформации трансформатора ( $K_{тр} = 500$ ) (таблица 2).

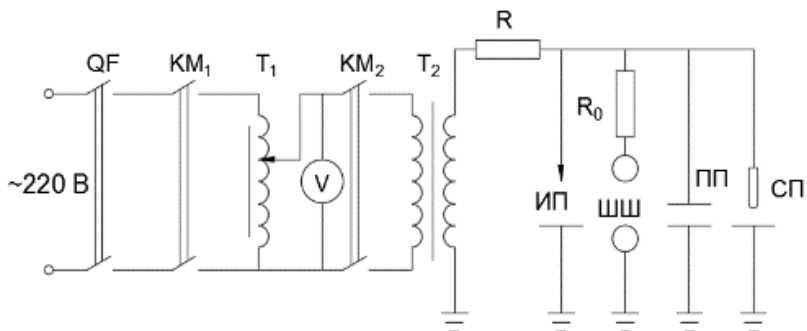


Рисунок 1 – Принципиальная схема испытательной установки переменного тока: QF – автоматический выключатель; KM1, KM2 – контакторы; T1 – регулировочный трансформатор; T2 – испытательный трансформатор.

Таблица 2 – Паспортные данные T2

Тип	ИОМ 100/25-73У3		
$f$ , Гц	50	$K_{тр}$	100000/200
Число фаз	1	$S_{ном}$ , кВ·А	25
Охл.	ест. масл.	$U_{к}$ , %	14,3

Рассмотрим промежутки следующих конфигураций:

**Плоскость – плоскость (ПП)** является примером промежутка с симметричным равномерным полем, для которого напряженность в любой точке промежутка одинакова. И в этом промежутке ионизация возникает, когда напряженность поля достигает своей критической величины. Возникновение ионизации во всех точках промежутка является пробоем этого промежутка.

**Шар – шар (ШШ)** является типовым промежутком со слабонервномерным полем. Установлено, что для соблюдения точности измерений в пределах  $\pm 3\%$  максимально допустимое значение

отношения  $S/D$  ( $D$ -диаметр шара) при измерениях не должно превышать 0,5. В ходе эмпирических исследований использовался шар диаметром – 12,5 см. Данный воздушный промежуток широко используется для измерения максимальных значений напряжения.

Промежуток **стержень – плоскость (СП)** является типичным промежутком с несимметричным резконеавномерным полем. Разряд начинается в области максимальной напряженности поля (у стержня). Данный промежуток может быть использован при оценке прочности, несимметричных конструкций (например, между проводом и землей)

**Игла – плоскость (ИП)** также является примером промежутка с резконеавномерным полем и процесс развития разряда аналогичен промежутку стержень – плоскость, т.к. площадь плоскости намного больше площади второго электрода, в данном случае иглы, а в сравнении с промежутком стержень – плоскость обладает большей кривизной электрода.

Также отметим, что на практике чаще применяют промежутки ШШ и СП, а промежутки ИП и ПП не наши применения из-за трудности изготовления электродов, но были рассмотрены экспериментально для наглядного подтверждения того, что развитие разряда (в воздушных промежутках) происходит по нормальному закону распределения.

Вышеперечисленные конфигурации испытывались при расстоянии между электродами 4 см., и количестве измерений равном 20-ти для каждого промежутка. После замеров была проведена математическая обработка, в ходе которой были построены графики на вероятностной сетке (рисунок 2) и посчитаны параметры функций распределения (таблица 3).

Результаты экспериментальных данных показывают, что полученные значения пробивных напряжений подчиняются нормальному закону распределения. Характерный изоляционный промежуток стержень – плоскость имеет коэффициент вариации  $v = 0,03$ , что позволяет значения разрядных характеристик использовать при оценке других типов промежутков, имеющих место на воздушных линиях и подстанциях.

Таблица 3 – Результаты математической обработки

	СП	ПП	ИП	ШШ
$\bar{x}$ , кВ	30,1	17,575	30,675	74,75
$\sigma$ , кВ	0,852	2,778	1,259	0,819
$\nu$	0,028	0,158	0,041	0,011

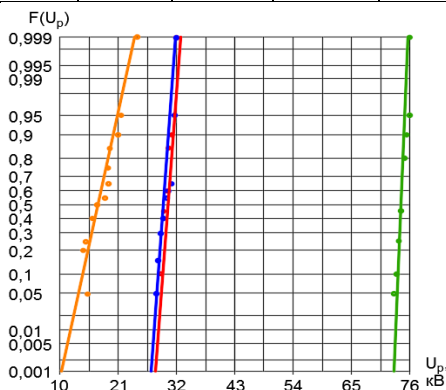


Рисунок 2 – Функции распределения разрядных напряжений  
(1 – ПП, 2 – ШШ, 3 – СП, 4 – ИП)

Полученные результаты используются в учебном процессе при практическом изучении электрической прочности воздушных промежутков различной конфигурации.

Литература:

1. Долгинов А.И. Техника высоких напряжений в электроэнергетике. – М.: Энергия, 1968. – 464 с.
2. Александров Г.Н., Иванов В.Л., Кадомская К.П. и др. Техника высоких напряжений. – М.: Высш. школа, 1973. – 528 с.
3. Техника и электрофизика высоких напряжений. Пер. с англ.: Учебно-справочное руководство / Е. Куффель, В. Цаенгль, Дж. Куффель – Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2011. – 520 с.

## МЕТОДИКА ПРИГОТОВЛЕНИЯ ОБРАЗЦОВ ИЗ «ЖИДКОЙ ИЗОЛЕНТЫ» SCOTCH 1601 ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЕЁ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

**В.С. Панкова, И.А.Фомина**

**Новосибирский Государственный Технический Университет,  
г. Новосибирск, [violetta19988@mail.ru](mailto:violetta19988@mail.ru)**

*Разработка методики создания образцов из затвердевающего жидкого диэлектрика «жидкой изоленты» SCOTCH 1601 с целью определения её электрических характеристик. Приведены различные варианты создания образцов.*

*Development of a technique of creation of samples from the solidifying liquid dielectric of "a liquid electrical tape" SCOTCH 1601 for the purpose of definition of its electric characteristics. Various options for creating samples are provided.*

В настоящее время всё более широкое распространение получают новые виды изоляции. В данной работе рассмотрена «жидкая изолента» SCOTCH 1601 производства Германии. Это бесцветное изолирующее покрытие для защиты электрических контактов коммутационных и распределительных устройств, переключателей и других электротехнических деталей. Аэрозоль изготовлен на основе алкидного полимера. При нанесении на поверхность он «твердеет» и образует гибкую и прочную пленку, которая обладает прекрасным сцеплением с различными материалами, такими как металл, стекло, пластик, дерево и др.[1].

Для данного вида изоляции не представлены технические условия, из которых можно было бы произвести оценку ее электроизоляционных свойств, таких как диэлектрическая проницаемость и электрическая прочность. В связи с этим решено было провести испытания «жидкой изоленты». При изучении методик проведения испытаний по данным характеристикам, которые расписаны в ГОСТ 6433.3-71 и ГОСТ 22372-77, было выявлено, что не существует, утверждённых методик изготовления образцов для испытаний затвердевающих диэлектриков [2].

В первую очередь для того, чтобы начать испытания материала, необходимо изготовить соответствующий образец. Для приготовления образцов из «жидкой изоленты» SCOTCH 1601, было принято решение наносить её на твердые ровные поверхности различных материалов.

На начальном этапе предполагалось отсоединение данного материала от поверхности, но на практике сделать это оказалось

невозможным, так как материал обладает высокой адгезией. Также было замечено, что при нанесении на твердые материалы “жидкая изоляция” распределяется неравномерно (рисунок 1, а).



а)



б)

Рисунок - 1 Примеры образцов “жидкой изолянт”. а - материал на стеклотекстолите, б-материал на стальной пластине.

В связи с невозможностью отсоединения цельным, равномерным образцом твердой изоляции, были рассмотрены альтернативные возможности испытания данной изоляции. Рассматриваемый изоляционный материал был схож по своим характеристикам с лаками. Повторно обратившись к ГОСТу [2] по методикам испытания лаков, было выявлено допущение нанесения таких видов изоляции непосредственно на металлические электроды. По итогу был изготовлен металлический электрод, на который был нанесен аэрозоль SCOTCH 1601 (рисунок 1,б).

Получив опытный образец, потребовались доказательства приравнивания аэрозоля на основе алкидного полимера к изоляции типа лаков. Исследования показали, что необходимы дополнительные опыты по составу и виду изоляции для уточнения электрических характеристик.

Проведя первые эксперименты, пришли к выводу, что не так просто провести испытания нового вида изоляции. Проблемы возникают, как на этапе приготовления образцов, так и на этапе точного определения типа изоляции и по каким параметрам ее требуется правильно испытывать. Поэтому данные исследования актуальны и будут продолжены.

#### Литература:

1. <https://www.chipdip.ru/product/scotch-1601-2>



2. ГОСТ 6433.3-71\*. Материалы электроизоляционные твердые. Методы определения электрической прочности при переменном (частоты 50 Гц) и постоянном напряжении. М.: Издательство стандартов, 1994.
3. ГОСТ 22372-77. Материалы диэлектрические. Метод определения диэлектрической проницаемости и тангенса угла диэлектрических потерь в диапазоне частот от 100 до  $5 \cdot 10^6$  Гц (с Изменением N 1). М.: Издательство стандартов, 1979

## **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЭЦ В СЛУЧАЕ УСТАНОВКИ ГТУ**

**Ю.В. Петрова, А.В. Белоглазов**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, yula2014petrova@yandex.ru**

*В настоящее время активно ведутся работы по строительству новых электрических станций и подстанций, а также по реконструкции и модернизации уже работающих. Модернизация может быть направлена на увеличение мощности, увеличение коэффициента полезного действия, увеличение регулирующей способности и улучшение других показателей работы станции. Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) обеспечивает потребителей не только электрической, но и тепловой энергией, что обуславливает особые режимы работы данной станции. Существенными недостатками ТЭЦ являются дороговизна электроэнергии и низкая маневренность. В данной работе выполнен проект электрической части ТЭЦ 566 МВт, а также осуществлена модернизация станции, обеспечивающая увеличение вырабатываемой мощности и высокую маневренность путем оснащения станции газотурбинными установками.*

*Now works on construction of new power stations and substations and also on reconstruction and modernization of already working are actively conducted. Modernization can be directed to increase in power, increase in efficiency, increase in the regulating ability and improvement of other indicators of work of the station. The combined heat and power plant (CHP) provides consumers not only electric, but also thermal energy that causes specific modes of work of this station. Essential shortcomings of combined heat and power plant are the high cost of the electric power and low maneuverability. In this work the project of an electric part of combined heat and power plant of 566 MW is executed and also the modernization of*

*the station providing increase in the generate power and high maneuverability by equipment of the station with gas-turbine installations is carried out.*

**Введение.** Основной целью работы является исследование и проработка всех аспектов полного цикла проектирования электрической части тепловой электрической станции, рассмотрение особенностей расчета электрических цепей и выбор необходимого электрооборудования с учетом его режимов функционирования, а также разработка технических решений по модернизации электрической части тепловой электрической станции.

Модернизация ТЭЦ путём оснащения ГТУ позволяет решить задачи по увеличению генерируемой электрической и тепловой мощности станции, по увеличению электрического КПД, по увеличению маневренности и регулирующих способностей станции.

Помимо электрической энергии, ТЭЦ производит тепловую энергию для централизованных систем теплоснабжения. Для сокращения потерь тепла при передаче ТЭЦ размещается вблизи потребителей.

### **Цикл проектирования электрической части ТЭЦ**

Исходными данными для определения состава оборудования станции являются количество и активная мощность генераторов, напряжения генераторной сети и распределительного устройства высокого напряжения, количество линий связи станции с системой, параметры местной нагрузки потребителей.

Главными задачами модернизации в данной работе является увеличение генерируемой электрической мощности станции, маневренности и регулирующих способностей станции. Согласно условию модернизации по увеличению мощности на 140-150 МВт определено, что требуется дополнительная установка трёх блоков, в качестве которых предложены ГТУ по 48 МВт.

Начальным этапом проработки аспектов проектирования электрической части ТЭЦ является выбор структурной схемы, которая определяет трансформаторные соединения генераторов и распределительных устройств высокого напряжения. При анализе исходных данных подбираются варианты схем, для которых затем производится технико-экономический расчет. Варианты структурных схем представлены на рисунках 1(а) и 1(б).

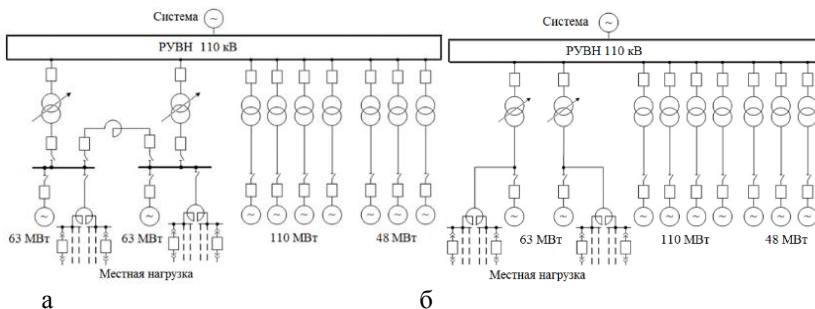


Рисунок 1 - Структурные схемы ТЭЦ с ГРУ (а) и блочной ТЭЦ (б)

На этом же этапе производится выбор основного оборудования: генераторов и трансформаторов. И также следует отметить, что структурные схемы уже включают в себя блоки с ГТУ.

Анализ перетоков мощности по линиям связи станции с системой позволяет определить максимальный ток в линии. При оснащении станции дополнительными источниками мощности максимальный ток в линиях связи превышает длительно-допустимый ток. Поэтому для обеспечения надежного питания недостаточно существующих двухцепных линий. Для снижения перетоков мощности в линиях принято решение о сооружении дополнительной одноцепной линии.

Технико-экономический расчет позволяет произвести экономическое обоснование выбора варианта структурной схемы ТЭЦ с наименьшим значением полных приведенных.

Полные затраты определяются следующим образом:

$$Z_i = I_i + E_n K_i + V_i$$

где  $i=1,2$  - варианты структурной схемы станции;  $I_i$  – годовые издержки, эксплуатационные расходы производства варианта станции, руб./год;  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений (1/год), в рамках расчета в области электроэнергетики  $E_n = 0,12$ ;  $K_i$  – капиталовложения в электроустановки, используемые на ТЭЦ, руб.;  $V_i$  – ущерб, руб./год, в случае, когда отсутствуют сведения о данных ущерба, принимается решение не учитывать этот параметр.

Годовые издержки определяются суммой амортизационных отчислений  $I_a$ , издержек на обслуживание электроустановки  $I_{обсл}$  и издержек, вызванных потерями электроэнергии в проектируемой электроустановке  $I_{пот}$ , выраженных в рублях в год:

$$I_i = I_a + I_{обсл} + I_{пот}$$

Оптимальным вариантом, согласно результатам технико-экономического сопоставления, является вариант блочной схемы ТЭЦ.

Главной задачей проектирования является предотвращения аварийных ситуаций. Наиболее опасным и распространенным возмущением в энергосистеме, которое может привести к аварийной ситуации, является короткое замыкание (КЗ). Для обеспечения надежного отключения тока КЗ необходима проверка защитно-коммутационной аппаратуры: выключателей – на отключающую способность, а также на термическую и динамическую стойкость.

Для проведения проверок необходим расчет токов КЗ в расчетных точках, которые расположены следующим образом: на шинах распределительного устройства высокого напряжения (РУ ВН), на стороне низкого напряжения трансформаторов блока для генераторов различных мощностей. При этом на шинах РУ ВН определяются токи как трехфазного, так и однофазного КЗ, в то время как в остальных точках – только токи трехфазного КЗ. Такое решение принято ввиду того, что ток однофазного КЗ может превысить ток трехфазного.

Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) производится для схемы ТЭЦ как до модернизации, так и после ввода блоков ГТУ. Полученные результаты расчета ТКЗ позволяют определить, обладают ли установленные на станции выключатели достаточной отключающей способностью и стойкостью к разрушающим воздействиям ТКЗ, возрастающим после модернизации. Если отключающей способности или стойкости недостаточно, производится замена выключателей. В работе определяющие значения токов короткого замыкания, определенные до и после модернизации, различаются незначительно. Отключающая способность и термическая и динамическая стойкость коммутационных аппаратов оказались достаточными, и их замена не потребовалась.

### **Выводы.**

Произведенный анализ эффективности позволил установить, что модернизация ТЭЦ позволяет использовать преимущества ГТУ и

решить задачи по увеличению генерируемой электрической и тепловой мощностей станции, электрического КПД, маневренности и регулирующих способностей станции. Также путём анализа было установлено, что для данной станции после модернизации не потребовалась замена коммутационных аппаратов, так как токи КЗ возрастают незначительно. Однако, ввиду того, что для передачи большей мощности существующих линий связи с системой оказалось недостаточно, было принято решение о сооружении дополнительной одноцепной линии.

Литература:

1. СТО 70238424.27.100.009-2008 Тепловые электростанции. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 2009-01-30. – М.:Изд-во стандартов, 2008. – 132 с.
2. Новая генерация: Газотурбинные установки – ГТУ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://manbw.ru/analytics/> (дата обращения: 29.05.2018)

## **ВОПРОСЫ РЕАЛИЗАЦИИ АВТОМАТИКИ ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА, ИСПОЛЬЗУЮЩЕЙ УГЛОВОЙ ПРИНЦИП**

**Ф.В. Поддубняк, Н.О. Сорока, В.Е. Глазырин**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [poddubnyakfv@gmail.com](mailto:poddubnyakfv@gmail.com)**

*Автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР) является одним из самых сложных видов противоаварийной автоматики электроэнергетических систем. АЛАР относится к локальным устройствам противоаварийной автоматики, в которых для обеспечения высокой надёжности должна использоваться информация о текущем аварийном режиме, получаемая только в месте её установки. Этому требованию в наибольшей степени отвечает АЛАР, использующий дистанционный принцип, заключающийся в распознавании асинхронного режима путём анализа годографа вектора сопротивления замера. Этот принцип позволяет выявлять асинхронные режимы не только после нескольких проворотов, но и на первом цикле. Однако для обеспечения эффективной и селективной работы АЛАР в реальных условиях электроэнергетических систем необходимо использовать достаточно*

сложные методы выбора уставок таких устройств, что требует выполнения сложных расчётов в различных режимах работы электроэнергетической системы (короткие замыкания, синхронные качания, внутренние асинхронные режимы, внешние асинхронные режимы). Эти причины делают актуальным рассмотрение возможностей применения альтернативных методов выявления асинхронных режимов.

*Automatic for elimination of asynchronous operation is one of the most complicated types of emergency control automatics applied in power systems. This type of automatics belongs to the group of local emergency control automatics in which information about the current emergency situation parameters should be gathered only at the installation site to provide appropriate functioning reliability. This requirement is fulfilled the most by automatic for elimination of asynchronous operation using distance principle to recognize out-of-step operation by analyzing the hodograph of impedance vector. This technique allows to detect the emergency situation in the first and the following cycles of out-of-step operation. However, to provide effective and selective functioning of the automatic in real power systems it is required to carry out multiple complex calculations taking into account different operation conditions of the power systems (e.g. faults, synchronous swings, internal and external asynchronous runnings) in order to determine its setpoints. This fact makes it relevant to seek other principles of detecting an asynchronous operation.*

Представляется перспективным использовать для выявления асинхронных режимов "угловой метод", который заключается в контроле взаимного угла между напряжениями по концам контролируемого участка. Изменение этого угла является первичным признаком асинхронного режима, благодаря чему расчёт уставок АЛАР становится значительно более простым. Однако для реализации этого метода необходимо осуществлять измерение взаимного угла между напряжениями в удалённых друг от друга точках электроэнергетической системы. Таким образом, для реализации указанного принципа нужно найти способы получения информации о фазе напряжения на удалённом конце контролируемой электропередачи. Использование прямых измерений взаимного угла  $\delta$  между напряжениями на границах контролируемого участка сети может снизить вероятность отказов, ложных или излишних срабатываний устройств противоаварийной автоматики, а также значительно упростить расчёт уставок.

Для контроля взаимного угла  $\delta$  можно предложить 3 способа.

1) Прямое измерение угла  $\delta$  на границах контролируемого участка сети.

2) Расчёт взаимного угла  $\delta$  по локально измеренным на одном конце линии электропередачи токам и напряжениям, используя уравнения четырёхполюсника с учётом величин промежуточных отборов.

3) Расчёт взаимного угла  $\delta$  по локально измеренным на одном конце линии электропередачи, используя уравнения четырёхполюсника, а также результаты синхронных измерений в контрольных точках электрической сети.

Для повышения надёжности функционирования алгоритмов АЛАР целесообразно реализовывать взаимосвязь между различными способами определения взаимного угла  $\delta$ .

Прямое измерение угла  $\delta$  на границах контролируемого участка сети с помощью устройств синхронизированных векторных измерений с передачей через высокоскоростные каналы связи позволяет корректно определять взаимное расположение контролируемых векторов напряжений прямой последовательности практически для любой топологии сети. Однако в аварийных ситуациях возможно получение некорректной информации: при трёхфазных металлических коротких замыканиях вблизи точки, в которой контролируется напряжение; при попадании электрического центра качания в область близкую к той, где контролируется напряжение; при нарушении канала связи. Во всех указанных случаях корректное определение вектора контролируемой величины может оказаться невозможным.

При отсутствии возможности прямого измерения взаимного угла  $\delta$  из-за недостаточной величины напряжения или повреждения канала связи, для повышения устойчивости функционирования противоаварийной автоматики целесообразно осуществлять переход к расчёту взаимного угла  $\delta$  по локально измеренным токам и напряжениям, учитывая при этом величины отборов мощности, получаемые в предаварийном режиме. Кроме того, для повышения надёжности целесообразно использовать два независимых канала связи, используемых для передачи векторов напряжения от удалённого конца контролируемого участка сети, а также параметров режима промежуточных отборов мощности.

Возможность использования результатов синхронных измерений, получаемых от системы мониторинга переходных процессов (СМПР) позволяет повысить точность измерения взаимного угла  $\delta$  косвенным методом. Для определения вектора напряжения на удалённом конце контролируемого участка необходимо выполнять расчёт, используя уравнения четырёхполюсника. Это позволяет в дежурном режиме

выполнять расчёт актуальных значений параметров четырёхполюсника, используя получаемые по каналам связи текущие значения параметров режима из контролируемых точек участка сети. При обрыве каналов связи или при выявлении недостоверности получаемых от удалённых точек замеров должен осуществляться расчёт контролируемых параметров в удалённых очках сети по последним вычисленным коэффициентам четырёхполюсника и результатов замеров параметров режима в отборах, полученных в предаварийном режиме.

Реализация предложенных подходов позволит реализовать адаптивный алгоритм АЛАР, использующий первичные признаки асинхронного режима. В этом случае АЛАР, реализованный на дистанционном принципе, может использоваться как резервный. Такое сочетание позволит в полной мере удовлетворить требования стандарта о необходимости установки на важных системообразующих линиях двух взаимно резервирующих устройств АЛАР, выполненных на различных принципах.

Литература:

1. Стандарт организации. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования. СТО 59012820.29.020.008-2015. – Введ. 2015 – 12 – 24. – Москва, 2015. – 82 с.
2. Наровлянский В.Г. Современные методы и средства предотвращения асинхронного режима электроэнергетической системы – М.: Энергоатомиздат, 2004. – 360 с.

## **ДИАГНОСТИКА И МОНИТОРИНГ СЕТИ 10 КВ ПОДСТАНЦИИ БАРЫШЕВСКАЯ**

**И.А. Попов, В.Е. Качесов**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, I.Porov.2018@ya.ru**

*Целью данной исследовательской работы является проверка возможности локации повреждений на линиях, отходящих от ПС Барышевская с помощью*



*компьютерной модели на основе зависимости производной напряжения повреждённой фазы от расстояния до места замыкания.*

*The purpose of this research is to verify the possibility of locating damage on lines extending from Baryshevskaya substation using a computer model based on the dependence of the derivative of the damaged phase on the distance to the circuit.*

Введение. Распределительные сети среднего напряжения (в частности, 10 кВ) занимают основную долю в транспорте электроэнергии, являются достаточно протяжёнными и разветвлёнными по сравнению с сетями других классов напряжений. Безаварийная работа потребителей во многом зависит от надёжности работы распределительных сетей.

Несомненно, масштаб и ущерб аварий в сетях среднего напряжения несравнимо меньше, чем в сетях вышестоящих классов, но при этом количество аварийных событий превосходит на несколько порядков. Это говорит о том, что надёжность электроснабжения в распределительных сетях во многом зависит не от масштаба аварийных ситуаций, а от времени и частоты перерыва электроснабжения.

В элементах электрической сети возможны как устойчивые, так и неустойчивые повреждения электрической изоляции и токоведущих частей. Неустойчивые повреждения могут самоустраняться, оставаться неустойчивыми или переходить при определённых условиях в устойчивые [1]. Так для сетей 6 – 10 кВ число самоустраняющихся однофазных замыканий на землю в 4 – 8 раз больше, чем устойчивых. В кабельных сетях 10 – 25 кВ с бумажно-масляной изоляцией доля самоустраняющихся дуговых замыканий равна 50% [2], в воздушных сетях составляет 60% - 90% [3]. А при использовании в сетях с резонансным заземлением нейтрали управляемых дугогасящих реакторов с высокоэффективной долей компенсации ЕТЗЗ доля самоликвидирующихся замыканий увеличивается. Стоит отметить, что информация о неустойчивых повреждениях никак не сохраняется, и при устранении в дальнейшем невозможно определить место повреждения. При этом последствия самоустранившегося повреждения могут значительно ослабить электрическую прочность изоляции, что служит причиной повторных повреждений, носящих уже устойчивый характер.

Внедрение средств мониторинга сети, а также локации мест повреждений, как устранившихся так и устойчивых позволяет снизить число переходов неустойчивых повреждений в устойчивые, сократить количество и время перерывов электроснабжения, уменьшить объём

ремонтных работ, снизить транспортные расходы. Также позволяет проводить более целенаправленные профилактические мероприятия на основе собранной информации о местах самоустранившихся повреждений.

Методы определения расстояния до места повреждения. Чаще всего, для определения расстояния до места установившегося замыкания, используется метод импульсной рефлектометрии, основанный на получении информации о расстоянии до места замыкания по измеренному временному промежутку между отправкой зондирующего сигнала и приходом отражённого от места замыкания сигнала. Но применение данного метода в автоматическом режиме затруднительно, так как распределительные сети имеют множество ответвлений, от которых в свою очередь отражается сигнал, давая искажения.

Частотные методы основаны на выявлении преобладающих частот в процессе переходного процесса. Для определения расстояния до места повреждения кривые изменения напряжения и тока подвергаются спектральному анализу, и по соответствующим составляющим определяют сопротивление повреждённого участка. Также можно определить место повреждения на основе переходного процесса, выделив частоту свободных колебаний разряда ёмкости повреждённой фазы. По предварительно рассчитанным частотным откликам сети на однофазное замыкание определяют расстояние до места повреждения.

В качестве недостатков частотных методов можно отметить осложнение выделения свободных частот из всего спектра из – за значительной скорости затухания колебаний. Так же может усугубить данную ситуацию погасание дуги при первом переходе тока через ноль, что характерно для небольших сетей с маленькой фазной ёмкостью, при этом спектральный анализ и выделение свободной частоты практически невыполнимы.

Дифференциально – параметрический метод или ДПМ для определения расстояния до места повреждения использует значение производной напряжения на повреждённой фазе в начальный момент замыкания. При этом допускается что напряжение пробоя равно амплитуде фазного напряжения.

Значение производной напряжения в начальный момент времени на повреждённой фазе в основном определяется скоростью разряда повреждённой фазы, так как частота колебаний этого процесса в несколько раз больше, чем процесс перезарядки ёмкостей неповреждённых фаз. А значение ёмкости повреждённой фазы

напрямую зависит от места замыкания. На рисунке 1 представлен характер зависимости производной напряжения от расстояния до места замыкания.

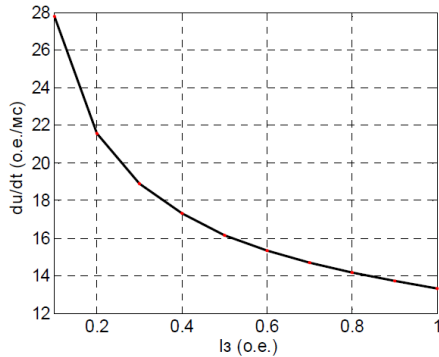


Рисунок 1 – Зависимость первой производной напряжения повреждённой фазы от расстояния до места замыкания

Применяя всё это к реальным сетям из-за потерь, которые зависят от частоты, колебания напряжения существенно затухают, что приводит к быстрому снижению напряжения при удалении точки замыкания, но при этом характер зависимости производной от расстояния остаётся аналогичным.

3. Моделирование сети. Для моделирования сети был использован программный продукт OrCAD. Линии представлялись моделью с распределёнными параметрами, но при этом активные сопротивления линий были смоделированы сосредоточенным активным сопротивлением по концам, так как это ускорило расчёты.

В результате расчётов программа выводит график переходного процесса напряжения на повреждённой фазе, который подвергается дальнейшей обработке в программе MATLAB. Пример одной из зависимостей представлен на рисунке 2.

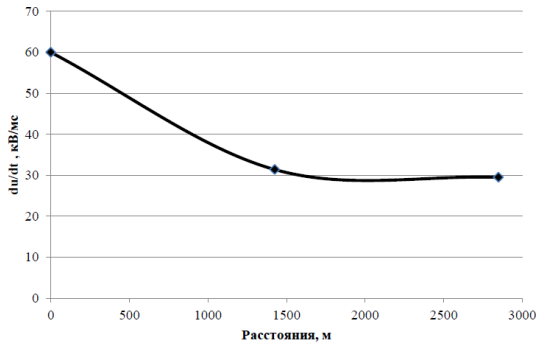


Рисунок 2 – Пример зависимости полученный с помощью модели

Кривая, полученная из программы, аппроксимируется квадратичным полиномом. В результате определяются коэффициенты полинома, а по ним находится производная напряжения повреждённой фазы в начальный момент времени замыкания на землю. Зная расстояния до каждой точки замыкания и производную напряжения при замыкании в конкретной точке можно построить зависимость для каждой цепочки фидеров.

#### Литература:

1. Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. – М.: Энергоиздат, 1982. – 312 с., ил.
2. Фингер Л.М. Энергетика за рубежом. – М.: Бюро технической информации, 1964 г. – 86 с.
3. Вильгельм Р., Уотерс М. Заземление нейтрали в высоковольтных системах. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1959.

## РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ОЦЕНКИ ДОСТОВЕРНОСТИ ДАННЫХ ДАТЧИКА ПЦР-Ч В ШКАФУ КОМПЛЕКСА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ (КПА-М)

**В.В. Пошевкин, В.Э. Данн, А.А. Осинцев**  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [vlposhevkin@mail.ru](mailto:vlposhevkin@mail.ru).

*Представленная статья посвящена разработке алгоритмов и программному обеспечению, которое осуществляет диагностику корректности данных, поступающих в микропроцессорный блок от частотного датчика в шкафу комплекса противоаварийной автоматики КПА-М.*

*This article is devoted the development of algorithms and software that diagnoses the correctness of input data the microprocessor unit from the frequency sensor in the cabinet of the emergency automation system (EAS-M).*

В современных автоматизированных системах (АС) информация о значениях параметров объекта управления (ОУ) может поступать по различным каналам передачи данных от датчиков или других систем контроля и управления. Независимо от характеристик источника данных и каналов передачи получаемая информация должна быть достоверной, так как от неё зависит корректность управляющих воздействий или решений. В настоящее время согласно ГОСТ 34.603-92 «Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем» ко всем АС предъявляется требование достоверности информации [1]. Достоверность — это комплексное многоаспектное понятие, которое связывается с отсутствием неисправности (ошибок) источника данных, канала связи, модулей системы и т.д. Неисправность может быть, как явной (обрыв канала связи и т.д.), так и неявной, когда входные данные принадлежат области значений некоторого параметра системы, но не соответствуют действительности.

В комплексе противоаварийной автоматики (КПА-М), производимым компанией АО «ИАЭС», для реализации функций частотной автоматики используются аналого-цифровые преобразователи ПЦР-Ч (преобразователь цифровой распределенный). Этот датчик преобразует в цифровую форму два сигнала напряжения, передаваемые по гальванически несвязанным каналам. Также данный датчик позволяет определить значение частоты этого напряжения. После преобразования входных сигналов в дискретную форму, они

поступают непосредственно в микропроцессорный блок шкафа КПА-М по каналу RS-485 [2].

В разработанном программном обеспечении оценка корректности работы датчика осуществляется на основании контроля передаваемых цифровых сигналов в микропроцессорный блок от ПЦР-Ч. Такой подход позволяет выявлять повреждения в канале связи датчика с микропроцессорным блоком, повреждения в микропроцессорной части ПЦР-Ч и повреждение в электрической части этого преобразователя.

Данное программное обеспечение может выявлять следующие виды аппаратно-программных неисправностей:

Отличие значений двух замеров частоты друг от друга более допустимой величины. При этом виде неисправности ПО блокирует работу автоматик, реагирующих на изменение частоты. Эта неисправность является аппаратной и может быть устранена только заменой датчика ПЦР-Ч;

Наличие постоянной составляющей в передаваемом напряжении. Наличие этой составляющей обусловлена образованием гальванической связи между цепями питания и замерами датчика. Задача ПО зафиксировать эту составляющую в поврежденном канале связи и перевести замер на другой канал (резервный). Этот вид повреждения является аппаратным и решается заменой датчика;

Отклонение замера (более допустимой погрешности) частоты, получаемой при обработке аналогового сигнала от частоты цифрового сигнала. При выявлении данного повреждения ПО переключает замер на исправный канал. Это повреждение является аппаратным, решаемое заменой частотного датчика ПЦР-Ч;

Определение провалов частоты для каждого канала, по которому происходит передача сигнала. При обнаружении этого повреждения ПО блокирует поврежденный канал. Этот вид неисправности является аппаратно-программным и устраняется заменой датчика ПЦР-Ч.

Подводя итог, можно сделать вывод о том, что данное ПО позволяет контролировать достоверность сигналов, поступающих в микропроцессорный блок. А также автоматически переводить замер величин на исправный канал и уже по нему передавать в микропроцессорный блок корректный сигнал. Представленное мероприятие позволяет значительно повысить надежность работы частотных автоматик, например, ЧАПВ, АЧР.

Для большего повышения надежности работы КПА-М возможно реализовать функцию взаиморезервирования шкафов, объединив их

единой локальной сетью. Это будет способствовать более корректной работе автоматик или защит, реализованных в данных шкафах. Основной идеей является сравнение контролируемых величин и в случае возникновения разницы (больше допустимой погрешности), передавать сигнал об этом оперативному персоналу. Данное решение позволит в короткие сроки определить какой из элементов шкафа поврежден и осуществить его ремонт или замену.

Литература:

1. ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем = Information technology. Types tests automatized systems. – Введ. 01.01.1993 – Постановлением Комитета стандартизации и метрологии СССР от 17.02.1992 №161. – 6с;
2. Комплекс противоаварийной автоматики: руководство по настройке / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://iaes.ru/uploads/pages/files/iaes\\_local\\_config3215.pdf](http://iaes.ru/uploads/pages/files/iaes_local_config3215.pdf). – Дата обращения: 24.10.2018.

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН АВАРИЙНОСТИ ЭЛЕГАЗОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ, УСТАНОВЛЕННЫХ НА ВЛ С ШУНТИРУЮЩИМИ РЕАКТОРАМИ**

**А.И. Родионова, Н.Ф. Петрова**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, 585rma@gmail.com**

*В статье представлен анализ причин аварийности коммутационных аппаратов, установленных на воздушных линиях электропередачи (ВЛ), оснащенных шунтирующими реакторами. Рассмотрено влияние различных факторов на величину апериодической составляющей отключаемого элегазовым выключателем тока и сформулированы меры ее подавления.*

*The main purpose of the article is to analyze causes of accidents of switch devices installed on overhead transmission lines (OHTL), which are equipped with shunt reactor. Also influence of various factors on the aperiodic component value of switched off SF<sub>6</sub> circuit breaker have been discussed. In addition suppression measures have been formulated.*

Повсеместная замена масляных и воздушных выключателей на элегазовые в энергосистемах России сопровождалась проблемами,

связанными с разрушением линейных выключателей 500–750 кВ, установленных на линиях с шунтирующими реакторами (ШР). Причиной аварий являлось наличие в отключаемом токе медленно затухающей апериодической составляющей. Длительное горение дуги в дугогасительной камере выключателя приводило к перегреву элегаза и повышению давления, что приводило к взрыву полюса [1].

В электрических сетях сверхвысокого напряжения средствами компенсации реактивной мощности являются шунтирующие реакторы (ШР), которые могут выполнять несколько функций: снижение потерь мощности; поддержание реактивной мощности в допустимых пределах; повышение пропускной способности линий электропередачи по условиям устойчивости; поддержание уровней напряжения в пределах, определяемых «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей». Протяженные ВЛ оснащаются ШР также для подавления емкостного эффекта и снижения уровней квазистационарных перенапряжений.

Несмотря на положительный эффект от установки ШР, существует серьезная проблема, связанная с наличием в отключаемом токе медленно затухающей апериодической составляющей, обусловленной токами в реакторе.

Исследования проводились с использованием аналитических методик расчета, правильность которых подтверждена при помощи моделирования в среде Matlab Simulink. Расчетная схема замещения электропередачи приведена на рисунке 1.

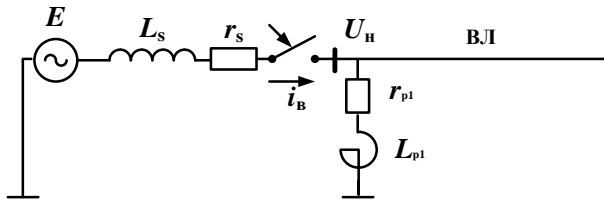


Рисунок 1 – Расчётная схема электропередачи

При использовании операторного метода расчета изображение отключаемого тока имеет следующий вид:



$$i(p) = \frac{E \cdot \omega}{(p^2 + \omega^2)} \cdot \frac{p^2 + p \cdot \frac{r_{p1}}{L_{p1}} + \frac{1}{L_{p1} \cdot C}}{p^3 + p^2 \cdot \frac{L_s \cdot r_{p1} \cdot C}{L_s \cdot L_{p1} \cdot C} + p \cdot \frac{L_s + L_{p1}}{L_s \cdot L_{p1} \cdot C} + \frac{r_{p1}}{L_s \cdot L_{p1} \cdot C}}$$

Или преобразуя:

$$i(p) = \frac{E \cdot \omega}{(p^2 + \omega^2)} \cdot \frac{p^2 + Mp + N}{p^3 + bp^2 + cp + d}$$

Характер переходного процесса зависит от вида корней кубического уравнения в знаменателе. Наличие вещественного корня свидетельствует о наличии апериодической составляющей в отключаемом токе.

Значение апериодической составляющей в токе через выключатель зависит от момента замыкания контактов выключателя (коммутация в момент «нуля» сетевого напряжения приводит к возникновению максимального значения апериодической составляющей тока).

Результаты численного исследования приведены на рисунке 2 [2].

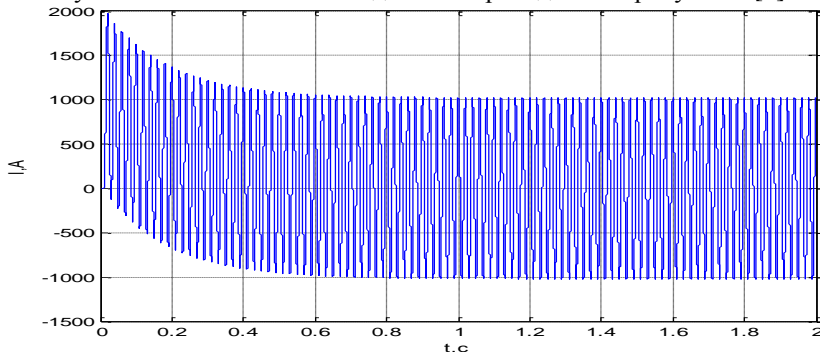


Рисунок 2 – Расчетная оциллограмма тока через выключатель при коммутации в «нуле» напряжения на шинах

Одной из мер по ограничению апериодической составляющей в выключателе является управление моментом коммутации, т.е. включение линейного выключателя в моменты максимума напряжения на питающих шинах. В этом случае процентное содержание

апериодической составляющей в токе через выключатель близко к нулю, что продемонстрировано на рисунке 3.

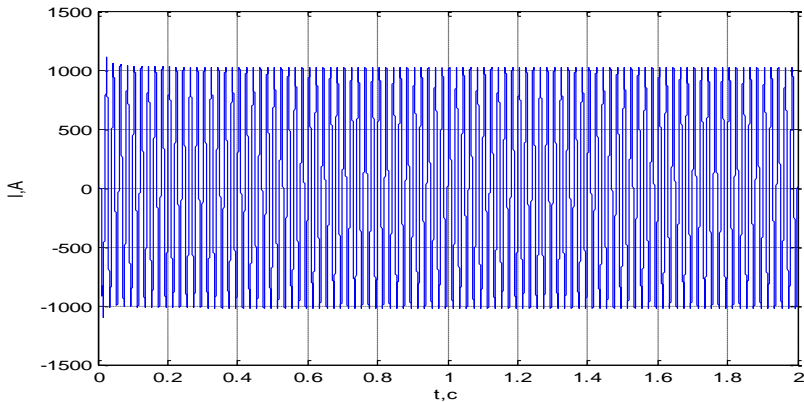


Рисунок 3 – Расчетная оциллограмма тока через выключатель при коммутации в момент максимума напряжения на шинах

Литература:

1. Наумкин И.Е. Аварийные отказы элегазовых выключателей при коммутациях компенсированных ВЛ 500–1150 кВ // *Электричество*. - 2012. - № 10. – С. 22-32.
2. <http://mvdn.ru/wp-content/uploads/2015/04/Dmitriev76react.pdf>

## ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЧАСТЬ СТАНЦИИ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЭС ЗА СЧЕТ СТРОИТЕЛЬСТВА ГТУ

**А.В. Скаков, А.В. Белоглазов**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, gogolbar6@mail.ru**

*В данной работе рассмотрены пути повышения эффективности функционирования тепловых электрических станций (ТЭС). Данный вид станций работает на невозобновляемом источнике энергии, имеет низкий КПД, а также низкую маневренность и регулирующие способности. Исходя из этого, остро встает вопрос об увеличении этих показателей. Одним из самых*

эффективных решений этой проблемы является строительство газотурбинной установки (ГТУ) на базе существующей ТЭС.

Конечным результатом такой модернизации в зависимости от предъявляемых к ней задач может являться увеличение мощности, КПД, а также маневренности и регулирующих способностей станции.

Строительство и ввод в эксплуатацию ГТУ влечет за собой изменение как в тепловой, так и в электрической части ТЭС. Целью данного исследования является оценка влияния именно на электрическую часть с учетом способа присоединения и увеличения общей мощности станции.

*In this article methods to improve the efficiency of thermal power plants (TPP) considered. This type of stations operates on a non-renewable energy source, has low efficiency, and low maneuverability and regulatory capacity. Based on this, the question of increasing these indicators is acute. One of the most effective solutions of this problem is the construction of a gas turbine plant (GTP) on the basis of the existing TPS.*

*The end result of such modernization, depending on the tasks assigned to it, can be an increase in power, efficiency, maneuverability and regulatory capabilities of the station.*

*Construction and commissioning of GTP is followed by a change in both thermal and electrical parts of the TPS. The purpose of this research is to assess of the affecting on the electrical part, taking into account the method of connection and increase in the total power of the station.*

Парогазовые установки (ПГУ) по сравнению с традиционными паротурбинными установками (ПТУ) являются более эффективными и именно их предпочитают при строительстве новых станций. Однако для уже существующих станций и установок, построенных до освоения этой технологии, не представляется возможности использования ПГУ в однолинейном исполнении. Это связано с отсутствием оснащенности оборудования, а также требует большой реконструкции как агрегатов, так и станции в целом. Решением данной проблемы является строительство ГТУ, которая может располагаться в отдельной пристройке и выполнять схожие с ПГУ функции, но уже в полилинейном исполнении. Такой вид исполнения также носит название ПГУ, однако газовая и паросиловая турбины работают на разные генераторы. Если же модернизация проводится с целью увеличения маневренности и регулирующей способности станции, а также несения аварийного резерва, ГТУ может работать обособленно, не имея связей с паросиловыми агрегатами как по электрической, так и по тепловой частям.

Для оценки влияния производимой модернизации были заданы приближенные к реальным исходные данные, которые позволяют

осуществить полный расчёт электрической части ТЭС. Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) мощностью 474 МВт (4\*32 МВт, 2\*63 МВт, 2\*110 МВт), классы напряжений 10 кВ и 110 кВ, потребители местной нагрузки (12\*6 МВт), а также эквивалент системы мощностью 2300 МВт, связь с которой осуществляется посредством воздушных линий (ВЛ) 110 кВ. Анализируя проекты, выполненные для подобных электрических станций, был сделан вывод, что мощность генераторов ГТУ выбирается близкой к наибольшему по мощности агрегату ТЭС. В связи с этим был выбран генератор на 80 МВт, что соответствует стандартизированной линейке мощностей. Принятая мощность позволит в полной мере оценить влияние на электрическую часть станции.

Первый этап заключался в разработке главной схемы электрических соединений первой станции. Было рассмотрено порядка 5 вариантов из которых 3 были исключены ввиду их технической нецелесообразности. Один из вариантов, где для ГТУ предполагалось строительство собственного распределительного устройства (РУ) был исключен, из-за наличия всего 1 агрегата, присоединение которого целесообразно осуществить по блочному типу к РУ 110 кВ. В качестве конкурирующих вариантов рассмотрены: схема блочного типа и схема смешанного типа с генераторным распределительным устройством (ГРУ).

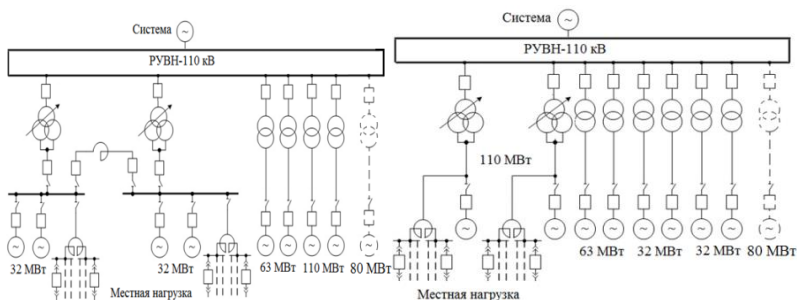


Рисунок 1 – Два варианта главной схемы электрических соединений (слева - схема смешанного типа, справа – схема блочного типа)

Для проведения технико-экономического сопоставления вариантов, а также дальнейшего расчета был осуществлен выбор главного оборудования, а именно тип и мощности турбоагрегатов и трансформаторов блока и трансформаторов связи. Окончательный

выбор главной схемы электрических соединений осуществлен на основе полных приведенных затрат для отличающегося оборудования, которые показали, что схема смешанного типа (10672,41 тыс. руб.) экономичнее схемы блочного типа (14488,27 тыс. руб.) на 26 %. Приведенные цифры соответствуют укрупненным показателям стоимости электрооборудования на 2010 год [1].

Рассматриваемая электрическая станция имеет три класса напряжения: 6,3 кВ – собственные нужды станции, 10,5 кВ – генераторное напряжение, 110 кВ – РУ высокого напряжения (РУ ВН). В каждую из этих сетей требуется установка коммутационных аппаратов, а именно выключателей и при необходимости разъединителей. Для выбора данных аппаратов были рассчитаны токи трехфазного короткого замыкания (КЗ) для всех сетей, а также ток однофазного КЗ в сети 110 кВ, имеющей эффективное заземление нейтралей. Расчет проводился как для схемы до модернизации, так и после с целью оценки необходимости переоснащения станции электрическими аппаратами с большими параметрами. Результат расчета показал, что наибольшее увеличение токов КЗ наблюдается на РУ ВН с 20,3 кА до 23,2 кА.

Следующий этап заключался в выборе выключателей и разъединителей во всех цепях электрических соединений станции, где они требуются. Незначительная разница токов КЗ, возникшая при модернизации, в соответствии с существующей линейкой аппаратов и их параметров не требует переоснащения ввиду наличия запаса по отключающей способности выключателей и стойкости аппаратов. Также важным аспектом является то, что увеличение мощности не потребовало сооружения дополнительных ВЛ, связывающих станцию и энергосистему, так как имелся запас по термической стойкости проводников.

Таблица 1 – Типы выбранных коммутационных аппаратов

Сеть, кВ	6,3	10,5	110
Тип выключателя	ВРС-10	ВГГ-10 ВГГ-20	ВГБ-110
Тип разъединителя	-	РГ-20	РГ-110

Данное исследование показало, что модернизация такого рода не приводит к значительным изменениям в существующей электрической части ТЭС, а, следовательно, не требует дополнительных финансовых

затрат на изменение существующей схемы и имеет перспективу на широкое распространение. В данном случае финансовые затраты по электрической части будут связаны только с установкой дополнительного генератора для ГТУ и аппаратов, позволяющих подключить генератор к существующей электрической схеме станции.

Одним из наиболее ярких примеров такой модернизации в России служит инвестиционный проект компании ОГК-2 реализованный на Киришской ГРЭС в 2011 году. Этот проект заключался в строительстве двух блоков ГТУ и объединение с уже имеющейся на станции ПТУ (в тепловой части) по бинарному циклу выработки электрической энергии. По итогу была получена самая мощная ПГУ в России мощностью 800 МВт. Благодаря этой реконструкции удалось повысить электрический КПД с 35% до 56% [2].

Литература:

1. Ключенович В.И., И.И. Литвинов, В.К. Терехов, Выбор главной схемы и электрооборудования тепловой электростанции: Методические указания к курсовому проектированию / В.И. Ключенович — Новосибирск, НГТУ, 2017. – 60 с.

2. Симоненко С.А. ГСК «ВИС» завершила модернизацию шестого энергоблока Киришской ГРЭС [Электронный ресурс] // Деловой Петербург: электрон. газета. – 2012. – URL: [https://www.dp.ru/a/2012/03/16/GSK\\_\\_VIS\\_zavershila\\_mode](https://www.dp.ru/a/2012/03/16/GSK__VIS_zavershila_mode) (дата обращения: 26.10.2018).

## **АНАЛИЗ РЕЖИМОВ И ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ДВУХЦЕПНЫХ ЛИНИЙ С ОТПАЙКАМИ ОТ ВСЕХ ВИДОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ**

**У.Р. Слепцова, В.А. Давыдов**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [uigulaanaslepsova@yandex.ru](mailto:uigulaanaslepsova@yandex.ru)**

*Итогом расчетов стало обеспечение надежного срабатывания защит при любом виде короткого замыкания на защищаемом участке (путем достижения*

*требуемого коэффициента чувствительности), а также селективность их срабатывания.*

*The result of the calculations was the provision of reliable operation of the protection for any type of short circuit in the protected area (by achieving the required sensitivity factor), as well as the selectivity of their operation.*

Релейная защита является неотъемлемой частью электроэнергетической системы, необходимой для ее нормального функционирования посредством своевременного выявления и отключения коротких замыканий, а также ненормальных режимов работы. Без релейной защиты невозможно предотвращение и ликвидация аварий в энергосистемах.

Дистанционные защиты являются более совершенным типом защит в сравнении со ступенчатыми токовыми: зона действия первых ступеней не зависит от вида к.з., режима работы системы; благодаря направленности характеристик срабатывания возможно их применение на линиях с двусторонним питанием. Токовые защиты нулевой последовательности имеют ряд существенных преимуществ по отношению к другим защитам, включенным на токи фаз. Принятый способ включения реле сопротивления на разность напряжений и разность токов фаз обеспечивает стабильность зон действия дистанционных защит при междуфазных к.з., но не может обеспечить приемлемую чувствительность к однофазным к.з.

В настоящей работе рассмотрен расчет уставок и времен срабатывания комплектов дистанционной защиты от междуфазных коротких замыканий, предназначенных для защиты двухцепных воздушных линий с двусторонним питанием напряжением 110 кВ. Схема участка сети приведена на рисунке 1.

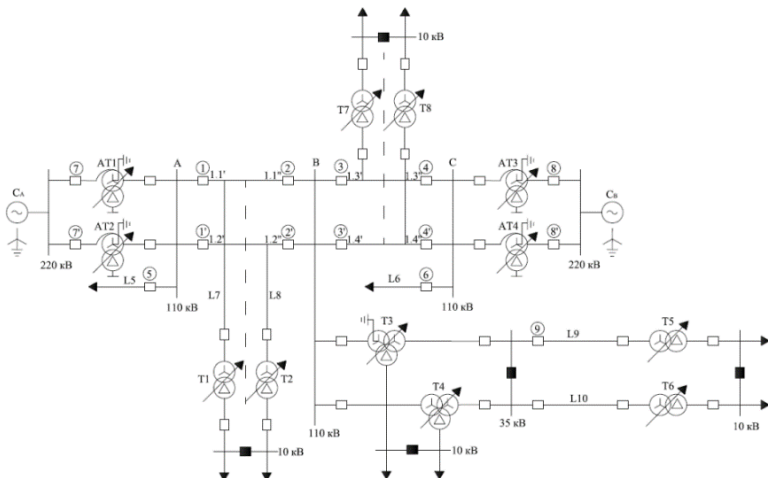


Рисунок 1 - Схема участка электрической сети

Наличие двухцепных ЛЭП несколько усложняет расчет дистанционной защиты линий, поскольку при расчете сопротивлений срабатывания нужно рассматривать ряд дополнительных условий.

Были рассчитаны сопротивления срабатывания защит по активной и реактивной оси. Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты расчетов параметров защит

Комплекты защиты	Сопротивления срабатывания по R, Ом			Сопротивления срабатывания по X, Ом			Выдержки времени, с		
	I	II	III	I	II	III	I	II	III
1 и 1'	2,75	5,5	58,75	9,5	14,56	893,94	-	0.6	4,1
2 и 2'	2,75	8,25	58,75	9,5	15,5	369,05	-	0.6	3,7
3 и 3'	2,95	5,9	58,89	11,93	19,4	1325	-	1.2	3,5
4 и 4'	2,75	8,25	59,012	11,93	24,08	607,86	-	0.6	4,8



Все сопротивления пересчитаны в уставки защит. Результаты расчетов приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты расчетов уставок защит

Комплекты защиты	Уставки по R, Ом			Уставки по X, Ом		
	I	II	III	I	II	III
1 и 1'	0,2	0,4	4,27	0,691	1,059	65,014
2 и 2'	0,2	0,6	4,27	0,691	1,127	26,84
3 и 3'	0,2 15	0,4 29	4,283	0,868	1,411	96,364
4 и 4'	0,2	0,6	4,29	0,868	1,751	44,208

Все рассчитанные уставки удовлетворяют требованиям ПУЭ по чувствительности. Дистанционные защиты, выполненные на базе микропроцессорной техники позволяют обеспечить необходимые коэффициенты чувствительности для второй и третьей ступеней, а также отстроиться от рабочих режимов. Мертвая зона защиты отсутствует благодаря наличию дополнительной ненаправленной ступени, которая используется для подхвата первой ступени при наличии короткого замыкания в мертвой зоне по напряжению этой ступени. Следует отметить, что выдержки времени резервных ступеней дистанционной защиты оказались достаточно велики, безусловно это является главным недостатком данного вида защиты.

Ток точной работы - это такой ток, при котором  $Z_{ср}$  уменьшается по отношению к выставленной уставке на 10%. Рассчитанные коэффициенты чувствительности по току точной работы соответствуют требованиям ПУЭ.

В соответствии с ПУЭ все трехфазные КЗ в сетях 110—220 кВ, при которых остаточные напряжения на шинах питающей подстанции системы менее  $0,6U_{ном}$ , должны отключаться защитами без выдержки времени. При расчете остаточных напряжений оказалось что напряжение на шине подстанции А ниже  $0,6U_{ном}$ , а на шине С равно  $0,6U_{ном}$ , поэтому рассмотренная дистанционная защита может использоваться лишь как резервная защита линий. В качестве основной

защиты следует применить защиту с абсолютной селективностью, например, высокочастотную.

Также приведен расчет уставок и времени срабатывания ТНЗНП комплекта 2, на которую возлагается защита от коротких замыканий на землю в сетях с эффективно заземленной нейтралью. За счет явления взаимоиנדукции расчет ТНЗНП при двухцепных линиях несколько усложняется. Результаты расчетов приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Значения токов срабатывания и уставок ТНЗНП комплекта 2

	I ступень	II ступень	III ступень	IV ступень
Ток срабатывания, А	3180	1130	387	39,8
Уставка, А	39,75	14,1	4,8	0,5

Основные результаты полученные в ходе работы:

- Был произведен расчет уставок и времен срабатывания комплектов трехступенчатой дистанционной защиты линий, определены коэффициенты чувствительности по току точной работы.
- Был произведен расчет уставок и времени срабатывания токовой направленной защиты нулевой последовательности для комплекта 2.
- С целью увеличения чувствительности второй и третьей ступеней на защищаемых линиях была установлена поперечная направленная защита нулевой последовательности.

Литература:

1. *Базинский Л.В.* Релейная защита электрических сетей от междуфазных коротких замыканий. –Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003.-107 с.
2. *Щеглов А.И., А.В. Белоглазов* Релейная защита электрических сетей. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2015. – 144 с.

## ПОИСК ВОЗМОЖНЫХ ПРИЧИН РОСТА ПОТЕРЬ ХОЛОСТОГО ХОДА В СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

**А.Б. Слесарев, Г.В. Глазырин**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [amper\\_96@mail.ru](mailto:amper_96@mail.ru)**

*В работе исследуются возможные причины роста потерь холостого хода в блочных трансформаторах на Новосибирской ГЭС. Поставлен ряд задач для подтверждения или опровержения этого предположения.*

*The paper investigates the method of identifying the causes of the growth of no-load losses in block transformers at the Novosibirsk Hydroelectric Power Station.*

Потери мощности в трансформаторе являются одной из основных характеристик экономичности его конструкции. Полные нормированные потери состоят из потерь холостого хода (х.х.) и потерь короткого замыкания. Рост потерь холостого хода значительно снижает к.п.д трансформатора, а также может свидетельствовать о серьезных нарушениях в самом трансформаторе. Потери х.х. трансформатора слагаются из магнитных потерь, т.е. потерь в активном материале (стали) магнитной системы, потерь в стальных элементах конструкции остова трансформатора, вызванных частичным ответвлением главного магнитного потока; основных потерь в первичной обмотке, вызванных током холостого хода и диэлектрических потерь в изоляции [1]. Магнитопроводы трансформаторов изготавливают из тонких пластин электротехнической стали, изолированных друг от друга для уменьшения потерь на вихревые токи.

Из опытных данных видно, что потери х.х. трансформатора в процессе эксплуатации увеличиваются по сравнению с паспортными данными из-за структурных изменений в стали при перемагничивании сердечника, механических воздействий на магнитопровод во время транспортировки, ремонтов и длительного нагрева при эксплуатации в различных режимах работы [2]. На практике измерение потерь х.х. трансформаторов производится при плановых ремонтах раз в 8 лет. Значительный рост потерь х.х. при небольшом сроке эксплуатации говорит о возможном наличии дефекта в трансформаторе.

Проблема роста потерь х.х. возникла на Новосибирской ГЭС, где потери х.х. блочных трансформаторов ТДЦ 125000/110 ПН(У1) в ходе последних проведенных испытаний превысили допустимые значения:

максимальное увеличение потерь по сравнению со значением, полученным при вводе трансформатора в эксплуатацию, составило 78,83% (допускается до 30% по п.6.11 РД. 34.45-51.300-97) [3]. Персонал ГЭС предполагает, что причиной повышения потерь х.х. является изменение свойств или повреждение межлистовой изоляции магнитопровода, так как одновременно с ростом потерь наблюдается увеличение содержания примесей в трансформаторном масле. Однако данных, полученных в результате испытаний, недостаточно для подтверждения или опровержения этой гипотезы.

Целью работы является выявление причин роста потерь х.х. в трансформаторах блоков Новосибирской ГЭС.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

1. анализ возможности отдельного определения потерь на вихревые токи и на перемагничивание при измерении электрических параметров режима трансформатора;
2. разработка метода испытаний трансформатора, позволяющего оценить свойства межлистовой изоляции;
3. проведение испытаний трансформатора блока Новосибирской ГЭС.

Предварительный анализ показывает, что есть принципиальная возможность отдельного определения потерь на вихревые токи и гистерезис путем проведения замеров тока х.х. на различных частотах питающего напряжения: магнитные потери на перемагничивание прямо пропорциональны частоте, в то время как потери от вихревых токов – квадрату частоты. Планируется проведение соответствующих измерений на модельном трансформаторе малой мощности. В дальнейшем потребуются разработка схемы проведения аналогичных испытаний для трансформатора блока Новосибирской ГЭС.

Литература:

1. Тихомиров П.М. Расчет трансформаторов. 4-е изд. М.: Энергия, 1976. 544 с.
2. Кобылин В.П., Давыдов Г.И. Анализ причин увеличения потерь в силовых трансформаторах // Электричество. 2015. №3. С. 13-20

3. Шиловская Е.Н. Протокол испытаний. МО2-103-17 изд. Н.: 06.06.2017. 5 с.

## **МОДЕРНИЗАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 35-330 КВ ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ОХРАННЫХ ЗОН**

**Д.А. Соболева, С.С. Шевченко**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [soboleknsk@gmail.com](mailto:soboleknsk@gmail.com)**

*В настоящей работе рассмотрены проблемы создаваемые воздушными линиями электропередач, такие как негативное влияние магнитных и электрических полей и отчуждение территории под ВЛ, которые невозможно использовать в полной мере. Предложено решение - уменьшить расстояние по горизонтали между крайними проводами фаз существующих ВЛ 35-330 кВ. В ходе работы предложены различные варианты перевеса. Для всех вариантов произведен расчет электрического и магнитного полей. Была показана эффективность модернизации ВЛ.*

*This paper discusses the problems caused by overhead transmission lines, such as the negative effects of magnetic and electric fields and the alienation of the territory under OHL. These area cannot be fully used. The solution has been suggest to reduce the horizontal distance between the extreme wires of existing 35-330 kV overhead lines phases. Various options for the remount have been proposed. For all options, the electric and magnetic fields have been calculated. The efficiency of the overhead line modernization has been estimated.*

Воздушные линии электропередач представляют опасность для человека, биосферы и техносферы. Как известно, высоковольтные линии индуцируют магнитное и электрическое поле, которое может оказывать негативное влияние на самочувствие и здоровье человека. Электромагнитное поле может быть причиной нарушения работы или выхода из строя коммуникации (трубопроводы, кабельные и воздушные линии связи и т.д.), расположенные в непосредственной близости от линий электропередач (ЛЭП).

Воздушные линии (ВЛ), как и любые объекты электросетевого хозяйства, имеют охранные зоны, в которых существенно ограничена хозяйственная деятельность [1].

В случае прохождения высоковольтных линий через лесные массивы, для ее функционирования требуется вырубить просеку.

Ширина просеки складывается из охранной зоны и расстояния по горизонтали между крайними, наиболее удаленными проводами фаз. Учитывая значительную протяженность линий, мы теряем огромное количество лесного богатства и несем большие финансовые расходы на осуществление вырубki деревьев.

Одним из решений, озвученных выше проблем может стать, уменьшение междуфазных расстояний для ВЛ [2]. Например, данный подход был реализован при строительстве новых линий на компактных опорах. Однако, для существующих линий замена опор является очень дорогостоящим мероприятием. Поэтому, для уже построенных 30-50 лет назад ЛЭП, выполненных на традиционных опорах можно предложить уменьшить расстояния по горизонтали между крайними проводами фаз. Такие мероприятие возможно осуществить за счет того, что длина вылета траверсы у таких линий взята с большим запасом, превышающими допустимые расстояния, регламентируемые Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [3].

Осуществить перевес проводов можно на линиях классом напряжения 35-330 кВ. Рассмотрим для примера модернизацию линии 110 кВ, выполненной на металлических опорах П110-3. Указанные выше изменения можно произвести различными вариантами, которые представлены на рисунке 1.

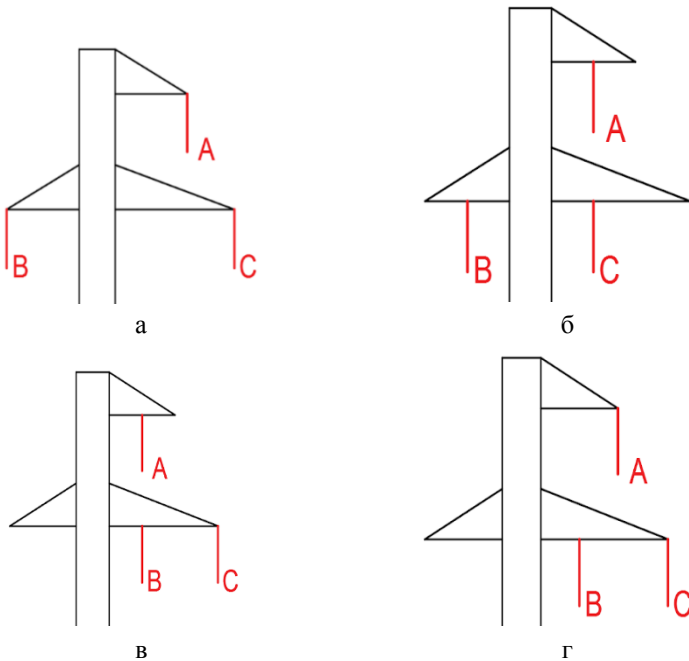


Рисунок 1 - Варианты перевеса для одноцепных ВЛ

а) Исходный вариант; б) Вариант № 1; в) Вариант № 2; г) Вариант № 3

Первый вариант подразумевает перевес фазных проводов ближе к телу опоры. Второй и третий варианты подразумевают подвес двух фазных проводов на одну траверсу. Они отличаются положением фазы А в пространстве. Величина охранной зоны в обоих вариантах будет одинаковой, так как считается от крайнего провода в данном случае С. А перевес фазы А может быть целесообразен только в том случае, если это даст значительное снижение магнитного или электрического поля.

Координаты перевеса выбирались на основании минимально допустимых расстояний по ПУЭ.

Рассмотрим, как изменится электрическое и магнитное поле после модернизации ВЛ. Графики, показывающие это, представлены на рисунках 2 и 3.

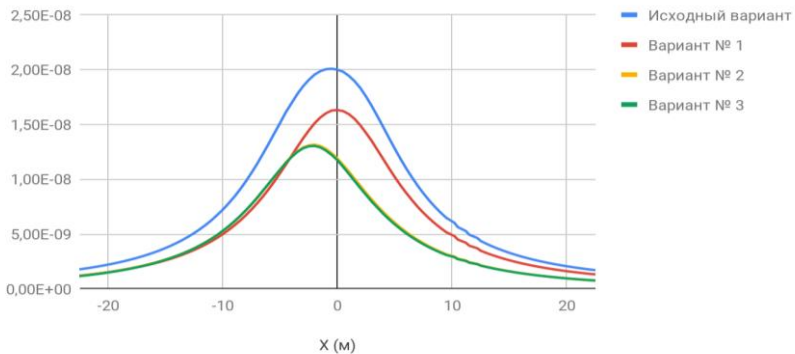


Рисунок 2 - График распределение магнитного поля

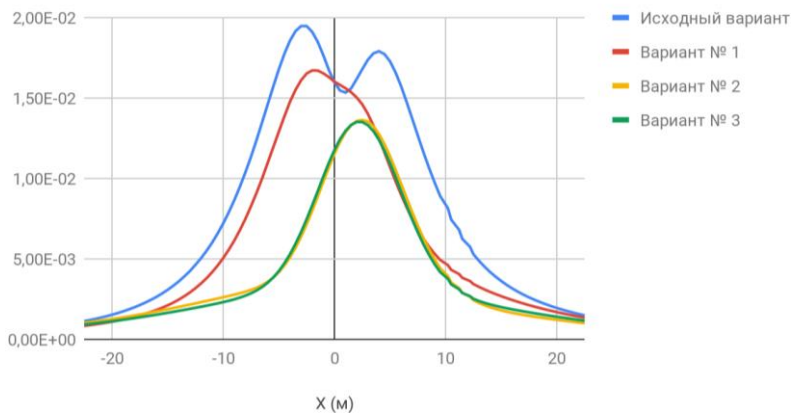


Рисунок 3 - График распределение электрического поля

В таблице 1 представлены результаты для наилучшего случая, такими оказались варианты 2 и 3. Для них сокращение отчуждаемой территории, уменьшение магнитного и электрического полей максимальны.



Таблица 1 - Полученные результаты

Сокращение расстояния, м	Сокращение расстояний в % от исходных	Уменьшение поля, раз	
		Магнитного	Электрического
3,3	62,26	1,54	1,44

Вывод. На существующих старых линиях возможно уменьшить междуфазные расстояния, что дает нам уменьшение охранной зоны ВЛ. Это позволяет уменьшить площадь вырубки лесов и сократить площади, на которых существенно ограничена хозяйственная деятельность. Происходит снижение электрического и магнитного поля, что способствует улучшению электромагнитной обстановки под воздушной линией.

Литература:

1. Постановление правительства РФ от 24 февраля 2009 г. № 160 “О порядке установления охранных зон объектов электротехнического хозяйства и особых условия использования земельных участков, расположенных в границах таких зон”

2. Шевченко С.С., Фомина И.А. Модернизация существующий ВЛ с целью уменьшения охранной и санитарно-защитной зон // Новое в Российской электроэнергетике. - 2018 г. - № 4. - С. 54-61.

3. Правила устройства электроустановок. - М.: ДЕАН, 2006. - 128 с

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ КАСКАДА ГЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ MATLAB SIMULINK**

**Р.Ю. Степанович, И.А. Тищенко, А.Г. Русина**  
**Новосибирский Государственный Технический Университет,**  
**г. Новосибирск, [ramaz1211@mail.ru](mailto:ramaz1211@mail.ru)**

*Использование гидроэлектростанций (ГЭС) в энергосистеме удешевляет стоимость энергии и позволяет покрыть случайные колебания нагрузки. Тем не менее ГЭС является сложнейшим объектом для моделирования. В НГТУ проводятся исследования по созданию имитационной модели каскада ГЭС. В настоящей статье приводится совершенствование предлагаемой модели с использованием Matlab Simulink.*

*The use of hydroelectric power plants (HPP) in the power system reduces the cost of energy and allows to cover random fluctuations of load. Nevertheless, HPP is the most difficult object for modeling. The NSTU is conducting research on the creation of a simulation model of the hydroelectric cascade. This article presents the improvement of the proposed model using Matlab Simulink.*

На сегодняшний день взаимосвязи между гидрологическими, энергетическими и электрическими режимами гидроэлектростанций в каскаде исследованы недостаточно подробно, что приводит к некорректной оценке ситуаций при управлении работой ГЭС и энергосистемой. Разработка имитационной модели позволяет повысить надежность и эффективность принимаемых решений по управлению режимами отдельных гидроэлектростанций и энергосистемы в целом [1, 2, 3].

Усложнение задач функционирования ГЭС, вследствие непрерывного повышения требований, которые возникают из условий напряженности водного и топливно-энергетического балансов, а также обеспечения надежности гидроэнергетических систем - требует применения новых подходов к методам моделирования их работы. Так, имитация технологических процессов ГЭС в энергосистеме позволяет решить ряд проблем, связанных с управлением не только с точки зрения отдельных ГЭС, но и работающих ГЭС в каскаде. Именно поэтому возникает необходимость в разработке и применении методов математического моделирования основных процессов сложных гидроэнергетических систем, как основы для решения различных задач планирования и управления их работой. Однако, на данный момент универсальной и доступной модели каскада гидроэлектростанций, учитывающей электрическую и гидравлическую связь станций, и которую можно было бы корректировать параметры, исходя из особенностей каждого конкретного каскада, не разработано. Целью статьи является разработка модели гидроэлектрической связи между станциями каскада ГЭС.

В работе [1] имитационная модель, созданная в программном обеспечении EUROSTAG, не является универсальной. Для совершенствования модели было принято решение использовать графическую среду имитационного моделирования Matlab Simulink, которая позволяет в последующем скомпилировать файл с расширением .exe и использовать его в качестве самостоятельной программы.

Для моделирования была выбрана энергосистема Памира, на которой проводились предыдущие исследования. ГЭС Памир-1, Хорог и

Ишкашим имеют электрическую связь, а гидравлическую только первые две. Причём вышележащая станция каскада Памир-1 имеет водохранилище суточного регулирования. В связи с чем интерес представляет моделирование и расчёт не мгновенных режимов, а серии режимов в разрезе суток.

В библиотеке Matlab Simulink имеется модель гидроагрегата, представленная на рисунке 1. На ее основе была реализована математическая модель каскада ГЭС, с помощью которой можно описать гидрологическую взаимосвязь между ГЭС Памир 1 и контррегулирующей ГЭС - Хорог.

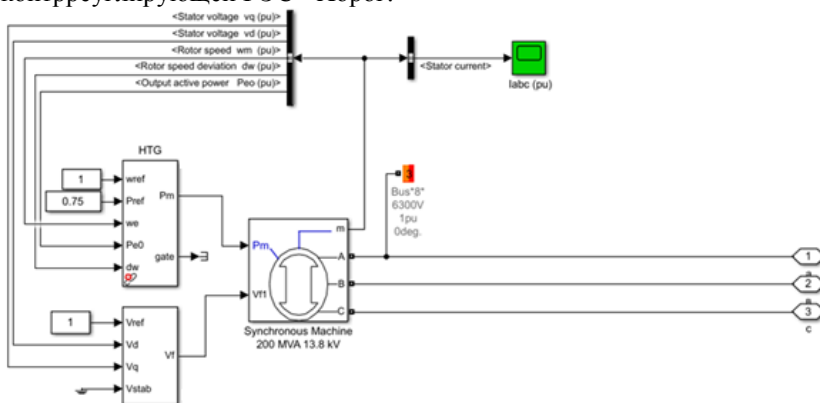


Рисунок 1 - Модель гидроагрегата

Поскольку на настоящий момент интерес представляет только моделирование ГЭС, то схема электрической сети была эквивалентирована (рисунок 2). Тем не менее, для исследования поведения системы в течение суток необходимо было также создать модель суточного графика нагрузки в каждом узле.

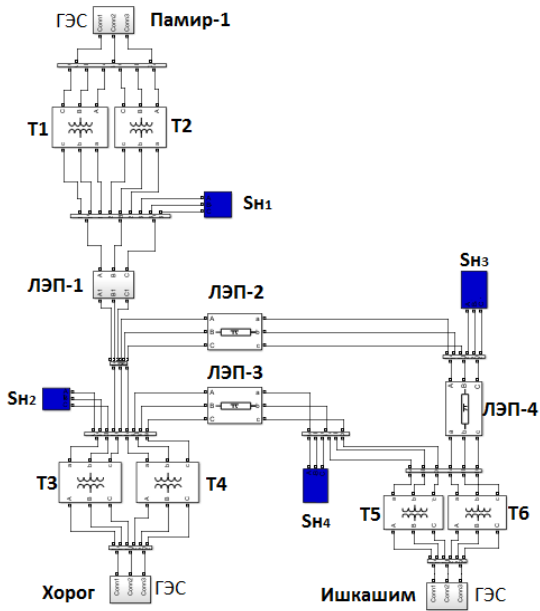


Рисунок 2 - Энергосистема Памира

Задание графика нагрузки можно осуществить двумя способами.

С помощью блоков трехфазного выключателя, время замыкания контактов которого можно задать, и трехфазной нагрузки. Данный способ позволяет задать дискретный график нагрузки (рисунок 3).

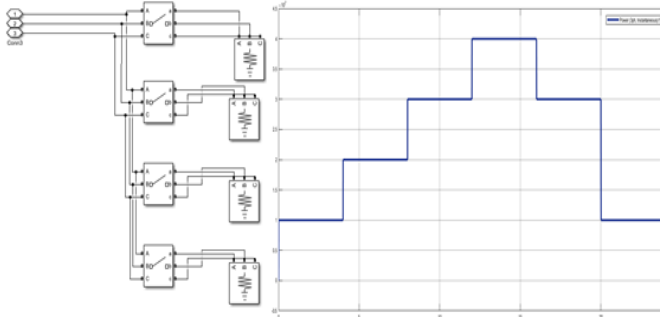


Рисунок 3 - Модель, задающая график нагрузки, и осциллограмма мощности

Второй способ – с помощью блока динамической нагрузки, который имеет вход для внешнего контроля активной и реактивной мощности. На этот вход можно подать сигнал, форма которого задается зависимостью графика нагрузки от времени.

В работе обоснована возможность применения методов математического моделирования для построения модели каскада гидроэлектростанций.

Полученная математическая модель, выполненная на примере каскада ГЭС Памир-1 и Хорог, может быть использована для решения последующих задач планирования и управления работой энергосистем, в состав которых входят ГЭС, имеющие гидравлическую и электрическую связь, с учетом напряженных водного и топливно-энергетического балансов, а также для установления оптимального расхода воды через гидросистему с учетом гидрологических ограничений, графика нагрузки энергосистемы и внешних воздействий.

#### Литература:

1. Algorithms of in-station optimization in the simulation model of a hydropower plants cascade / A. Y. Arestova, G. V. Glazyrin, S. V. Mitrofanov, I. I. Litvinov // Актуальные проблемы электронного приборостроения (АПЭП–2018) = Actual problems of electronic instrument engineering (APEIE–2018) : тр. 14 междунар. науч.-техн. конф., Новосибирск, 2–6 окт. 2018 г. : в 8 т. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2018. – Т. 1, ч. 5. – С. 36–40. - 45 экз. - ISBN (NSTU) 978-5-7782-3614-1.

2. Basics of evaluation methods of HPP resource usage during operation in IPS / A. V. Sidorova, A. Y. Arestova, A. G. Rusina, T. A. Filippova // Actual issues of mechanical engineering (AIME 2017) : proc. of the intern. conf., Tomsk, 27–29 July 2017. – Atlantis Press, 2017. – P. 810-815. - (Advances in Engineering Research ; vol. 133). - ISBN 978-94-6252-406-4 . - DOI: 10.2991/aime-17.2017.131.

3. Худжасаидов, Д. Х. Основы методики оценки использования ресурсов ГЭС при функционировании электроэнергетической системы = Basics of Technique Evaluation the Use of Hydroelectric Resources in Their Work in EPS. / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова, Е. А. Совбан, Д. Х. Худжасаидов // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии = Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies. - 2017. - Т. 10, № 3. - С. 426-434. - DOI: 10.17516/1999-494X-2017-10-3-426.

# РАЗРАБОТКА АРХИТЕКТУРЫ И РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ДВУХЦЕПНЫХ ЛИНИЙ 110 КВ С ДВУХСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

А.А Таякин, В.А. Давыдов

Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [andrew.tayakin@gmail.ru](mailto:andrew.tayakin@gmail.ru)

*Объектом исследования является участок электрической сети, имеющий двухцепные линии с двухсторонним питанием, которые вносят дополнительные трудности при расчете релейной защиты.*

*Цель исследования – выбрать защиту линий, реагирующую на междуфазные кз и замыкания на землю.*

*В работе для достижения поставленной цели выполнено: рассчитаны параметры схемы замещения по прямой и нулевой последовательности выбраны уставки срабатывания защит, оценено их быстродействие, рассчитаны коэффициенты чувствительности защит.*

*The object of the study is the section of the electrical network that has double-circuit lines with two-way power, which introduce additional difficulties in calculating the relay protection.*

*The purpose of the study is to choose the protection of the lines, which reacts to interphase short circuits and short circuits to earth.*

*In order to achieve the goal, the work was done: the parameters of the equivalent circuit were calculated in a straight line and zero sequence, the protection settings were selected, their speed was evaluated, the sensitivity coefficients of the protection were calculated.*

На линиях 110 кВ и выше с двухсторонним питанием обычно устанавливают в качестве основной быстродействующую защиту с абсолютной селективностью от всех видов к.з. Дистанционные защиты обычно используют в качестве резервных защит от междуфазных кз. Дистанционные защиты являются более совершенным типом защит по сравнению со ступенчатыми токовыми: зона действия первых ступеней не зависит от вида короткого замыкания, режима работы системы; благодаря направленности характеристик срабатывания возможно их применение на линиях с двусторонним питанием.

В настоящей работе предполагается выполнение защиты ВЛ на базе современных микропроцессорных терминалов. За основу приняты шкафы ШЭ-2607 ООО «ЭКРА». Дистанционные защиты выполненные на базе микропроцессорной техники позволяют обеспечить необходимые коэффициенты чувствительности для второй и третьей ступеней, а также отстроиться от рабочих режимов. Характеристика

срабатывания имеет направленный характер, что позволяет использовать эту защиту в сетях с двухсторонним питанием. Мертвая зона защиты отсутствует благодаря наличию дополнительной ненаправленной ступени, которая используется для подхвата первой ступени при наличии короткого замыкания в мертвой зоне по напряжению этой ступени. Характеристика срабатывания ступеней дистанционных защит шкафов ШЭ2607-011 представлена на рисунке 1.

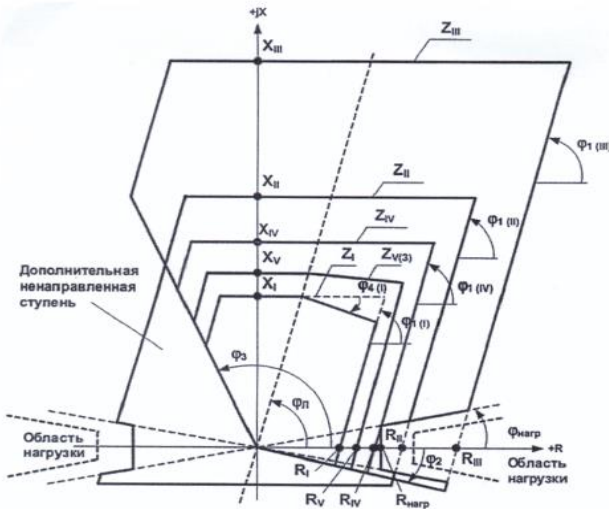


Рисунок 1– Характеристика срабатывания реле сопротивления

Токовая направленная защита нулевой последовательности(ТНЗНП) используется в качестве резервной защиты от кз на землю, т.к. принятый способ включения реле сопротивления на разность напряжений и разность токов фаз обеспечивает стабильность зоны действия дистанционных защит при междуфазных к.з., но не обеспечивает приемлемую чувствительность к однофазным к.з. ТНЗНП выполняется в виде ступенчатой защиты, при этом, в отличие от защит реагирующих на токи фаз, для каждой ступени требуется не три реагирующих органа , а всего один. Токовые отсечки имеют большую зону действия по сравнению с токовыми отсечками реагирующими на токи фаз, поскольку сопротивление линии по нулевой последовательности превышает сопротивление линии по прямой последовательности в 2..5 раз. Выдержки времени резервных защит

нулевой последовательности на несколько ступеней селективности меньше, чем выдержки времени резервных защит от междуфазных к.з. Отсутствует мертвая зона по напряжению при близких к.з., потому что напряжение нулевой последовательности в месте к.з. имеет максимальную величину. Резервную ступень защиты не надо отстраивать от рабочих токов, в том числе и от токов самозапуска, так как они не содержат токов нулевой последовательности. Расчет ТНЗНП при наличии двухцепных линий усложняется, за счет явления взаимоиנדукции.

В данной работе был произведен расчет уставок и времени срабатывания комплектов трехступенчатой дистанционной защиты линий. Наличие двухцепных воздушных линий усложняет расчет дистанционной защиты, потому что при расчете сопротивлений срабатывания нужно рассматривать ряд дополнительных условий, что увеличивает объем производимых расчетов. Следует отметить, что выдержки времени резервных ступеней дистанционной защиты оказались достаточно велики, безусловно, это является главным недостатком данного вида защиты. Также был рассчитан уровень остаточного напряжения на шинах подстанций, и сделан вывод о том, что дистанционная защита может использоваться в качестве резервной, так не обладает требуемым быстродействием, а в качестве основной необходимо установить защиту с абсолютной селективностью

Произведен расчет токовой направленной защиты нулевой последовательности. Для повышения чувствительности второй и третьей ступеней на защищаемых линиях была установлена поперечная направленная защита нулевой последовательности, отключающая короткие замыкания без выдержки времени и позволяющая не учитывать условие согласования с первой и второй ступенями защит противоположного конца параллельной линии в режиме каскадного действия при определении тока срабатывания второй и третьей ступеней ТНЗНП соответственно

В итоге было обеспечено надежное срабатывание защит при любом виде короткого замыкания на защищаемом участке (путем достижения требуемого коэффициента чувствительности), а также селективность их срабатывания.



Литература:

1. Щеглов А.И. Релейная защита электрических сетей : учеб. пособие / А.И. Щеглов, А.В. Белоглазов; Новосиб. гос. техн. ун-т. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2015. – 144 с.
2. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыкания на землю линий 110-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 1980, – 88 с.
3. Багинский Л.В. Релейная защита электрических сетей от междуфазных коротких замыканий : учеб. пособие / Л.В. Багинский ; Новосиб. гос. техн. ун-т.- Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003.- 107 с.

## **РАЗРАБОТКА АДАПТИВНЫХ СПОСОБОВ ОДНОФАЗНОГО АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОВТОРНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ВЫСОКОГО И СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ**

**Э.П. Трот, В.Е. Качесов**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [okei2009@mail.ru](mailto:okei2009@mail.ru)**

*В данной работе на основе результатов численного моделирования предлагается способ адаптивного автоматического повторного включения воздушной линии электропередачи, основанный на выделении постоянной составляющей напряжения в восстанавливаемом напряжении с помощью вычисления непрерывного (плавающего) вычисления среднего значения.*

*Method adaptive automatic circuit reclosers overhead power line based on getting a constant voltage in recovering voltage by calculating the continuous (floating) calculation of the average value is proposed on basis the results of the numerical simulation in that work*

Однофазное автоматическое повторное включение линий электропередач (ОАПВ) является эффективной мерой повышения надежности транзита электрической энергии по линиям высокого и сверхвысокого напряжения (ВН и СВН), поскольку доля однофазных дуговых (неустойчивых) коротких замыканий от их общего числа для ВЛ 330—750 кВ составляет порядка 65—80%, т.е. замыканий, в которых ОАПВ потенциально может быть успешным, его применение способно предотвратить перерыв электроснабжения по ВЛ ВН и СВН в большинстве случаев КЗ.

Основной задачей, возникающей при применении ОАПВ, является установление требуемой для успешности его осуществления длительности бестоковой паузы в каждой конкретной ВЛ. Из-за наличия электромагнитной и емкостной связей на поврежденной фазе наводится достаточное напряжение для поддержания горения дуги в месте КЗ, а после погасания этой дуги в месте ее горения восстанавливается напряжение достаточное для повторных зажиганий.

В современных устройствах ОАПВ линий электропередач высокого и сверхвысокого напряжения выдержка времени "бестоковой" паузы выбирается из условий обеспечения гашения вторичной дуги и последующей деионизации дугового промежутка [1]. Реальное время гашения дуги, чаще всего, намного меньше выбранного на основе обобщенных экспериментальных кривых. Задержка повторного включения по отношению к фактическому моменту гашения снижает эффективность ОАПВ (ухудшается динамическая устойчивость электропередачи и качество электрической энергии). С другой стороны, выбранные выдержки времени, не исключают неуспешных повторных включений при устойчивом характере повреждения или затянувшимся процессе горения дуги подпитки. Статистика показывает, что 15-30% ОАПВ оказываются неуспешными, что приводит к увеличению числа токовых воздействий на силовое и коммутационное оборудование, уменьшению межремонтных сроков его работы. В результате ухудшаются характеристики надежности и живучести энергообъединения.

Устройства, решающие задачу формирования выдержки времени паузы ОАПВ в соответствии с реальным временем горения дуги подпитки, получили название устройств адаптивного управления паузой (ОАПВ). Наличие такого блока в составе автоматики ОАПВ позволяет решать дополнительно целый ряд других задач, таких как ограничение коммутационных перенапряжений при повторном включении аварийной фазы, уменьшение послеаварийных качаний при отключении линии с устойчивым повреждением или при ее включении в транзит при успешном погасании дуги и т. д.

Анализ литературы свидетельствует о том, что линии, оснащенные емкостными трансформаторами напряжения (ЕТН), не имеют простого метода, который бы позволял достаточно надежно регистрировать факт самопогасания дуги подпитки. Нахождение критерия и создание на его основе метода, позволяющего исправить существующей технической пробел, является основной задачей данной работы. Чтобы найти

необходимый критерий требуется исследовать процессы, протекающие на аварийной фазе ВЛ. Для этого с помощью симулятора Pspice/ORCAD (ver.17.2) была создана численная модель электропередачи, позволяющая моделировать и анализировать с помощью встроенного широкого набора инструментов как стационарные, так и переходные электромагнитные процессы.

В качестве рабочей модели ВЛЭП используется П - образная модель линии с сосредоточенными параметрами. Рабочее напряжение - 500 кВ, длина 300 км. Нагрузка на вторичной обмотке трансформатора установлена на уровне 3.25 Ом, что эквивалентно теоретически предельной мощности нагрузки измерительного трансформатора (1000 Вт). Работа трансформатора на предельной мощности позволит убедиться в достаточности амплитуды для ее регистрации и постпроцессирования. Полностью функционирующая модель электропередачи изображена на рисунке 1.

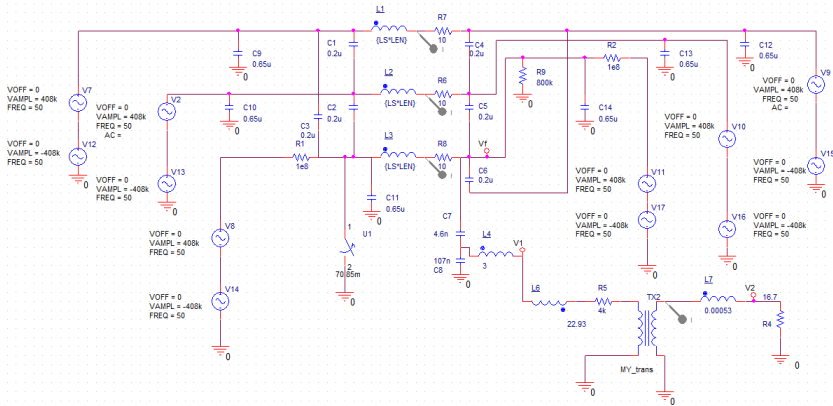


Рисунок 1 – Модель электропередачи без поперечной компенсации ее зарядной мощности

Осциллограмма напряжения на вторичной обмотке ( $U_2$ ) (рисунок 2), показывает, что сразу же после погасания дуги в составе напряжения появляется постоянная составляющая - на это указывает смещение сигнала относительно оси абсцисс.

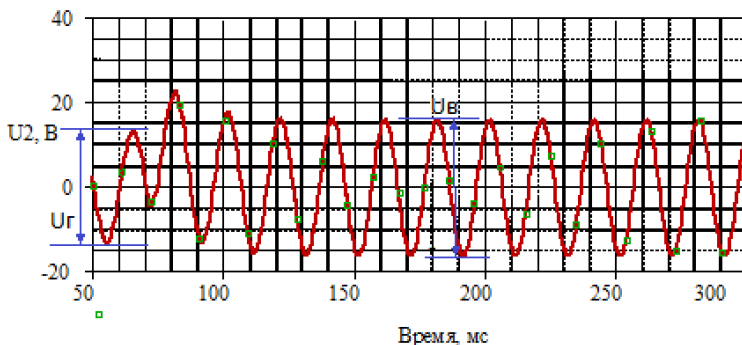


Рисунок 2 – Осциллограмма напряжения ( $U_2$ ) на вторичной обмотке ТН

Также стоит отметить совсем небольшое различие в величине напряжений во время горения дуги и после ее погасания (восстанавливающееся напряжение), что говорит о неприменимости метода установления факта гашения дуги по модулю восстанавливающегося напряжения ( $U_v$ ). Постоянная составляющая является явным фактом, указывающим на погасание дуги. Таким образом, если удастся выделить из действующего напряжения эту аperiodическую (постоянную) составляющую достаточной амплитуды, то на основе этого можно построить способ адаптивного ОАПВ. Следует отметить, что для линий, оснащенных электромагнитными трансформаторами напряжения, задача выделения постоянной составляющей восстанавливающегося напряжения, решена [2].

Расчет среднего значения  $u_v(t)$  за период, в котором присутствует постоянная составляющая, покажет его ненулевое значение. Такой расчет применительно к осциллограмме напряжения  $u_2(t)$  показан на рисунке 3.

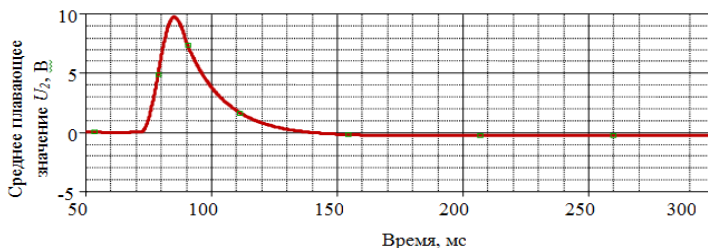


Рисунок 3 – Среднее плавающее значение напряжения  $u_2(t)$  при мощности нагрузки на ТН 1000 Вт

Таким образом, во время самопогасания дуги подпитки на вторичной стороне ЕТН формируется вполне достаточный для его измерения и распознавания сигнал длительностью (измеренной на половине амплитуды) около периода промышленной частоты. Этот сигнал может успешно применяться для адаптивного ОАПВ.

#### Литература.

1. Беляков Н.Н., Кадомская К.П., Левинштейн М.Л. Процессы при автоматическом повторном включении линий высоких напряжений. – М.: Энергоатомиздат, 1991, - 256 с.
2. Патент РФ 2535654. Способ адаптивного однофазного автоматического повторного включения воздушных линий электропередачи переменного тока// Качесов В.Е., Кошелько С.П./ БИ №35, 2014.

## РАЗРАБОТКА И ИСПЫТАНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЕЙ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ

**Ю. А. Чернышов, А.А. Мюльбаер**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [chernyura@gmail.com](mailto:chernyura@gmail.com)**

*В работе рассмотрены основные этапы разработки комплекта аппаратуры для измерения наведенного напряжения. Данные этапы включают в себя выбор внутренней изоляции высоковольтного делителя напряжения, разработку технологии и оборудования для заливки компаунда, используемого в*

*качестве внутренней изоляции, проведение тепловых, электрических и механических испытаний.*

*The article is considered the main stages of the development of equipment for measuring the induced voltage. These stages include the choice of internal isolation of the high voltage divider, the development of technology and equipment for pouring the compound, which is used as internal insulation. Thermal, electrical and mechanical tests were conducted.*

Наведённые напряжения представляют существенную опасность для персонала, обслуживающего линии электропередачи. В действующих правилах по охране труда отсутствуют требования об обязательном измерении наведённого напряжения перед началом работ на ВЛ, которая может оказаться под таковым. Отсутствие этого требования отчасти объясняется и тем, что в настоящее время серийно не выпускаются приборы для измерений наведённых напряжений. Поэтому на кафедре ТВН был разработан комплект аппаратуры, состоящий из измерительных штанг. Одним из основополагающих этапов разработки являлось проектирование и испытания внутренней изоляции высоковольтного делителя напряжения, используемого в данном оборудовании, так как от качества внутренней изоляции зависит электробезопасность персонала при измерениях и долговечность всей конструкции в целом. Из всего многообразия диэлектриков, наиболее подходящим вариантом, удовлетворяющим всем техническим требованиям, предъявляемым к данному измерительному оборудованию, являются полиуретановые заливочные компаунды, которые в начальном состоянии являются жидкими, но затем отверждаются, что значительно облегчает процесс заливки изоляции [1]. Проведенный анализ литературных источников показал, что подробная информация о технологиях изготовления внутренней изоляции высоковольтного оборудования часто недоступна, так как является тайной фирм-изготовителей. Также измерительная штанга имеет уникальную конструкцию, что и приводит к необходимости разработки собственного метода заливки.

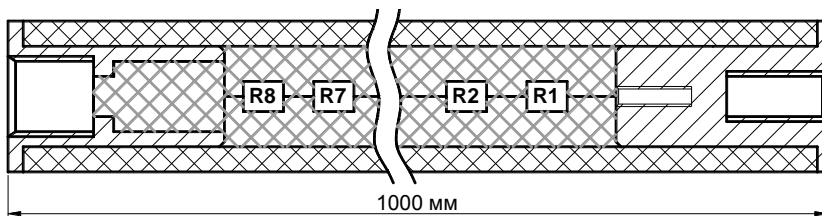


Рисунок 1 – Конструкция заливаемой детали

При заливке образцов были обнаружены воздушные включения в компаунде, и так как аппарата используется для измерения напряжения до 20 кВ, возможно развитие частичных разрядов в изоляции, вследствие чего будет происходить ускоренное старение изоляции [2]. Были определены зоны возможного возникновения частичных разрядов и посчитаны значения напряженности электрического поля по конструкции делителя напряжения. Воздушные включения также могут влиять на теплопроводность компаунда, ухудшая отвод тепла от делителя напряжения, что может привести к его перегреву. При заливке образцов было выяснено, что без предварительной подготовки компаунда объемная доля воздуха превышает допустимы значения. Поэтому в качестве меры по уменьшению количества воздушных включений применялось вакуумирование компаунда после замешивания компонентов.

Воздушные включения могут попасть в компаунд и на этапе заливки деталей. Для удобства заливки было разработано вспомогательное оборудование, а также спроектирована и изготовлена специальная вакуумная камера, способная полностью вместить заливаемое изделие. Данное вспомогательное оборудование обеспечивает выход всех крупных воздушных включений из компаунда.

Следующим этапом работы являлись разработка и проведение испытаний. Для этого было изготовлено по 2 вида образцов, которые моделировали реальное воздействие на изоляцию в процессе эксплуатации. Первый образец моделировал аксиальную составляющую, второй нормальную составляющую напряженности электрического поля.

Тепловые испытания проводились с использованием камеры холода и тепла, куда помещались образцы и подвергались многократным циклам охлаждения и нагрева. После этого образцы подвергались испытанию кратковременной электрической прочности, для проверки

характеристик изоляции после тепловых воздействий. Затем проводилось электрические испытания. Сначала, чтобы определить насколько внутренняя изоляция подвержена процессам старения в следствии развития частичных разрядов, на образцы подавалось максимальное рабочее напряжение, суммарное время воздействия которого было не менее 100 часов. Затем на образец подавалось испытательное напряжение в течении одного часа, чтобы определить влияние старения изоляции. Компаунд, используемый в качестве внутренней изоляции, считался успешно прошедшим тепловые и электрические испытания, если в течении опытов не произошло пробоя ни одного из двух образцов (для нормальной и аксиальной составляющей) и его характеристики по-прежнему соответствуют заданным требованиям.

Так как измерение наведенного напряжения проводится на высоте, то было необходимо максимально снизить вес измерительной штанги, но при этом сохранить механические характеристики, которые должны соответствовать предъявляемым техническим требованиям. Для достижения данной цели был уменьшен диаметр стеклопластиковых трубок, в следствии чего стал меньше вес самих трубок и соответственно уменьшился объем компаунда, используемого для заливки. Также закладные металлические детали, используемые для соединения звеньев, изготавливались по возможности пустотельными. Для этих же целей соединение закладных деталей со стеклопластиковыми трубками осуществлялось с помощью клеевого соединения, с последующим изготовлением образцов и проведением испытаний на механическую прочность. Образцы успешно выдерживали требуемую нагрузку на растяжение в 100 килограмм. Внешний вид измерительной штанги представлен на рисунке 2.

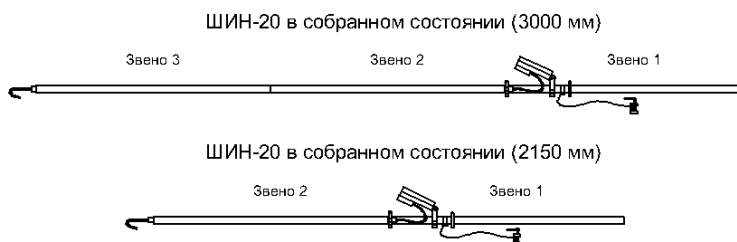


Рисунок 2 – Внешний вид штанги-измерителя наведенного напряжения



Литература:

1. Электротехнические материалы : учебник для техникумов / Ю. В. Корицкий. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М. : Энергия, 1968. – 318 с.
2. Степанчук К. Ф., Тиняков Н. А. Техника высоких напряжений : учебное пособие для электро-энергетических специальностей вузов – Минск : Высшая школа, 1982. – 366 с.

## **Секция ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА**

### **ПОВЕРХНОСТНАЯ ЭНЕРГИЯ МЕТАЛЛА, ТЕКСТУРИРОВАННОГО ЛАЗЕРНЫМ ИЗЛУЧЕНИЕМ**

**К.А. Батищева, Е.Г. Орлова, И.Н. Бутакова, Г.В. Кузнецов**  
**Национальный исследовательский Томский политехнический**  
**университет, г. Томск, bka1801@mail.ru**

*Исследовано влияние импульсного наносекундного лазерного излучения на текстуру поверхности алюминиевого сплава. Определена свободная энергия поверхности (СЭП) после текстурирования лазером. Получены «контуры смачивания».*

*The effect of pulsed nanosecond laser radiation on the surface texture of an aluminum alloy is investigated. The free energy of the surface (BOT) of laser-textured substrates has been determined. «Wetting contours» are obtained.*

Развитие научно-технического потенциала страны направлено на переход к новым материалам и способам конструирования, а также к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике. Доказано [1], что одним из перспективных способов продления срока службы металлических элементов в условиях длительного контакта с агрессивными жидкостями является предание их поверхности супергидрофобных свойств за счет создания текстуры лазерным излучением. Последнее может быть масштабировано для деталей сложного профиля натуральной величины.

В настоящее время теоретические основы обработки металлов лазерным излучением не разработаны на уровне, достаточном для прогностической оценки изменения их смачивающих свойств.

Известно [2], что количественной характеристикой смачивания является контактный угол ( $\theta$ ), величина которого зависит от текстуры поверхности и соотношения дисперсионной и полярной компонент свободной поверхностной энергии (СЭП) жидкости и твердого тела.

Целью работы – определение поверхностной энергии алюминиевого сплава после лазерного текстурирования.

Экспериментальные исследования проведены на образцах, изготовленных из алюминиевого сплава толщиной 5 мм и диаметром 50 мм. Полировка поверхностей перед текстурированием проводилась алмазными пастами и абразивными войлочными кругами. Органические

и неорганические загрязнения удалялись химически чистым изопропиловым спиртом и дистиллированной водой.

Текстура создавалась с помощью лазерной установки «МинниМаркер 2 М20». Последняя состояла из иттербиевого импульсного наносекундного волоконного лазера IPG-Photonics с длиной волны 1064 нм и двухосевого (X, Y) гальваносканера. Текстурирование поверхности проводилось в воздушной среде при температуре 22-23°C, атмосферном давлении, относительной влажности 40-45%.

На полированные образцы воздействовали одиночными импульсами с параметрами, представленными в таблице 1.

Таблица 1. Параметры лазера

Время воздействия	нс	200
Средняя выходная мощность	Вт	20
Частота следования импульсов	кГц	20

Варьированием скорости перемещения луча от 1 до 4 м/с и количества линий прохода луча от 5 до 20 на 1 мм создано 4 текстуры.

Морфология поверхности определена с помощью сканирующего электронного микроскопа и бесконтактного профилометра «Micro Measure 3D station». Экспериментальные исследования по определению изменения свойств смачиваемости, проведены на установке схема, которой представлена на рисунке 1 [3].

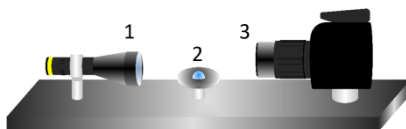


Рисунок 1 – Принципиальная схема экспериментальной установки: 1 – телецентрическая труба; 2 – подложка; 3 – фотоаппарат.

Плоскопараллельный свет, преобразованный в телецентрической трубе (1) из рассеянного, освещал каплю дистиллированной воды объемом 10 мкл, лежащую на подложке (2). Теневое изображение регистрировалось фотоаппаратом (3). Значения  $\theta$  получены после обработки фотоизображений с использованием программного обеспечения Drop Shape Analysis методом Тангенсальный-1 [4].

Свободная поверхностная энергия (СЭП),  $\sigma_s^d$  (дисперсная) и  $\sigma_s^p$  (полярная составляющая) текстурированной поверхности определены методом метод Оунса-Вендта-Рабеля-Кьельбле (ОВРК). В качестве тестовых жидкостей использованы вода с дисперсной составляющей поверхностного натяжения  $\sigma^d = 21,8$  мДж/м<sup>2</sup> и полярной  $\sigma^p = 51,0$  мДж/м<sup>2</sup> и дийодметан  $\sigma^d = 50,8$  мДж/м<sup>2</sup>;  $\sigma^p = 0$  мДж/м<sup>2</sup> соответственно.

Создано четыре текстуры, образованных совокупностью кратеров (рисунок 2). Расстояние между центрами кратеров составило  $67.3 \pm 0.5$  (образец 1),  $74.7 \pm 0.2$  (образец 2),  $140 \pm 0.5$  (образец 3),  $198 \pm 3.0$  мкм (образец 4).

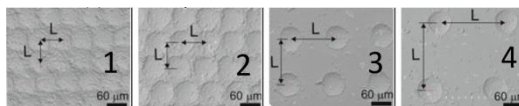
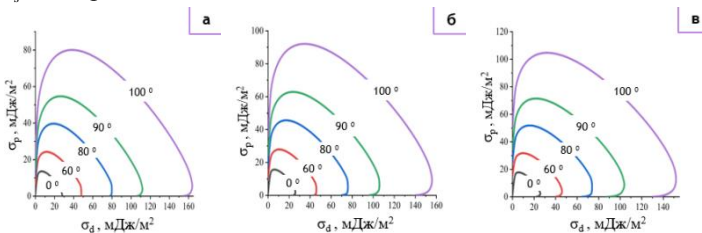


Рисунок 2 – SEM изображения текстуры с шагом (1)  $67.3 \pm 0.5$ , (2)  $74.7 \pm 0.2$ , (3)  $140 \pm 0.5$ , (4)  $198 \pm 3.0$  мкм.

Непосредственно после лазерной обработки поверхности проявляли гидрофильные свойства. Капля дистиллированной воды растекалась в пленку. Контактный угол ( $\theta$ ) на образце 3 и 4 составил 34.6 и 55.8 градусов. Известно [5], что после лазерного текстурирования  $\theta$  растет и через некоторое время его рост останавливается.

После стабилизации  $\theta$  (по прошествии до 29 дней) определена СЭП,  $\sigma_s^d$  и  $\sigma_s^p$  поверхности.



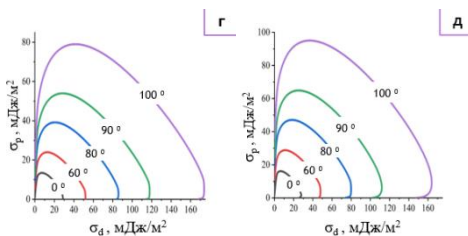


Рисунок 3 – «Контуры смачивания», построенные для полированного (а) и текстурированных (б-д) образцов с шагом текстуры  $67.3 \pm 0.5$ ,  $74.7 \pm 0.2$ ,  $140 \pm 0.5$ ,  $198 \pm 3.0$  мкм

«Контуры смачивания» построены для визуализации зависимости  $\theta$  от  $\sigma_i^d$  и  $\sigma_i^p$  смачивающей жидкости (рисунок 3). По оси абсцисс отложена дисперсионная составляющая, по оси ординат полярная составляющая СЭП. Рассчитаны теоретические  $\sigma_i^d$ ,  $\sigma_i^p$  для жидкости, с  $\theta$  равным 0, 60, 80, 90, 100 градусов.

«Контуры смачивания» используются для оценки  $\theta$  на поверхности в условиях смачивания жидкостью с известными  $\sigma^d$  и  $\sigma^p$  без проведения экспериментальных исследований.

#### Заключение

Методом ОВРК определены свободная поверхностная энергия (СЭП), полярные ( $\sigma^d$ ) и дисперсные ( $\sigma^p$ ) компоненты поверхностей, обработанных лазерным излучением. Текстура последних представляла собой совокупность кратеров, расположенных на заданном расстоянии. Получены «контуры смачивания».

#### Литература:

1. *Бойнович Л.Б., Емельяненко А.М.* Гидрофобные материалы и покрытия: принципы создания, свойства и применение // Успехи химии. -2008. - Т. 77, № 7. - С. 619-638.
2. Влияние скорости образования капли при растекании по микроструктурированной поверхности на краевой угол / Г.В. Кузнецов, Д.В. Феоктистов, Е.Г. Орлова, И.Ю. Зыков, К.А. Батищева // Теплофизика и аэромеханика. – 2018. - Т. 25, №. 2. - С. 247-254.
3. Кузнецов Г. В., Феоктистов Д. В., Орлова Е. Г., Батищева К. Режимы испарения капли воды на медных подложках // Коллоидный журнал. - 2016 - Т. 78 - №. 3. - С. 319-324

4. Kuznetsov G. V., Feoktistov D. V., Orlova E. G., Misyura S. Y., Morozov V. S., Islamova A. G. Evaporation modes of LiBr, CaCl<sub>2</sub>, LiCl, NaCl aqueous salt solution droplets on aluminum surface // International Journal of Heat and Mass Transfer. - 2018 - Vol. 126, Part A. - p. 161-168
5. Chi-Vinh Ngo, Doo-Man Chun Fast wettability transition from hydrophilic to superhydrophobic laser-textured stainless steel surfaces under low-temperature annealing // Applied Surface Science 409 (2017) 232–240

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-38-00315 мол\_а»

## **КОМБИНИРОВАННАЯ ФОТОТЕРМОДИНАМИЧЕСКАЯ ЭНЕРГОУСТАНОВКА**

**Л.С. Белолобская, С.Л. Елистратов**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, lbelolubskaya@gmail.com**

*В статье рассмотрена принципиальная схема фототермодинамической установки, позволяющей в комбинированном режиме осуществлять выработку электроэнергии на базе фотовольтаической солнечной энергоустановки на базе элементов PERC и паросиловой энергоустановки на низкокпящем рабочем теле. Показано, что суммарный КПД может достигнуть 30 и более процентов.*

*The article describes a schematic diagram of a photothermodynamic installation, which allows in a combined mode to produce electricity based on a photovoltaic solar power plant based on PERC elements and a steam-powered power plant on a low-boiling working body. It is shown that the total efficiency can reach 30 percent or more.*

Схема комбинированной солнечной энергоустановки соответствует ее основной идее - сочетанию в одной установке фотоэлектрического и термодинамического методов получения электроэнергии, где используется паросиловой цикл для утилизации тепла, отводимого от фотоэлектрической батареи.

Предпочтение было отдано самым передовым солнечным элементам PERC (Passivated Emitter Rear Cell) – пассивным эмиттерам заднего контакта, которые выполнены на основе кремния [1], за которые Мартину Грину в 2018 г. была присуждена премия «Глобальная

энергия». Если в традиционной солнечной батарее задний контактор представлен тонким алюминиевым слоем, который выполняет функцию сплошного токосъемника, то солнечные элементы PERC используют слой алюминия, который укрыт тончайшей кремниевой поверхностью с лазерной перфорацией. То есть в дополнительном слое из кремния предусмотрены многочисленные микроотверстия, через которые происходит съем электрического тока.

Технология PERC способна увеличить эффективность токоотдачи со стандартных 17% на 20% и более.

При нагреве фотоэлементов снижается выработка электроэнергии (см. рисунок 1), в общем случае повышение температуры на 1°C приводит к снижению КПД на 0,5 %.

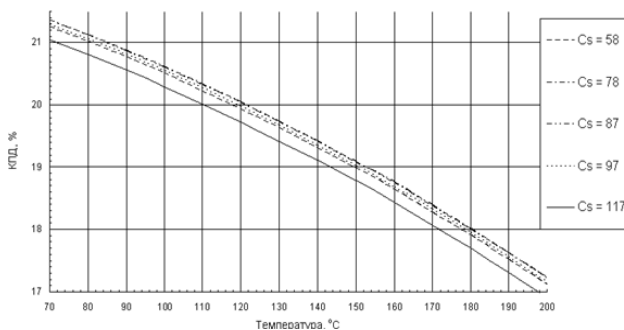


Рисунок 1 – Зависимость КПД от степени нагрева фотоэлемента

Использование отводимого от солнечного фотоэлемента тепла с помощью низкокипящих хладагентов, например, R134a позволяет осуществить дополнительную выработку электроэнергии в стандартном паровом цикле дополнительно до 10% (см. Рисунок 2)



Рисунок 2 – Зависимость КПД паросилового цикла на низкокипящих рабочих телах от температуры

При сочетании этих двух циклов можно повысить суммарный КПД выработки электроэнергии до 30%.

Литература:

1. [www.globalenergyprize.org](http://www.globalenergyprize.org) – 16 лет – энергия, создаваемая знаниями. ( дата обращения:29.10.2018)

## РЕКОНСТРУКЦИЯ КОТЛА КМ-75-40 ДЛЯ СЖИГАНИЯ КОРОДРЕВЕСНЫХ ОТХОДОВ В КИПЯЩЕМ СЛОЕ

**П.В. Белявская, П.А. Щинников**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, belyavskaya-polina95@mail.ru**

*В данной работе рассматриваются предпосылки для проведения реконструкций котлов КМ-75-40 на многих российских предприятиях целлюлозно-бумажной промышленности. А также указаны конструктивные изменения необходимые для проведения подобной реконструкции.*

*The relevance for the reconstruction of boilers КМ-75-40 at many Russian enterprises of the pulp and paper industry are discussed in this paper. In addition, the*



*design changes are indicated in this work, which are necessary for such a reconstruction.*

Энергетический кризис стимулирует развитие промышленной и малой энергетики на основе горючих отходов, горы которых быстро растут и представляют серьёзную угрозу окружающей среде. Утилизация отходов производства, переработки зерна, древесины и других отходов, зачастую имеющих «отрицательную» стоимость, позволит снять остроту экономических вопросов промышленных предприятий, значительно снизить себестоимость энергии. [1]

На большинстве целлюлозно-бумажных комбинатах (ЦБК) России для утилизации кородревесных отходов (КДО) используются утилизационные паровые котлоагрегаты типа КМ-75-40, оборудованные наклонными колосниковыми и механическими решетками.

Котлы предназначены для сжигания коры, древесных отходов и мазута. Проектная паропроизводительность при сжигании древесных отходов с влажностью не более 60% составляет 50 т/ч, а при подсветке мазутом – 75 т/ч. Номинальные параметры пара: давление 3,9 МПа, температура 440 °С. Проектное количество коры, утилизируемой на одном котле – 25,6 т/ч. Конструкция котла приведена на Рисунке 1.

В свое время производство котлоагрегатов марки КМ-75-40 позволило частично решить проблему утилизации влажных древесных отходов на многих российских предприятиях целлюлозно-бумажной промышленности. Однако в процессе их эксплуатации выявился ряд общих существенных недостатков:

- ограничение нагрузки котла в случаях уменьшения/прекращения подсветки резервным топливом;
- низкая экономичность топочного процесса вследствие неравномерности горения топлива на колосниковых решетках, что вызывало рост избытка воздуха и потерь тепла от неполноты сгорания отходов;
- низкая надежность цепной механической решетки, что обуславливало частые остановки котла;
- низкие экологические показатели.

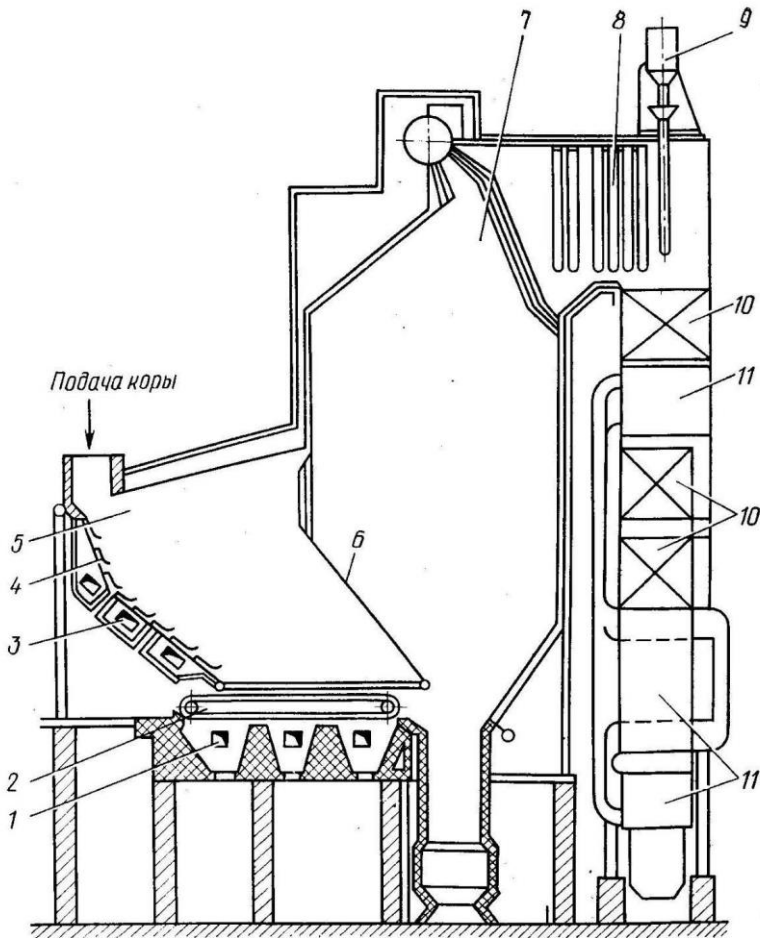


Рисунок 1 – Конструкция котла КМ-75-40

1 – подача воздуха под механическую решетку, 2 – цепная механическая решетка, 3 – подача воздуха под наклонную неподвижную решетку, 4 – наклонная колосниковая решетка, 5 – предтопок, 6 – экранные трубы, отделяющие предтопок от топки, 7 – топка, 8 – пароперегреватель, 9 – дробеочистка, 10 – водяной экономайзер, 11 – воздухоподогреватель

Впоследствии конструкция котлов была признана неудачной, и они были сняты с производства, но до сих пор продолжают эксплуатироваться на большинстве предприятий этой отрасли.

Целью моей работы является рассмотрение возможности реконструкции котлов КМ-75-40 для сжигания КДО в кипящем слое. Что в свою очередь требует создание и применение программы теплового расчета котлов с КС, которая в России до сих пор не была разработана. Использование известных программ расчета традиционных пылеугольных котлов («ТРАКР», «Бойлер-дизайнер»), основанных на рекомендациях Нормативного метода расчета паровых котлов, является некорректным и может давать ошибочные результаты. Разработка обоснованного метода расчета топочного контура и исследования процессов сжигания различных видов биомассы в котлах с кипящим слоем является совершенно необходимой и актуальной. [2]

В ходе работы была выявлена необходимость во внесении следующих изменений в конструкцию котла:

- демонтаж предтопка с колосниковыми решетками, наклонной решетки, холодной воронки котла, существующих батарейные циклонов, газопровода и трубопровода котла в границах реконструкции;
- монтаж воздухораспределительной решетки с системой коллекторов, газоплотных экранных поверхностей и обшивки предтопка
- установка течи коры, горелки предтопка ГМ-4,5 и новых площадок обслуживания
- реконструкция узла питания
- монтаж устройства подачи песка для топки кипящего слоя
- в топке котла устанавливаются элементы фронтального экрана и элементы фестонной разводки. В холодных воронках устанавливаются коллекторы вторичного дутья с соплами;
- установка оборудования системы удаления крупных фракций из предтопка и системы удаления песка из холодных воронок;

#### Литература:

1. Рябов Г. А., Фоломеев О. М., Санкин Д. А., Ханеев К. В., Бондаренко И. Г., Мельников Д. А. Применение технологии ЦКС для крупных энергетических блоков и улавливания CO<sub>2</sub>// Электрические станции. – 2010. – № 2. – С. 2 – 11. 291
2. Рябов Г.А., Фоломеев О. М., Ханеев К. В., Санкин Д. А., Мельников Д. А. Зарубежный опыт и перспективы использования технологии ЦКС в России// Сб. трудов научно – практической

конференции «Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и электрических систем», М.: МЭИ, 2012.

## **КИНЕТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГОРЕНИЯ ТОНКОДИСПЕРСНОЙ ВОДОУГОЛЬНОЙ СУСПЕНЗИИ**

**Е.Е. Бойко, О.П. Лемешев, Ю.В. Овчинников**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, e.boyko1991@yandex.ru**

*Предложена модель процесса воспламенения и горения тонкодисперсной водоугольной суспензии в циклонном предтопке. Модель позволяет получить конструктивно-компоновочные параметры циклонного предтопка в инженерной постановке и определить состав и количество продуктов сгорания тонкодисперсной водоугольной суспензии.*

*The process model for ignition and combustion of fine coal-water slurry in a cyclone furnace extension was proposed. The model allows to obtain the design-layout parameters of a cyclone pre-furnace in engineering formulation and to determine the composition and quantity of combustion products of the fine coal-water slurry.*

Разработка методов создания аппаратов циклонного типа для котлоагрегата с надежным воспламенением и сжиганием тонкодисперсных водоугольных суспензий является актуальным вопросом [1]. Одним из них являются отсутствие надежного методического инструментария для создания собственно циклонных предтопок с гарантированными характеристиками по мощности и параметрам процессов и сложности воспламенения высокообводненного топлива.

На Рисунке 1 представлена модель циклонного предтопка и показано движение ТД ВУС в нем.

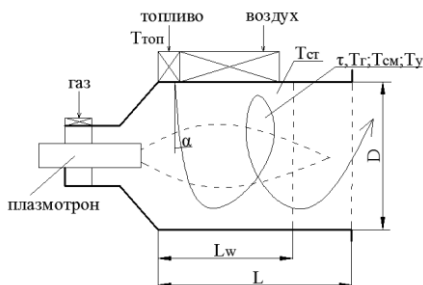


Рисунок 1 - Схема движения топлива в циклонном предтопке

Предтопок содержит три зоны: испарения влаги, газификации и горения. Модель имеет следующие допущения: квазистационарность процесса; постоянство теплоемкостей и коэффициентов теплоотдачи при средней температуре процесса; изотермичность частиц топлива; инертность компонентов золы; одномерность потока. Кроме того, в модели учитываются только определяющие процессы горения химических реакций, и так как критерий  $Fo \gg 5$  и одновременно критерий  $Bi \ll 0,5$ , поэтому теоретическим сопротивлением частиц топлива можно пренебречь. Конвективно-кондуктивный теплообмен от газа к частице превалирует над переносом теплоты радиацией [2; 3; 4].

Такой переход позволяет провести анализ процесса и получить конечные выражения, пригодные для инженерных расчетов.

Движение топлива в виде ТД ВУС внутри циклонного предтопка (ЦП) характеризуется физическими свойствами и размером частички топлива ( $\delta$ ), конструктивными параметрами циклона ( $L_w, L, D, \alpha$ ), временем нахождения частички в реакторной зоне ( $\tau$ ) и температурами стенки ( $T_{cm}$ ), газов ( $T_g$ ), смеси ( $T_{cm}$ ), частицы ( $T_{ch}$ ), а также исходной температурой топлива ( $T_{mon}$ ).

Движение топлива в модели происходит внутри некоторого канала, закрученного по образующей предтопка, тогда:

- уравнение изменения температуры газов представляется как

$$\frac{dT_g}{d\tau} = -A_g T_g + F_g; \quad (1)$$

- процесс испарения влаги из капли топлива представлен как

$$\frac{dm_e}{dt_w} = -1,25 \frac{\psi_y}{r} \alpha (T_{cm} - T_{mon}) (1-w)^{1,67} w^{0,33}; \quad (2)$$

- Уравнение для изменения температуры частицы топлива во времени, учитывающее конвективно-кондуктивный механизм переноса теплоты в газозвеси, тепловые эффекты  $\sum Q_i f_i$  термохимических реакций (в том числе и при выделении летучих), с учетом принятого методического подхода имеет вид:

$$\frac{dT_y}{dt} = -A_y T_y + F_y. \quad (3)$$

где  $T_{cm}$ ,  $T_y$  - температура станки и частиц топлива;  $\alpha_p$  - радиационный коэффициент теплоотдачи;  $\alpha$  - коэффициент теплоотдачи;  $r$  - теплота испарения;  $\tau_w$  - время испарения влаги;

Начальная температура частицы принята на уровне  $T_{cm}$ . Полное время термохимических превращений топлива будет определяться суммой  $\tau_{\Sigma} = \tau + \tau_w$ .

При термохимических реакциях уравнение выхода компонентов ( $CH_4$ ,  $CO_2$ ,  $CO$ ,  $H_2$ ,  $H_2O$ ) можно представить как

$$\frac{dC_j}{dt} = (C_j^0 - C_j) a_j = f_j, \quad (4)$$

где  $a_j = K_j \exp(-E_j R^{-1} T_y^{-1})$ ,  $K_j$ ,  $E_j$  - предэкспоненциальный множитель, константа скорости выхода компонентов и соответствующая энергия активации в  $j$ -ой термохимической реакции;  $R$  - универсальная газовая постоянная;  $C_j^0$  - начальная концентрация компонентов.

Из выражения (4) следует

$$C_j = C_j^0 (1 - e^{-a_j \tau}). \quad (5)$$

Для определения конструктивных характеристик находят время выхода влаги, с

$$\tau_w = \frac{W^p}{1,25 \cdot w_{вум.} \cdot \frac{6}{\rho_v \cdot \delta} \cdot \alpha \cdot \frac{T_{cm} - T_{mon}}{h_n} \cdot (1 - W^p)^{1,67} \cdot (W^p)^{0,33}}. \quad (6)$$

Затем длину участка испарения, м

$$L_w = \frac{V_n \cdot G}{\frac{\pi}{4} \cdot d^2} \cdot \tau_w, \quad (7)$$

и полную длину предтопка с учетом крутки потока

$$L = 2\ell_{\text{доп}} \cdot \omega_{\text{см}} \cdot \tau + \frac{V_n \cdot G}{\frac{\pi}{4} \cdot d^2} \cdot \tau_w \quad (8)$$

$$\pi \cdot D \sqrt{\frac{(D \cdot \operatorname{tg} \alpha)^2 + D^2}{D}}$$

В этих выражениях  $W^p$  - влажность топлива;  $w_{\text{вит.}}$  - поправка на скорость витания частиц;  $\rho_c$  - плотность частицы, кг/м<sup>3</sup>;  $\delta$  - характерный размер частицы;  $\alpha$  - угол ввода потока;  $T_{\text{см}}$  - температура стенки, К;  $T_{\text{мон}}$  - начальная температура топлива, К;  $h_n$  - энтальпия пара, кДж/кг;  $V_n$  - объем пара в продуктах сгорания, м<sup>3</sup>/кг;  $G$  - расход пара, кг/с;  $d$  - диаметр трубчатой зоны (канала) горения, м;  $\ell_{\text{доп}}$  - поправка на длину факела при горении ТД ВУС по сравнению с пылеугольным топливом;  $\omega_{\text{см}}$  - скорость смеси (продуктов сгорания) на оси потока, м/с;  $\tau$  - характерная длина, м;  $D$  - диаметр из условия крутки топки, м;  $\alpha$  - угол крутки, °С.

Таким образом, разработана кинетическая модель пиролиза, воспламенения и горения тонкодисперсной водоугольной суспензии; в результате моделирования пиролиза, воспламенения и горения ТД ВУС установлено, что на начальном этапе процесса (0-1 с) температура смеси ( $T_{\text{см}}$ ) достигает значений 1800-2500 К с последующим снижением до ~1200 К; установлено, что для ТД ВУС на основе кузнецкого угля с содержанием влаги 40 % время выхода влаги составляет 1-5 с в зависимости от температуры стенки предтопка; разработан метод конструкторского расчета циклонного предтопка в инженерной постановке. Показано, что для диаметров циклонов  $D_{\text{ц}} = 1,0-1,5$  м, характерных, например, для амбразур энергетических котлов, при тепловой мощности 8-16 МВт, длина аппаратов составляет  $L_{\text{ц}} = 4,5-10$  м. Длина участка испарения  $L_w$ , в этом случае, составит 0,4-0,55 от

полной длины, при этом с ростом мощности аппарата влияние температуры процессов на  $L_w$  снижается.

Литература:

1. Овчинников, Ю.В., Бойко Е.Е., Серант, Ф.А. Проблемы сжигания водоугольных топлив и предложения по разработке технологии сжигания / Ю. В. Овчинников, Е. Е. Бойко, Ф. А. Серант // Доклады АН ВШ Российской Федерации. - 2015. - № 1(26) - С. 85-93.
2. Калинин, Р.А., Левицкий, А.А., Мирохин, Ю.А., Полак, Л.С. Математическая модель процессов пиролиза и газификации угля/ Р.А. Калинин, А.А. Левицкий, Ю.А. Мирохин, Л.С. Полак// Кинетика и катализ. - т.28. - вып.3.-1978. - С.723-729.
3. Померанцев, В.В., Шестаков, С.М., Дудукалов, А.П., Усик, Б.В. Проблема разработки теории горения твердого топлива / В.В. Померанцев, С.М. Шестаков, А.П. Дудукалов //Сб. конф.: Новосибирск, 1985. - ч.1. - С.22-32.
4. Печенегов, Ю.Я. Моделирование и расчет теплообмена одно- и двух- фазных систем в трубчатых аппаратах: автореф. дисс... док.тех.наук: 05.14.04 /Печенегов Юрий Яковлевич. - Саратов, 1988. – 37 с.

## **ВЫБОР НИЗКОКИПАЮЩИХ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ ДЛЯ КОНТУРА ГЕОТЭС**

**А.В. Бояршин, П.В. Стрельникова, О.К. Григорьева**  
**Новосибирский государственный технический университет**  
**г. Новосибирск, fcsibir96@mail.ru**

*Авторами рассмотрены вопросы использования низкокипящих теплоносителей в работе контура ГеоТЭС, в качестве альтернативного метода выработки электрической и тепловой энергии.*

*The authors considered the use of low-boiling heat carriers in the work of the geothermal power plant circuit as an alternative method for generating electrical and thermal energy.*

В настоящее время все чаще задаются вопросы о выработке экологически чистой и независимой от традиционных источников (нефть, уголь, газ) электроэнергии. Рост стоимости на данные ресурсы



оказывает значительное значение на рост себестоимости электро- и теплоэнергии. Так, например, топливная себестоимость электроэнергии составляет 80% от всех затрат на ее производство.

Одним из вариантов решения имеющейся проблемы с растущей стоимостью и ограниченностью традиционных источников энергии, является использование контура ГеоТЭС на низкокипящих рабочих телах (НРТ), имеющих достаточно высокие давления насыщенных паров при низких температурах. Главным достоинством низкокипящих рабочих тел является возможность их адаптации к различным источникам тепловой энергии. Основное внимание при выборе НРТ обращается на такие качества как: различные теплофизические свойства, нетоксичность, отсутствие экологического воздействия на окружающую среду.

Основными применяемыми низкокипящими хладогентами являются: различные углеводороды (бутан, пропан, пентан), хладоны (R11, R12, R22, R114, R123, R245+a), аммиак, толуол, дифенил, силиконовое масло, в том числе углекислый газ при высоком давлении и новые синтетические вещества такие как «Novac 649», разрабатываемые компанией «3М», также в Италии используется ОМТС, Solkatherm при температуре источника 100...300 °С, в Германии GL160 при температуре источника 120...350 °С [1].

Для повышения потенциала использования низкоэнтальпийных источников теплоты необходимо решить целый ряд вопросов, связанных с выбором оптимального низкокипящего рабочего тела, определением предельной минимальной температуры охлаждения конденсата, выбором оптимального метода удаления неконденсирующихся газов из конденсатора-испарителя, а также проблем по обеспечению экологических ограничений по выбросу.

Низкокипящие рабочие вещества применяются на двухконтурных энергоустановках с использованием тепла термальных вод с температурой 100...200 °С, а также отсепарированной воды на месторождениях парогидротерм. Российская Федерация является первооткрывателем в создании энергоустановок на низкокипящих рабочих телах (РТ). Первая в мире ГеоТЭС мощностью 600 кВт на хладоне R-12 была построена на Паратунском месторождении термальных вод на Камчатке еще в 1967г. К сожалению, дешевизна топлива в то время сыграла большую роль и эти работы не получили должной оценки.

В ОАО «Кировский завод» имеется разработанный проект для изготовления двухконтурного энергетического модуля мощностью 1,5 МВт на фреоне R-142в. Энергомодуль изготавливается в заводских условиях и доставляется автотранспортом на месторождение. Помимо R-142в может использоваться изобутан [2].

В рассмотренном множестве хладонов, перспективных к применению, наиболее предпочтительны R22 (ODP=0,05) и R134a. Кроме того, возможно рассмотрение цикла Ренкина с хладоном R21, для которого характерна меньшая степень сжатия, чем у R134a, при фиксированном перепаде температур, как внутренней функции процессов, и возможность увеличения давления паров. Хладон R134a, несмотря на меньший коэффициент преобразования энергии, обладает большей объемной энергией по сравнению с R21. Использование R142b (PDP=0,065) дает возможность реализовать термодинамический цикл отвода теплоты на уровне 90°C, что благоприятно для холодных климатических условий России. За рубежом регулярно рассматривается возврат к использованию R744 (углекислого газа) в качестве экологически безопасного рабочего тела.

В соответствии с современными экологическими требованиями нельзя применять ряд хорошо изученных НРТ, например, фреоны или фторхлоруглероды, которые обладают высоким потенциалом глобального потепления. В связи с этим возникает необходимость выбора оптимального НРТ не только по экономическим показателям, но и с учетом экологической составляющей.

#### Литература:

1. Гафуров Н.М., Гафуров А.М. Отечественный опыт создания геотермальной электростанции с бинарным циклом // Форум молодых ученых – 2017г. - №5(9) – С. 519-522.
2. Городов Р.В., Губин В.Е., Матвеев А.С. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учебное пособие – 1-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 294 с.
3. Цветков О. Б. Диоксид углерода: природный экологически безопасный хладагент // Холодильная техника. 2001. №3. С.10-12.
4. Москвичева В. Н., Петин Ю. М. Результаты экспериментальных работ на Паратунской фреоновой электростанции // Использование фреонов в энергетических установках. 1974. С. 29-40.
5. Огуречников Л. А. Геотермальная энергетика // Геотермальные ресурсы в энергетике. 2005. С. 58-66.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГБЛОКА С УЧЕТОМ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ГРУППЫ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

**А.С. Воронкова, О.В. Боруш**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, voronkova.nastya@mail.ru**

*В данной статье рассматривается, какое влияние оказывает учет охладителя эжектора и сальникового подогревателя при расчете системы регенерации. Анализ полученных данных проводится на основании двух методов определения параметров.*

*The article deals with influence of accounting low-temperature receiver of jet exhauster and gland steam condenser at calculations of regeneration system. Obtained data is studied with using two methods of characterizations.*

На сегодняшний день для оценки расхода острого пара в голову турбины применяют метод обобщенного регенеративного отбора или выполняют тепловой расчет системы регенерации. При этом не учитываются такие подогреватели, как сальниковый подогреватель (СП) и охладитель эжектора (ОЭ), которые оказывают влияние на подогрев основного конденсата. Рассмотрим введение данных подогревателей в расчет регенеративной системы на основе турбины Т-100-130. Рассматривается два варианта распределения подогрева питательной воды: метод максимальной термодинамической эффективности и определение параметров на основе каталожных данных. На рисунке 1 представлена тепловая схема турбоагрегата Т-100-130 [5], на основании которой формировалась система сброса дренажей.

Первый вариант рассматривает оценку расхода острого пара с помощью расчета системы регенерации, в котором принимается, что в каждом подогревателе энтропия воды увеличивается на постоянную величину [3]. Для подогревателей высокого и низкого давления (ПВД и ПНД) эта величина определяется следующим образом:

$$\Delta s_{\text{ПВД}} = \frac{s_{\text{ПВ}} - s_{\text{ПН}}}{n_{\text{ПВД}}} \quad \text{и} \quad \Delta s_{\text{ПНД}} = \frac{s_{\text{Д}} - s_{\text{КН}}}{n_{\text{ПНД}} + \text{Д}}, \quad (1)$$

где  $s_{\text{ПВ}}$ ,  $s_{\text{ПН}}$  – энтропии питательной воды и после питательного насоса соответственно,  $n_{\text{ПВД}}$  – количество ПВД,  $s_{\text{Д}}$ ,  $s_{\text{КН}}$  – энтропии



аналогично первому варианту для измененной схемы линии ПНД (рисунок 3).

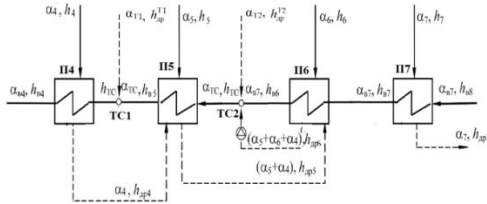


Рисунок 2 – Схема ПНД без СП и ОЭ

$\alpha_4 \dots \alpha_7$  – относительные расходы пара в соответствующем регенеративном отборе;  $\alpha_{B7}$ ,  $\alpha_{TC}$ ,  $\alpha_{B4}$  – расход основного конденсата после конденсатного насоса, точки смешения и на входе в деаэратор соответственно;  $h_4 \dots h_7$  – энтальпии пара соответствующих регенеративных отборов;  $h_{B4} \dots h_{B7}$  и  $h_{Др4} \dots h_{Др7}$  – энтальпии основного конденсата и дренажа после соответствующих подогревателей; ТС – точки смешения

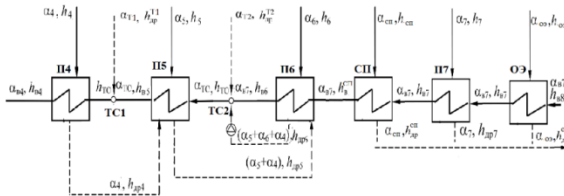


Рисунок 3 – Схема ПНД с СП и ОЭ

$\alpha_4 \dots \alpha_{O3}$  – относительные расходы пара в соответствующем регенеративном отборе;  $\alpha_{B7}$ ,  $\alpha_{TC}$ ,  $\alpha_{B4}$  – расход основного конденсата после конденсатного насоса, точки смешения и на входе в деаэратор соответственно;  $h_4 \dots h_{O3}$  – энтальпии пара соответствующих регенеративных отборов;  $h_{B4} \dots h_{B7}$  и  $h_{Др4} \dots h_{O3}$  – энтальпии основного конденсата и дренажа после соответствующих подогревателей; ТС – точки смешения

Третий и четвертый варианты расчета, выполнены аналогично первым двум, только распределение подогрева питательной воды производится исходя из параметров пара в отборах турбины, взятых из

справочника [2]. Стоит также отметить, что для достижения лучшего термодинамического эффекта, схема сброса дренажей была изменена (дренаж верхнего и нижнего сетевых подогревателей сбрасывается перед ПНД5 и ПНД6 соответственно).

Во всех четырех вариантах расчета после определения удельных расходов пара на регенерацию был уточнен расход острого пара и рассчитаны основные технико-экономические показатели. Часть из них представлены на рисунках 4 и 5 соответственно.

Таким образом, анализируя полученные данные, можно сделать вывод, что учет сальникового подогревателя и охладителя эжектора в линии ПНД при расчете тепловой схемы оказывает влияние на изменение технико-экономических показателей турбоагрегата и в дальнейшем может применяться для рассмотрения изменения параметров в последних ступенях турбины и в конденсаторе.

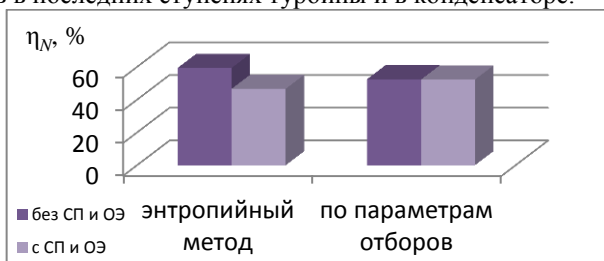


Рисунок 4 – Изменение КПД по выработке электроэнергии

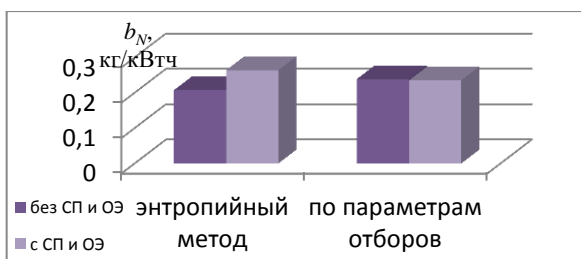


Рисунок 5 – Изменение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии

## Литература

1. Александров А.А., Григорьев Б.А. Справочные таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара. – М.: Изд-во МЭИ, 1999. – 168 с.
2. Григорьев В.А., Зорина В.М. Тепловые и атомные электрические станции: учебное пособие для ВУЗов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
3. Григорьева О.К., Боруш О.В. Расчет тепловых схем теплофикационных паротурбинных установок: методические указания к курсовому и дипломному проектированию. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – 64 с.
4. Долговский Н.М. Тепловые электрические станции и тепловые сети: учебное пособие для энергетических специальностей техникумов. – Москва-Ленинград: Энергетическое изд-во, 1963. – 160 с.
5. РД 34.30.716. Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата Т-100-130-3 ТМЗ – М.: Специализированный центр научно-технической информации, 1971.

## УТИЛИЗАЦИЯ ТБО НА ПЛОЩАДКАХ ТЭС

**Н.О. Глобина, О.К. Григорьева**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, nglobina75@gmail.com**

*ТБО – это топливо, которое имеет гарантированное возобновление пока существует человечество, а теплотехнический расчет показывает, что отходы по теплоте сгорания практически сопоставимы с торфом. Российский и зарубежный опыт в утилизации отходов методом сжигания позволяет разработать проект предприятия для любого региона, в котором существует проблема с утилизацией отходов.*

*MSW is a fuel that has a guaranteed renewal as long as mankind exists, and thermal engineering calculation shows that waste by heat of combustion is practically comparable to peat. Russian and foreign experience in waste disposal by incineration allows us to develop a project of the enterprise for any region in which there is a problem with waste disposal.*

Перспективным направлением развития энергетической политики Российской Федерации является использование возобновляемых источников для производства энергии.

Одним из ВИЭ можно считать твердые бытовые отходы. Твердые бытовые отходы – это топливо, которое по теплоте сгорания сопоставимо с торфом и некоторыми марками бурых углей [1]; образуется в крупных городах и имеет гарантированное предсказуемое возобновление, пока существует человечество.

Отходы представляют собой многокомпонентную смесь веществ с различным элементным составом, теплотой сгорания и минеральной частью, а также фракционным составом. Состав ТБО, а, следовательно, и их свойства, изменяются в течении года. Поэтому необходимо знать морфологический состав, содержание отдельных компонентов в течении всего года, чтобы определить низшую теплоту сгорания ТБО.

Для определения теплотехнических характеристик основных компонентов ТБО, необходимо просеять через грохот 50х50 пробу отходов и разделить на крупную (надрешеточную) и мелкую (подрешеточную) фракции. Затем надрешеточную фракцию сортируют по компонентным группам: бумажные, металлические, пластиковые, пищевые отходы, кожанотекстильные и неорганические материалы. Определив массовую долю каждой из этих компонентных групп, включая долю мелкой фракции, в лабораторных условиях измеряют влажность и зольность на сухую массу, и определяют значение теплоты сгорания в целом для ТБО.

На основании данных элементного состава отходов теплота сгорания может быть рассчитана по формуле Менделеева [2]:

$$Q_p^H = 4,18 \cdot (81C_p + 300H_p - 26(O_p - S_p) - 6(9H_p - W_p)), \quad (1)$$

где  $Q_p^H$  – низшая теплота сгорания ТБО на рабочую массу, кДж/кг;  $C_p$ ,  $H_p$ ,  $O_p$ ,  $S_p$ ,  $W_p$  – общее содержание углерода, водорода, кислорода, серы и влажности соответственно, %.

Результаты расчета теплоты сгорания ТБО по формуле Менделеева приведены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчета теплоты сгорания ТБО

Наименование компонента	Содержание, мас. %	Элементный состав на рабочую массу, мас. %					Теплота сгорания на раб. массу, кДж/кг
		С	Н	О	N	S	
Бумага	22,8	37,4	5,1	37,9	0,2	0,2	3237



Дерево	1,3	39,4	4,7	34	0,2	0,1	194
Текстиль	5	46,7	5,5	26,5	3,9	0,2	953
Кожа	0,7	64,1	8,5	12,4	10,7	0,4	206
Резина	0,7	94	1,2	0	0,3	0,6	234
Пластмасса	14,2	64,1	7,6	24,4	0	0	3869
Пищевые отходы	8,9	14,7	1,9	11,5	0,8	0,1	547
ИТОГО	53,6						9240

Таким образом, оценка теплотехнических свойств ТБО методом Менделеева показывает, что  $Q_p^H$  равняется 9240 кДж/кг. В данном расчете использованы усредненные значения компонентов ТБО для надрешеточной фракции. Но необходимо критически оценивать возможные ошибки, погрешности и причины их возникновения с тем, чтобы были достаточно достоверны.

Технологии утилизации ТБО посредством выработки тепловой и электрической энергии весьма разнообразны. В мире эксплуатируется более 2 тыс. установок, сжигающих отходы на механических колосниковых решетках, около 200 топок для термической переработки отходов в кипящем слое, примерно 20 барабанных печей, где сжигают ТБО, а также единичные установки с использованием пиролиза и газификации [3].

В Москве на мусоросжигающем заводе №2 имеется опыт использования технологии сжигания мусора на колосниковых переталкивающих решетках. Этот способ утилизации уже зарекомендовал себя как менее энергозатратный и эффективный способ сжигания отходов с выработкой тепла и электроэнергии.

Однако на некоторых зарубежных предприятиях по сжиганию ТБО тепловая и электрическая энергия не производится, а пар, вырабатываемый на МСЗ направляется на расположенную рядом ТЭС. Такая схема применяется и в России. К примеру, в Мурманске с 2010г. реализуется проект по передаче пара с мусоросжигательного завода на Восточную котельную ОАО «Мурманская ТЭЦ» [4].

Еще большего экономического эффекта можно достичь, когда установки по сжиганию ТБО непосредственно входят в состав

теплоэлектростанций и размещены на территории ТЭС. Например, в Швайнфурте (Германия) завод по переработке отходов располагается на территории угольной ТЭС. Схема, при которой осуществляется сжигание ТБО представлена на рис.1 [5].

В состав данной схемы входят: 2 угольных котла тепловой мощностью 63 МВт и паропроизводительностью 70 т/ч, 3 котла для сжигания ТБО тепловой мощностью 21,2 МВт и паропроизводительностью 25 т /ч, турбина с противодавлением мощностью 12 МВт и теплофикационная турбина с регулируемым отбором пара мощностью 17 МВт.

Тепловая электростанция в г. Швайнфурт ежегодно термически перерабатывает более 170 тыс. т отходов и обеспечивает теплом почти 1,1 млн. чел в год.

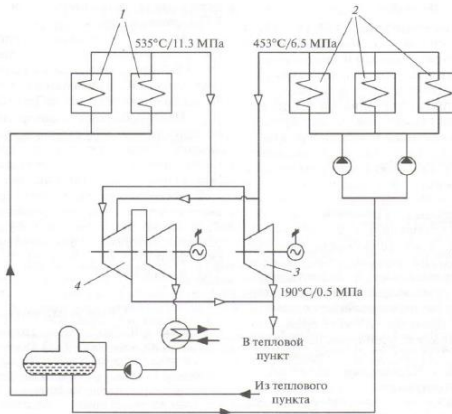


Рисунок 1 - принципиальная тепловая схема ТЭС в г. Швайнфурт (Германия)

(1-угольные котлы, 2-котлы для сжигания ТБО, 3-турбина с противодавлением, 4-теплофикационная турбина с регулируемым отбором пара.)

Таким образом, для крупных городов использование ТБО в качестве альтернативного топлива на ТЭС позволит сократить расходы на свалку, экономить дорогостоящие энергоресурсы, освободить огромные участки земли под полигоны и улучшить экологические условия территорий, используемых для свалок. Кроме того, по мере роста

благополучия населения, улучшения финансовых возможностей, уровня образованности состав ТБО меняется в сторону увеличения содержания бумаги, полимерных и других материалов с более высокой теплоемкостью, соответственно энергетический потенциал отходов будет увеличиваться.

Литература:

1. Пурим В.Р., Тугов А.Н. Твердые бытовые отходы - топливо для ТЭС малой мощности // Аква-терм.- 2001.- Июль. - С. 91-93.
2. Петров В.Г., Чечина А.А. Влияние степени извлечения сортируемых фракций на теплотехнические свойства бытового мусора // Химическая физика и мезоскопия. – Ижевск. Изд-во ФГБУ науки «Удмуртский федеральный исследовательский центр УрО РАН», 2005. - №2. – С. 135-145.
3. Тугов А.Н., Тумановский А.Г., Москвичев В.Ф. Опыт ВТИ по сжиганию твердых бытовых отходов в слоевых топках // Горение твердого топлива: Тезисы докладов VIII Всерос. конф. с междунар. участием: сб. конференции. – Новосибирск. Изд-во Института теплофизики СО РАН, 2012. – С. 164.
4. Завод по термической обработке твердых бытовых отходов (ТОТБО) [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://zavodtotbo.ru>
5. Тугов А.Н. Опыт использования твердых коммунальных отходов в энергетике (обзор) // Теплоэнергетика. – 2015. - №12. – С. 13 – 22.

## **ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ УЧЕБНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БАЗЫ**

**Т.А. Горшкова, И.В. Кудинов**  
**Самарский государственный технический университет,**  
**г. Самара [tatyana.gorchkova@mail.ru](mailto:tatyana.gorchkova@mail.ru)**

*Проведено энергетическое обследование учебно-производственной базы, рассмотрены мероприятия направленные на повышение энергетической эффективности зданий и экономию топливно-энергетических ресурсов.*

*An energy survey of the training and production base has been carried out, and measures have been considered to increase the energy efficiency of buildings and to save fuel and energy resources.*

В последнее время широко распространяется тенденция энергосбережения и энергоэффективного использования природных ресурсов. Энергетический аудит – одна из важнейших составляющих на пути повышения энергетической эффективности, с помощью которой можно проанализировать энергетический баланс системы, чтобы определить мероприятия, направленные на экономию топливно-энергетических ресурсов, добиться уменьшения вредного воздействия на окружающую среду, а также справиться с экономическим давлением и проблемами занятости.

Проведен энергоаудит комплекса зданий, состоящего из опытно-технологической мастерской, лаборатории и проходной. На основании объективных данных о фактических объемах потребления энергетических ресурсов и реальных показателей эффективности их использования был разработан ряд мероприятий, направленных на максимальное повышение энергоэффективности зданий.

*Полная или частичная замена система отопления.* Состояние системы отопления зданий (введены в эксплуатацию в 1977 г.) неудовлетворительное. Коррозия системы отопления трех зданий привела к истончению и разрушению стенок трубопроводов отопления. Рекомендуются замена системы.

*Увеличение тепловой мощности системы отопления.* Выполнены расчеты суммарных потерь теплоты через ограждающие конструкции (стены, окна, полы, потолки) [1-6], анализ которых позволяет заключить, что расчетные потери теплоты, найденные по текущему состоянию ограждающих конструкций, в 1,9 раза больше, чем установленная мощность системы отопления базы (при условии установки пластиковых окон). Необходимо увеличить тепловую мощность системы до расчётных значений потерь теплоты через ограждающие конструкции базы (750 Гкал/год).

*Увеличение тепловой мощности отопительных приборов (путем добавления секций в радиаторы).* Выполнена оценка мощности установленных в каждом помещении отопительных приборов, а также выполнены расчеты потребной мощности, в соответствии с текущими тепловыми потерями помещений. Расчет потерь теплоты по помещениям проводился с учетом того, что будут установлены пластиковые окна (в расчете по помещениям используются тепловые характеристики пластиковых окон).

Согласно произведенным расчетам суммарная мощность отопительных приборов должна быть увеличена на 361 Гкал/год

(1574 секции чугунных батарей МС-140), что позволит поддерживать  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  [4] в течение всего отопительного сезона во всех помещениях базы при максимальной температуре теплоносителя  $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

*Замена деревянных окон на пластиковые.* Ввиду высоких значений воздухопроницаемости (до  $20\text{ кг}/\text{м}^2\cdot\text{ч}$  деревянных окон, рекомендуется замена этих окон на пластиковые с термическим сопротивлением  $0,8\text{ м}^2\cdot^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$  и воздухопроницаемостью  $1,7\text{ кг}/\text{м}^2\cdot\text{ч}$ .

После установки новых окон из ПВХ, сопротивление оконных конструкций будет равно  $0,8\text{ м}^2\cdot^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$  [3-5]. Потери тепловой энергии через окна снизятся на 166 Гкал за отопительный сезон.

*Теплоизоляция наружных стен.* Термическое сопротивление стен зданий базы составляет  $0,88\text{ м}^2\cdot^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$ , что в 3,1 раза меньше требуемого по [5]. Рекомендовано утеплить здания слоем минеральной ваты толщиной 9 см и с коэффициентом теплопроводности  $0,036\text{ Вт}/\text{м}\cdot^{\circ}\text{C}$ .

После установки тепловой изоляции термическое сопротивление стены будет равно  $3,19\text{ м}^2\cdot^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$ , что соответствует нормам по тепловой защите зданий [3-5]. Потери тепловой энергии через стены снизятся в 3,1 раза и составят 57 Гкал за отопительный сезон, в отличие от 180 Гкал без изоляции.

*Утепление крыш зданий.* Термическое сопротивление крыш трех зданий составляет  $1,07\text{ м}^2\cdot^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$ , что в 3,4 раза меньше требуемого по [5].

Необходимо утеплить крыши зданий изоляционным материалом толщиной не менее 13 см и с коэффициентом теплопроводности не менее  $0,05\text{ Вт}/\text{м}\cdot\text{K}$ .

После установки тепловой изоляции термическое сопротивление потолков будет равно  $3,7\text{ м}^2\cdot^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$ , что соответствует нормам по тепловой защите зданий [3-5]. Потери тепловой энергии через покрытия снизятся в 3,4 раза и составят 63 Гкал за отопительный сезон, в отличие от 217 Гкал без изоляции.

*Строительство автономной котельной.* Задача отопления зданий по ГОСТ [4] (температура внутри помещений в течение всего отопительного сезона  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) осложняется тем, что температура,

теплоносителя, подводимого к зданиям учебно-производственной базы, на 25 °С ниже нормативной (90 °С). В связи с чем, необходимо рассмотреть возможность отопления трех зданий от автономной котельной, работающей на газе или значительно (в 1,9 раза) повысить тепловую мощность системы отопления.

Процесс энергоаудита и разработки данных мероприятий позволяет провести не только объективный анализ общей картины энергопотребления предприятия, но и детальную диагностику проблемных производственных систем и процессов, что при реализации рекомендаций энергоаудиторов способствует повышению производительности труда, улучшению условий труда работников и т.д.

#### Литература:

1. Кудинов В.А., Аверин Б.В., Стефанюк Е.В. Теплопроводность и термоупругость в многослойных конструкциях. Учебное пособие для вузов. М.: Высшая школа. 2008. 390 с.;
2. Кудинов В.А., Карташов Э.М. Техническая термодинамика. Учебное пособие для вузов. 5-ое издание. М.: Высшая школа. 2008. 260 с.
3. Малявина Е.Г. Теплотери здания. Справочное пособие – Москва: АВОК - ПРЕСС, 2007 – 256 с.;
4. ГОСТ 30494-2011 Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях. – Введ. 2013-01-01. – М.: Стандартиформ, 2013. – 19 с.;
5. СНиП 23-02-2003 Тепловая защита зданий – Введ. 2003-10-01. – М.: Госстрой России, ФГУП ЦПП, 2004. – 51 с.;
6. СНиП 23-01-99\* Строительная климатология. – Введ. 2000-01-01. М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 2003 – 140 с.

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПГУ С ПРЕИМУЩЕСТВЕННЫМ СЖИГАНИЕМ УГЛЯ ОТНОСИТЕЛЬНО ДРУГИХ ПАРОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

А.А.Зуева, П.А.Щинников

Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, tes.nstu@gmail.com

*В работе рассмотрены двухтопливные парогазовые установки параллельного типа с преимущественным использованием твердого топлива. Для двухтопливных ПГУ, имеющих в паросиловой части докритические (13 МПа) и сверхкритические (24 МПа) параметры, проведено сравнение конкурентоспособности с традиционной угольной технологией и теоретической ПГУ сбросного типа с КПД в 60%. Критерий конкурентоспособности - соотношение цен на топливо газ/уголь. Показано, что двухтопливные ПГУ предпочтительнее традиционных пылеугольных энергоблоков в том случае, когда соотношение цен на топливо не превышает ~5, а бинарных ПГУ сбросного типа, при соотношении цен более ~0,5 [8].*

*Dual-fuel combined cycle gas turbine units (CCGT) on the parallel scheme with predominant coal combustion are considered in the paper. Comparison of competitiveness in the ratio of fuel prices for gas / coal with traditional coal technology and theoretical rejected CCGT with an efficiency of 60% for dual-fuel CCGT with the implementation of the Rankine cycle for subcritical (13 MPa) and supercritical (24 MPa) steam parameters is carried out. It is shown that the dual-fuel CCGT is preferable to traditional coal power plants in the case when the ratio of the price of fuel does not exceed ~5, binary rejected CCGT, when the ratio of the prices by more ~0,5.*

В двухтопливных парогазовых установках (ПГУ) теплота подводится в камере сгорания ГТУ (при реализации цикла Брайтона) с использованием газа и в паровом котле (при реализации цикла Ренкина), где есть возможность сжигать уголь [1-4]. Использование угля позволяет расширять угольные технологии до обеспечения КПД комбинированного цикла, недостижимого для других «чисто» угольных технологий [4].

Расчеты расходов топлива ПГУ без дожигания и с дожиганием угля в паровом котле при сопоставимых условиях для установки мощностью 370 МВт (при цене на газ 5500 руб./тыс.м<sup>3</sup> и уголь – 2250 руб./т.) показывают, что ПГУ с дожиганием позволяет экономить более, чем в 2 раза газ, в случае использования угля в паровом котле. Это

обеспечивает экономию более 500 млн. руб. в год за счет разницы в стоимости разных видов топлив [5].

Учитывая наличие разницы стоимости двух видов топлива для рассматриваемых двухтопливных ПГУ, представляет интерес выявление зоны конкурентоспособности разных технологий по соотношению цен на топливо. Для сравнения взяты варианты схем двухтопливной ПГУ, бинарной ПГУ (только на газе) и традиционной угольной ПГУ.

В рамках сравнения определяют соотношения цены газа к углю (1), при котором обеспечивается равная эффективность двухтопливной технологии с «чисто» угольной и «чисто» газовой технологиями. При этом сравниваемые варианты приведены к сопоставимому виду по установленной мощности и отпуску продукции.

$$\delta = \frac{C_{\text{газ}}}{C_{\text{уголь}}} \quad (1)$$

Происходит попарное сравнение каждой технологии по расходу топлива. Расчеты ведут в условном топливе, при этом принята установленная мощность каждой из сравниваемых установок в 300 МВт при 5000 часов использования. Для каждой пары определяют суммарный по двум технологиям годовой расход угля и газа, затем определяют соотношение:

$$\delta = \frac{\sum_{i=1}^2 B_{i-\text{уголь}}^{\text{год}}}{\sum_{i=1}^2 B_{i-\text{газ}}^{\text{год}}}$$

Показатель  $\delta$  характеризует то ценовое соотношение между газом и углем, при котором обе технологии равноэффективны по издержкам на топливо с учётом равенства отпуска электроэнергии потребителю.

В паре ПТУ–ПГУ(б) с ростом цены на газ растёт показатель  $\delta$ , следовательно, угольная технология станет выгоднее.

При сравнении пары ПТУ–ПГУ(д) оценивают: если газ дороже угля меньше, чем в  $\delta$  раз ( $\delta_{\text{факт}} < \delta_{\text{расч.}}$ ), то двухтопливная технология становится предпочтительнее.

Для пары ПГУ(д)–ПГУ(б) двухтопливная технология предпочтительнее в случае, когда газ дороже угля более, чем в  $\delta$  раз ( $\delta_{\text{факт}} > \delta_{\text{расч.}}$ ).



Двухтопливная ПГУ представлена двумя вариантами схемы: на закритические параметры пара (24 МПа), и на докритические (13 МПа) (Таблица 1).

Таблица 1- КПД и расходы топлива разными установками при их установленной мощности 300 МВт

Наименование показателя*	ПГУ	ПГУ(д)	ПГУ(б)
КПД нетто**	0,42/0,4	0,52/0,49	0,6
Удельный расход условного топлива, кг.у.т/(кВт*ч)			
Уголь	0,292/0,307	–	–
Газ	–	–	0,205
Секундный расход условного топлива брутто, кг.у.т./с			
Уголь	22,7/23,8	11,9/12,74	–
Газ	–	7,21/7,21	16,8
Годовой расход условного топлива, тыс.т.у.т			
Уголь	408/428	214/229	–
Газ	–	129/129	302
Всего	408/428	343/358	302
Соотношение цен газ/уголь при равной экономической эффективности**	Сравниваемые пары технологий		
	ПГУ-ПГУ(д)	ПГУ(д)– ПГУ(б)	ПГУ(б)– ПГУ
	4,82/5,09	0,49/0,53	1,35/1,41

\* индекс «д» – двухтопливная; «б» – бинарная;

\*\* в числителе для 24 МПа, в знаменателе для 13 МПа

Выводы:

1. Показано, что двухтопливные ПГУ параллельного типа предпочтительнее традиционных пылеугольных энергоблоков в том случае, когда соотношение цен на топливо газ/уголь не превышает ~5.
2. Показано, что двухтопливные ПГУ параллельного типа предпочтительнее бинарных ПГУ сбросного типа при соотношении цен на топливо газ/уголь более ~0,5.

Литература:

1. Цанев С.В., Буров В.Д., Земцов А.С. Газотурбинные энергетические установки - Москва: Издательский дом МЭИ, 2010. - 428 с.

2. Григорьева О.К. Комплексное исследование ПГУ пылеугольных ТЭЦ с газовыми сетевыми подогревателями. - Автореферат дисс. на соискание степени к.т.н. - Новосибирск: НГТУ, 2006. - 16 с.
3. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Ловцов А.А. Энергосберегающая парогазовая технология реконструкции пылеугольной ТЭЦ. / Теплофизика и аэромеханика. – 2002. Т.9. – №3. – С.445-449.
4. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Бородихин И.В., Боруш О.В. ПГУ с преимущественным использованием твердого топлива. / Проблемы энергетики, 2007. – №3-4. – С.13-22.
5. Щинников П.А., Кругбелый В.А., Белявская П.В. Эффективность ПГУ с дожиганием угля. // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности: 7 междунар. науч.-техн. конф., Ульяновск, 21–22 апр. 2017 г.: сб. науч. тр. – Ульяновск: УлГТУ, 2017. – Т.1. - С. 167-172.

## **АНАЛИЗ ГАЗИФИКАЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**Д.В. Кисилёва, Г.И. Дьяченко**

**Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, gold150494@gmail.com**

*Актуальной задачей для государства всегда была задача газификации населенных пунктов, особенно в сельской местности. От ее решения во многом зависит жизненный уровень населения государства.*

*Relevant task to the state is gasification of settlements, especially in rural areas. The living standards of the state's population directly depend on the solution of this task.*

Россия занимает первое место по запасам (47800 трлн. м<sup>3</sup>) и второе место по добыче (681 млрд. м<sup>3</sup>) [1] природного газа в мире. Несмотря на это, в России остро стоит вопрос о газификации многих населенных пунктов. Основными причинами отсутствия газификации в населенных пунктах являются:

- Удаленность от источников природного газа;
- Отсутствие распределительной системы газоснабжения;
- Высокие затраты на подключение газа для населения;
- Низкая коммерческая эффективность развития систем газоснабжения для инвесторов;

- Ограниченность финансовых ресурсов на реализацию проектов газификации;
- Нехватка мощностей строительных организаций и др.

Рассмотрим одну из самых веских причин, влияющих на низкий уровень газифицированности населенных пунктов, из списка указанного выше – это высокие затраты на подключение газа для населения. Совсем недавно стоимость услуг устанавливалась органами местного самоуправления и доходила до 500 тысяч рублей, после изменения законов газификации для частных лиц составляет 20-50 тысяч руб. Сложность и дороговизна подключения привела государство найти альтернативные способы использования природного угля, один из них, преобразование газа в электричество с помощью газопоршневых электростанций. Проведение и подключение к электрическим сетям составляет в среднем 50 тысяч рублей, но более простой и быстрый способ подключения.

Сразу возникает вопрос, для чего нам нужно преобразовывать природный газ в электричество, ведь частные дома отапливаются печами. Решение данной проблемы существует, и оно намного упрощает механизм отопления частных домов. В настоящее время люди могут смело перейти на энергосберегающие обогреватели из кварцевого песка, производимые заводом «ТеплЭко». Обогреватели можно использовать как отдельно, так и создавая отопительную систему, устанавливая необходимое число обогревателей в зависимости от площади. Один обогреватель обогревает до 18 м<sup>2</sup>, при стандартной высоте потолков.

ОАО «Газпром» наконец 2017 года провело анализ уровня газификации по федеральным округам Российской Федерации, результаты которого представлены в таблице 1. Рассмотрев таблицу, можно заметить, что во многих федеральных округах уровень газификации является достаточно низким.

Таблица 1 – Уровень газификации

Федеральный округ	%
ЦФО	87,01
СЗФО	65,2
ЮФО	78,19
СКФО	92,05
ПФО	81,83
УФО	68,46
СФО	11,64
ДФО	65,11
Всего по РФ	73,11

Еще одним важной проблемой газовой отрасли РФ является изношенность газопроводов. Протяженность газопроводов [2] возрастом более 60 лет составляет 147 км, возрастом от 50 до 60 лет – около 4350 км, а от 40 до 50 лет – 21521 км. Газопроводы таким большим сроком эксплуатации представляют угрозы экологического и социального характера для районов их прохождения.

Проведенный анализ позволяет сделать вывод, что, несмотря на высокий потенциал газовой отрасли в Российской Федерации, существует ряд серьезных проблем в этой отрасли. Отсутствие газификации приводит к негативным последствиям: ухудшению качества жизни населения и экологической обстановки в регионе, а также миграции населения в районы с развитой инфраструктурой, что, в свою очередь, усиливает неравномерность заселения внутри страны и тормозит развитие целого ряда регионов, которые могли бы стать точками экономического роста.

Природный газ может стать тем средством, который будет способствовать достижению энергетической безопасности, росту промышленного производства, развитию инноваций, улучшению экологической ситуации. Причем именно экологические характеристики природного газа как топлива являются одними из главных аргументов в пользу того, чтобы он стал играть ключевую роль для мировой энергетики в текущем столетии. По сравнению с другими видами ископаемого топлива природный газ выделяет весьма значительное количество тепла на единицу веса, однако при этом в гораздо меньшей степени загрязняет воздух продуктами сгорания.

Литература:

1. Газификация регионов в России [Электронный ресурс]. URL: <http://mrg.gazprom.ru/about/gasification/> (дата обращения: 20.10.2018).
2. Ионин А.А., Газоснабжение.-М.: Стройиздат, 1989.

## **ВЛИЯНИЕ ВЯЗКОСТИ НА ДИНАМИКУ ТЕРМОКАПИЛЛЯРНОГО РАЗРЫВА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ПЛЕНКИ ЖИДКОСТИ**

**Д. Ю. Кочкин<sup>1,2</sup>**

**<sup>1</sup>Новосибирский государственный технический университет  
<sup>2</sup>Институт теплофизики им. С. С. Кутателадзе СО РАН,  
г. Новосибирск, [kochkin1995@mail.ru](mailto:kochkin1995@mail.ru)**

*Данная статья посвящена экспериментальному исследованию влияния вязкости на процесс термокапиллярного разрыва горизонтальной неизотермической пленки жидкости. Было обнаружено, что при резком увеличении температуры нагревателя в ходе разрыва пленки образуется остаточный слой. Также было установлено, что толщина остаточного слоя сильно зависит от вязкости жидкости.*

*The paper describes experiments on study of influence of the viscosity on the thermocapillary breakdown phenomenon in a horizontal nonisothermal liquid film. It was found that with a sharp increase of the temperature of the heater, a rupture of the film forms a residual layer. The thickness of the residual film was found to strongly depend on the liquid viscosity.*

В промышленной теплоэнергетике широко распространены аппараты, в которых используется пленочное течение жидкости. Также тонкие пленки жидкости перспективны для охлаждения оборудования с высоким локальным тепловыделением, в частности, высокопроизводительной электроники. Здесь требуется отвод высоких локальных тепловых потоков от электронных компонентов, таких как компьютерные чипы, силовая электроника (транзисторы, тиристоры).

Пленочные системы охлаждения эффективны, т.к. обеспечивают высокую интенсивность теплообмена при сравнительно невысоких расходах теплоносителя. Снижение толщины пленки позволяет интенсифицировать теплообмен, однако тонкие пленки

подвержены термокапиллярным разрывам, что может снижать эффективность аппаратов.

Исследования [1] показали, что пороговый тепловой поток для горизонтальных слоев жидкости существенно выше, чем в пленках, стекающих под действием гравитации, этим объясняется актуальность нашей работы.

Эксперименты проводились на рабочем участке, представляющем собой текстолитовое основание, в центре которого впрессован медный нагревательный элемент круглой формы с диаметром 12 мм. По периметру осуществлялось охлаждение рабочего участка (Рисунок 1). В качестве рабочих жидкостей использовалась сверхчистая вода Milli-Q и силиконовые масла (PMS-5, PMS-100, PMS-200), обладающие различной вязкостью в большом диапазоне при практически одинаковых теплофизических свойствах.

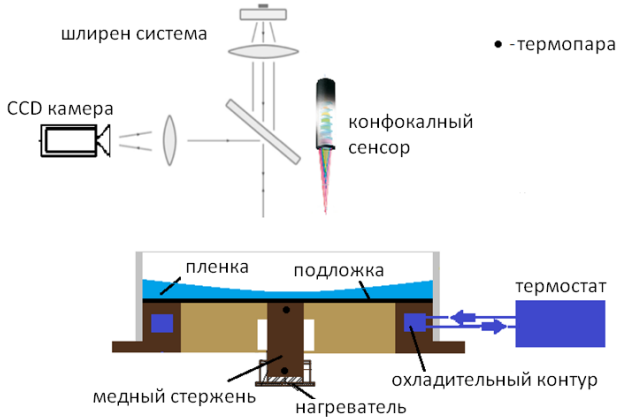


Рисунок 1 - Схема экспериментального стенда

Горизонтальная пленка жидкости формировалась на поверхности рабочего участка, после чего включался нагреватель, на котором спустя некоторое время образовывалось сухое пятно. В эксперименте использовались скоростная камера с оптической шлирен системой, позволяющая визуализировать деформации и разрушение пленки, а также конфокальный сенсор Micro-Epsilon, позволяющий с высокой точностью измерять толщину слоя жидкости.

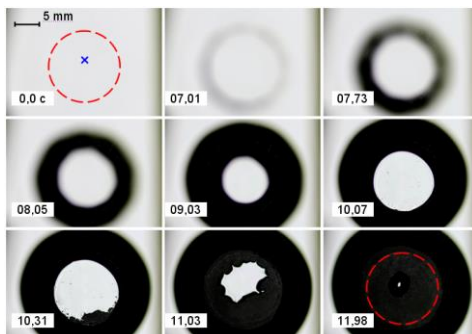


Рисунок 2 - динамика разрыва пленки воды (показано время от начала деформаций в пленке)

Было выявлено, что разрыв пленки воды (Рисунок 2) включает в себя три стадии: 1) В процессе роста теплового потока, под действием термокапиллярных сил пленка утончается в области нагревателя до некоторой критической толщины; 2) Затем она резко и необратимо утончается, при этом на нагревателе образуется остаточный слой жидкости (толщиной 7-10 мкм для воды); 3) После чего остаточный слой в течение нескольких секунд разрушается и испаряется.

Разрыв пленки силиконового масла протекает по похожему сценарию. Однако после разрыва, сухое пятно образуется не на нагревателе, а вокруг него, в то время как остаточный слой (толщиной около 275 мкм для PMS-200) полностью покрывает поверхность нагревателя и может существовать так довольно долго (несколько минут).

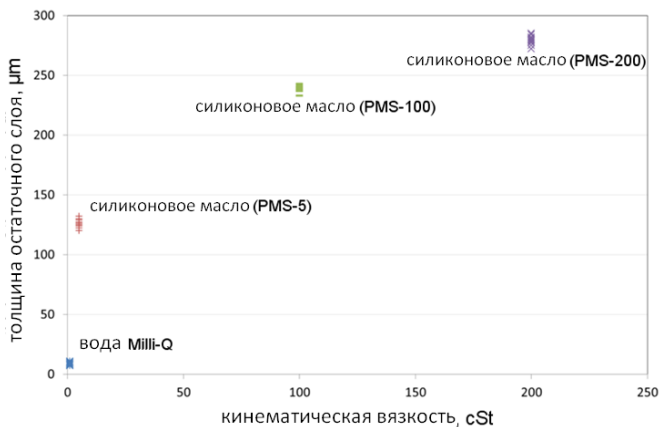


Рисунок 3 - Зависимость толщины остаточного слоя от кинематической вязкости жидкости

В ходе экспериментов было выявлено, что с увеличением вязкости жидкости, толщина остаточного слоя увеличивается. Как видно из (Рисунок 3), увеличение кинематической вязкости в 200 раз приводит к увеличению остаточного слоя примерно в 35 раз (кинематическая вязкость рабочих жидкостей берется для температуры 20°C).

#### Литература:

1. *Зайцев Д.В* ,. *Кириченко Д.П* , *Кабов О.А.* Влияние смачиваемости подложки на разрыв локально нагреваемой пленки жидкости // Письма в ЖТФ. - 2015. - Т. 41. № 11. - С. 79-85.



## ВЫБОР ТОПЛИВА ДЛЯ УСТАНОВОК ПО ВЫРАБОТКЕ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ ДЛЯ НИЗКО- И СРЕДНТЕМПЕРАТУРНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ

Д.С. Красильников, А.И. Щелков  
Самарский государственный технический университет,  
г. Самара, Krasilnikov.DS@yandex.ru

*В данной работе были рассмотрены преимущества использования природного газа для выработки теплоносителей в низко- и среднетемпературных процессах. Приведены примеры возможного использования природного газа для получения тепловой энергии в различных отраслях промышленности и деятельности людей.*

*In this paper, the advantages of using natural gas to produce coolants in low- and medium-temperature processes were considered. Examples of the possible use of natural gas to produce heat in various industries and human activities are given.*

На заре двадцатого века роль природного газа в Российском балансе топлива стала очень высока. Частью энергетической стратегией России до 2030 года является выработка тепловой энергии при помощи современных теплогенераторов, работающих на газовом топливе.

В качестве основного вида топлива, природный газ обладает конкурентоспособными, наиболее экономически эффективными и экологичными свойствами среди всего многообразия промышленного топлива. Природный газ обладает высокой теплотворной способностью. Его теплота сгорания, достигающая 42 МДж/нм<sup>3</sup>, значительно превышает теплоту сгорания каменного угля равную 25 МДж/кг [2]. Газ можно считать универсальным и экономичным топливом. Перспективы развития данного топлива очень велики. Находящий широкое применение во многих областях производства, природный газ, уменьшает в технологических процессах удельный расход топлива.

В низко- и среднетемпературных тепловых технологических процессах главными применяемыми видами теплоносителей являются вода, продукты сгорания (в основном природного газа), пар и воздух. Выработка либо подготовка любого низко- и среднетемпературного теплоносителя выполняется средствами передачи ему тепловой энергии, получаемой вследствие сжигания топлива. Энергетическая плотность газового топлива является главным элементом его выгодной стоимости. Одна тысяча кубометров газа по своей теплотворности значимо

превышает одну тонну условного топлива. Природные, попутные, сжиженные газы, а также производные газы нефтяных технологий характеризуются высоким теплообразованием. В таблице 1 показаны виды топлив, применяемые в низко- и среднетемпературных процессах.

Таблица 1 - основные показатели видов топлива

Вид топлива	Коэф. Перевода в т.у.т	Содержание серы, %	Зольность, %
Природный газ	1,15	0	0
Попутный газ	1,3	0	0
Сжиженный газ	1,57	0	0
Мазут	1,37-1,43	1,2	1,5
Каменный уголь	0,323-0,906	1-3	10-35
Древесный уголь	0,93	0,04-0,1	1-3
Сланцы	0,300-0,324	1-1,4	48-72
Торф	0,34-0,41	0,2-0,4	3-15
Брикеты угольные	0,6	0,2-0,8	0,5-1,5

Одним из множества преимуществ, которым обладает газовое топливо, является наименьшее содержание вредных примесей продуктов полного сгорания. Углекислый газ, водяные пары и азот остаются на выходе при сжигании газа. Отсутствие серы, золы, минеральных и других веществ при сжигании газового топлива даёт возможность широко применять природный газ, а также данный положительный фактор даёт возможность с высокой эффективностью осуществлять теплотехнические процессы. Продукты сгорания природного газа оказывают незначительное влияние на окружающую среду и экологию в целом вследствие малого показателя удельного выброса углекислого газа.

Сжиженный газ имеет наибольшую теплотворную способность. В основном в его роли выступает пропан-бутановая смесь. Высокая плотность сжиженного газового топлива позволяет использовать его для мобильных теплоиспользующих установок. В процессе сжигания природного газа образуется 12 нм<sup>3</sup> продуктов сгорания, а при сжигании 1 нм<sup>3</sup> сжиженного природного газа объем продуктов сгорания достигает 35 нм<sup>3</sup>. Указанные показатели дают нам повод называть газовое топливо

чистым энергоресурсом для использования в тепловой промышленности [3].

Мазут обладает высокой теплотворной способностью, но также имеет свои недостатки. Образование сернистых кислот осложняет возможность полезного использования теплоты, а также увеличивает коррозионное воздействие на оборудование, повышает хрупкость стали. Содержание золы в продуктах сгорания мазута не велика, но даже небольшая ее концентрация осложняет эксплуатацию газопроводов и накладывает дополнительные сложности такие как снижение эффективности передачи тепла через стенки теплообменных аппаратов из-за образования отложений на их поверхности. Применение мазута в промышленности подразумевает собой целый комплекс оборудования для возможности его эффективного преобразования для нужд производства. Необходимо наличие емкостей для хранения, перекачивающих установок и горелок. Мазут хранится при температуре 10-35°C для предотвращения его застывания, что подразумевает необходимость постоянного подогрева, при помощи пара или воды, что приводит к снижению качества топлива. Для транспортировки топлива по мазутопроводам необходимо подогреть его до температуры до 70°C, а непосредственно перед сжиганием до 140°C. Данные технологические сложности включают в себя большие дополнительные затраты энергии.

Твердые виды топлива обладают небольшими показателями теплоты сгорания по сравнению с жидкими и газообразными. Высокими показателями перевода в тонны условного топлива характеризуются каменный и древесный угли до 0.93. Продукты сгорания характеризуются большими показателями наличия серы и золы 3% и 35% соответственно. Более высокое содержания золы в продуктах сгорания имеют горючие сланцы (до 72%). Возможность применения твердого топлива для теплогенерирующих установок сопряжено с обязательной газификацией данного топлива.

Применяемые в низко- и среднетемпературных тепловых процессах теплоносители и получаемая энергия при сжигании природного газа являются очень востребованными во многих сферах деятельности людей:

Сельское хозяйство: стерилизация почвы воздействием газопарового теплоносителя позволяет уничтожить вредные бактерии, насекомых, а за счет возможности соблюдения температурного режима органическая часть почвы не уничтожается. Подготовка сельской продукции к хранению путем удаления излишней влаги продуктами сгорания

природного газа либо подогретого воздуха в овощехранилищах, различных складских помещениях позволяет значительно увеличить срок хранения.

Строительство: подготовка для транспортировки различных сыпучих материалов, таких как щебень, песок, керамзит. Термовлажностное воздействие на железобетонные конструкции позволяет ускорить процесс затвердевания бетона и получить готовую продукцию на более ранних сроках.

Транспортная инфраструктура: обогрев автоматизированных ж/д поездов, стрелок и авиационных полос, может осуществляться при помощи воздействия газоздушных смесей.

Химическая промышленность: массообменный процесс разделения жидких смесей на практически чистые компоненты, отличающиеся температурами кипения, происходит при помощи теплоты сгорания газового топлива. А также химические процессы термокрекинга и пиролиза не обходятся без получаемой теплоты от сжигания топлива. При помощи калориферов, подающих нагретый воздух, получаемый передачей тепла от продуктов сгорания газа осуществляется сушка веществ.

И это только небольшая часть области применения природного газа и с каждым годом способы и отрасли его использования расширяются.

В результате проведенного сравнения основных видов топлив можно подвести итог о высокой привлекательности газового топлива для низко- и среднетемпературных тепловых процессов, так как в этом случае нет необходимости применения промежуточного теплообменника, а для технологических целей может быть использована газоздушная или газопаровая смесь. Сжиженный природный газ дает возможность применять его там, где нет развитой транспортной инфраструктуры, в самых отдаленных регионах страны.

В технологических процессах, дающих возможность использовать продукты сгорания, газокомпонентные теплоносители более привлекательны по сравнению с паровоздушными смесями и паром за счет сравнительно небольшой себестоимости (не нужно строить сложных технологических объектов).

Положительные стороны использования и сжигания природного газа дают возможность рассмотреть его применение в широкой области теплотехнических процессов. Газопаровый теплоноситель является простым и выгодным в получении, что дает нам повод предполагать о больших перспективах развития теплоносителей, получаемых при

сжигании природного газа. Введение инновационных технических решений может сделать определенные сферы потребления газа более высокоэффективными [1].

Литература:

1. Федоров Н. А. Техника и эффективность использования газа. - М.: Недра, 1983. - 311 с
2. Григорьев К. А. и др. Технология сжигания органических топлив: учеб. пособие. - СПб.: Изд-во СПб политехн. ун-та, 2006. - 92 с.
3. Иссерлин А. С. Основы сжигания топлива: справ. пособие. - Л.: Недра, 1987. - 336 с.

## **ГОМОГЕНИЗИРОВАННАЯ СУСПЕНЗИЯ ДРЕВЕСНОГО УГЛЯ И ПИРОЛИЗНОГО ДИСТИЛЛЯТА**

**О.П. Лемешев, Е.Е. Бойко, Ю.В. Овчинников, С.Л. Елистратов**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, lemeshev5112@gmail.com**

*Рассмотрены вопросы получения и предварительного изучения свойств гомогенизированной смеси мелкоизмельченного древесного угля на основе горючей пиролизной жидкости древесных пород.*

*The issues of obtaining and preliminary studying the properties of a homogenized mixture of finely divided charcoal based on combustible pyrolysis liquid of wood species are considered.*

Современные представления о горении суспензий водоугольных топлив (ВУТ) позволяют сделать заключение об определяющей роли энергозатрат на прогрев суспензий перед их воспламенением [4]. В последние годы особенно активно стали развиваться исследования по сжиганию органоводоугольных топлив (ОВУТ), отличающихся от ВУТ добавлением жидкого горючего компонента, в частности, масел, нефтешламов, фусов, смол, горючих или легковоспламеняющихся жидкостей [2,3].

Установлено [3,4], что доминирующими факторами процессов зажигания являются размеры частиц топлива и температура окислителя. Добавление в водоугольную суспензию жидкого горючего компонента интенсифицирует процесс зажигания и повышает теплоту сгорания

топлива. Древесный уголь [1] может использоваться не только для повышения теплоты сгорания суспензий ВУТ и ОБУТ, но и для снижения инерционности зажигания и улучшения экологических показателей ОБУТ.

В качестве основного компонента использовалась пиролизная жидкость как жидкий горючий отход, получаемый при переработке древесины хвойных пород. Жидкость имеет светло-коричневый цвет и обладает стойким запахом горелой древесины. Небольшие навески пиролизной жидкости воспламеняются при воздействии высокой температуры в пламени бытовой газовой горелки. В качестве опытного образца твердого топлива для создания суспензии был использован древесный уголь марки А, сорт 1, ГОСТ 7657-84.

Для обеспечения сухого размола древесного угля использовался лабораторный образец планетарной шаровой мельницы Активатор 2SL. Для точного уравнивания загружаемой порции угля в стальные барабаны шаровой мельницы использовались японские весы марки Ohaus EX-10202 с ценой деления 0,01 г в диапазоне взвешивания до 10,2 кг. Размолотый уголь смешивался с пиролизной жидкостью в лабораторной гидродинамической мельнице «Активатор Gd». Особенностью гидродинамической мельницы «Активатор Gd» являлось дополнительное измельчение дисперсной массы угля в пиролизной жидкости или воде за счет создания многочисленных локальных очагов кавитации в рабочем объеме. Наличие эффекта кавитации определялось по нагреву внешней поверхности рабочего объема мельницы. Документирование картины размельчения производилось с использованием специальной техники в НГТУ (поляризационный микроскоп с функцией цифровых фотокопий изображений), Рисунок 2, Институте химической биологии и фундаментальной медицины СО РАН (камера Горяева, биологический микроскоп с получением цифровых фотокопий изображений), Рисунок 3, ООО «Завод химического машиностроения» (лазерный поточный анализатор дисперсного состава эмульсий).

На Рисунке 1 представлены результаты анализа пробы водоугольной смеси на лазерном анализаторе MicroSizer 201 в ООО «Завод химического машиностроения», полученной в гидродинамической мельнице после 10-дневного отстоя частиц.

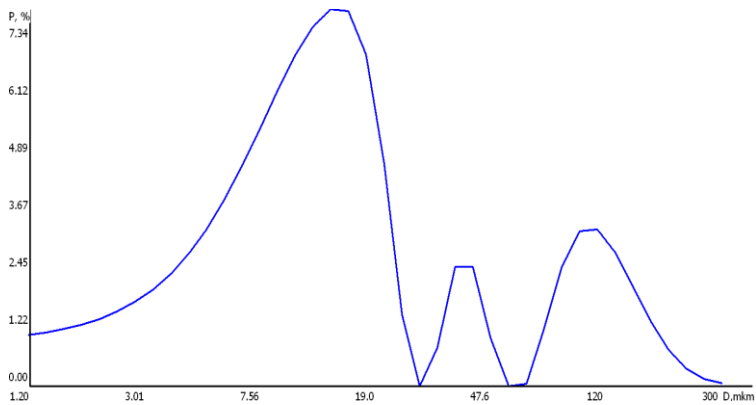


Рисунок 1 - Распределение частиц по размерам

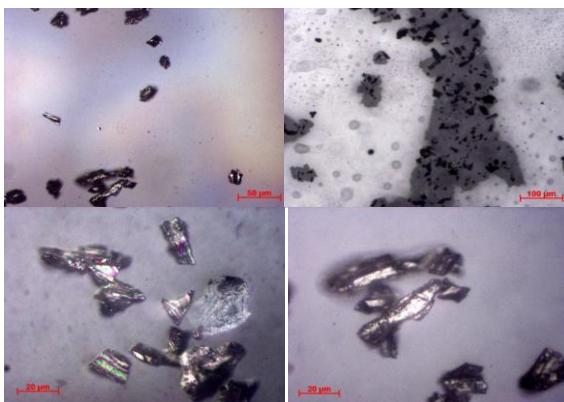


Рисунок 2 - Результаты анализа частиц на поляризационном микроскопе в НГТУ

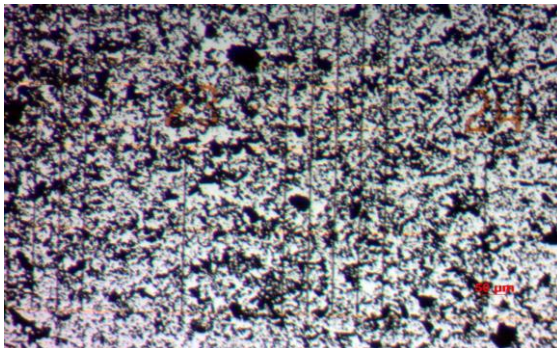


Рисунок 3 - Проба водной суспензии древесного угля в камере Горяева

В процессе работы были выявлены следующие важные особенности для отработки промышленной технологии использования пиролизной жидкости и создания нового топлива:

- пиролизная жидкость обладает высокими вязкими свойствами, позволяющими получить при обработке в гидродинамической мельнице вязкие однородные массы угля с высоким содержанием угольной массы (50% по массе).
- Полученная консистенция представляет по форме мягкий пластилин, который устойчиво сохраняет свою форму.
- В процессе сжигания в пламени газовой горелки характер его горения напоминает горение угля. Данное свойство пиролизной жидкости (вязущее свойство) в совокупности с ее горючестью позволяет получать гомогенизированные пасты в гидродинамической мельнице.

В процессе кавитационного измельчения в гидродинамической мельнице визуально был отмечен выход паров легкоиспаряемых разновидностей смол из рабочего пространства через выходной патрубок, что свидетельствовало об изменении химического состава кавитируемой пиролизной жидкости с ростом температуры до 60-70°C.

Добиться устойчивого кавитационного измельчения весовой концентрации «50% твердой фракция/50% жидкость» удалось только для водоугольной смеси. В случае более вязкой пиролизной жидкости удавалось достичь кавитационного измельчения при относительной весовой концентрации угля 30%-40%.



Эксперименты по зажиганию образцов пиролизно-угольной смеси и водоугольной смеси показали наличие остатков рыхлых зол соответственно светло-коричневого и пепельно-белого цвета. Химанализ остатков не производился.

Принципиально, что на основе пиролизной жидкости могут быть созданы две разновидности дешевого топлива, допускающие два вида его использования в котельных установках:

- жидкие пиролизно-угольные суспензии с мелкоизмельченным углем, используемые при их распыле форсунками при факельном сжигании в топках;
- условно-твердые («пластилиновые») компоненты, которые могут быть использованы в топках слоевого сжигания, их хранение и транспортировка могут быть организованы как для пеллет.

#### Литература

1. Лиштван И.И., Фалюшин П.Л., Смолячкова Е.А., Коврик С.И. Топливные суспензии на основе мазута, торфа, древесных отходов и древесного угля // Химия твердого топлива. – 2009. - №1, - С.3-7.
2. Горлов Е.Г. Композиционные водосодержащие топлива из углей и нефтепродуктов // Химия твердого топлива. - 2004. - № 6.- С.50-61.
3. Глушков Д. О., Стрижак П. А., Чернецкий М. Ю. Органоводоугольное топливо: проблемы и достижения (обзор) // Теплоэнергетика. - 2016. - № 10. – С. 31-41.
4. Gajewski W., Kijo-Kleczkowska A., Leszczynski J. Analysis of cyclic combustion of solid fuels // Fuel.- 2009. - Vol.88, N2. - P.221-234.

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ БЛАГОВЕЩЕНСКОЙ ТЭЦ ПРИ УСТАНОВКЕ ТУРБИНЫ Т-120/130-12,8

**Н.С. Масалова, П.А. Щинников**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, natalya.masalova@inbox.ru**

*В данной статье рассматривается строительство 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ. Проведен анализ экономической эффективности нового блока. Автором определены капитальные вложения в строительство, чистый дисконтированный доход и срок окупаемости.*

*This article discusses the construction of the 2nd stage of the Blagoveshchensk HPP. An analysis of the economic efficiency of the new unit was carried out. The author identified capital investment in construction, net present value and payback period.*

Ввод в работу 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ в 2016 году позволил повысить эффективность системы теплоснабжения за счет замещения выбывающих мощностей нерентабельных котельных г. Благовещенска, удовлетворил текущий дефицит и растущий спрос на тепловую энергию в Амурской области, повысил надежности электроснабжения потребителей и обеспечил покрытие неравномерной части графиков электрической нагрузки в Объединенной энергосистеме Востока. После сооружения 2-й очереди электрическая мощность станции выросла на 120 МВт, а тепловая мощность – на 188 Гкал/ч.

Строительство осуществляется на действующей территории ТЭЦ, поэтому затраты, связанные со сносом зданий, переселением людей и переносом инженерно-технического обеспечения отсутствуют. Оборудование устанавливается в уже существующие ячейки.

Анализ эффективности Благовещенской ТЭЦ при установке турбины Т-120/130-12,8 [1] показал, что дисконтированный срок окупаемости составляет 12 лет. Зависимость чистого дисконтированного дохода от времени представлена на рисунке 1.

Стоимость строительства энергоблока без НДС определена с использованием подходов [2,3,4] и составила 6196,966 млн. руб. Удельные капитальные затраты составили 1865,75 USD/кВт.

Годовой прирост выбросов от установленного оборудования не превысит 14,5 %.

Необходимость расширения станции в быстрорастущем городе была безусловной. Однако начало строительства растянулось почти на 28 лет. Из-за этого дефицит тепла к 2011 году составлял около 110 Гкал/час, что серьезно тормозило возведение новых жилых и социальных объектов. Теперь Благовещенская ТЭЦ полностью обеспечивает нужды города и близлежащих районов.

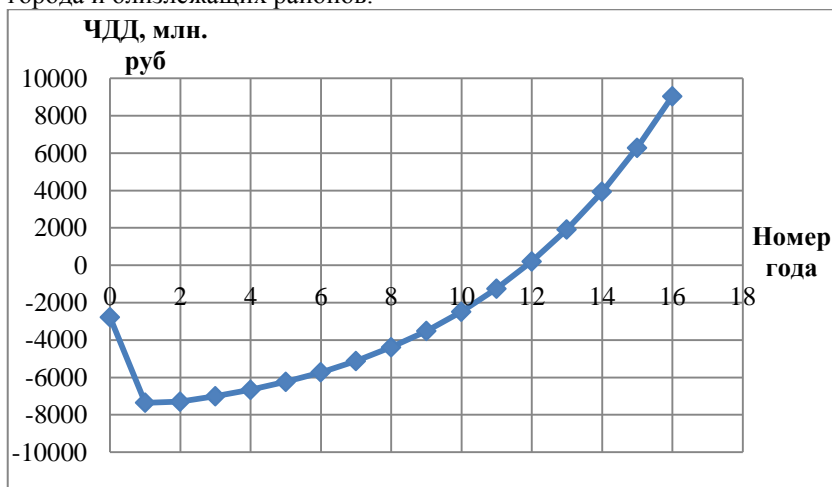


Рисунок 1 – Зависимость ЧДД от времени

Литература:

1. Каталог УТЗ [Электронный ресурс]. URL: [http://www.utz.ru/articles/img/2017\\_rus\\_nomenk.pdf.pdf](http://www.utz.ru/articles/img/2017_rus_nomenk.pdf.pdf) (Дата обращения: 29.09.2018).
2. Ларионов В. А., Ноздренко Г.В., Щинников П.А., Эыков В.В., Техничко-экономическая эффективность энергоблоков ТЭС: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1998. — 31 с.
3. Щинников. П.А., Ноздренко Г.В., Томилов В.Г. и др., Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями: Монография НГТУ. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. – 528 с.
4. Щинников П.А., Перспективные ТЭС. Особенности и результаты исследования: Монография НГТУ. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 284 с.

# ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ОХЛАЖДАЮЩЕЙ ВОДЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОХЛАЖДЕНИЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ЗОН ПРОМЫШЛЕННЫХ АГРЕГАТОВ

А.А. Медведев, А.И. Щелоков  
Самарский государственный технический университет  
г. Самара, aantoshamedvedev@yandex.ru

*В работе было проанализировано влияние качества охлаждающей воды на эффективность охлаждения высокотемпературных деталей. Проведен обзор особенностей водоподготовки для испарительного охлаждения оборудования. Обзор представляется в деталях: причины возникновения проблем качественного охлаждения и способы их устранения.*

*The paper analyzes the effect of cooling water quality on the cooling efficiency of high-temperature parts. The review of features of water treatment for evaporative cooling of the equipment is carried out. The review is presented in detail: the causes of problems of quality cooling and how to solve them.*

Задачей работы является изучение влияния качества охлаждающей воды на эффективность охлаждения промышленного оборудования, работающего в условиях высоких температур.

Различное производственное оборудование, работающее в тяжелых условиях, подвергается быстрому снижению качества работоспособности, продолжительности межремонтного цикла и сокращению общего срока эксплуатации. Для обеспечения надежной работы объекта предприятия необходимо производить принудительное охлаждение отдельных деталей конструкции.

Для охлаждения агрегатов требуется большое количество ресурсов, один из самых потребляемых – вода. Качество охлаждающей воды является основным фактором, оказывающим влияние на эффективность охлаждения [3]. Для получения соответствующего качества, вода подвергается ряду процессов:

- 1) Очистка от механических примесей (фильтрация);
- 2) Химводоочистка (обработка реагентами, снижение щелочности, обессоливание, умягчение);
- 3) Деаэрация (обескислороживание, дегазация).

В системах охлаждения всегда необходимо поддерживать установленный водно-химический режим. Это обусловлено тем, что оборудование и трубопроводы при плохом качестве охлаждающей воды

подвергаются воздействиям, которые негативно влияют на работу оборудования:

- 1) Коррозии металла;
- 2) Образованию накипи на поверхностях нагрева;
- 3) Биологическому обрастанию;
- 4) Зашламляемости окислами железа и взвешенными веществами.

При использовании технической воды для отбора теплоты от охлаждающей поверхности происходит выпадение солей при температуре 47 °С. В результате чего нарастают отложения и резко снижается теплопроводность стенки. Это приводит к увеличению термического напряжения в деталях, их перегреву и разрушающим последствиям, вплоть до аварийной ситуации [2].

Увеличение затрат на ресурсы объясняет необходимость изучения альтернативных методов охлаждения. При испарительном охлаждении теплота затрачивается на нагрев воды до температуры кипения и на парообразование. Поэтому отбор теплоты от охлаждаемой детали при испарительном охлаждении больше, чем при водяном. В итоге, расход потребляемой воды сокращается в 10 раз. Это дает возможность использовать химически очищенную деаэрированную воду. Проведение данного мероприятия по очистке исключает при нагреве воды выпадение солей в осадок и образование накипи, которая в свою очередь является причиной прогара детали из-за своей низкой теплопроводности. В результате срок службы топливосжигающих агрегатов значительно повышается. Кроме того, при применении испарительного охлаждения, сокращаются потери теплоты до 5% [1]. Поэтому данная технология охлаждения может рассматриваться как одно из перспективных направлений.

Основные преимущества испарительного охлаждения:

- 1) Сокращение расхода воды по сравнению с водяным охлаждением;
- 2) Отвод большого количества теплоты за счет скрытой теплоты парообразования и возможность ее утилизации (около 2400 кДж при испарительном, вместо 50-80 кДж при водяном охлаждении на 1 кг воды);
- 3) Интенсивный теплообмен между химически очищенной водой и охлаждаемой поверхностью за счет снижения образования накипи.

Основной причиной появления коррозии металла, является наличие в воде таких химических соединений, как: кислород, уголекислоты, нитраты, хлориды и сульфаты. В процессе коррозии металла происходит разрушение поверхностей промышленных агрегатов и

трубопроводов и снижение напора воды. Для борьбы с коррозией в системах испарительного охлаждения осуществляют ввод ингибиторов в воду, которые играют роль защитной пленки на поверхности металла и препятствуют процессу разрушения.

Основной состав накипи – это карбонат кальция ( $\text{CaCO}_3$ ). Для предотвращения отложения накипи на поверхности нагрева, необходимо осуществить предварительную подготовку воды: обессоливание (через установку обратного осмоса) и умягчение воды (через катионнообменные фильтры).

Область применения систем водоподготовки достаточно широка. Практически все промышленные объекты используют принудительное охлаждение теплонапряженных деталей. Это доменные, мартеновские, электросталеплавильные, нагревательные печи, воздухонагреватели, оборудование химической отрасли и др. От качественного охлаждения зависит не только надежность промышленных агрегатов, но и качество продукции и производственного цикла в целом. Также, водоподготовка применяется для снабжения водой котлов, электростанций, индивидуальных и муниципальных объектов, в различных видах промышленности.

Рассмотрев основные особенности влияния качества охлаждающей воды на эффективность охлаждения высокотемпературных зон промышленного оборудования можно сделать вывод, что процесс водоподготовки играет огромную роль. Благодаря химводоочистке исключается образование накипи, коррозии и попадании механических примесей в систему испарительного охлаждения, что значительно снижает износ и положительно сказывается на состоянии агрегата.

#### Литература:

1. Андоньев С.М. Испарительное охлаждение металлургических печей. - М.: Металлургия, 1970. - 420с.
2. Арсенов В.Г. Водоснабжение промышленных предприятий. Учебник для вузов. Изд. 2-е. М.: Стройиздат, 2005 - 71 с
3. Багров О.Н. Испарительное охлаждение печей в цветной металлургии. - М.: Металлургия, 1979. - 160с.

## ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ АБСОРБИЦИОННЫХ ТЕРМОТРАНСФОРМАТОРОВ ХОЛОДОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ ДО 10 КВТ

**Н.В. Миронова, Д.Г. Мухин, К.И. Степанов, С.Л. Елистратов**  
Новосибирский государственный технический университет,  
[miroноваNina@inbox.ru](mailto:miroноваNina@inbox.ru)

*В данной работе рассматриваются варианты использования в АТТ новых экологически чистых рабочих тел на основе хлорида лития (LiCl), для замены дорогостоящей и не производимой в России и соли бромида лития (LiBr).*

*In this paper, we consider the use of new environmentally friendly working fluids based on lithium chloride (LiCl) in АТТ to replace the expensive and not produced in Russia with lithium bromide salt (LiBr).*

При решении проблемы энергосбережения одним из важнейших направлений является использование низкопотенциальной энергии в абсорбционных термотрансформаторах (АТТ). В АТТ вместо электроэнергии может быть использована тепловая энергия солнечного излучения, уходящих газов энергетических установок, от сжигания отходов с/х производства, местных низкосортных видов топлива (торф, сланцы, древесные отходы и др.), что значительно расширяет возможности их применения на практике. Уголь, природный газ и дизельное топливо могут быть использованы в таких установках с высокой эффективностью.

Абсорбционные термотрансформаторы могут быть использованы в энергетике для охлаждения воздуха на входе в газотурбинные установки, для снижения температуры больших расходов воды в системах охлаждения конденсаторов паровых турбин и улучшения работы градирен. Утилизация бросового тепла тепловых электростанций в АТТ позволит частично или полностью заменить пароводяные теплообменные аппараты для нагрева сетевой воды, а также повысить эффективность ТЭС в целом за счет экономии энергоресурсов. Помимо энергетики термотрансформаторы абсорбционного типа применяются в локальных системах кондиционирования, в фермерских хозяйствах для длительного хранения мясомолочных, рыбных и других продуктов питания.

Для АТТ наиболее распространенным рабочим телом является экологически чистый и высокоэффективный водный раствор соли бромида лития (LiBr). Однако LiBr обладает и существенными

недостатками, такими как, коррозионная активность и высокая цена, что приводит к увеличению весогабаритных характеристик и общей стоимости АТТ. В связи с этим рассматриваются альтернативные рабочие тела на основе LiCl (LiCl+LiNO<sub>3</sub>, LiCl+CaCl<sub>2</sub>, LiCl+CsCl) способные заменить LiBr. Замена LiBr на растворы LiCl может привести к снижению кап затрат за счет уменьшения стоимости абсорбента и повышению COP АТТ до 8% при температуре греющего источника 80÷100 °С [3].

Не смотря на большое количество западных фирм, выпускающих АТТ и высокую актуальность их малоразмерных аналогов, для с/х производства и специальных приложений можно констатировать полное отсутствие на рынке машин производительностью до 10 кВт. Ориентация производителей на использование в качестве рабочего тела только водного раствора LiBr сейчас подвергается сомнению, требуется поиск и апробация новых рабочих тел.

На Рисунке 1 представлен вариант рабочей схемы универсальной АТТ малой мощности, позволяющей работать в режимах теплового насоса, холодильной машины с одно- и двухступенчатой абсорбцией и регенерацией раствора.

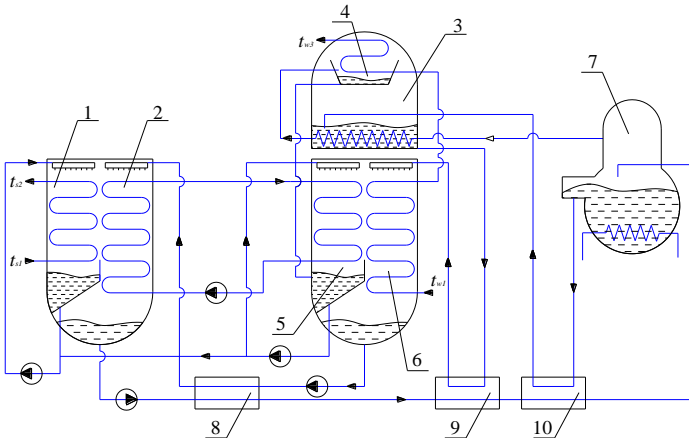


Рисунок 1 – Принципиальная схема АТТ с двухступенчатой абсорбцией и двухступенчатой регенерацией раствора.

1 – испаритель первой ступени; 2 – абсорбер первой ступени; 3 – генератор низкотемпературный (ГН); 4 – конденсатор; 5 – испаритель второй ступени; 6 – абсорбер второй ступени; 7 – генератор высокотемпературный (ГВ); 8, 9, 10 – теплообменники первой, второй и третьей ступени соответственно.



Данная схема принята к разработке и реализации НГТУ совместно с ИТ СО РАН и ОКБ «Теплосибмаш».

Литература:

1. Абсорбционные преобразователи теплоты: монография / А.В. Бараненко, Л.С. Тимофеевский, А.Г. Долотов, А.В. Попов. – СПб.: СПбГУНиПТ, 2005. – 338 с.
2. Абсорбционные бромисто-литиевые машины для нагрева и охлаждения воды // В монографии «Исследования и разработки СО РАН в области энергоэффективных технологий» / под общ. ред. чл.-корр. РАН С.В. Алексеенко. – Новосибирск: Наука, 2009. – С. 148-160.
3. Gogoi T.K., Konwar D. Exergy analysis of a H<sub>2</sub>O–LiCl absorption refrigeration system with operating temperatures estimated through inverse analysis, Energy Convers. Manage. 110, 2016. – P. 436-447.

## **ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВА ПЛАЗМЕННОЙ РАСТОПКИ И ПОДСВЕТКИ ФАКЕЛА ТОПОЧНОЙ КАМЕРЫ**

**А.Н. Новикова, А.А. Одикова, О.К. Григорьева**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, an-nov@rambler.ru**

*В мировой и отечественной теплоэнергетике при растопке пылеугольных котлов и для стабилизации горения (подсветки) пылеугольного факела используют мазут. Повсеместное снижение качества энергетических углей требует увеличения расхода мазута на тепловых станциях, в то время как из-за углубления переработки нефти и других причин объемы производства мазута в России сокращаются. Для использования безмазутной растопки рассматривается применение устройства плазменной растопки и подсветки факела топочной камеры.*

*In the world and domestic heat and power industry, fuel oil is used in the firing of pulverized coal boilers and to stabilize the combustion (illumination) of a pulverized coal torch. The widespread decline in the quality of power coals requires an increase in the consumption of fuel oil at thermal power plants, while due to the deepening of oil refining and other reasons, the production of fuel oil in Russia is declining. For the use of oil-free kindling, the use of a plasma kindling device and a furnace flame is considered.*

В мировой и отечественной теплоэнергетике при растопке пылеугольных котлов и для стабилизации горения (подсветки)

пылеугольного факела используют природный газ или топочный мазут. В мире на эти цели расходуют более 50 млн. т мазута в год, на российских станциях, по оценкам [4], ежегодно сжигают более 5 млн. т мазута. Повсеместное снижение качества энергетических углей требует увеличения расхода мазута на тепловых станциях, в то время как из-за углубления переработки нефти и других причин объемы производства мазута в России сокращаются.

В качестве примера рассматривается установка устройства плазменной растопки и подсветки факела топочной камеры на котле HG-2100/25,4-УМ ст. № 10 Троицкой ГРЭС.

Котёл HG-2100/25,4-УМ16 оборудован системой пылеприготовления с двумя осевыми вентиляторами первичного воздуха (ВПВ) с регулируемым углом установки рабочих лопаток; шестью среднеходными мельницами типа MPS200SP-II; шестью питателями сырого угля (ПСУ) типа HD-BSC26. Третий ярус плазменных горелок, является резервным и может использоваться при необходимости.

Применение технологии плазменного розжига позволяет реализовать безмазутную растопку котла. Плазменная технология растопки и подсветки котла имеет ряд преимуществ [4]:

- экономия жидкого топлива и затрат на его обслуживание;
- осуществление растопки и подсветки котла с помощью угольной пыли;
- улучшение безопасности: отсутствие использования мазута, который может стать причиной пожара на станции;
- уменьшение выбросов в окружающую среду;
- широкий диапазон регулирования работы горелки на разных видах угля.

Основные недостатки плазменно-топливных систем следующие [1, 2, 3]:

- небольшой ресурс непрерывной работы катода и анода (до сотен часов);
- невысокий КПД, за счет необходимости интенсивного охлаждения электродов;
- потребляемая электрическая мощность – 50-350 кВт.

Несмотря на наличие недостатков, данная технология имеет наибольшее распространение в мире, преимущественно в Китае. В настоящее время на более чем 60 ТЭС Китая применяется технология плазменного розжига, которая полностью заменяет мазутное хозяйство. Примеры безмазутных ТЭС КНР:

- Дуншэнская ТЭС 2×330МВт (это первая безмазутная ТЭС во всем мире);
- Канпинская ТЭС 2×600МВт;
- Фугуская ТЭС 2×600МВт;
- Хуанцзиньпуская ТЭС 2×600МВт;
- Фуканская ТЭС 2×150МВт.

Также, в 2016 году были введены в эксплуатацию два оборудованных СПВ безмазутных пылеугольных энергоблока единичной мощностью 660МВт, полностью аналогичных блоку ст.№10 Троицкой ГРЭС, на ТЭС Zetes в Турции.

Принцип работы установки устройства плазменной растопки и подсветки факела топочной камеры заключается в следующем: установка работает с помощью электрической дуги постоянного тока при определённом давлении среды под сильным магнитным полем получают плазму постоянного тока со стабильной мощностью. Между электродами плазмотрона возбуждается мощная электрическая дуга в виде струи плазмы из воздуха. Плазма нагревает проходящую через неё аэросмесь. Температура струи плазмы на выходе из плазмотрона составляет 3500-5400°С. Из угольной пыли выделяются летучие и образуется двухкомпонентная смесь горючих газов и кокса, которая легко воспламеняется при термохимическом воздействии электродуговой плазмы. При такой температуре происходит не только интенсивное термическое разложение топлива и воспламенение летучих, но и воспламенение коксовой основы [1].

Работа плазменных горелок требует высокой мощности источника электропитания 50-350 кВт и осуществляется при напряжениях от 50 до 400 В. Высокоамперные токи (до 3,5кА), возникающие при этом, формируют плазменную струю.

Таблица 1 - Технические характеристики плазмотронов

<b>Наименование</b>	<b>Параметр</b>
Мощность плазмотрона, кВт	50-350
Напряжение источника питания, В	220/380
Напряжение на электродах, В	50÷400
Ток дуги, А	до 3,5кА
Ресурс электродов плазмотрона, ч	100 (катод), 500 (анод)
Расход плазмообразующего газа (воздух), кг/ч	20-80

Для обоснования внедрения установки устройства плазменной растопки и подсветки факела топочной камеры на котле ст. №10 Троицкой ГРЭС поведен экономический анализ.

В ходе экономического анализа было определено, что основными доходными показателями являются:

- Экономия жидкого топлива. Растопочным топливом на Троицкой ГРЭС является мазут М100, который полностью замещается устройством плазменной растопки и подсветки факела топочной камеры.

- Экономия пара на подогрев, распыл мазута и охлаждение паром мазутных форсунок.

- Экономия пара собственных нужд за счет недогрева мазута с 70 до 130 °С.

- Негативное воздействие на окружающую среду. Вследствие того, что расход жидкого топлива уменьшается, следовательно, уменьшаются выбросы в атмосферу, тем самым снижаются выплаты за негативные выбросы.

- Эксплуатация мазутного хозяйства.

Таким образом, в ходе расчетов было определено, что дисконтированный срок окупаемости проекта составляет менее 5 лет.

Применение плазменных горелок позволяет улучшить технико-экономические показатели как отдельных котлов, так и ТЭС в целом за счет отказа от жидкого топлива, снижения вредных выбросов в атмосферу.

Литература:

1. В.А. Дубровский, М.В. Зубова. Энергосберегающие системы растопки и подсветки факела топочных камер котлов.- Монография Красноярск, СФУ, 2012.

2. F. X. Lu et al. Diamond and Related Materials, №7, 1998, с. 737 – 741.

3. Альфред Моссэ, Василий Савчин. Плазменные технологии и устройства для переработки отходов.- Минск.: «Белорусская наука», 2015.

4. Е.И. Карпенко, М.Ф. Жуков, В.Е. Мессерле и др. Применение систем плазменного воспламенения угольной пыли в котлах Таштагольской производственно-отопительной котельной.- Журнал "Новости теплоснабжения", № 1, (17), январь, 2002, с.14 – 21.

5. Буянтуев С.Л., Карпенко Е.И. Плазменный безмазутный розжиг и подсветка пылеугольного факела: исследование и опыт

## **СХЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОГО ТЕПЛА ТЭС ВО ФРЕОНОВОМ КОНТУРЕ**

**А.А. Одикова, А.А. Новикова**

**Научный руководитель – к.т.н., доцент О.К. Григорьева  
Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, stasy2923@gmail.com**

*Исследованы технологии, обеспечивающие повышение энергоэффективности теплоэнергетических установок за счет утилизации низкопотенциального тепла циркуляционной воды. Рассмотрено применение фреоновой турбины, теплового насоса и их комбинированного цикла на примере теплофикационной турбины в городе Новосибирске. Произведено сравнение эффективности технологий на примере двух фреонов: R-134a и R-404a.*

*The technologies that increase the energy efficiency of heat and power plants due to the utilization of low-potential heat of circulating water are investigated. The use of a Freon turbine, a heat pump and their combined cycle is considered on the example of a cogeneration turbine in the city of Novosibirsk. Comparison of the efficiency of technologies was made using the example of two freons: R-134a and R-404a.*

В настоящее время много внимания уделяется энергосберегающим технологиям. На многих предприятиях стремятся снизить издержки и потери как электроэнергии, так и тепловой энергии. Например, на ТЭС при технологических процессах производства большое количество энергии рассеивается в окружающую среду. Одной из значимых составляющих потерь тепловой энергии является теплота циркуляционной воды, охлаждаемой в градирнях.

Поскольку эта вода является источником низкопотенциальной теплоты, то предполагается сравнить эффективность применения в тепловых циклах низкокипящих рабочих тел (НРТ), таких как R-134a (озонобезопасный фреон, широко применяемый в настоящее время) и R-404a (как не содержащий хлора и имеющий нулевой потенциал разрушения озонового слоя).

В качестве примера надстройки рассматривалась турбина Т-110/120-130. Так как для теплофикационной турбины расход пара на сетевые подогреватели и в конденсатор зависит от температуры наружного воздуха, то расчеты проводились в диапазоне температур от  $-39$  до  $+18$  °С, что характерно для температурного графика Новосибирска.

Первым вариантом повышения эффективности является надстройка контура паровой турбины контуром фреоновой турбины. В данной тепловой схеме циркуляционная вода идет напрямую в испаритель, в котором происходит передача теплоты воды к фреону. Затем вода снова поступает в конденсатор (таким образом, в данной схеме отсутствует необходимость охлаждения воды в градирне). Нагретый до парообразного состояния фреон, в свою очередь, поступает на фреоновую турбину, где вырабатывается электроэнергия. Затем фреон охлаждается в атмосферной градирне и насосом подается снова в испаритель.

Параметры конденсации фреона зависят от температуры наружного воздуха, так как конденсация происходит в атмосферной градирне.

В зависимости от температуры наружного воздуха расход пароводяной смеси, охлаждаемой в конденсаторе, изменяется от наибольшего в теплое время года к наименьшему с уменьшением температуры (в зависимости от расхода пара на нагрев сетевой воды).

При расчете эффективности фреоновой турбины с учетом температурного графика Новосибирска были получены следующие результаты:

1) В области температур от  $-39$  до  $0$  °С вырабатываемая мощность увеличивается, это объясняется тем, что падает тепловая нагрузка паровой турбины, следовательно, увеличивается расход в конденсатор, а значит увеличивается расход циркуляционной воды.

2) В области температур от  $0$  °С наблюдается снижение вырабатываемой мощности, так как увеличивается давление в конденсаторе фреоновой турбины, а, следовательно, невозможно обеспечить теплоперепад на турбине. При температуре выше  $+15$  °С выработка на фреоновой турбине отсутствует.

Результаты расчетов на разных НРТ показали, что фреоновая турбина, работающая на R-134a незначительно эффективнее.

Вторым вариантом повышения эффективности станций является установка контура теплового насоса. Фреон нагревается до парообразного состояния в испарителе и регенеративном теплообменнике, в которых утилизируется теплота циркуляционной воды. Затем компрессором пары фреона подаются в дополнительный СП, являющийся «конденсатором» теплового насоса, в котором отдается теплота сетевой воде.

Водяной пар, который не подается в дополнительный СП, дорабатывает в турбине, а затем подается в конденсатор, где охлаждается циркуляционной водой. Соответственно, при увеличении расхода пара в конденсатор, увеличивается расход охлаждающей воды.

В расчетах принимается, что тепловой насос может нагреть сетевую воду до 62 °С [2]. При отрицательных температурах воздуха эффективность теплового насоса снижается и, как показали расчеты, достигая температур наружного воздуха ниже -30 °С, тепловой насос использовать неэффективно. Результаты расчета показали следующее: при температуре воздуха от -30 до -5 °С наблюдается увеличение вырабатываемой мощности, на промежутке выше -5 °С, наоборот, снижение. Это связано с температурным графиком (данные отрезки качественное и количественное регулирование соответственно).

Особенностью этой схемы, согласно расчетам, является то, что лишь часть циркуляционной воды направляется в испаритель, а часть подается в градирню. Соответственно, имеется возможность использовать оставшуюся теплоту для выработки дополнительной энергии, например, в цикле фреоновой турбины.

Комбинированный цикл строится следующим образом. Часть воды подается на тепловой насос, а оставшаяся часть отправляется в фреоновую турбину. Циклы фреоновых надстроек работают аналогично описанным выше. За счет того, что водяной пар не подается в сетевые подогреватели, повышается расход в конденсатор (относительно схемы без дополнительного СП). Количество циркулирующей воды увеличивается, но она используется в надстройке с фреоновой турбиной, необходимость в охлаждении циркуляционной воды в градирне отпадает, соответственно, максимально используется ее теплота.

Зависимость дополнительно вырабатываемой мощности на фреоновой турбине, паровой турбине при использовании теплового насоса и в комбинированной цикле на фреоне R-134a от температуры наружного воздуха представлена ниже (Рисунок 1).

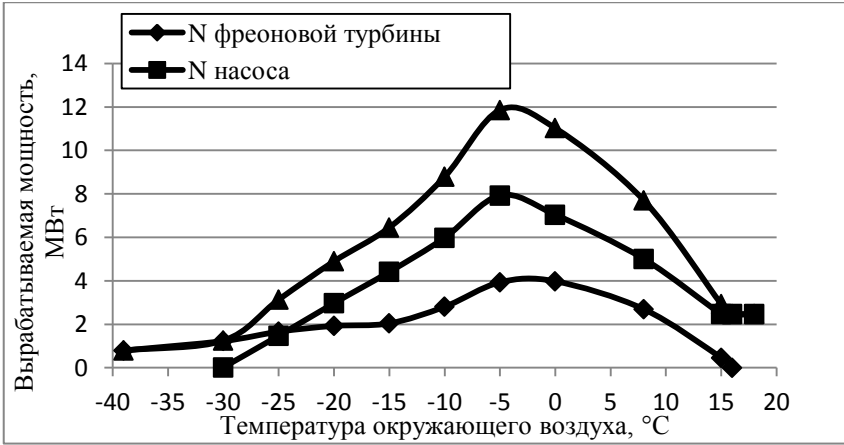


Рисунок 1 – Зависимости вырабатываемой мощности от температуры наружного воздуха на фреоне R-134a

То же для фреона R-404a (Рисунок 2).

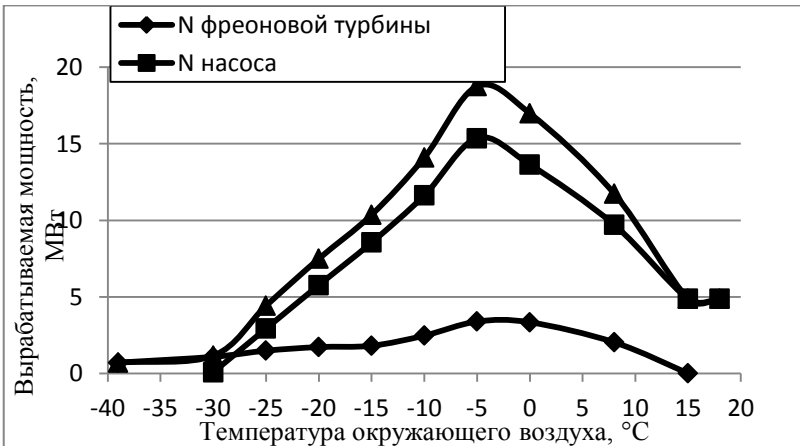


Рисунок 2 – Зависимости вырабатываемой мощности от температуры наружного воздуха на фреоне R-404a



## ВЫВОДЫ

1) Предложены три способа утилизации теплоты циркуляционной воды в контурах фреоновой турбины, теплового насоса и их комбинированном цикле.

2) Наибольшая выработка электроэнергии происходит в комбинированном цикле. На рисунках, представленных выше, участок от -39 до -30 °С представлен выработкой на фреоновой турбине. От -30 до +15 °С комбинированная выработка, при более высоких температурах вырабатывает только тепловой насос.

3) В комбинированном цикле выработка на R-134a и R-404a составляет 54,97 ГВт·ч/год и 86,62 ГВт·ч/год, соответственно.

### Литература:

1. Голубева Л.Ф., Григорьева О.К., Францева А.А. Применение фреоновых технологий на тепловых электрических станциях / Научный вестник Новосибирского государственного технического университета, 2016. - №4 (65). – с. 164-174.

2. Овчинников Ю.В. Основы теплотехники: учебник / Ю.В. Овчинников, С.Л. Елистратов, Ю.И. Шаров. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2018. – 554 с.

## АНАЛИЗ РАБОТЫ ПГУ ТЭЦ МОЩНОСТЬЮ 900МВт В НИЖНЕМ НОВГОРОДЕ

**Е.А. Палагина, П.А. Щинников**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [ekaterinapalagina1@gmail.com](mailto:ekaterinapalagina1@gmail.com)**

*Рассматривается строительство ПГУ ТЭЦ на месте бывшей атомной станции г. Нижний Новгород. Представлены основания для разработки, мощность и режимы работы устанавливаемого оборудования, основные проектные решения. Показано, что в результате расчетов основанных на удельных показателях стоимости строительства единичной мощности для парогазовых ТЭЦ стоимость строительства составит 50 000 млн. руб., дисконтированный срок окупаемости составит 9 лет.*

*The construction of CCGT unit thermal station on the site of the former nuclear power plant in Nizhny Novgorod is considered. The bases for development, power and operating modes of the installed equipment, the main design solutions are presented.*

*It is shown that the result of the calculation based on unit cost indexes of construction of power unit combined cycle CHP plant, the construction cost will be 50 000 million roubles, the discounted payback period is 9 years.*

Основаниями для строительства станции послужили постановление «127 Правительства Нижегородской области от 17.04.2006г.» о стратегии развития Нижегородской области. Считается, что новая теплоэлектростанция обеспечит прирост электрической и тепловой мощностей для удовлетворения растущих потребностей Нижнего Новгорода, а также будет возможным продавать энергию на экспорт, что положительно скажется на темпах роста и инвестиционной привлекательности всей Нижегородской области.

Проектом предусматривается строительство и ввод в эксплуатацию ПГУ ТЭЦ в составе двух дубль блоков парогазовых установок электрической мощностью по 450 МВт и тепловой мощностью по 420 Гкал/ч (с учетом пиковой водогрейной котельной) с установкой на каждый блок двух газовых турбин, двух котлов-утилизаторов паропроизводительностью 224 т/ч и одной паровой теплофикационной турбины. Основное оборудование устанавливается в главном корпусе.

Выбор основного оборудования для строительства ПГУ ТЭЦ-900 в г. Нижний Новгород определен Техническим заданием на проектирование. В качестве основного оборудования были выбраны: Газотурбинная установка типа SGT5-2000E (аналог ГТЭ-160), генератор газовой турбины типа ТЗФГ-160-2МУЗ, котел-утилизатор типа Пр-224/51-7,7/0,58-509/206, паровая турбина типа Т-125/150-7,4, генератор паровой турбины типа ТЗФП-160-2МУЗ, котел пусковой паровой типа ДЕ-25-14-225 ГМ[1-3].

Режим работы ПГУ ТЭЦ для проектирования принимается базовый, круглосуточный, непрерывный, по графику тепловых и электрических нагрузок. Проектное число часов использования установленной мощности – 7000 ч/год. Система теплоснабжения города – закрытая. Температурный график теплосети – 150/70°C. Продолжительность отопительного периода – 5160 часов (215 дней в году).

Устанавливаемые в составе дубль блоков паровые турбоагрегаты типа Т-125/150-7,4 участвует в покрытии базовых теплофикационных нагрузок ПГУ ТЭЦ. Максимальный отпуск тепла от одной турбины в горячей воде составит 300 Гкал/ч, расчетный отпуск тепла от одного энергоблока 306 Гкал/ч, от двух энергоблоков 612 Гкал/ч.

Для покрытия пиковых нагрузок предусмотрена установка водогрейных котлов типа КВГМ-139,6-150-ГМ в отдельно стоящей пиковой водогрейной котельной.

В результате расчетов установлено, что стоимость строительства составит 50 000 млн. руб. а также построен график зависимости чистого дисконтированного дохода от времени (рисунок 1)[4].

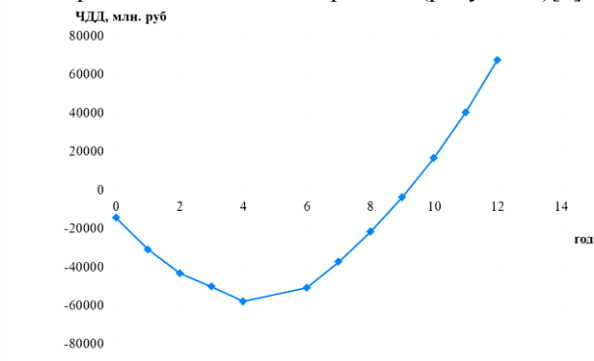


Рисунок 1 - Зависимость ЧДД от времени

Как видно из рисунка 1 дисконтированный срок окупаемости составляет 9 лет.

Литература:

1. Электронный каталог ОАО Силовые машины. Паровые турбины [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.energyed.ru/res/Discipline/Engine/tur-2-5.pdf> – Загл. с экрана.
2. Электронный каталог ООО Сименс. Газовые турбины [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.siemens.com/ru/ru/home/produkty/energetika/proizvodstvo-energii/gazovie-turbiny.html> – Загл. с экрана.
3. Электронный каталог АО Бийский котельный завод. Котлы паровые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.bikz.ru/production/kotly\\_paroviye/gaz\\_zhidkoe\\_toplivo/serii\\_de\\_4\\_0\\_6\\_5\\_10\\_16\\_25\\_t\\_ch/e-25-1\\_4-225gmde-25-14-225gm-o/](http://www.bikz.ru/production/kotly_paroviye/gaz_zhidkoe_toplivo/serii_de_4_0_6_5_10_16_25_t_ch/e-25-1_4-225gmde-25-14-225gm-o/) – Загл. с экрана.

4. Ларионов, В. С. Техничко-экономическая эффективность энергоблоков ТЭС: Учебное пособие / В. С. Ларионов, Г. В. Ноздренко, П. А. Щинников, В. В. Зыков. – Н.: Изд-во НГТУ, 1998. – 31 с.

5. Щинников, П. А. Перспективные ТЭС. Особенности и результаты исследования: монография / П. А. Щинников. – Н.: Изд-во НГТУ, 2007. – 284с.

## **ФЛУКТУАЦИИ ТЕМПЕРАТУР ПАРА В ЗАКРЫТОМ ДВУХФАЗНОМ ТЕРМОСИФОНЕ**

**К.О. Пономарев, Г.В. Кузнецов, Д.В. Феоктистов**  
**Томский политехнический университет, г. Томск,**  
**kor.tpu@gmail.com**

*Приведены результаты экспериментальных исследований процессов теплопереноса в закрытом двухфазном термосифоне, иллюстрирующих влияние теплового потока на флуктуации температур в паровом канале. Установлена причина возникновения флуктуационных изменений температур.*

*The experimental results of heat transfer in a closed two-phase thermosyphon are presented. They illustrate the heat flow effect on temperature fluctuations in the vapor channel. The cause of appearing the fluctuation changes of temperatures has been established.*

Достижение регламентных тепловых режимов современных теплонагруженных элементов (ТНЭ) остается одним из приоритетных направлений научных исследований в теплоэнергетике [1]. Охлаждение ТНЭ возможно системами, использующими большие потоки жидкого, газообразного теплоносителя, или системами на базе термосифонов. Последние надежны, просты, обладают высокими теплопередающими характеристиками и не требуют энергозатрат [2].

Понимание фундаментальных основ процессов теплопереноса в термосифонах (ТС) сдерживается отсутствием закономерностей, позволяющих проводить прогностическую оценку изменения температурного поля в характерных сечениях зон испарения, конденсации и парового канала от многих факторов (теплового потока, физических свойств теплоносителя и др.). Экспериментальные исследования процессов, происходящих внутри термосифона, технически сложны. Последнее обусловлено необходимостью

поддержания герметизации конструкции термосифона после установки термопар, датчиков давления и влажности [3-4]. При определенных условиях (подвода теплоты, степени заполнения, конструкции) возникают температурные возмущения в виде флуктуаций в паровом канале. Существуют предположения [5-8], что они вызваны перемещением части жидкости из испарителя в конденсатор образующимися паровыми пузырями со соизмеримыми с диаметром ТС размерами, охлаждением и дальнейшим ее падением в зону подвода теплоты.

Целью работы является анализ влияния теплового потока на флуктуации температур пара в закрытом двухфазном термосифоне.

Экспериментальные исследования проводились на установке [9-10], принципиальная схема которой представлена на рисунке 1.

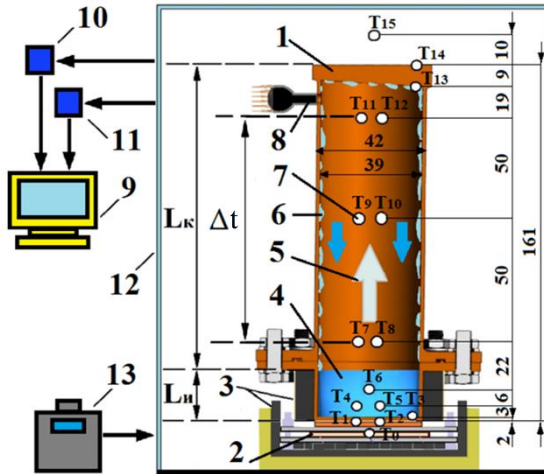


Рис. 1. Принципиальная схема экспериментальной установки: 1 – термосифон; 2 – нагреватель; 3 – тепловая изоляция; 4 – теплоноситель; 5 – пар; 6 – конденсат; 7 – термопары ( $T_0-T_{15}$ ); 8 – датчик давления; 9 – персональный компьютер; 10 – аналого-цифровой модульный преобразователь NI 9214; 11 – аналого-цифровой модульный преобразователь NI USB-6000; 12 – стеклянный бокс; 13 – лабораторный автотрансформатор;  $L_{и}$  и  $L_{к}$  – длины испарительной и конденсационных частей;  $\Delta t$  – перепад температуры.

Испарительная часть термосифона заполнялась теплоносителем (дистиллированной водой). Согласно рекомендациям [9] степень заполнения ( $\epsilon_u$ ) принята 25% (6,3 мл) от объема испарительной части ТС (25,1 мл). Тепловая нагрузка ( $Q$ ) повышалась ступенчато после достижения квазистационарного режима в диапазоне от 0,2 до 17,8 Вт. За квазистационарный режим в термосифоне принято условие изменения температуры нагревательного элемента не более чем на 0,1 °С в течении 600 секунд.

При увеличении тепловой нагрузки в диапазоне от 1,6 до 17,8 Вт термопарами 7-12 (рис. 1) зарегистрированы неустойчивости (рис. 2).

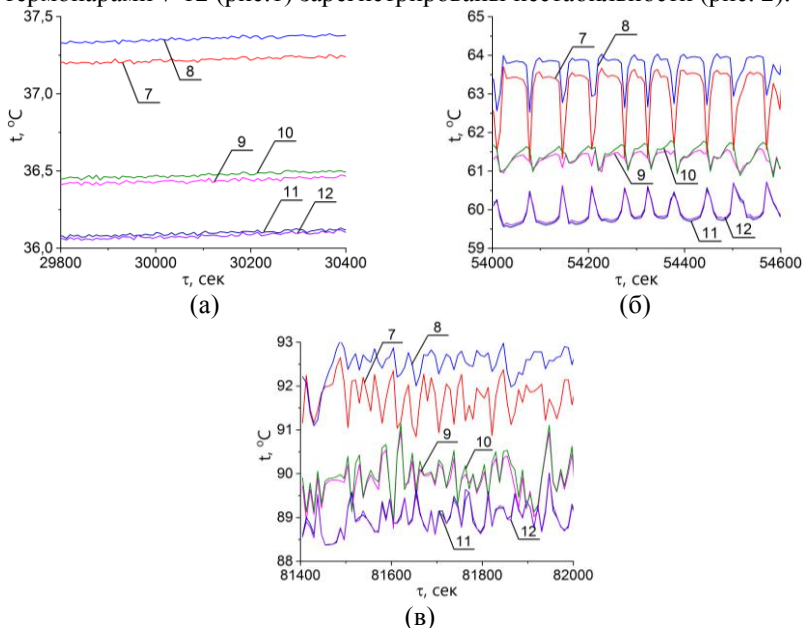


Рис. 2. Показания термопар 7-12 (рис. 1). Тепловая нагрузка: (а) 1,6 Вт; (б) 6,4 Вт; (в) 14,4 Вт.

Результаты (рис. 2) экспериментов иллюстрируют влияние процессов движения конденсата, образующегося на внутренней поверхности верхней крышки термосифона, непосредственно через паровой канал в зону испарения.

При малых тепловых нагрузках конденсат образовывался медленно в виде тонкой плёнки, которая стекала по вертикальным стенкам парового канала. Термопары 7-12 (рис. 1) в паровом канале регистрировали почти постоянные (незначительно изменяющиеся во времени) температуры (рис. 2а). С увеличением теплового потока к нижней крышке ТС на трендах температур хорошо видны (рис. 2б) локальные минимумы, сохраняющиеся в течение нескольких (не более 5) секунд. Затем показания термопар выходили на уровень, соответствующий стационарным условиям работы термосифона – движению горячего пара вверх (в зону конденсации). С дальнейшим ростом тепловой нагрузки увеличилась частота появления экстремумов на зависимостях  $t(\tau)$  (рис. 2в). Установленный эффект может быть следствием только воздействия капель воды, температура которой существенно меньше температуры пара в любом сечении парового канала, падающих после отрыва от внутренней поверхности верхней крышки термосифона. Капля относительно “холодной” воды, обволакивала спай термопары, существенно изменяя её показания в течение нескольких секунд.

Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта РФФИ в рамках научного проекта (№ 15-19-10025).

#### Литература:

1. *Jafari D., Di Marco P., Filippeschi S., Franco A.* An experimental investigation on the evaporation and condensation heat transfer of two-phase closed thermosyphons // *Experimental thermal and fluid science.* – 2017. – Vol. 88. – P. 111–123.
2. *Bezrodny M. K., Pioro I. L., Kostyuk T. O.* Transfer processes in two-phase thermosyphon systems. Theory and practice. – Kiev: Fact, 2005. – 704 p.
3. *Asirvatham L. G., Wongwises S., Babu J.* Heat transfer performance of a glass thermosyphon using graphene–acetone nanofluid // *Journal of Heat Transfer.* – 2015. – Vol. 137, Iss. 11. – P. 111502.
4. *Ibrahim E., Moawed M., Berbish N. S.* Heat transfer characteristics of rotating triangular thermosyphon // *Heat Mass Transfer.* – 2012. – V. 48. – P. 1539–1548.
5. *Lin T. F., Lin W. T., Tsay Y. L., Wu J. C., Shyu R. J.* Experimental investigation of geyser boiling in an annular two-phase closed thermosyphon // *International journal of heat and mass transfer.* – 1995. – Vol. 38, Iss. 2. – P. 295–307.

6. Wang J. C., Lin S. J., Chen S. L., Lee W. S. Charge and discharge characteristics of a thermal energy storage device // Experimental heat transfer. – 2005. – Vol. 18, Iss. 1. – P. 45–60.
7. Chieh J. J., Lin S. J., Chen S. L. Thermal performance of cold storage in thermal battery for air conditioning // International journal of refrigeration. – 2004. – Vol. 27, Iss. 2. – P. 120–128.
8. Khazaei I., Hosseini R., Noie S. H. Experimental investigation of effective parameters and correlation of geyser boiling in a two-phase closed thermosyphon // Applied Thermal Engineering. – 2010. – Vol. 30, Iss. 5. – P. 406–412.
9. Ponomarev K. O., Siddharth R. G., Orlova E. G., Feoktistov D. V. Experimental modelling of evaporation and boiling processes in a two-phase thermosyphon // MATEC Web of Conferences. – 2017. – Vol. 141, Article number 01011. – P. 1–6.
10. Ponomarev K. O., Orlova E. G., Nurpeyis A. E. Critical heat flux density in diphasic thermosyphons // MATEC Web of Conferences. – 2017. – Vol. 110, Article number 01064. – P. 1–6.

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛООБМЕНА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ ЗА СЧЕТ ПЕРЕХОДА ОТ ПЛЕНОЧНОГО ТЕЧЕНИЯ К РУЧЕЙКОВОМУ**

**Т. Г. Пономаренко, Щинников П. А.**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, t.evans2010@yandex.kz**

*Проведено исследование теплообмена при ручейковом течении жидкости по фольге толщиной 25 мкм с использованием данных инфракрасной термографии и методов решения некорректных задач. Экспериментально доказано, что максимальная плотность теплового потока наблюдается в области контактной линии, что объясняется притоком тепла с периферии фольги к ручейку за счет относительно высокого значения коэффициента теплопроводности материала фольги и высокой интенсивностью испарения в области контактной линии. Метод интенсификации теплоотдачи за счет перехода от пленочного течения к ручейковому может найти применение на тепловых станциях в конденсаторе турбины (переход от пленочной к ручейковой конденсации).*



*The experimental investigation of the heat transfer at rivulet flow over the foil with the thickness of 25 mm was carried out using the data of IR-thermography and the method for solving the ill-conditioned problems. Calculation results showed that the maximum heat flux occurs in the area of the contact line. This is explained by the influx of heat from the periphery of foil to the rivulet due to the relatively high value of heat conductivity coefficient of the foil material and high evaporation rate in the region of the contact line. The method of heat transfer intensification due to the transition from the film flow to the rivulet flow can be used in the turbine condenser (the transition from the film condensation to the rivulet condensation) at thermal power stations.*

Одним из основных направлений современных исследований является изучение процессов тепломассопереноса при течении жидкостей. Специфика таких фундаментальных исследований заключается в том, что многие из них имеют прямой выход на практические приложения, а так как сейчас происходит бурное развитие и совершенствовании техники, такие исследования становятся все более важными. Например, современная энергетика нуждается в повышении энергоэффективности и экономичности, что в значительной степени зависит от эффективности работы теплообменного оборудования.

В настоящее время значительное внимание уделяется исследованию течения пленки жидкости. Течение пленки обеспечивает малое тепловое сопротивление и большую поверхность контакта фаз, что делают пленку хорошим средством интенсификации процессов тепло- и массообмена. Однако, сейчас разрабатываются методы еще большей интенсификации теплообмена при пленочном течении. Одним из перспективных видов пленочного течения является ручейковое течение, когда жидкость стекает по поверхности в виде множества струек. При ручейковом течении поверхность теплообмена смачивается не полностью, в следствие чего образуются две контактные линии на границе раздела трех фаз «твердое тело – жидкость – газ». В связи с этим ручейковое течение имеет ряд преимуществ по сравнению с пленочным. В первую очередь в малой области контактной линии наблюдается высокий коэффициент теплоотдачи. Это было замечено в эксперименте, описанном в [1]: более интенсивное испарение наблюдалось в регионе контактной линии.

В связи с этим актуальна задача об определении интенсивности теплообмена именно в области трехфазной контактной линии. Таким образом, целью экспериментальной части данного исследования являлось определение плотности теплового потока в области контактной линии нагреваемой жидкости с использованием данных

инфракрасной термографии. Так как толщина жидкости составляет всего несколько микрон, прямых измерений плотности теплового потока сделать невозможно, но ее можно вычислить с помощью косвенных методов и численных операций.

Для исследования была собрана установка, которая подробнее описана в работе [2] (Рисунок 1).

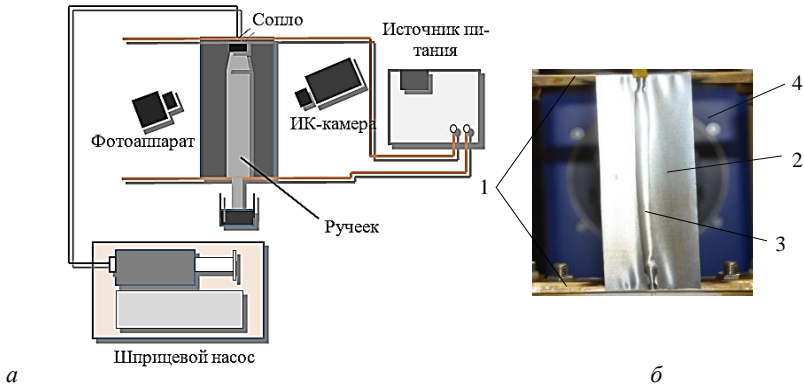


Рисунок 1 – а - схема экспериментальной установки; б - фотография рабочего участка: 1 – латунные электроды, 2 – фольга из константана, 3 – стекающий ручеек воды, 4 – инфракрасная камера.

Для оценки интенсивности теплообмена вблизи контактной линии была сформулирована постановка задачи Коши для эллиптического уравнения стационарной теплопроводности. Плотность теплового потока вычислялась методом, описанным в [3].

В результате было доказано, что при нагреве максимальная плотность теплового потока наблюдается именно в области трехфазной контактной линии, чему соответствуют пики на графиках распределения плотности теплового потока (Рисунок 2). При этом плотность теплового потока в области контактной линии смачивания ручейком фольги превышает среднюю плотность теплового потока со всей поверхности фольги примерно в 3 раза.

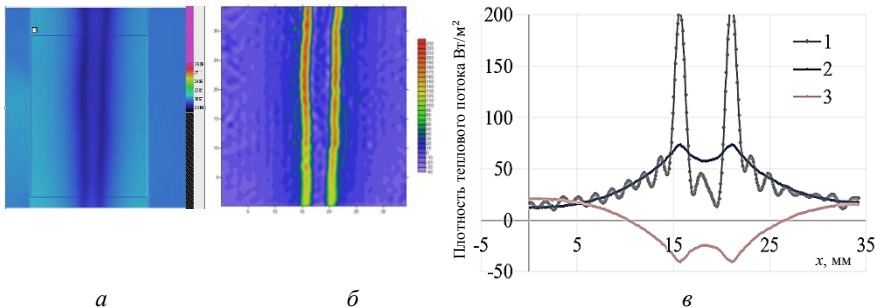


Рисунок 2 - а - распределение температуры с обратной стороны фольги (без стекающего ручейка), б - рассчитанная плотность теплового потока со стороны ручейка расходом 10 мл/мин при средней плотности теплового потока  $q_{av}=16,7 \text{ Вт/м}^2$ , в - график распределения плотности теплового потока в среднем сечении, где 1 - решение задачи Коши, 2 - расчет без учета перераспределения теплового потока в фольге, 3 - плотность теплового потока на стороне фольги без ручейка.

Полученные результаты можно объяснить притоком тепла с периферии фольги к ручейку из-за сравнительно высокого коэффициента теплопроводности материала фольги и высокой скоростью испарения жидкости в области контактной линии. Это свидетельствуют тому, что использование, ручейкового течения может быть перспективно для интенсификации процессов теплообмена в различных энергетических установках.

Метод интенсификации теплоотдачи за счет перехода от пленочного течения к ручейковому может найти применение на тепловых станциях в конденсаторе турбины (переход от пленочной конденсации к ручейковой). Так как, процесс конденсации является обратным процессу испарения, можно утверждать, что при ручейковой конденсации водяного пара теплоотдача может быть намного больше, чем при пленочной. Для конденсаторов повышение эффективности работы достигается прежде всего за счет интенсификации теплообмена с паровой стороны аппаратов [4]. Пленка конденсата обладает большим термическим сопротивлением передаче теплоты фазового перехода от поверхности конденсации к стенкам трубок конденсатора. При ручейковой же конденсации из-за разбиения пленки на ручейки сопротивление будет гораздо меньше. Кроме того, в межтрубном пространстве интенсифицируется межфазный теплообмен за счет роста

площади поверхности контакта фаз, что приводит к снижению переохлаждения конденсата, и таким образом к повышению эффективности всей установки.

Таким образом, повышение эффективности работы конденсатора, т.е. интенсификация теплообмена в нем, будет отражаться и на эффективности работы и экономичности всей станции. Поэтому в дальнейшем, в рамках этого исследования, планируется определить экономический эффект от интенсификации теплообменных процессов в конденсаторе турбоустановки за счет перевода пленочной конденсации в ручейковую на примере энергоблока на базе турбины Т-110/120-130. Описанный выше метод интенсификации теплообмена будет реализован в конденсаторе данной турбины, а именно во встроенном пучке. Такое решение было принято, так как встроенный пучок представляет собой отдельную теплообменную поверхность точно такую же, как и основной пучок конденсатора, но снабженную отдельными водяными камерами и трубопроводами подвода и отвода охлаждающей воды, поэтому его модернизацию для организации ручейковой конденсации провести в перспективе будет более проще, чем основного пучка труб конденсатора.

#### Литература:

1. Stephan P., Brandt C. Advanced capillary structures for high performance heat pipes // Heat Transfer Engineering. – 2004. - Vol. 25, N. 3. – P. 78–85.
2. Ponomarenko T. G, Cheverda V.V. Heat transfer in the FC-72 liquid rivulet flowing down a vertical heated foil // MATEC Web of Conferences. – 2016, -5 p.
3. Karchevsky A. L. Reformulation of an inverse problem statement that reduces computational costs // Eurasian J. Mathematical and Computer Applications. – 2013. - Vol. 1, N. 2. - P. 5–20.
4. Бродов Ю.М., Савельев Р.З. Конденсационные установки паровых турбин. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 288 с.

## ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ УГЛЕЙ

**И.С. Садкин, В.А. Ворогов**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, sadkinvanya@mail.ru**

*Статья посвящена технологии подземной газификации углей, которая является одной из наиболее перспективных в области решения современной эколого-энергетической проблемы, вызванной сокращением нефтегазовых запасов планеты и несовершенством традиционных методов добычи угля.*

*The paper is devoted to the technology of underground coal gasification, which is one of the most promising in the field of modern environmental and energy problems caused by the reduction of oil and gas reserves of the planet and the imperfection of traditional methods of coal mining.*

Известно, что запасы нефти и газа не бесконечны, поэтому остро стоит вопрос поиска новых источников энергии. При этом часть ученых называют уголь топливом будущего, так как его запасов хватит минимум на 600 лет. Однако наращивание его добычи традиционными методами нецелесообразно в связи с большой опасностью производства для трудящихся и высоким уровнем загрязнения окружающей среды.

Поэтому одной из важных целей является поиск альтернативного способа разработки угольных месторождений и его сравнение с ныне используемыми технологиями.

Одним из таких способов является подземная газификация углей. Она была в значительной степени разработана и опробована в СССР.

Сущность технологии ПГУ заключается в бурении с поверхности земли скважин до угольного пласта, их сбойкой и создании управляемого очага горения пласта. Далее регулируемым дутьем обеспечиваются условия для превращения угля непосредственно в недрах в горючий газ, который извлекают по скважинам на земную поверхность. Таким образом, на поверхности расположены лишь трубопроводы для подачи в скважины дутья и транспортировки получающегося газа. Экологическая обстановка региона в результате промышленной деятельности практически не изменяются.[3]

Оценивая преимущества подземной газификации, прежде всего, следует отметить, что ликвидируется тяжелый и вредный для здоровья человека труд под землей и при перевозках топлива, открывается возможность освоения некондиционных запасов угля и пластов, залегающих на глубинах в несколько километров.

При производстве не нарушается плодородный слой и естественный рельеф, исключается образование отходов горной породы, улучшается качество сточных вод. О чистоте производства можно судить по тому, как в производственных цехах Южно-Абинской станции «Подземгаз» (Киселевск, Кемеровская область) росли цветы, а территория предприятия утопала в зелени.

Использование технологии ПГУ на этапе добычи угля позволяет исключить образование отходов пустой породы, которые составляют 5-6 т. на тонну угля, добытую традиционным способом, и отторжение земель под отвалы (12-20 га/млн.т.), предотвратить загрязнение атмосферы угольной пылью (0,3-1,5 кг/т.), улучшить качество сточных вод и сократить выброс взвешенных веществ с 0,452 до 0,044 кг/т. [1]

Стадия транспортировки газа ПГУ исключает образование пыли, а сжигание газа в 10 раз уменьшает выбросы вредных веществ в атмосферу, избавляет от образования золы и побочных процессов, вызванных ее дальнейшим удалением и хранением.

При этом стоит сказать, что сравнение стоимости производства газа ПГУ показывает, что, в пересчете на условное топливо для 1986-1996 гг. затраты для станций «Подземгаз» до 2,5 раз ниже, чем при шахтной добыче угля и до 4 раза ниже, чем при добыче нефти, что говорит о высокой экономической эффективности! А если учитывать затраты на рекультивацию и восстановление территории, которые должны проводиться после добычи угля традиционными методами, то экономическая оправданность будет еще выше.

По сравнению с шахтной добычей угля на станции «Подземгаз» производительность труда выше в 4-5 раз, себестоимость находится на уровне открытого способа, в то время как металлоемкость и капиталоемкость ниже в 2-3 раза. [2]

При газификации бурогоугольных пластов на воздушном дутье получают энергетический газ с теплотворной способностью до 3,5 МДж/м<sup>3</sup> (830 ккал/м<sup>3</sup>), тогда как для каменных углей данный показатель составляет 4,8 МДж/м<sup>3</sup> (1140 ккал/м<sup>3</sup>). Именно низкая теплота сгорания газа и энергетический КПД становятся главными аргументами противников технологии ПГУ. Действительно, ведь природный газ имеет теплотворную способность 8400 ккал/м<sup>3</sup> и на 1000 С превосходит газ ПГУ по температуре горения. Однако при энергетическом использовании газа ПГУ калорийность не определяет КПД энергоустановки, так как в топках котлов сжигается газ в смеси с

воздухом и теплотворность горючих смесей отличается менее значительно, чем первоначальные теплотворности сравниваемых газов.

Применение парокислородного и паровоздушного дутья может существенно повысить калорийность газа ПГУ. Проведенные в СССР испытания на глубинах до 300 м показали: при газификации каменных углей на дутье с 65-75% кислорода с добавками пара получается газ с теплотой сгорания 8,4-9,2 МДж/м<sup>3</sup> (2000-2200 ккал/м<sup>3</sup>) при химическом КПД процесса 75-80%. На глубинах от 800 до 1500 м с использованием парокислородного дутья под давлением 2-3 МПа (20-30 атм.) теплота сгорания газа составляет около 12,5 МДж/м<sup>3</sup> (3000 ккал/м<sup>3</sup>) при химическом КПД более 70%. [2]

Высокое давление получаемого газа позволяет эффективно очищать его от сероводорода и углекислоты, после чего теплота сгорания увеличивается до 3500 ккал/м<sup>3</sup>, что дает возможность использовать газ в качестве сырья для получения жидкого топлива, а также в высокотемпературных процессах.

Еще одним направлением повышения экономической эффективности предприятия «Подземгаз» может стать переработка побочных химических продуктов, а не их утилизация. Образующийся в процессе очистки и охлаждения газа конденсат отличается высоким содержанием аммиака, суммарных фенолов, а также смолы, которые могут быть выделены в виде товарной продукции.

Зачастую здесь звучат сомнения по поводу управляемости и стабильности технологии подземной газификации. Выдвигается тезис о больших потерях газа через массив пород и невозможности обеспечить приемлемую стабильность состава газа, что ставит под сомнение все вышеперечисленные достоинства. Однако в ходе опытов на Южно-Абинской станции «Подземгаз» удалось установить ГОСТ на минимальную теплоту сгорания газа 900 ккал/м<sup>3</sup> и провести сеть газопроводов к 14 крупным предприятиям города Киселевска, что означает достаточную управляемость процессом. А уменьшение возможных потерь газа через барьерный целик видится в переходе разработок на большие глубины (свыше 1500м.), абсолютно нерентабельные для традиционных методов. [3]

К сожалению, технология ПГУ уже долгое время не используется в России. С началом перестройки, распадом СССР и кризисом 90-х, всё финансирование опытно-промышленных станций «Подземгаз» было прекращено, а оборудование разворовано. На сегодня живых свидетелей

работы предприятий становится все меньше, а в открытых и доступных источниках информации содержатся неполные сведения о процессе.

В связи с этим, был проведен собственный эксперимент по созданию уменьшенного макета подземного газогенератора.

Так как в реальности он находится глубоко под землей и лишен доступа атмосферного воздуха за исключением дутьевой скважины, то нужно было решить вопрос с герметичностью. Для этого стенки будущего генератора были забетонированы, а к ним подведены трубки газоотводящей и воздуходувной скважин. Роль реакционного канала выполнял стальной перфорированный желоб. После розжига и подбора параметров дутья были зафиксированы первые признаки наличия газа (хлопки и вспышки). При этом цвет пламени менялся от оранжево-красного до прозрачно-синего в зависимости от дутья. Затем было получено устойчивое горение газовой свечи.

В течение опыта проводились замеры температуры в районе реакционного канала при помощи термопары. С учетом погрешности, замеры показали температуру в  $850\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Исходя из имевшихся параметров системы, зафиксированных измерительными приборами, на основе знаний в области физики и химии, удалось определить калорийности полученного газа. Она составила  $600\text{ ккал/м}^3$ , что не так уж и разительно отличается от установленного в Советское время норматива в  $900\text{ ккал/м}^3$ , учитывая «кустарность» проводимого опыта

Таким образом, можно с уверенностью сказать, что технология подземной газификации может стать наиболее освоенным нетрадиционным путем решения современной эколого-энергетической проблемы угледобывающих регионов. Более того, подземная газификация может решить и одну из самых актуальных задач современной России - интенсивное освоение районов Крайнего Севера, имеющих значительные угольные месторождения. Получаемого таким методом газа с применением парокислородного дутья и высокой долей автоматизации более чем хватит для обеспечения жизнедеятельности промышленных, гражданских и военных объектов вдоль всего Северного морского пути.

#### Литература

1. Крейнин Е.В. Техничко-экономические перспективы подземной газификации угля//Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2009. - №8. – С.347-352.



2. Подземная газификация углей в СССР/Р.И. Антонова, А.Е. Бежанишвили, М.С. Блиндерман, Е.П. Грабская и др. — М.: ЦНИЭИуголь, 1990. — 96 с.

3. Скафа П.В. Подземная газификация углей. — М.: Госгортехиздат, 1960. — 320 с.

## **ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОМБИНИРОВАННОЙ ТЭЦ С ГАЗОСЕТЕВЫМИ ПОДОГРЕВАТЕЛЯМИ И ФРЕОНОВЫМИ ТЕРМОТРАНСФОРМАТОРАМИ**

**Ю.В. Саламатина, А.А. Францева**

**Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, xitraya310595@mail.ru**

*Теплофикация за годы своего развития приобрела в стране масштабность и большое социальное значение, поскольку надежно обеспечивает тепло практически всех средних и крупных энергопотребителей, занимает существенную долю в общей структуре электрогенерирующих мощностей и, заменяя многочисленные мелкие котельные, способствует улучшению экологической обстановки.*

*Перспективным направлением развития комбинированного теплоснабжения является технология с теплофикационными парогазовыми установками, газосетевыми подогревателями, и внутриквартальными фреоновыми термотрансформаторами.*

*During the years of its development, heating has acquired a large scale and social significance in the country, since it reliably provides heat to almost all medium and large energy consumers, occupies a significant share in the overall structure of power generating facilities and, replacing numerous small boiler houses, contributes to improving the environmental situation.*

*A promising direction for the development of combined heat supply is the technology with combined heat and power plants, gas-fired heaters, and internal freon thermotransformers.*

В США и европейских странах (Германия, Дания и др.) развивается энергоснабжение на базе комбинирования ТЭЦ с мини-ТЭЦ, внутриквартальными котельными, тепловыми насосами и некоторыми другими технологиями, являющимися, по сути пиковорезервными теплогенерирующими источниками. Такая схема называется комбинированной теплофикационной системой [1]. Такие схемы показали высокую технико-экономическую эффективность.

Комбинированный способ производства электрической и тепловой энергии сохраняет свои преимущества перед раздельным, обеспечивая значительную экономию топлива [1].

Теплоснабжение с помощью тепловых насосов относится к области экологически чистых энергосберегающих технологий и получает распространение в мире. Тепловые насосы имеют такие достоинства: компактен, бесшумен и надежен. Поэтому в комбинированной ТЭЦ с газосетевыми подогревателями в качестве внутриквартальных энергоустановок применяются фреоновые термотрансформаторы. В качестве рабочих тел для термотрансформаторов были выбраны фреоны R-134a, R-507a. КПД ФТТ выше КПД ПВК, в системе экономится топливо, на режимах энергоснабжения. Применение температурного графика с пониженными температурами прямой и обратной сетевой воды вызывает экономию топлива в системе и экономию электроэнергии на сетевые насосы (коэффициент собственных нужд уменьшается на 0,5 %). Также снижение температуры прямой сетевой воды до 50...70 °С обуславливает уменьшения давления в теплофикационном отборе и, как следствие, увеличение выработки электроэнергии комбинированным способом, что вызывает экономию топлива и служит аварийным резервом в энергосистеме.

Такая схема позволяет перейти на пониженный температурный график прямой и обратной сетевой воды, что повышает качество эксплуатации систем теплоснабжения.

Также мировая энергетика показывает, что повышение экономичности энергоблоков ТЭЦ можно достичь применения парогазовых технологий [2].

Преимущества комбинированной ТЭЦ является то, что обеспечивает значительное сокращение централизованных капиталовложений; изменение электро – и теплотребления; формирование топливно-энергетического баланса с учетом выделения качественных видов топлива для теплоснабжения; новые подходы к оценке экономической эффективности теплофикации, к формированию тарифов на теплоэнергию [1].

Среднегодовая удельная выработка электроэнергии ТЭЦ на тепловом потреблении возрастет до 0,7 при комбинированном теплоснабжении по сравнению с 0,5 для традиционных ТЭЦ, а коэффициент теплофикации собственно ТЭЦ будет около единицы.

Применение оптимального оборудования в составе ТЭЦ с ГСП и ФТТ позволяет повысить технико-экономическую эффективность в среднем на 7%.

Комбинированная ТЭЦ с ГСП и ФТТ имеет ряд преимуществ перед системами энергоснабжения потребителей от традиционных ТЭЦ [3].

Во-первых, это энергосберегающая технология. В качестве тепловых насосов в данной схеме используется ФТТ и он вытесняет пиковые водогрейные котлы на ТЖЦ, участвуя в покрытии полупиковой и пиковой частей нагрузки теплового графика. Также применение ФТТ обуславливает перед ТЭЦ с нормативного температурного графика к графику с пониженными температурами прямой и обратной сетевой воды при теплофикационной нагрузке, составляющей 0,65-0,75 от нагрузки по традиционному тепловому графику. Уменьшаются тепловые потери в магистральных теплопроводах и возрастает КПД транспорта теплоты, что также приводит к экономии топлива.

Во-вторых, это - затратосберегающая технология. Переход на низкие температуры сетевой воды в магистральных теплопроводах позволяет использовать для них дешевые трубы из синтетических материалов. За счет использования ФТТ сокращаются сроки ввода теплогенерирующих мощностей.

В-третьих, это технология повышенной надежности.

В-четвертых, это экологообеспечивающая технология. Уменьшаются выбросы вредных веществ за счет экономии топлива. В данной таблице приведены технико-экономические показатели турбины Т-180/210-130 и комбинированной ТЭЦ с ГСП и ФТТ.

Таблица 1

	Т-180/210-130	Комбинированная ТЭЦ
Мощность, N, МВт	180	265,9
тепловая нагрузка по отпуску теплоты, МВт	302,5	302,5
КПД ЭЭ, %	0,834	0,673
КПД по отпуску теплоты, %	0,927	0,927
Удельный расход топлива	0,147	0,121

Литература:

1. Андрюшенко А.И. Комбинированные системы теплоснабжения // Теплоэнергетика. – 1997. - № 5. – С. 2-6.
2. Ольховский Г.Г. Газотурбинные и парогазовые установки за рубежом // Теплоэнергетика. – 1999. - №1. – С. 71-80.
3. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Томилов В.Г. и др. Комплексные исследования с новыми технологиями: Монография. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005.- 528 с.

## **ВЛИЯНИЕ ЗОНИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА НА ТЕПЛОФИКАЦИОННЫЕ ЭНЕРГБЛОКИ**

**Д.С. Синельников, П.А. Щинников**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, sinelnikovden@hotmail.com**

*Эффективность работы централизованных источников теплоты, работающих в распределенных системах теплоснабжения, зависит от различных факторов. В статье рассматриваются особенности зонирования графиков тепловых нагрузок для комбинированных систем теплоснабжения. Режим работы ТЭУ и показатели их экономичности определяются графиками тепловых нагрузок, расходом и температурой сетевой воды.*

*The efficiency of centralized heat sources operating in distributed heat supply systems depends on various factors. The article discusses the features of zoning heat load graphs for combined heat supply systems. The mode of operation of the CHP and the indicators of their efficiency are determined by schedules of thermal loads, flow and temperature of the network water.*

В целом энергоснабжение потребителей от ТЭЦ по комбинированной системе, имеет ряд преимуществ перед системами энергоснабжения потребителей традиционных ТЭЦ [1-3]. Эти преимущества, как правило, не реализованы сегодня из-за вопросов собственности. Потребители стремятся обособиться от централизованной системы с целью получения независимости, надёжности энергоснабжения и в надежде на экономическую выгоду. Последней часто не удается достигнуть из-за балансовой несовместности потребления и генерации малыми энергоустановками двух и более видов продукции.

С другой стороны, централизованные энергоблоки теряют свои традиционные преимущества, так как работают в условиях разукрупнения графиков тепловых нагрузок, который характеризуется температурным графиком. Для выявления фактических условий работы действующих и перспективных теплофикационных энергоблоков предлагается обеспечить зонирование теплового графика с одновременным отказом от традиционного регулирования отпуска теплоты от ТЭЦ. В этом случае стандартный температурный график 150/70 °С имеет три ярко выраженные зоны (периоды), которые характеризуют разные способы регулирования, рис. 1.

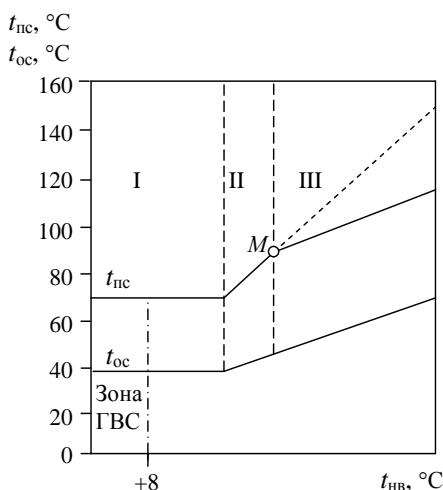


Рис. 1. Зонированный отопительно-бытовой температурный график 150/70 °С:  $t_{пс}$ ,  $t_{ос}$ ,  $t_{нв}$  – температура прямой, обратной сетевой воды и наружного воздуха соответственно; М – точка максимальной нагрузки теплофикационного отбора турбины; ГВС – зона обеспечения горячего В целом энергоснабжение потребителей от ТЭЦ по комбинированной системе рис.1, имеет ряд преимуществ перед системами энергоснабжения потребителей традиционных ТЭЦ.

Для температурного графика 150/70 °С расчеты показывают, что для зон II и III (рис.2) оптимальные параметры ( $p_0$ ;  $t_0$ ;  $t_{пв}$ ) в целом соответствуют стандартным значениям при некотором снижении оптимальной температуры острого пара (до  $\square 510$  °С). Снижение температуры острого пара обусловлено достаточно высокой термодинамической эффективностью комбинированной выработки электроэнергии и теплоты. Подобное снижение оптимальной температуры острого пара наблюдалось в работах [3, 11-13] для других технологий и способов повышения эффективности энергоблоков ТЭЦ. Скачкообразный переход давления ( $p_0$ ) острого пара в области единичных мощностей 180 МВт во всех случаях связан с переходом на энергоблоки с промежуточным перегревом пара.

Этот переход обуславливает так же и более развитую систему регенерации, а следовательно – температуру питательной воды ( $t_{пв}$ ).

В зоне количественного регулирования (зона I) наблюдается наибольшее возмущение оптимальных параметров, рис.2.

Зона I характеризуется нагрузкой горячего водоснабжения, и теплофикационные отборы турбин практически не задействованы. В этом случае оптимальная температура острого пара ( $t_0$ ) для энергоблоков типа Т с ростом единичной мощности снижается с 555 до 510 °С, что связано более высокой термодинамической эффективностью мощных теплофикационных энергоблоков даже при работе по «электрическому» графику нагрузки (в конденсационном режиме). Энергоблоки типа ПТ имеют нагрузку производственного отбора и ее доля наиболее высока для более мощных турбин. Таким образом, чем мощнее турбина типа ПТ, тем больше теряет энергоблок при переходе в зону I температурного графика, тем выше требуется обеспечивать параметры острого пара для него, рис.4. Очевидно, что в этом случае оптимальный коэффициент теплофикации для блоков типа ПТ существенно выше, чем для блоков типа Т и стремиться к своим максимальным значениям на уровне  $\alpha_{ТЭЦ}=0,7$ .

Важно отметить, что в каждой зоне температурного графика наблюдается экономия топлива для всех типов энергоблоков при оптимизации их параметров по сравнению с работой традиционного энергоблока в тех же условиях. Экономия может составить от 3 до 30% в зависимости от типа энергоблока, его мощности и зоны температурного графика. Можно видеть, что в зоне количественного регулирования блоки типа ПТ позволяют экономить больше топлива, чем блоки типа Т,

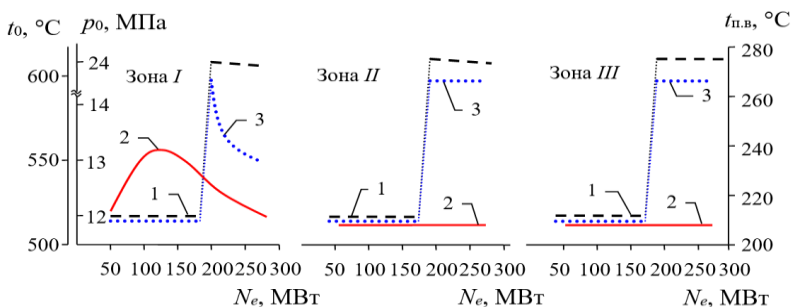


Рис.2. Оптимальные параметры теплофикационных энергоблоков в разных зонах температурного графика:  $p_0$  – давление острого пара (линия 1);  $t_0$  – температура острого пара (линия 2);  $t_{п.в.}$  – температура питательной воды (линия 3); I, II, III – зоны количественного, смешанного и качественного регулирования;  $N_e$  – единичная электрическая мощность теплофикационных энергоблоков;  $t_{п.с.}$  – температура прямой сетевой воды;  $t_{о.с.}$  – температура обратной сетевой воды;  $t_{н.в.}$  – температура наружного воздуха

в зоне качественного регулирования, наоборот – блоки Т предпочтительнее, по сравнению с ПТ, а в зоне смешанного регулирования оба типа энергоблоков равноценны.

#### Литература:

1. Шаронов В.И., Ротов П.В. Регулирование нагрузки городских теплофикационных систем // Ульяновск: УлГТУ, 2013. – 309 с.
2. Орлов М.Е., Шаронов В.И. Совершенствование структуры и технологий работы городских ТЭЦ и теплофикационных систем // Ульяновск: УлГТУ, 2014. – 352с.
3. Ротов П.В., Орлов М.Е., Шаронов В.И. О температурном графике центрального регулирования систем теплоснабжения // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики, 2014. - №5-6. – С. 3-12.
4. Ротов П.В., Орлов М.Е., Шаронов В.И. О работе систем теплоснабжения без излома температурного графика // Энергосбережение и водоподготовка, 2012. - №2. – С. 12-17.
5. Ротов П.В., Орлов М.Е., Ротова М.А., Шаронов В.И. О температурном графике работы теплофикационных систем городов // Энергосбережение и водоподготовка, 2012. - №6(80). – С. 135-139.

6. *Ротов П.В.* Совершенствование систем централизованного теплоснабжения, подключенных к ТЭЦ, путем разработки энергоэффективных технологий обеспечения нагрузок отопления и горячего водоснабжения // Автореф. дис. д.т.н. – Иваново, ИГЭУ, 2015. – 36с.

7. *Ротов П.В., Шаранов В.И.* Особенности регулирования нагрузки систем теплоснабжения в переходный период // Энергосбережение и водоподготовка, 2010. – №2. – С. 25-28.

8. *Щинников П.А.* *Перспективные ТЭС.* Особенности и результаты исследования : монография // – Новосибирск.: НГТУ, 2007. - 284 с.

9. Синельников Д.С. Щинников П.А. Работа комбинированной системы теплоснабжения в условиях зонирования температурного графика. Энергетика и теплотехника: сб. науч. трудов – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2017. – Вып.21. – С.94-104. - 150 экз. - ISBN 978-5-7782-3297-6.

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ.**

**П.В. Стрельникова, А.В. Бояршин, О.К. Григорьева**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, 961607@mail.ru.**

*Данная статья посвящена проблеме энергетической безопасности и ее частичному решению в Калининградской области. Рассматривается причина имеющейся проблемы, а также принцип работы установки, расположенной в соседней области.*

*This article is devoted to the problem of energy security and its partial solution in the Kaliningrad region. The cause of the existing problem is considered, as well as the principle of operation of the installation located in the neighboring area.*

Одной из основ экономической и геополитической независимости Российской Федерации являются ее энергетические ресурсы. Россия имеет крупнейшие в мире запасы углеводородного сырья. Однако, с точки зрения энергетической безопасности, существуют в стране и слабые регионы. Одним из таких мест является Калининградская область. Энергосистема рассматриваемой области имеет целый ряд



принципиальных отличий от других регионов России, некоторые из них объясняются географическим положением региона, а другие предельным износом и невозможностью реализации принимаемых программ развития.

В Калининградской области очень остро стоит вопрос энергетической безопасности – регион практически полностью зависит от внешних поставок топлива, что создает определенные риски. Также имеется физический и моральный износ электросетевого хозяйства выше чем на 75%.

В данном регионе имеется лишь один источник генерации – Калининградская ТЭЦ-2, которая имеет в своем составе 2 энергоблока по 450 МВт. К сожалению, на территории области отсутствуют какие-либо резервные источники. При этом установленный норматив резервирования для Калининградской области составляет 450 МВт [1].

Однако, по данным государственной геологической карты Российской Федерации центрально-европейской серии, в пределах области имеются многочисленные геотермальные аномалии. В приуроченных к кембрийским отложениям пределах нефтяных залежей воды ниже водонефтяного контакта имеют температуру от 60 °С (Гусевская площадь) до 96 °С (Ладушкинская площадь), что позволяет использовать ГеоТЭС [2].

Таким образом, Калининградская область, хоть и зависит от внешних энергоносителей, но все-таки располагает собственным потенциалом энергоресурсов. Строительство геотермальных станций в области могло бы частично решить проблему энергетической безопасности.

Одним из основных достоинств геотермальной энергии являются экологическая чистота, практическая неиссякаемость, абсолютная независимость от условий окружающей среды, времени суток и года.

Создание систем тепло- и электроснабжения на основе геотермальных вод, может обеспечить энергией регион, а имеющиеся современные технологии (ГеоТЭС, тепловые насосы, теплообменники) позволяют получить максимальный эффект от геотермального теплоносителя различной температуры.

Существующие геотермальные электростанции представляют собой установки, работающие по циклу Ренкина. Рабочим телом в паровой турбине может быть либо водяной пар, получаемый при невысокой температуре флюида, поступающий непосредственно в турбину, либо

низкокипящие рабочие тела (НРТ), являющиеся рабочим телом во втором контуре двухконтурных (бинарных) установок.

Принцип работы бинарной установки на низкокипящих рабочих телах осуществлен на Клайпедской ГеоТЭС установленной в городе Клайпеда, Литва. Данная ГеоТЭС имеет мощность 43 МВт и вырабатывает 560 ТДж теплоэнергии для жителей города Клайпеды и области. На данной ГеоТЭС имеется 4 скважины, по двум из которых, с помощью глубинных насосов, погруженных на глубину 300 м, поднимаются воды из девонского слоя. Температура геотермальной воды на этой глубине составляет 38 °С, в абсорбиционных насосах доводится до 70 °С, и далее вода подается в теплосети Клайпеды для обеспечения теплоэнергией. Через две инъекционные скважины геотермальная вода, охлажденная до 11 °С и очищенная в фильтрах, возвращается в землю на глубину 1135 м [3].

Таким образом установка подобной ГеоТЭС на территории Калининградской области, имеющей более высокие геотермальные параметры, позволяет частично решить вопрос энергетической изолированности области.

#### Литература:

1. Пояснительная записка «Проблемы обеспечения энергетической безопасности Калининградской области и анализ необходимости строительства Балтийской АЭС» Б.И. Нигматулин 2012г.
2. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение) : объяснительная записка / Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Федеральное агентство по недропользованию, Всероссийский научно-исследовательский геологический институт. - Санкт-Петербург : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ. Серия Центрально-Европейская. Лист N-(34) - Калининград / Н. В. Лукьянова [и др.]. ; под ред. В. П. Кирикова. - 2011. - 226 с. : вкл. л. (16) + 10 карт в папке. - Библиогр.: с. 206-215.
3. Ricardas Vaitiekunas, Edmundas Paplauskas, UAB «Geoterma». Klaipėdos geotermine jėgainė: problemos ir sprendimai//Geologijos pažanga. – 2009 – С. 20-26.
4. Харин А.Г., Усанов А.Н. 2015 «О проблеме обеспечения энергетической безопасности Калининградской области».

5. Алхасов А.Б. Возобновляемая энергетика 2-е издание. — М.: Физматлит, 2012. — 256 с. — ISBN 978-5-9221-1244-4.

УДК 62-713.5

## **МОДЕРНИЗАЦИЯ СТАНЦИИ ХОЛОДОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА «ЕПК САМАРА»**

**А.А. Тишаков, Н.П.Краснова**  
**ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический**  
**университет», Самара [mr.tishakov2010@yandex.ru](mailto:mr.tishakov2010@yandex.ru)**

*Рассмотрена и предложена идея по модернизации системы энергоснабжения станции холода промышленного предприятия «ЕПК Самара».*

*The idea of modernization of the power supply system of the cold station of the industrial enterprise "EPK Samara" is considered and proposed.*

Имеющаяся на предприятии холодильная машина ХТМФ 235-2000-П эксплуатируется с 1968 года – физически и морально изношена, требует постоянного текущего ремонта в ходе эксплуатации.

Данная холодильная машина использует в своей работе запрещенный к производству на территории РФ тип фреона (R12), что приводит к ежегодному повышению финансовых и производственных рисков, связанных с недопоставкой фреона или с поставкой некачественного фреона китайского производства.

Для охлаждения конденсаторов ХТМФ 235-2000-П в процессе их работы используется градирня, находящаяся в аварийном состоянии и не обеспечивающая в настоящий момент требуемые параметры (по охлаждению воды) в летний период.

Всего на производстве осуществляется кондиционирование воздуха в 17 термоконстантных зонах, общая площадь которых 9 665 [м<sup>2</sup>].

Для охлаждения воздуха в этих зонах в летний период используется 14 промышленных кондиционеров, производительность и цеховые номера которых представлены в таблице №1.

Таблица 1 - Перечень промышленных кондиционеров и их цеховые номера

№ п/п	Модель промышленного кондиционера	Цеховой №	Производительность, тыс., м <sup>2</sup> /час	Площадь, м <sup>2</sup>
1,2	КТЦ-31,5	3/7	30	359,7/715,8
3	КТЦ-2-31,5	4	30	996,4
4	КТ-40	5	40	
5-9	КТ-60	6/10/11/ 12/13	60	1625,3/1625,8/2 34,9/575/846
10	КТЦ-30	9	30	507,1
11	КТ-10	14	10	345
12	КТ-40	15	40	172,5
13	КТ-60	17	60	1921
14	КТ-60	18	60	
Итого			630	9924

Общий воздухообмен по номиналу приточных установок (КТЦ, КТ) составляет 630 000 [м<sup>3</sup>/ч].

По исходным данным и климатическим характеристикам для г.Самары, рассчитываем необходимую мощность теплообменника:

$$|Q| = G_c \cdot c_b \cdot (t_1 - t_2) = 98,65 \cdot 4,19 \cdot (24,6 - 22) = 1074,69 [\text{кВт}] = 1,07 [\text{МВт}] \approx 1,1 [\text{МВт}], \text{ где}$$

$c_b=4,19$  [кДж/кг] - теплоёмкость воды;

$G_c=98,65$  [кг/с] - расход охлаждающей воды;

$t_1=24,6$  [°C] - температура по сухому термометру по СП 131.13330.2012 для Самарской области;

$t_2=22$  [°C] - температура необходимая для получения (исходя из потребности предприятия).

Таким образом после расчёта, было получено значения требуемой холодопроизводительности для создания необходимых условий для термоконстантных зон. По полученным данным будем выбирать основное и резервное оборудование.

Изучив рынок холодильного оборудования, выбираем в качестве основного оборудования чиллер на промышленных полугерметичных винтовых компрессорах фирмы J&E Hall (страна производитель Англия). Технические характеристики данного оборудования представлены в таблице №2.

Таблица 2 Технические характеристики чиллера на промышленных полугерметичных винтовых компрессорах фирмы J&E Hall

Модель	HSS4221-3Ex2RWB
Холодопроизводительность, [кВт]	1 129,2
Потребляемая мощность, [кВт]	246
Расход воды G, м <sup>3</sup> /ч	195
Рабочее давление, кПа	71,6

Чиллер фирмы J&E Hall использует в качестве хладагента – фреон R407C. К основным достоинствам фреона R407C относятся то, что его физические и технологические свойства приближены к тем, что демонстрирует фреон R22, а также он безопасен в использовании.

Для снабжения холодом завода предполагается установка двух чиллеров фирмы J&E Hall с производительностью по 1 129,2 кВт. Предполагается совместная работа двух чиллеров для распределения нагрузки, исходя из этого холодильная установка будет нагружена на 48%. Но при этом, если одна из установок выйдет из строя, то на время ремонта вторая способна будет перенять на себя весь объём производства, нагрузка будет составлять 95%.

На Рис.1. представлена модернизированная схема холодоснабжения завода «ЕПК Самара», штриховыми линиями показано оборудование, от которого впоследствии проекта можно отказаться.

В роли вспомогательного оборудования были выбраны центробежные насосы, марки 1Д630-90а, в количестве 4 штук, которые обеспечат полную рециркуляцию воды на предприятии. Так же была выбрана водопроводная труба типа ПЭ 100 SDR11 диаметром 200 мм с более высокими теплоизоляционными свойствами.

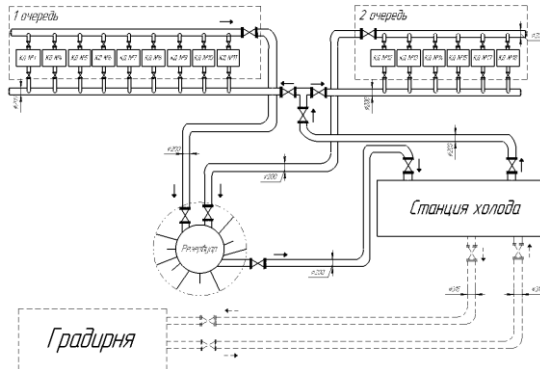


Рис.1.Схема модернизации холодоснабжения на «ЕПК Самара»

Предложенная новая схема энергообеспечения станции, с помощью нового, энергоэкономичного оборудования с большей холодильной производительностью, позволило отказаться, от градирни, которая требует значительных инвестиционных вложений на реконструкцию, так же от части насосного хозяйства, осуществлен отказ от части трубопроводов, требующих капитальных затрат для восстановления изоляционных свойств.

#### Литература

1. [Электронный ресурс]: <https://formulaklimata.ru/blog/freon-r407s-opisanie-texnicheskie-karakteristiki-ceny> (дата обращения 25.10.18);
2. [Электронный ресурс]: <http://www.frigodesign.ru/price> (дата обращения 25.10.18);
3. СП 131.13330.2012 Строительная климатология;
4. СП 60.13330.2012, Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.: Минрегион России, 2013 г.

## ПОВЫШЕНИЕ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОДЕФИЦИТНОМ РАЙОНЕ ПУТЕМ РАСШИРЕНИЯ СОЧИНСКОЙ ТЭС

А.С.Тищенко, В.Г.Томилов

Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, energy6706@yandex.ru

*Повышение мощностей тепловых электростанций в регионе, испытывающем дефицит тепловой и электрической энергии является одной из актуальных задач в наше время. В данной статье приведены варианты оборудования в составе ПГУ, подходящего для повышения мощностей в регионе, и экономический расчет одного из вариантов.*

*Increasing the capacity of thermal power plants in a region that is experiencing a shortage of heat and electricity is one of the important problem in our time This article provides options for the equipment in the composition of the CCGT suitable for increasing the capacity in the region, and the economic calculation of one of them.*

В условиях ограниченной возможности по возведению новых ТЭС и наличия огромного количества природоохраняемых зон повышение мощностей уже имеющихся станций является одним из вариантов решения проблемы. Расширение ТЭС новыми блоками, в состав которых входит современное оборудование, занимающее относительно небольшую площадь, позволит повысить эффективность станции в регионе. Необходимое оборудование для современных ПГУ производится на территории РФ, что позволит добиться экономической выгоды, решит вопрос ремонта и замены отработавшего оборудования без привлечения иностранных специалистов и в кратчайшие сроки.

В ближайшие годы, по прогнозу городской мэрии, в районе Большого Сочи прогнозируется дальнейший рост энергопотребления, которое к 2020 году должно составить 6,004 млрд кВт·ч в год при росте мощностей до 1800 МВт. [1]

Сочинская ТЭС является оптимальным объектом для повышения мощностей за счет достаточных ресурсов и территории, необходимой для новых блоков. Варианты ПГУ, подходящие для расширения данной электростанции, представлены в таблице 1.[2-6]

Таблица 1 - Характеристики оборудования в составе ПГУ

	Вариант 1	Вариант 2
Газовая Турбина	SGT5-2000E	6F.03
Мощность, МВт	187	82

КПД, %	36,5	36
КПД в комбинированном цикле, %	53,3	>55
Температура газов на выходе, ОС	536	613
Скорость турбины, об/мин	3000	3000
Расход выхлопных газов, кг/с	558	213,1
Степень сжатия	12,8:1	16,4:1
NOx, ppm	25	15
Котел-утилизатор	Е-236/41-9,15/1,5-515/298	Е-114/16-8,1/0,7-535/218
Паропроизводительность, т/ч:		
Контур ВД	236	114
Контур НД	40,2	16
Давление пара, МПа:		
Контур ВД	9,15	8,1
Контур НД	1,5	0,7
Температура, °С:		
Контур ВД	515	535
Контур НД	298	218
Температура уходящих газов, °С	102	80
Расчетный срок службы, лет	40	40
Паровая турбина	Т-63-76-8,8	Т-26/36-7,5/0,12
Номинальная (макс.) мощность, кВт	63000(75500)	26300 (36000)
Частота вращения ротора, об/мин	3000	3000
Расход пара, т/ч		
ВД, ном отбор	237	114
ВД, конд.реж	237	114
НД	35	-
Параметры пара КВД, ном.		
Давление, Мпа	8,8	7,56
Температура, °С	502,8	532
Теплофикационная мощность, Гкал/ч	90	71
Генератор паровой турбины	ТФ-80-2У3	ТФ-90Г-2У3

В первом варианте устанавливается один блок ПГУ (ПГУ-230), во втором варианте – 2 блока (2 ПГУ-120). КПД газовых турбин примерно равны и составляют порядка 36%. В комбинированном цикле КПД составляет 53,3% и более 55% соответственно.



Чем выше степень сжатия в компрессоре и температура газов на выходе из ГТУ, тем выше КПД цикла. 2 вариант ПГУ имеет соответственно больший КПД. Концентрация NOx выше у газовой турбины SGT5-2000E (25ppm), у турбины 6F.03 данный показатель ниже (15ppm). В конечном итоге был выбран вариант с двумя блоками ПГУ на базе газовой турбины 6F.03.

Основные критерии :

1. Наличие 2 турбин – возможность вывода одной из них на временный или аварийный ремонт, при этом уменьшив выработку тепловой и электрической энергии в 2 раза вместо полного отключения оборудования

2. Мощность ПГУ выше на 10 МВт, показатели КПД также выше.

В таблице 2 представлены расчетные экономические показатели 2 варианта ПГУ (с ГТ 6F.03), а также рентабельность данного проекта.

Таблица 2. Экономические показатели и рентабельность ПГУ

Показатель	Единица измерения	Значение
Годовой отпуск электроэнергии потребителям	кВт*ч/год	$1,52 * 10^9$
Годовой отпуск тепла	Гкал/год	$45,5 * 10^4$
Стоимость строительных и монтажных работ	Руб	2729756400
Стоимость оборудования	Руб	6824391000
Прочие затраты	Руб	458612100
Общие затраты	Руб	10012759500
Удельные капиталовложения	Руб/кВт	41720
Амортизационные отчисления	Руб/год	$1501,9 * 10^6$
Расходы на заработную плату с начислениями	Руб/год	$4787,6 * 10^3$
Затраты на текущий ремонт	Руб/год	$375,475 * 10^6$
Прочие общепроизводственные расходы	Руб/год	$376,432 * 10^6$

Показатель	Единица измерения	Значение
	д	6
Затраты на топливо для технологических целей	Руб/год	928,6*10 <sup>6</sup>
Затраты на воду	Руб/год	37,2*10 <sup>6</sup>
Годовые эксплуатационные расходы при укрупненных расчетах	Руб/год	3224401074
Затраты турбинного цеха отнесенные на электроэнергию	Руб/год	846494410
Затраты котельного цеха на производство тепла	Руб/год	183157800
Затраты котельного цеха на производство электроэнергии	Руб/год	1685799334
Общестанционные затраты на производство электроэнергии	Руб/год	474620773
Общестанционные затраты на производство тепла	Руб/год	34328757
Себестоимость единицы электрической энергии	Руб/кВт*ч	1,98
Себестоимость единицы тепловой энергии	Руб/Гкал	478
КПД ТЭС по отпуску электроэнергии	-	0,55
КПД ТЭС по отпуску тепла	-	0,79
Тариф на электроэнергию	Руб/кВт*ч	4,61
Тариф на тепловую энергию	Руб/Гкал	3431
Объем реализуемой продукции	Руб/год	8147873000
Балансовая прибыль ТЭС	Руб/год	4923471930
Налог на прибыль (24%)	Руб/год	1181633260
Расчетная прибыль	Руб/год	3741838670

Показатель	Единица измерения	Значение
Дисконтированный доход	Руб	2299197880 7
Чистый дисконтированный доход (за 10 лет)	Руб	1297921930 7
Расчетный срок окупаемости	Год	2,7

Литература:

1. Олимпиады оказалось мало [Электронный ресурс] // Сергей Кисин. - журнал «Эксперт Юг» №36-38, 15-28 сентября 2014 года – URL: [http://kavpolit.com/articles/olimpiady\\_okazalos\\_malo-9729/](http://kavpolit.com/articles/olimpiady_okazalos_malo-9729/)

2. Открытое акционерное общество “Калужский турбинный завод” [Электронный ресурс] // Калужский турбинный завод. – URL: <http://nnhpe.spbstu.ru/wp-content/uploads/2015/02/Nomenklatura-KTZ-2014-g.pdf>

3. Акционерное общество "Уральский турбинный завод" [Электронный ресурс] // Уральский турбинный завод. – Электрон. дан. – Екатеринбург, 2013 г. – URL: <http://www.utz.ru/articles/img/utz%20rus%20katalog%202013.pdf>

4. Номенклатурный каталог [Электронный ресурс] // Таганрогский котлостроительный завод “Красный котельщик”. – URL: [http://www.tkz.su/customers/КК\\_Nomenklaturni\\_catalog\\_preview.pdf](http://www.tkz.su/customers/КК_Nomenklaturni_catalog_preview.pdf)

5. Газовая турбина 6F.03 (6FA) [Электронный ресурс] // ООО “Русский Газовые Турбины” – URL: <https://www.rusgt.ru/products/6fa-gas-turbine/>

6. Газовая турбина SGT5-2000E [Электронный ресурс] // ООО “Сименс” – Электрон. дан. – URL: <https://www.energy.siemens.com/ru/ru/fossil-power-generation/gas-turbines/sgt5-2000e.htm>

## АНАЛИЗ РАБОТЫ ГТ-НАДСТРОЕННОЙ ТЭЦ НА ОСНОВЕ ТУРБИНЫ ПТ-60-130/13

**А.А. Топлер, П.А. Щинников**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, bizingodik@gmail.com**

*Рассматривается расширение Новгородской ТЭЦ газотурбинной установкой ГТЭ-160 с паровым котлом-утилизатором, работающим на существующую турбину ПТ-60-130/13. Представлены основания для разработки, мощность и режимы работы устанавливаемого оборудования, основные проектные решения.*

*The expansion of the Novgorod CHP by the gas-turbine installation GTE-160 with a steam recovery boiler working on the existing turbine PT-60-130 / 13 is considered. The basis for the development, power and operating modes of the installed equipment, the main design decisions are presented.*

Основаниями для разработки проекта послужили следующие документы:

- «Программа стратегического развития ОАО «ТГК-2» до 2010 г.»
- Задание на проектирование на разработку ТЭО (Проекта) и рабочей документацией по объекту капитального строительства «Расширение Новгородской ТЭЦ газотурбинной установкой ГТЭ-160 с паровым котлом-утилизатором, работающим на существующую турбину ПТ-60-130/13.

Считается, что новая газовая турбина, в составе блока, обеспечит прирост электрических и тепловых мощностей для удовлетворения растущих потребностей Великого Новгорода.

Проектом предусматривается строительство и ввод в эксплуатацию газовой турбины мощностью 160 МВт на существующую паровую турбину мощностью 60 МВт. ТЭЦ в составе трёх турбин имеет установленную мощность 190 МВт и тепловую мощность 630 Гкал/ч. Тепловая схема выполнена с поперечными связями по основным и вспомогательным трубопроводам.

Выбор основного оборудования для расширения Новгородской ТЭЦ определен Техническим заданием на проектирование. В качестве основного оборудования были выбраны: Газотурбинная установка типа SGT5-2000E, генератор газовой турбины типа ТЗФГ-160-2МУЗ, котел-утилизатор типа Пр-223/52-9,6/0,87-509/217, паровая турбина типа ПТ-60-130/13, генератор паровой турбины типа ТЗФП-160-2МУЗ [1-2].

Режим работы ПГУ ТЭЦ полупиковый. Число часов использования в году-6000. Система теплоснабжения города – закрытая. Температурный график теплосети – 150/70°С.

Устанавливаемая в составе блока паровая турбина типа ПТ-60-130/13 и газовая турбина ГТЭ-160, участвует в покрытии базовых теплофикационных нагрузок ПГУ ТЭЦ [3].

Литература:

1. Электронный каталог ОАО Силовые машины. Паровые турбины [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.energyed.ru/res/Discipline/Engine/tur-2-5.pdf> – Загл. с экрана.

2. Электронный каталог ООО Сименс. Газовые турбины [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.siemens.com/ru/ru/home/produkty/energetika/proizvodstvo-energii/gazovie-turbiny.html> – Загл. с экрана.

3. Ларионов, В. С. Технико-экономическая эффективность энергоблоков ТЭС: Учебное пособие / В. С.

Ларионов, Г. В. Ноздренко, П. А. Щинников, В. В. Зыков. – Н.: Изд-во НГТУ, 1998. – 31 с.

4. Щинников, П. А. Перспективные ТЭС. Особенности и результаты исследования: монография / П. А. Щинников. – Н.: Изд-во НГТУ, 2007. – 284 с.

## **ОБЗОР ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ТЭС**

**Н.А. Черепанова, О.В. Боруш**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [nataxa-nvkz7795@mail.ru](mailto:nataxa-nvkz7795@mail.ru)**

*В статье представлены актуальные законодательные акты по внедрению систем непрерывного контроля выбросов загрязняющих веществ, рассмотрены основные элементы этих систем для ТЭС.*

*The article presents the current legislation on the introduction of systems for continuous monitoring of pollutant emissions, the main elements of these systems for thermal power plants.*

Деятельность человека по производству тепловой и электрической энергии влияет на окружающую среду. Из-за сжигания топлива в энергетических котлах образуются вредные выбросы, такие как оксиды азота, оксиды серы, оксиды углерода, зола твердого топлива и другие.

Для обеспечения высоких стандартов экологии Правительство РФ ужесточает экологические требования к предприятиям с целью снижения выбросов загрязняющих (вредных) веществ. В связи с этим были приняты Федеральный закон от 21.07.2014 года №219-ФЗ «О внесении изменений в федеральный закон «об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты российской федерации», Федеральный закон от 29.07.2018 года №252-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и статьи 1 и 5 Федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» в части создания систем автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ» и другие законодательные акты, которые обязывают предприятия первой (высшей) категории объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (ОНВОС), оснастить системами непрерывного контроля и учета выбросов загрязняющих веществ (СНК и УВ) [1,2].

Согласно Постановлению Правительства РФ от 28.09.2015 № 1029 "Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий» существует 4 категории таких объектов. К первой категории относятся ТЭС с установленной электрической мощностью 250 МВт и более при использовании твердого топлива в качестве основного, а также 500 МВт и более при работе станции на газовом топливе [3]. Таким образом, необходимость оснащения СНК и УВ существует для большинства станций РФ.

СНК и УВ загрязняющих веществ должны обеспечивать измерения и учет показателей выбросов загрязняющих веществ, фиксацию и передачу информации о показателях выбросов в государственный реестр объектов, ОНВОС [1]. СНК и УВ могут устанавливаться на дымовые трубы или газоходы. Основными элементами СНК и УВ являются: пробоотборный зонд, система транспортировки пробы, система подготовки пробы, газоанализаторы, анализатор пыли, средства измерения объемного расхода, датчики температуры и давления, система сбора, обработки, архивирования, передачи данных,

вспомогательное оборудование, обеспечивающее энергетического и климатического функционирование системы [4].

**Пробоотборный зонд** применяется для обеспечения точности измерений, достоверности данных и надежности системы анализа при контроле дымовых газов. Трубка зонда помещается непосредственно в газоход (дымовую трубу). Пробоотборный зонд должен обеспечивать отбор пробы, первичную её фильтрацию, поддержание температуры пробы выше температуры конденсации, обратную продувку (для очистки зонда), подачу калибровочного газа (для контроля всей системы в целом).

**Линии транспортировки пробы** должны обеспечивать поддержание температуры выше образования кислотной точки росы и точки росы по воде (обычно поддерживается 185-190 °С). Обогрев пробы необходим для предотвращения потерь компонентов газа.

**Система подготовки пробы** должна обеспечивать стабильную подачу пробы газа на вход газоанализаторов, и система включает в себя фильтры грубой и тонкой очистки, побудителей расхода, устройства охлаждения и осушения пробы. В системах без охлаждения и осушения пробы температура всех элементов подготовки пробы должна поддерживаться выше температуры точки росы.

**Газоанализаторы** делятся на два типа: без извлечения пробы (неэкстрактивные) и с извлечением пробы (экстрактивные). Газоанализаторы без извлечения пробы устанавливаются непосредственно на дымовую трубу или газоход. Газоанализаторы с извлечением пробы устанавливаются в непосредственной близости от дымовой трубы или газохода и связаны с ними линией транспортировки пробы. С помощью зонда, установленного на трубе или газоходе, отбирается проба и направляется через линию и систему пробоподготовки к анализатору. Такие газоанализаторы делятся на две категории: измерение с охлаждением и осушкой пробы (холодный/сухой) и измерение горячей и влажной пробы (горячий/влажный).

Критериями выбора между этими методами является присутствие воды и необходимость измерения агрессивных, кислотообразующих веществ. Если газ влажный и требуется измерять  $\text{NO}_2$  и/или  $\text{SO}_2$ , и/или  $\text{NH}_3$ , то нужно применять принцип горячий/влажный (чтобы не изменять состав газовой пробы). При построении системы на принципе горячий/влажный, проба обогревается на всём пути транспортировки и анализа.

**Анализатор пыли.** Для непрерывного контроля содержания взвешенных частиц (пыли) в газовых потоках применяются оптические приборы, основанные на светопоглощении или светопропускании лазерного излучения. Устройства монтируются непосредственно на источник выбросов. С учетом высокой вероятности появления капель воды в газовом потоке после «мокрых» золоулавливающих установок и возможного искажения показаний выбросов взвешенных частиц к рассмотрению применяют анализаторы пыли с предварительным отбором пробы из газопылевого потока и системой подготовки пробы для проведения измерений.

**Средства измерения объемного расхода** должны определять объемный расход газа в непрерывном режиме и обеспечивать измерение скорости газового потока в среднем диапазоне скоростей, в одной плоскости, для представительных значений скорости газа по всему диаметру трубы или сечению газохода. Существует несколько способов измерения объемного расхода, но для ТЭС применяются два: расходомер, основанный на принципе перепада давления (с использованием трубки Пито) и ультразвуковой расходомер. Принцип действия ультразвукового расходомера основан на зависимости разности времен прохождения ультразвукового импульса через контролируемый поток.

**Температуру и давление** следует измерять в тех же местах трубы (газохода), где и измеряют скорость, влажность, пыль и отбирают пробы для газоанализаторов. Основными требованиями к выбору средства измерения является диапазон температур и давлений, а также состав газовой среды.

**Система сбора, обработки, архивирования, передачи данных** должна включать в себя: контроллер с блоками ввода-вывода и программное обеспечение. Она должна выполнять функции:

- автоматизация работы системы экологического мониторинга;
- сбор, обработка, хранение, архивация информации от измерительных приборов, визуализация данных;
- формирование базы данных, таблицы о превышении ПДК и таблицы с аварийными сообщениями, таблицы о формировании аналитической информации по экологической обстановке за различные интервалы времени (сутки, месяц, квартал, год) [4].

**К вспомогательному оборудованию** относятся шкаф для установки газоанализаторов экстрактивного типа, системы подготовки



пробы, системы сбора, обработки, архивации, передачи данных и т.п., шкаф для установки баллонов с поверочными газовыми смесями и шкаф с оборудованием с функцией автоматического ввода резерва (АВР) и источник бесперебойного питания (ИБП).

**Вывод.** Применение системы непрерывного контроля и учета выбросов загрязняющих веществ позволяет снизить негативное воздействие ТЭС на окружающую среду за счет обеспечения достоверной информации о выбросах в атмосферу и организации их снижения. Также благодаря СНК и УВ можно повысить эффективность работы энергетического оборудования путем оптимизации рабочих режимов (регулирование режимов сжигания топлива, работы пылеочистного и газоочистного оборудования). Кроме того, данная система позволяет достичь снижения платы за выбросы в атмосферу.

#### Литература:

1. Федеральный закон от от 29.07.2018 №252-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и статьи 1 и 5 Федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» в части создания систем автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ» (действ. ред) // СПС «Консультант Плюс».
2. Федеральный закон от 21.07.2014 №219-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» (ред. от 03.08.2018 г.) // СПС «Консультант Плюс».
3. Постановление Правительства РФ от 28.09.2015 № 1029 "Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий» (действ. ред.) // Собрание законодательства РФ.
4. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Общие принципы производственного экологического контроля и его метрологического обеспечения» 22.1 - 2016. – М: Бюро НДТ, 2016. - 541с.

**Секция МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ**  
**И В ЭЛЕКТРОМАШИНОСТРОЕНИИ**

**ОТБОР ПЕРСОНАЛА. ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ**

**П.И.Авдеев, О.А. Стародубцева**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, [wasserspair@yandex.ru](mailto:wasserspair@yandex.ru)**

*Одной из основных составляющих успешной, современной компании является современная и серьезная система найма кадров. Набор персонала - система мер для привлечения работников в организацию. Деятельность организации находится в прямой зависимости от качества проведения отбора персонала. Поэтому, чтобы не создавать дополнительных трудностей, следует отнестись к этому этапу со всей серьезностью, учитывая опыт, накопленный в отечественной и зарубежной практике. В работе рассмотрены зарубежные методы привлечения персонала и отбора, найденных, кандидатов. В частности, методы, считающиеся основными. Американский и Японский опыт.*

*One of the main components of a successful, modern company is a modern and serious recruitment system. Recruitment - a system of measures to attract employees to the organization. The activity of the organization is directly dependent on the quality of staff selection. Therefore, in order not to create additional difficulties, this stage should be taken seriously, taking into account the experience gained in domestic and foreign practice. The paper deals with foreign methods of recruitment and selection of candidates. In particular, the methods considered basic. American and Japanese experience.*

Разные методы отбора в кадровой практике имеют привязку к различным странам. Например, личное интервью с кандидатом относится к традиционному британскому методу, письменные экзаменационные тесты – к китайскому, анализ заявительных документов – к немецкому, а психологические тестирования, а также проверка кандидата в неформальной обстановке – к американскому методу [1].

Что касается набора кадров в компании, то США занимают первое место по затратам на эту статью. Что интересно, затраты на набор новых квалифицированных рабочих и менеджеров могут составлять 30-40 тысяч долларов на человека. Основная их часть оплачивается за счет фондов развития компании, а остальная часть

выделяется непосредственно на цели набора кадров. Например, затраты на прием на работу квалифицированного менеджера составляют 30-40% от его будущей годовой зарплаты. Затраты на набор в американских странах включают в себя стоимость публикации компанией объявлений, транспортные расходы так называемых «вербовщиков» и кандидатов, оплата услуг кадровых агентств, а также заработная плата менеджеров, занимающихся приемом людей на работу.

Исходя из этого следует, что в общей основе системы управления персоналом в США, лежит принцип индивидуализма. В американском обществе в процессе управления наиболее выделяются яркие личности, способные направить деятельность организации в лучшее русло.

Американский вариант характеризуется сотрудничеством с кадровыми агентствами, и полный анализ жизни претендента на должность, серьезные испытания при приеме на работу, испытательный срок до шести месяцев, притом, что кандидата постоянно передвигают с места на место, за ним постоянно закреплен куратор, который выставляет ему оценки за проделанную работу. Только после прохождения подобного испытания, кандидат попадает в резерв на получение должности [2].

Японский вариант имеет другой подход. Пожалуй, самый основополагающий принцип, на который опирается отбор персонала в Японии и который заложен в японском законодательстве, – пожизненный найм сотрудников. Отбор персонала в Японии, заключается в том, что в этот момент не определяется само содержание служебных функций. А вот уже при найме более высокопоставленных сотрудников, в случае появления таких вакансий в управленческом аппарате, наоборот, принято для начала объявлять именно внутренний конкурс из штата своих сотрудников, а уже затем, если требуемые кадры не были найдены, приглашать соискателей на вакансию со стороны. Подразумевается, что такая схема положительно влияет на моральный климат в среде сотрудников, укрепляет уверенность сотрудников в отношении к ним внутри компании, в которой они трудятся. Японское законодательство регламентирует, помимо прочего, и возраст, когда сотрудник должен покинуть компанию, в которой работает. Этот возраст – 60 лет [3].

В мировой практике существует множество различных подходов к найму. России имеет смысл перенять у Запада тщательность анализа заявительных документов, что поможет сразу отсеять

неподходящих кандидатов и не тратить на них время и средства; четкое следование законодательству также сыграет положительную роль в имидже фирмы. Организации необходимо заниматься не просто подбором персонала, но управлением наймом, чтобы оставаться конкурентоспособной и максимизировать прибыль [1].

Литература:

1. Основные направления подбора персонала в мире [Электронный ресурс] // URL: <https://studfiles.net/preview/5999268/page:2/> (дата обращения 29.10.2018)
2. Особенности набора и отбора персонала в США [Электронный ресурс] // URL: [https://studbooks.net/1441415/menedzhment/osobennosti\\_nabora\\_otbora\\_personala](https://studbooks.net/1441415/menedzhment/osobennosti_nabora_otbora_personala) (дата обращения 29.10.2018).
3. Отбор персонала в Японии [Электронный ресурс] // URL: <http://www.proprof.ru/stati/career/trudoustroystvo/rabota-za-granicey/otbor-personala-v-yaonii>. (дата обращения: 29.10.2018)

## **ПРОБЛЕМА ФОРМИРОВАНИЯ КОРПОРАТИВНОЙ КУЛЬТУРЫ В ПРЕДПРИЯТИЯХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ**

**К.О. Арцибасова, Е.Н.Троянова**  
**Новосибирский Государственный Технический Университет**  
**г. Новосибирск, ksuksushaart@yandex.ru**

*Статья посвящена вопросам сущности корпоративной культуры и ее особенностям. Автор раскрывает определение, структуры и функции корпоративной культуры. Проведен сравнительный анализ формирования корпоративной культуры промышленных и энергетических предприятий.*

*The article is devoted to the issues of the essence of corporate culture and its features. The author reveals the definition, structure and functions of corporate culture. A comparative analysis of the formation of the corporate culture of industrial and energy enterprises has been carried out.*

Под корпоративной культурой понимается комплекс разделяемых мнений субъектов организации, в зависимости от уровня управления, эталонов поведения, настроений, символов, отношений и способов ведения бизнеса, обуславливающих индивидуальность компании[2].

Для лучшего понимания сущности данного определения были взяты понятия различных субъектов, которые, несмотря на разницу в толковании выделили общие моменты, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Интерпретации понятия «корпоративная культура»

Субъект	Понятие
Менеджеры высшего звена	профессионализм; преданность и лояльность по отношению к фирме; материальное и моральное стимулирование и поощрение квалифицированных специалистов.
Сотрудники компаний	дружеские взаимоотношения с коллегами; возможности профессионального роста; материальные льготы и вознаграждения.
Немецкий исследователь Л. Розенштил	усвоенные нормы, которые определяют поведение работников данной фирмы
Американские экономисты Р. Пэскэйл и Э. Этос	"высшие цели" и "духовные ценности".
Антрополог М. Мид	основа усвоенного поведения, которую группа людей, имеющих общее прошлое, передает новым членам коллектива.

Так в большинстве определений авторы ссылаются на образцы базовых предположений, которых придерживаются члены организации в своём поведении и действиях. Эти предположения часто связаны с видением окружающей среды (группы, организации, общества, мира) и регулирующих её переменных (природа, пространство, время, работа, отношения и т.д.)[1].

При исследовании корпоративной культуры следует принять во внимание, что данная культура имеет собственную структуру. Рассмотрим основные подходы к изучению структуры корпоративной культуры в таблице 2.

Таблица 2 – структура корпоративной культуры

Элемент структуры	Характеристика
Миссия компании	это ее философия, долгосрочное стратегическое видение бизнеса, ключевые ценности и убеждения.
Система мотивации и стимулирования работников	это инструмент управления, который дает возможность оказывать влияние на эффективность сотрудников и компании в целом.
Философия организации	система ценностей и убеждений, разделяемая всеми сотрудниками и посвященная глобальной цели организации.
Стиль руководства	система методов воздействия руководителя на подчиненных. Фактор эффективной работы организации, полной реализации потенциальных возможностей людей и коллектива.
Система поощрений и наказаний	позитивные и негативные санкции относительно работников

Структуру корпоративной культуры составляют как внешние атрибуты, отражающие материальную сторону жизни организации (символика, цвета, внешний вид зданий, мебель, слоганы и др.), так и внутренние ценности и нормы, стратегии поведения (верования, ценности, принятые нормы общения)[4].

Существование любой системы анализируется и оценивается по совокупности функций, которые она способна выполнить. Организационная культура является весьма сложной и многофункциональной системой, поэтому в таблице 3 отражены ее основные функции[3]:

Таблица 3 – Основные функции корпоративной культуры

Название функции	Характеристика
Познавательная	На стадии знакомства с коллективом, закрепленная система ценностей и целей помогает новым сотрудникам быстрее приспособиться в жизни в данной команде
Регламентирующая	Индикатор норм поведения в коллективе
Общественная память	Накопление существующих ценностей, их воплощение в действиях сотрудников
Коммуникативная	За счет общих элементов культуры, норм поведения и целей, происходит взаимодействие сотрудников корпорации
Мотивационная	Принятие культуры может пробудить в сотруднике скрытый потенциал
Формирование имиджа компании	Клиентам или партнеры формируют свое мнение о ней, исходя из ее системы ценностей и ориентиров
Образовательная	Культура предполагает постоянное самосовершенствование и обучение, что благоприятно влияет на рабочую деятельность сотрудника

Функции корпоративной культуры формируют облик компании и поведение сотрудников в ней. Исходя из деятельности организаций, можно выявить некоторые особенности корпоративной культуры, которые свойственны только определенной отрасли. Для примера

возьмем энергетическое предприятие АО «РЭС», специализирующемся на производстве и продаже электрической энергии.

К энергетическим предприятиям относят электростанции, котельные, предприятия тепловых и электрических сетей. Продукцией энергетического предприятия является электроэнергия и тепло, а главной задачей — бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией и теплом в необходимом количестве.

Существенной особенностью производства энергии является относительно быстрое развитие аварийных ситуаций, при которых отказ одного элемента влияет на работу других, связанных с ним.

В процессе эксплуатации электростанций и энергосистемы в целом возникает необходимость оперативно корректировать заданную производственную программу и, следовательно, подчинять режим работы отдельных электростанций диспетчерской службе энергосистемы, в которую они входят [6].

Для выявления различий между энергетической отраслью и другими были использованы сведения о корпоративной культуре данного акционерного общества.

Организация корпоративной культуры на энергопредприятии отличается внешним видом работников производственных подразделений, которые обязаны работать в выданной спецодежде, специализированной обуви и пользоваться необходимыми средствами индивидуальной защиты. Общество призывает работников к здоровому образу жизни для компенсации физического вреда организму.

Резюмируя особенности ведения корпоративной культуры, изучив ее структуру и функции, мы разобрались с основными аспектами данного определения. Также, была рассмотрена сущность корпоративной культуры на энергетическом предприятии с точки зрения особенностей отрасли. Самое главное, что можно было выявить в разнице ведения корпоративной культуры, это усиленный акцент на безопасности сотрудников при работе с энергетическим оборудованием, а также на специальной рабочей форме.

#### Литература:

1. Василенко С.В. Корпоративная культура как инструмент эффективного управления персоналом. М.: Дашков и Ко, 2009. 136 с.
2. Соломандина Т.О. Корпоративная культура и климат: взаимозависимость и влияние на эффективность работы компании [Текст] // Управление персоналом. 2013.



3. Функции корпоративной культуры [Электронный ресурс] // <http://lib.sale.ru>: статьи. Режим доступа:

<http://lib.sale.ru/2017/10/management-otrasli-kniga/funktsii-korporativnoy-kulturyi.html>/(дата обращения 26.10.2018).

4. Структура корпоративной культуры [Электронный ресурс] // hr-director. Режим доступа: <https://www.hr-director.ru/article/65841-qqq-15-m12-struktura-i-funktsii-korporativnoy-kultury/>(дата обращения 26.10.2018).

5. Развитие корпоративной культуры промышленных предприятий в рыночных условиях [Электронный ресурс] // <https://nauchforum.ru> Режим доступа: <https://nauchforum.ru/studconf/social/xxxii/10064>(дата обращения 26.10.2018).

## **ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И АНТРОПОГЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГОРОДОВ СИБИРИ.**

**А.Ш. Биккинина, Кравченко А.В.**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, anya199696@mail.ru**

*В данной научной статье определяются главные экологические и антропогенные проблемы при строительстве Каменской ГЭС.*

*In this scientific article the main environmental and anthropogenic problems at construction of the Kamensk hydroelectric power station are defined.*

Новосибирская ГЭС построена в 50-х годах, первая на Оби в планируемом каскаде водохранилищ должна была ликвидировать послевоенный дефицит электроэнергии в промышленном центре. Удовлетворение водохозяйственных требований отводилось следующей станции – Каменской ГЭС.

Основные водохозяйственные требования включают в себя обеспечение безопасного пропуска паводка, обеспечение горводоснабжения, навигации, орошения. Для их решения объема Новосибирского водохранилища недостаточно. Сложная задача урегулирования различных водохозяйственных интересов, проблемы трудно прогнозируемого характера речного стока гарантированно

решаются только при достаточном объеме полезной емкости водохранилища.

Сооружения НГЭС гидроузла включают в себя земляные плотины и дамбу, бетоннуюводосбросную плотину, здание ГЭС, ОРУ 110 и 220 кВ и судоходный шлюз; общая протяжённость подпорных сооружений гидроузла составляет 4846 м. В основании сооружений находятся песчаники и глинистые сланцы. Установленная мощность электростанции — 475 МВт, проектная среднегодовая выработка электроэнергии — 1,687 млрд кВт·ч. [1]

Малый объем водохранилища весьма существенно отражается на ежегодном наполнении водохранилища и трансформации весеннего паводка. Ввиду малой полезной емкости Новосибирского водохранилища максимальные расходы 0,1 и 0,01 % обеспеченности будут практически равны естественным. За период наблюдений с 1894 года максимально наблюдаемый приток 14 000 м<sup>3</sup>/с был в 1937 году, в период эксплуатации ГЭС максимальный приток 12 581 м<sup>3</sup>/с наблюдался в 1969 году, при этом максимальный расход в НБ был более чем на 30 % меньше притока.

В случае катастрофического паводка глубина затоплений в пойме реки превысит 1,5 м. В период повышенной водности из-за недостаточной ёмкости Новосибирское водохранилище не сможет аккумулировать полностью волну половодья. Затопливаемые территориями будут Европейский бере, Бугринский мост, Затон, Весеней и тд.

При строительстве Каменского водохранилища затрагивается преимущественно территория Алтайского края, где в зоне водохранилища окажется семь районов: Каменский, Шелаболихинский, Павловский, Тальменский, Барнаульский, Калманский и Топчихинский. В зоне водохранилища окажутся краевой центр Алтайского края – город Барнаул, расположенный на левом берегу р. Оби и г. Чесноковка (теперь - г. Новоалтайск), лежащий на противоположном берегу. Эти города являются промышленными и транспортными узлами. Кроме того, в значительной степени будет затронут г. Камень, как от частичного затопления, так и вследствие необходимости расположения на городской территории основных сооружений ГЭС, а также строительной площадки. В НСО в зоне затопления окажется только Сузунский район. В общей сложности поданным 50-х годов это 69 колхозов и совхозов, но в настоящее время многих поселений уже нет.

Плодородные почвы и высокая продуктивность животноводства способствовали притоку к берегам р. Оби сельскохозяйственного населения, вследствие чего берега реки, оказывающиеся в зоне затопления, в 50-х годах были густо заселены. Территория землепользований, расположенных в зоне водохранилища по состоянию на 01.11.1953 составляла 1 500 тыс. га, из них пахотные земли – 22,1 %, сенокоса 11,9 %, пастбища – 8,8 %, лес – 44,2 %, прочие земли 13 %. В результате затоплений большие нарушения в сельском хозяйстве наступят в Шелаболихинском, Каменском и Барнаульском районах. В этих районах земельные, луговые и пастбищные угодья.

№	№	Наименование районов	Всего затопляется земель в % к имеющимся в районе	В том числе сельскохозяйственных угодий в %
		<b>Алтайский край</b>		
1		Каменский	21	20
2		Шелаболихинский	47,3	37,8
3		Павловский	12	8
4		Тальменский	15	10
5		Барнаульский	21	22
6		Калманский	22	17
7		Топчихинский	1,4	0,5
		<b>НСО</b>		
8		Сузунский	14	11

А так же в зоне подтопления оказывается проект ЛДС и жилой комплекс, расположенный на левом берегу. Нужно понимать, что даже если мы хотим построить ледовую арену на Горском жилмассиве, то должны сразу проектировать защитные сооружения, которые защитят массив этой застройки от возможных подтоплений. Другой немаловажный момент — строительство не должно повлиять на

гидрологическую модель реки Обь. Потому что любая застройка может привести к сужению русла, изменив водоток.

Первоначально начали говорить о КГЭС в 1939г. Затем создали проектного задания КГЭС, выполненного Гидроэнергопроектом (Ленинградское отделение) в 1955 . В то время строительство ГЭС рассматривалось на уровне государстве. КГЭС начали строить в шестой пятилетки. Каменскую плотину запроектировали земляной и начали возводить. Но в 59-м году проект свернули и не смогли больше реанимировать.

В последнее время думают о возобновления строительства Каменской ГЭС, т.к. водохранилище позволяет осуществить многолетнее регулирование стока, благодаря чему значительно улучшится режим работы НГЭС, располагающей лишь возможностью внутригодового перераспределения стока.

Литература:

1. <http://www.lhp.rushydro.ru/company/objectsmmap/5707.html>

## **НЕМАТЕРИАЛЬНАЯ МОТИВАЦИЯ КАК ЭЛЕМЕНТ ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ**

**Д.А Бульгина, Л.Н. Юдина**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [udinaln@ngs.ru](mailto:udinaln@ngs.ru)**

*Создание эффективной системы мотивации является сложной задачей современного менеджмента. При этом важно использовать не только материальные способы мотивации, а и нематериальную мотивацию*

*Creating an effective system of motivation is the challenge of modern management. It is important to use not only material ways of motivation, but also non-material motivation.*

Ведение любого бизнеса непосредственно граничит с 3 неотъемлемыми вещами - это сотрудники, благодаря которым функционирует данный бизнес, производимый продукт и, конечно же, прибыль, ради которой, собственно бизнес и создается.

В случае, если у компании возникает проблема с первой составляющей, то есть с персоналом, то про остальные две можно

забыть. Так что же делать в случае, если кадры «разваливаются»? Какие меры предпринимать? Что дать людям, чтобы разжечь интерес к работе и получать от этого хороший результат?

Мотивированный персонал – это залог успеха любой компании, независимо от ее масштабов, это - процветание бизнеса и, по сути, основа основ. В данном случае речь идет о внутренней мотивации рабочих, когда, например, человек с большим интересом идет на работу, качественно выполняет свои прямые обязанности, берется за сверхурочную работу или просто берет дополнительные задания. Именно таким людям хочется и нравится реализовывать новые идеи и решать возникающие задачи, так как они испытывают внутреннюю мотивацию, которая заставляет их работать в полную силу изо дня в день.

Однако добиться таких результатов совсем не просто, особенно для начинающих управленцев, специалистов кадровых служб, а порой и для самих специалистов по мотивации персонала.

Чтобы работа со своими подчиненными давала положительный результат, менеджер должен в большой степени владеть навыками и знаниями о процессе мотивации и шагах, необходимых для стимулирования работников. Его подчиненные должны быть заинтересованы хорошо выполнять поставленные перед ними задачи руководства.

Исходя из этого можно сделать вывод, что мотивация- это внутреннее состояние человека, которое стимулирует его действовать в направлении достижения поставленной цели. Чем полнее управленцы понимают поведение своих работников, тем эффективнее они могут повлиять на это поведение и сделать его более приближенным достижению целей все предприятия или любого бизнеса. Мотивацию приравнивают к самому менеджменту и рассматривают как процесс «привлечения активизации мотивации сотрудников для достижения общей цели предприятия».[1,с.277]

К настоящему времени в науке существует огромное множество моделей мотивации. Разработаны такие модели как «потребность - цель», например, или же модель ожиданий Врума, модель Портера-Лоулера. На мой взгляд, наиболее содержательной является модель мотивации Портера-Лоулера. Она строится на предположении, что потребности называют поведение и усилия, потраченные на достижение искомой цели, определяются тем, как человек оценивает вознаграждения, которые он ожидает получить от реализации своих

усилий. В дополнение к этому Портер и Лоулер предложили еще 3 характеристики мотивации:

1.Ценность ожидаемого вознаграждения определяется как «внутренними», так и «внешними» вознаграждениями, которые при выполнении поставленной задачи ведут к удовлетворению потребностей

2.Степень эффективного выполнения сотрудником поставленной перед ним задачи зависит от того, что, по мнению этого сотрудника нужно делать для выполнения данной задачи и его способности реализовать эту задачу.

3.Чувство справедливости вознаграждения сказывается на степени удовлетворенности, вытекающей из вознаграждения. Таким образом, чем справедливее вознаграждение, тем выше степень удовлетворения работника.

Объединяет все эти модели мотивации то, что в их основе лежит классическая теория мотивации, по принципу которой мотивация делится на материальную и нематериальную (моральную) мотивацию.

В таблице 1 приведены результаты опроса. [2,с.164]В ходе данного опроса у опрошенных рабочих пытались выявить такие условия работы, которые больше всего их мотивируют. В данном опросе принимали участие 100 человек. Так же допускалось давать несколько ответов. Исходя из результатов данного опроса можно сделать вывод, что рабочих мотивирует далеко не только материальный фактор. Для рабочих не мало важно признание в коллективе, похвала начальства, удобные условия работы и дополнительные льготы так же карьерный рост. К большому сожалению, роль нематериальной мотивации несправедливо недооценивают.

	<b>Условия</b>	<b>Количество (чел.):</b>
Что	Большая заработная плата	51
	Больше самостоятельности	26
	Карьерный рост	26
	Льготы для детей	25
	Отпуск с повышенной оплатой	24
	Большая продолжительность отпуска	21
	Большое влияние	22
	Гибкий график	19
	Меньше рабочих часов	19

мотивирует работника?	Большее признание	15
	Более надежное рабочее место	12
	Иной стиль управление	11
	Хорошая пенсия	10
	Хорошая рабочая обстановка	10

Менеджеры по мотивации персонала допускают большую ошибку, принижая роль и значение моральной мотивации, ведь помимо того, что моральная мотивация имеет огромное значение, она еще и не требует крупных финансовых затрат.

Крупные мировые компании достаточно часто проводят опросы среди своих сотрудников, с целью усовершенствования системы мотивации и стимулирования. Результаты таких опросов, являются следующие:

- признание значимости и важности сотрудника;
- постановка четких целей и задач перед работниками;
- выполнения обещаний начальством;
- понимание сотрудниками своей роли в общей структуре предприятия/организации;
- доведённые начальством до конца дела.

Причем, если хоть один из факторов отсутствовал, это приводило к демотивации сотрудников. Также нельзя не отметить то, что огромную роль играет внимание. Ведь каждому сотруднику будет приятно, если его руководитель хотя бы раз в месяц будет интересоваться результатами его работы и оценивать их в соответствии. Внимание к сотруднику может быть как *положительное*, так и *отрицательное*, а так же *нулевое*. Нулевое внимание-это, другими словами его отсутствие. Примером нулевого внимание может служить поведение начальника к некоторым своим сотрудникам: незнание имен сотрудников, даты их рождения, количество лет работы под их руководством. Отрицательное же внимание чаще всего уделяется рабочему в моменты, когда тот провинился (опоздал, например). Мотивирующим фактором может быть только похвала, одобрение, то есть только положительное внимание. Это как раз то внимание, которое начальство уделяет тем, кто добился хороших результатов в работе.

Для того, чтобы сотрудники чувствовали свою значимость и необходимость в компании, руководителям важно уделять внимание их предложениям и идеям. А если предложения сотрудника будут не только выслушаны, приняты к сведению, но и внедрены, это большим

образом повысит его мотивацию к работе. Каждому руководителю нужно понимать, что не нужно категорически отвергать предложения работника в случае их нецелесообразности. Будет вернее направить сотрудника на правильный путь, помочь довести идею до логического завершения, и в случае, если эта идея будет все-таки внедрена – поощрить его. Такой метод мотивации можно проводить не только очно, беседуя с подчинёнными. Можно так же предложить создать, например, «ящик идей» будь то коробочка, банка, урна, куда каждый из сотрудников мог бы сбрасывать свои предложения.

Одним из наиболее важных методов нематериальной мотивации является создание таких условий, в которых персонал мог бы достигнуть свои личные цели, достигая цели компании. При этом нужно точно знать, какие цели ставят перед собой сотрудники и их потребности. Этот вид мотивации признано считать наиболее эффективным, ведь невозможно мотивировать людей общими программами. Всегда нужно учитывать то, что мотивирующие факторы должны быть сугубо индивидуальными.

Основываясь на правилах нематериальной мотивации, руководитель может предложить сотруднику повышение (или отказать), основываясь такими его результатами как: общий стаж работы в компании, заключение важных контрактов и их количество, предложению новых идей по ведению бизнеса или его улучшению и т.п. Приведенный выше пример является основой материальной мотивации.

Таким образом, целевое системное использование системы моральной мотивации и грамотное сочетание ее с материальной может стать одним из конкурентных преимуществ компании в долгосрочной перспективе.

#### Литература

1. Красовский Ю.Д. Организационное поведение - Москва, 2007. - 527с.
2. Нарыкина Д.А. Мотивация и стимулирование персонала в трудовой деятельности, Москва, 2014. – 367 с.



## ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЗАТРАТ НА КАЧЕСТВО ПРОДУКЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

**А.Б. Быкова, Е.Н.Троянова  
НТИ(филиал) РГУ им. А.Н. Косыгина**

*В статье рассмотрены проблемы формирования системы затрат на качество и продукции, взаимосвязь между затратами на качество и достигнутым уровнем качества.. Приведен анализ распределения затрат на качество продукции машиностроения.*

*The article discusses the problems of formation of the system of costs for quality and products, The relationship between the costs of quality and the achieved level of quality. The analysis of the distribution of costs for the quality of products of building engineering is given.*

В текущих рыночных условиях одной из основных задач управления коммерческим предприятием является совершенствование процесса управления затратами. Рационализация управления затратами предприятия является основой стабильного и устойчивого развития предприятия. Недооценка роли управления комплексом затрат приводит нерациональному распределению финансовых ресурсов и к значительному росту расходов предприятия, что в последствии негативно отражается на результатах финансово-хозяйственной деятельности организации.

Любой производитель, который на данный момент существует на рынке, задумывается как снизить затраты производства, ведь постоянно увеличиваются цены на сырьё, полуфабрикаты, а также существует жизненная необходимость повышать заработную плату сотрудникам основного производства. Тогда встает вопрос о том как снизить затраты и оставить качество продукции на высоте.

Существует два варианта снижения затрат, первый – уменьшение прямых затрат и второй – уменьшение косвенных. Но постоянно регулировать прямые затраты невозможно, это ведёт к сильному ухудшению качества продукции. Тогда упор необходимо делать на изменение косвенных затрат, одними из которых являются затраты на качество (рисунок 1)[1].

### Затраты на качество

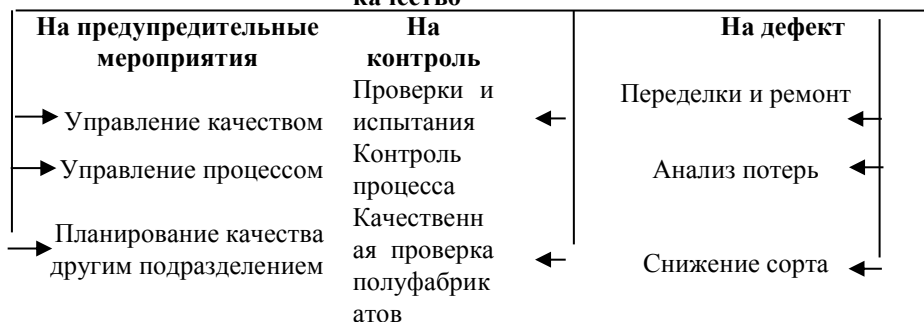


Рисунок 1 – Классификация затрат на качество.

Взаимосвязь между всеми затратами на качество, общими затратами на качество и уровнем достигнутого качества обычно представляют так, как показано на рисунок 2.

Общие затраты на качество складываются из затрат на предупредительные мероприятия, затрат на контроль потерь (внешних и внутренних). С изменением достигнутого уровня качества изменяются и величины составляющих затрат, и, соответственно, их сумма – общие затраты на качество.

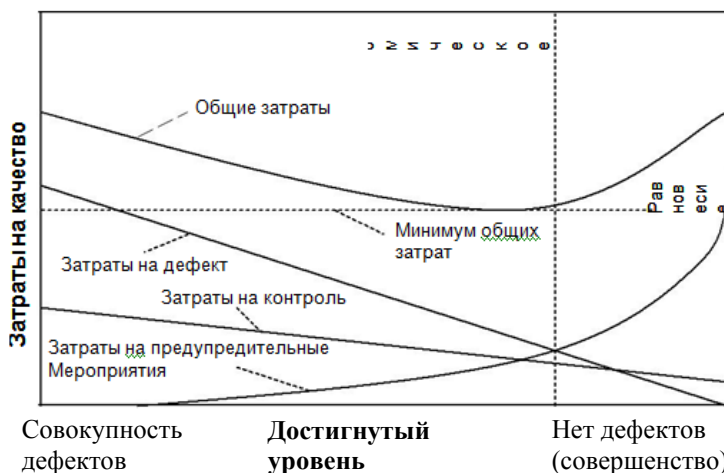


Рисунок 2 – Взаимосвязь между затратами на качество и достигнутым уровнем качества.

На данном рисунке достигнутый уровень качества измеряется наличием на производстве дефектов - «совокупность дефектов» и «нет дефектов». Если рассмотреть левую часть графика, то увидим, что при минимальных затратах на предупредительные мероприятия общие затраты на качество достаточно высоки, это связано с большим количеством дефектной продукции.

При увеличении достигнутого уровня качества будут увеличиваться затраты на предупредительные мероприятия, но значительно уменьшаться затраты на контроль и на дефект (из-за снижения выпускаемой продукции с дефектами), что в совокупности приведёт к уменьшению общих затрат на качество.

Если стремиться к цели совершенно бездефектного производства, то затраты на предупредительные мероприятия начинают ускоренно расти, что влечёт за собой неминуемый рост общих затрат, даже не смотря на нулевые затраты на дефект и сведению к минимуму затрат на контроль.

Данный график не отображает все случаи, так как не учитывает таких факторов как:

- во-первых, ведётся настоящая предупредительная деятельность, которая позволяет быть уверенными, что второй раз ошибка не повторится. Зачастую, такая деятельность требует больших затрат, но они всегда окупаются и приносят прибыль. Этот эффект может сдвигать экономический баланс вправо по диаграмме;
- во-вторых, новые конструкторские разработки и новые процессы могут породить новые проблемы, решение которых потребует дополнительных предупредительных затрат. Это может сместить экономическое равновесие по направлению к левому краю диаграммы.

Приведённый график может внушить уверенность, что повышение качества исполнения будет сопровождаться лишь увеличением затрат. Вследствие этого никакой дополнительной предупредительной деятельности не осуществляется, так как руководитель, который уверен, что он работает на уровне 5 %-ной дефектности, убеждён, что это и есть экономическое равновесие, тогда как руководитель, который думает, что работает на уровне 1 % дефектности, верит, что экономическое равновесие находится именно на этом уровне[2].

Если предупредительные мероприятия проводятся должным образом и являются эффективными, то достаточно трудно найти доказательства того, что в компании произошло повышение общих затрат на качество вследствие увеличения затрат на предупредительные мероприятия.

С другой стороны, если предприятие является лидером в своей отрасли и имеет очень низкий уровень дефектности, то такое в высшей степени конкурентоспособное и успешное предприятие имеет весьма низкие общие затраты на качество.

Представленные выше два факта свидетельствуют о том, что концепция экономического равновесия не подтверждается, но ей продолжают использовать как основание для того, чтобы не повышать уровень качества продукции.

Важнейшим объектом для размышления в любой компании должно быть процентное соотношение общих затрат на качество и общего объёма продаж. В своей совокупности затраты на качество могут составлять от 2% до 20%.

В области машиностроения распределение затрат на качество составляют в среднем 10% от оборота, которые в свою очередь подразделяются следующим образом:

Затраты на потери	=	70 % от общих затрат на качество.
Затраты на контроль	=	25 % от общих затрат на качество.
Затраты на предупредительные мероприятия	=	5 % от общих затрат на качество.

При увеличении объёма предупредительных мероприятий существует вероятность снизить общие затраты на качество до 6%, тогда их распределение между собой составит:

Затраты на потери (внешние и внутренние)	=	50% от новой величины общих затрат на качество.
Затраты на контроль	=	25% от новой величины общих затрат на качество
Затраты на предупредительные мероприятия	=	25% от новой величины общих затрат на качество

Общие затраты на качество, после увеличения объёма предупредительных мероприятий, составили всего 60% от первоначальных, что позволяет сэкономить 4% от общего оборота.

Таким образом при регулировании затрат на предупредительные мероприятия возможно не только повысить уровень качества продукции, но и сократить общие затраты на качество[3].

## Литература

1. Друри, К. Управленческий и производственный учёт : учебник / К. Друри ; пер с англ. – М. : ЮНИТИ-ДАНА, 2014. – С. 157 – 237.
2. Менеджмент качества и сертификация : учеб. пособие / Ю.П. Адлер и др. – М. : МИСиС – Центр сертификации, 2014. – Т. 1. – 152 с.
3. Серёгин, В.Э. Разработка и применение процесса «Учёт и оценка затрат на качество» в системе менеджмента качества промышленного предприятия / В.Э. Серёгин, Б.И. Герасимов // Вопросы современной науки и практики. Университет им. В.И. Вернадского. Серия «Гуманитарные науки». – 2013. – Т. 1, № 11 (11). –С. 188 – 195.

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ МОТИВАЦИИ ПЕРСОНАЛА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПРЕДПРИЯТИЯ**

**С.В. Вагин, Л. Н. Юдина**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [onirs@corp.nstu.ru](mailto:onirs@corp.nstu.ru)**

*В статье ставится задача совершенствования системы мотивации персонала энергетического предприятия. Объектом исследования является Акционерное Общество «Региональные электрические сети». В результате анализа были изучены существующие на предприятии системы мотивации персонала и, впоследствии, предложены методы по усовершенствованию этих систем.*

*The article sets the task of improving the system of motivation of personnel of an energy enterprise. The object of the research is the Joint Stock Company "Regional Electric Networks". As a result of the analysis, the personnel motivation systems existing at the enterprise were studied and, subsequently, methods for improving these systems were proposed.*

Тема совершенствования системы мотивации персонала на сегодняшний день как никогда актуальна, ведь эффективная мотивация персонала является одной из центральных функций деятельности любого руководителя, так как за счет нее оказывается воздействие на персонал предприятия. [1, с. 427]

Существующие системы мотивации нуждаются в дальнейшей разработке, поскольку большинство работников не стремятся проявлять инициативу и творчество в своей деятельности и в полной мере брать на себя ответственность за принимаемые решения.

Основная цель процесса мотивации – это побуждение себя и других к деятельности для достижения цели организации. [2, с. 361]

На сегодняшний день компании используют как монетарные, так и немонетарные методы мотивации персонала.

Научная новизна работы состоит в том, что в специальной литературе по управлению персоналом мотивационные аспекты трудовой деятельности, как правило, излагаются весьма обособленно. Поэтому в данной статье процесс управления трудовой деятельностью персонала на энергетическом предприятии рассматривается с позиции системного подхода.

Объектом исследования выступает Акционерное Общество «Региональные электрические сети». На данном предприятии практикуются системы монетарной и немонетарной мотивации персонала.

Монетарная система мотивации.

1) Месячный оклад в соответствии с занимаемой сотрудником должностью;

2) Дополнительные выплаты:

— Единовременные (за выполнение особо важных и сложных заданий, регистрацию брака, рождение ребенка и пр.);

— Ежеквартальные (возмещение за энергоресурсы);

3) Предоставление путевок в детские оздоровительные лагеря детям сотрудников в возрасте от 7 до 15 лет включительно;

4) Предоставление новогодних подарков для детей сотрудников в возрасте до 14 лет включительно.

Немонетарная система мотивации.

1) Моральное стимулирование.

— Официальное признание заслуг (звание «Почетный энергетик», знак отличия «За заслуги перед Новосибирской областью», почетная грамота или благодарность Губернатора Новосибирской области, занесение на Доску почета и пр.);

— Организация культурно-массовых мероприятий среди всех сотрудников (спартакиада, конкурс «Молодой сотрудник», соревнования «День Победы» и пр.);

2) Кадровый менеджмент.

Разработка и внедрение собственных систем обучения, а также привлечение специалистов, чтобы повысить навыки персонала и сделать свою компанию как можно более конкурентоспособной в своей отрасли.

### 3) Корпоративная культура.

Особое внимание оказывается разработке корпоративной политики и культуры предприятия, в которую входят ценности, убеждения и правила компании, корпоративный лозунг и символика. Руководитель выступает как непосредственный лидер, носитель корпоративных ценностей, пример для подражания.

Насколько бы совершенными не казались применяемые предприятием системы мотивации, они могут быть улучшены за счёт введения целого ряда мотивирующих факторов.

Усовершенствование монетарной системы мотивации.

— Официальное признание индивидуальных достижений — распространяются на всех сотрудников компании;

— Поощрения за достижение плановых показателей подразделением или всей организацией — распространяются на руководителей и работников подразделения или компании;

— Система поощрений за достижение долгосрочных целей, успешное завершение стратегических проектов — распространяется на топ-менеджеров;

— Возмещение стоимости абонемента в фитнес-клуб — для всех сотрудников компании;

Усовершенствование немонетарной системы мотивации.

— Введение демократичного стиля менеджмента — распространяется на всех сотрудников компании, кроме руководителей;

— Предоставление возможности участия в конференциях, членство в профессиональных ассоциациях и клубах — распространяется на всех сотрудников компании;

Предложенные выше мотивирующие факторы и программы поощрения можно применить практически на любом предприятии.

Эффективная и налаженная система мотивации сотрудников предприятия позволяет сформировать у них позитивный настрой. Сотрудник становится заинтересованным в работе и ее результатах, стремится к повышению производительности труда, качества работы и уровня сервиса. Совокупность этих данных позволяет создать более привлекательный имидж компании на рынке труда и, как следствие всего, увеличить прибыли компании.

Литература:

1. Гершман Т.С. Мотивация персонала организации при помощи внедрения системы KPI: инструменты эффективного внедрения

системы, 2013. —427 с.

2. Мескон М., Альберт М., Хедоури Ф. Основы менеджмента. — М.: Дело, 1992.— 361 с.

## ПРОБЛЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

О.Д. Евдокимова, Е.Н.Троянова

Новосибирский Государственный Технический Университет  
г. Новосибирск, nady7707@mail.ru

*В данной статье выявлены факторы, влияющие на эффективное энергопотребление, а так же пути снижения негативных последствий из-за неправильного использования энергосберегающего оборудования.*

*In this article the factors affecting the effective energy consumption, as well as ways to reduce the negative consequences due to improper use of energy-saving equipment are identified.*

Энергопотребление на промышленном предприятии является одной из самых актуальных проблем. Это связано с постоянным ростом стоимости на электроэнергию и прочие энергоносители. Ниже представлена диаграмма распределение энергоресурсов по отраслям. (Рис. 1)

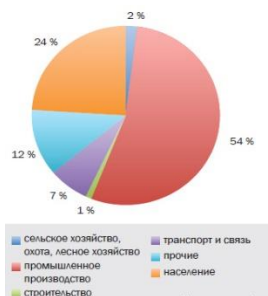


Рисунок 1 - Распределение энергоресурсов по отраслям

Анализ тенденций развития промышленного производства и структуры производственных затрат показал, что при относительно низких ценах на энергоресурсы в России по сравнению с ценами



мирового рынка затраты на топливо и энергию составляют от 10 до 40 % себестоимости продукции в зависимости от отраслевой принадлежности. [1]. В первую очередь, это связано с нецелесообразным использованием энергетических ресурсов. Выделим ряд факторов, влияющих на эффективное энергопотребление:

- уровень физического и морального износа оборудования;

Использование устаревшей техники не позволяет обеспечить высокую интенсивность и эффективность при производстве продукции.

- состояние законодательной базы в сфере энергосбережения и энергоэффективности;

В настоящее время в Российской Федерации основополагающим нормативным правовым актом, регулирующим отношения в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, является Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». [2].

С течением времени законодательные акты требуют пересмотра. Пересмотр документа необходим, чтобы он был актуален в настоящее время. ФЗ №261 об энергосбережении последний раз был изменен 10.08.2018 года. Преимуществами данного закона, после внесения изменений, являются: широта и новизна статей, трактовок, определений; детальное изложение статей; из недостатков выделим: отсутствие полноты системного видения.

- построение системы контроля энергопотребления;

Основными элементами системы энергетического менеджмента являются энергетический аудит, заключающийся в энергетическом обследовании и анализе энергопотребления, а также организация управления энергопотреблением.

Энергоменеджмент позволяет предприятию существенно снизить расходы на энергию, осуществлять контроль за энергопотреблением, внедрять эффективные долгосрочные процессы управления энергией. Всё это так же позволяет снизить себестоимость продукции, повышает конкурентоспособность предприятия, положительно влияет на экологию.

Рассмотрим мероприятия по повышению энергетической эффективности промышленных предприятий. (Табл. 1)

Таблица 1 –Мероприятия по повышению энергетической эффективности

Виды	Программа действий
Внедрение энергосберегающих технологий	установка энергосберегающего оборудования и проведение мероприятий по энергосбережению;
Организационное (или поведенческое) энергосбережение	меры, направленные на повышение культуры энергосбережения сотрудников предприятия, а также организационные мероприятия по регулированию энергопотребления в течение суток.
Энергосбережение в зданиях и сооружениях	комплекс организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, которые направлены на уменьшение объема используемых энергоресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг)[3].
Энергетический аудит	<ul style="list-style-type: none"> <li>- выборочное или комплексное обследование ресурсов энергопотребления</li> <li>- разработка рекомендаций, направленных на повышение эффективности работы энергетического оборудования и снижение затрат на энергопотребление в организации;</li> </ul>

Таким образом, повышение эффективности использования энергоресурсов - одна из приоритетных задач на сегодняшний день: во-первых, высокая энергоемкость снижает конкурентоспособность отечественной продукции на внутренних и внешних рынках, а во-вторых, энергоэффективность - один из важных элементов обеспечения энергетической безопасности страны.

Промышленные предприятия тратят в несколько раз больше энергетических ресурсов для производства продукции, такая ситуация с учетом роста тарифов на электроэнергию, обуславливает значительный рост интереса к проблеме энергопотребления.

Руководители предприятий склонны недооценивать важность системного подхода к управлению процессами, связанные с энергопотреблением, в то время как наличие проработанной комплексной программы энергопотребления позволяет предприятию реализовывать большее число проектов, добиваясь значительных успехов наиболее эффективным и экономичным путем.

#### Литература:

1. Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс] // <http://www.gks.ru> Режим доступа: [http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat\\_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/industrial/](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/industrial/) (дата обращения 25.10.2018).

2. Законы, кодексы и нормативно – правовые акты Российской Федерации [Электронный ресурс] // <http://legalacts.ru> Режим доступа: <http://legalacts.ru/doc/FZ-ob-jenergoberezenii-i-o-povyshenii-jenergeticheskoj-jeffektivnosti-i-o-vnesenii-izmenenij-v-otdelnye-zakonodatelnye-akty-Rossijskoj-Federacii/> (дата обращения 28.10.2018)

3. ГОСТ 31607–2012 «Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения».

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА КАМЕНСКОЙ ГЭС

**Т.А. Ильина, Кравченко А.В.**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, tana20101997@mail.ru**

*Река – это непостоянный, незакостенелый организм. Она живет. Природные явления определяются климатом. Бывают многоводные годы, бывают маловодные. За 122 г. гидрологических наблюдений на Оби рекордсменом по максимальному уровню воды в реке был 1920 г., когда максимальный уровень воды в Оби достигал отметки 1020 см. эту и многие другие проблемы помогло бы решить строительство еще одной ГЭС на Оби.*

*The river is a non-permanent, non-saline organism. She lives. Natural phenomena are determined by climate. There are wet years, there are shallow. For 122 years of hydrological observations on the Ob, the record for the maximum water level in the river was 1920, when the maximum water level in the Ob reached 1020 cm. This and many other problems would help solve the construction of another hydroelectric station on the Ob.*

Новосибирская ГЭС построена в 50-х годах, первая на Оби в планируемом каскаде водохранилищ должна была ликвидировать послевоенный дефицит электроэнергии в промышленном центре. Удовлетворение водохозяйственных требований отводилось следующей станции – Каменской ГЭС. Уровень НПУ Новосибирской ГЭС выбран из условия реализации Каменской ГЭС.

Водоохранилище КГЭС могло решить ряд проблем:

1. Осуществление многолетнего регулирования стока, благодаря чему значительно улучшится режим работы НГЭС, располагающей лишь возможностью внутригодового перераспределения стока.
2. Большой запас пресной воды с большим объемом водохранилища объемом 59 кубических километров (в 13 раз больше Новосибирского водохранилища)
3. Обеспечение навигации на достаточно долгий период в пределах более 500 км от Барнаула.
4. Орошение Кулундинской степной зоны

До сооружения КГЭС основными компонентами комплексного использования р. Обь является энергетика и водный транспорт. С вводом же в эксплуатацию КГЭС открываются также широкие возможности самотечного и машинного орошения высококачественных земель Кулундинской степи Обь - Иртышского междуречья.

Для строительства Каменской ГЭС и образования водохранилища был выбран участок от г. Камень-на-Оби до г. Барнаул, общая длина водохранилища достигает приблизительно 276 км, а ширина от 6 км у с. Володарского до 32 км у с. Роза.

В СССР рассматривался более удачный участок с точки зрения затопляемости земель – водохранилище должно было находиться в ущелье и при том же объеме, площадь зеркала была бы значительно меньше. Территория предполагаемого строительства расположена в Республике Алтай, в Чемальском и частично в Шебалинском районах. Строительство ГЭС намечалось в среднем течении Катуня в 235 км выше устья и в 1,5 км выше села Еланда. Однако, в зону затопления ГЭС попадают месторождения ртути, что вызовет загрязнение водохранилища, Катуня и Оби, сделав воду непригодной для использования.

На данный момент Каменская ГЭС так и не была построена. Это связано со множественными финансовыми и экологическими трудностями.

Для строительства такой ГЭС понадобилось бы затопить значительную территорию, на которой, по данным 1960-х годов находилось порядка 70 населенных пунктов. Также будет необходимо провести ряд санитарных мероприятий, к которым относятся, в том числе, консервация скотомогильников и перенос семейных захоронений. Для подготовки ложе водохранилища необходимо провести вырубку лесов и кустарников на территории спецучастков, а также в зоне затапливаемых населенных пунктов.

Во избежание обрушения берегов водохранилища, дополнительно проводят переработку берегов. Как известно, процесс переработки берегов водохранилища сложен и недостаточно изучен для различных геологических и гидротехнических условий. Поэтому, в настоящее время не существует такого единого метода оценки указанного процесса, который учитывал бы совместное действие различных факторов.

При образовании водохранилища, созданного подпором в районе г. Камня берегами водохранилища окажутся коренной склон долины р. Оби и надпойменные террасы. Часть из этих берегов устойчива в настоящее время. Непосредственное воздействие водоема частично нарушит эту устойчивость и приведет к коренной перестройке берегов, которая будет продолжаться до приобретения ими новых, относительно устойчивых форм.

Из всего многообразия факторов, определяющих характер и величину переработки, выбрали наиболее важные из них, а именно: геологическое строение склона, его высоту и крутизну, степень его обнаженности, местонахождение водоносного слоя относительно НПП, физико-механические свойства пород надводного склона и др. Основываясь на совокупности одинаковых факторов в том или ином районе, были выделены шесть основных групп участков берегов.

Стоимость ГЭС складывается из мероприятий по подготовке водохранилища, а также из самой ГЭС. Каменская ГЭС будет иметь 6 гидроагрегатов и установленную мощность 648 МВт. Поэтому затраты на строительство Каменской ГЭС были значительно выше, в 1960-х годах как Новосибирск отчаянно нуждался в электроэнергии и стабильном водоснабжении. Строительство Новосибирской гидроэлектростанции не только решило все эти проблемы, но и стало толчком для строительства Академгородка. Теперь же, решение о строительстве Каменской ГЭС может быть принято только на Федеральном уровне.

Литература:

1. Жмодик, Р. Первая на оби. - Новосибирск: АНО Масс-Медиа-Центр 2012 г. -56 с.
2. <https://altapress.ru/zhizn/story/grandioznaya-ges-v-altayskom-krae-mozhet-spasti-novosibirsk-ot-pavodka-157577>

## **ЭНЕРГОСБЫТОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В РОССИИ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ**

**И.Я. Миллер, Л. Н. Юдина**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [udinaln@ngs.ru](mailto:udinaln@ngs.ru)**

*В статье рассматриваются аспекты энергосбытовой деятельности в России с позиции экономического анализа. Актуальность исследования обусловлена возрастающей инвестиционной привлекательности энергетической отрасли и ее ролив общеэкономической составляющей страны в целом.*

*The article discusses aspects of energy sales in Russia from the standpoint of economic analysis. The relevance of the study is due to the growing investment attractiveness of the energy industry and its role in the general economic component of the country as a whole.*

На сегодняшний день электроэнергетика является базовой отраслью в экономике Российской Федерации. Не малую роль в отрасли играют энергосбытовые компании, которые обеспечивают немалый приток средств генерирующим и сетевым организациям. Энергосбытовые компании — это гарантия функционирования энергосистемы.

Таким образом можно сказать что энергосбытовые компании есть не что иное чем связующее звено между генерацией, передачей и потребителями.

Своевременная уплата напрямую влияет на финансовое состояние всей отрасли от сетевых компаний до генерации.

По состоянию на 2017 г. в России функционируют 105 энергосбытовых организаций. Именно энергосбытовая деятельность является наиболее конкурентным сегментом в отрасли.

Уже сегодня явно видна конкуренция между выделяющимися из АО-энергосбытовыми компаниями, традиционными оптовыми перепродавцами электроэнергии в лице муниципальных распределительных сетей и новыми игроками рынка. По прогнозам в связи с либерализацией рынка конкуренция будет только возрастать, поэтому компаниям уже сегодня нужно готовиться работать в новых условиях конкурентной борьбы.

Цена на электроэнергию один из основополагающих показателей и во многом определяющий.

Конечная цена на электроэнергию для населения складывается из: стоимости, покупки электроэнергии и мощности (оптовые или розничные генерирующие компании). Эта величина в составе тарифа образует около 35%; услуг по передаче электрической энергии в соответствии с тарифами (ФСК и распределительные сетевые компании). Вес данной составляющей в общей величине конечного тарифа около 59-60%; сбытовая надбавка процент за услуги сбытовых компаний и гарантирующих поставщиков в конечном тарифе не превышает 2%.

При расчёте сбытовых надбавок учитываются такие факторы как: экономически обоснованные расходы организации, связанные с обеспечением её предпринимательской деятельности в качестве поставщика электрической энергии, включая: расходы энергосбытовой

компании, связанные с организацией обслуживания покупателей электрической энергии; расходы на обслуживание кредитов, необходимых для поддержания достаточного размера оборотного капитала при просрочке платежей со стороны покупателей электрической энергии (мощности); иные экономически обоснованные расходы.

Экономические особенности энергосбытовых компаний заключаются в том, что чаще всего компании не имеют вне оборотных активов баланса это связано с родом деятельности предприятия, основная часть активов — это дебиторская задолженность, которая накапливается из-за неплатежей потребителей.

Такие обстоятельства негативно сказываются на кредитоспособность организации, банки не готовы кредитовать компанию без обеспечения.

Надо заметить, что у сбытовых компаний отсутствует необходимость в крупных инвестициях и расходах на модернизацию в отличии от их соседей по отрасли энергогенерирующих компаний.

Таким образом энергосбытовая компании обеспечивают достаточную дивидендную доходность.

Нельзя забывать и о рисках данной отрасли. Политический, кредитный, риск неплатежеспособности, это лишь малая часть негативных факторов, которые могут повлиять как на сбыт, так и на отрасль в целом.

На сегодняшний день энергосбытовая деятельность начинает привлекать все больше инвестиций, новых игроков рынка и внимание общественности.

#### Литература

1. Бойко Т.М., Губанов А.Н. Реформа электроэнергетики, История новой России, 2010 г.
2. Чернов С.С. Энергосбытовая деятельность в условиях реформирования: проблемы и перспективы, Проблемы современной экономики, №4, 2011 г.



## НЕЧЕТКИЕ МОДЕЛИ В УПРАВЛЕНИИ ЗАТРАТАМИ

**О.Е. Миллер, В.А. Яцко**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, jatsko@ngs.ru**

*Рассмотрены преимущества использования нечетких величин при калькулировании себестоимости.*

*The advantages of using fuzzy values when calculating the cost price are considered.*

Традиционно при управлении затратами стремятся получить наиболее точные оценки разнообразных затрат, связанных с производством и реализацией продукции, работ, услуг. Предполагается, что точное исчисление затрат позволит в конечном счете точно оценить полную себестоимость продукции. Такая «точная» полная себестоимость продукции позволит в свою очередь оценить рентабельность отдельных видов продукции. К сожалению, многочисленные попытки разработать наиболее точный метод калькулирования полной себестоимости столкнулись с рядом проблем [1]. Если в условиях однономенклатурного производства задача калькулирования полной себестоимости может быть довольно успешно решена, то в случае многономенклатурного производства возникает проблема корректного распределения косвенных расходов между отдельными видами продукции [2]. В свое время был разработан ряд методов калькулирования полной себестоимости (позаказный метод, поперечный метод, нормативный метод и др. [3]), ориентированных на различные условия осуществления производственной деятельности. Для всех этих методов характерна общая проблема – необходимость выбора некоторой базы распределения косвенных расходов. Обычно в качестве такой базы распределения используют сдельную заработную плату основных производственных рабочих. Так как практика показала [4], что в случае неудачного выбора базы распределения может существенно исказиться представление о реальной величине полной себестоимости. В некоторых случаях при некорректном распределении косвенных расходов оказывалось, что прибыльные (по сути) виды продукции оказывались нерентабельными, и наоборот. В общем случае некорректное распределение косвенных расходов ведет к некорректному исчислению себестоимости, что в свою очередь

приводит к принятию необоснованных управленческих решений, связанных с оптимизацией производственной программы предприятия.

«Вершиной» методов калькулирования полной себестоимости является ABC-метод калькулирования (Activity-Based Costing). Для повышения точности распределения косвенных затрат предлагается для отдельных видов затрат использовать соответствующие базы распределения. Таким образом, данный метод в теории позволяет существенно повысить точность калькулирования. Однако, до настоящего времени данный метод не нашел широкого распространения. Это связано во многом с тем, что метод довольно трудоемкий (а следовательно, и более затратный), так как необходимо организовать и регулярно проводить детальный учет затрат не только по отдельным видам продукции, но и по отдельным видам деятельности. Кроме того, даже разработчики данного метода указывают, что на практике целесообразно таким образом учитывать и контролировать только наиболее значимые статьи затрат (обычно не более 80% затрат) [5]. Оставшиеся виды затрат (приблизительно 20%) приходится учитывать и распределять традиционными методами. Отсюда можно сделать вывод, что полная себестоимость является в некотором роде «вещью в себе» – истинное значение полной себестоимости нельзя однозначно определить.

Отсюда понятен интерес к использованию нетрадиционных методов калькулирования. В частности, для целей калькулирования предлагается использовать аппарат нечетких моделей [6, 7, 8, 9]. В результате вместо точечной оценки себестоимости в рассмотрение вводится некоторая нечеткая величина. Модель такой нечеткой величины как раз позволяет описать неточность, неопределенность, связанную с распределением косвенных затрат при калькулировании. К сожалению, при использовании нечетких величин остается проблема формирования подходящих функций принадлежности. В работах [6, 7, 8, 9] предлагается использовать экспертные оценки для формирования треугольных функций принадлежности, что в свою очередь вносит излишний субъективизм в процедуру увлькулирования.

В работах [1, 2] предлагается обобщенный подход к формированию функций принадлежности нечетких величин, когда функция принадлежности формируется аналитически на основе всех допустимых баз распределения косвенных затрат. От экспертов только требуется указать для каждого вида затрат перечень допустимых (или возможных)

баз распределения. Далее функция принадлежности, описывающая нечеткую величину себестоимости формируется аналитически.

Замена точечных оценок полной себестоимости на нечеткие оценки позволяет существенно повысить информативность при принятии управленческих решений, связанных с оптимизацией производственной программы предприятия, а в конечном итоге управленческих решений с повышением эффективности деятельности предприятия, его конкурентоспособности.

#### Литература

1. Яцко В. А. Нечеткие модели экономического анализа / В.А. Яцко, Х.Э. Кочарли // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 2 /1 (67/1). – С. 98-104.
2. Яцко В. А. Калькулирование себестоимости продукции с использованием аппарата теории нечетких множеств / В.А. Яцко // Проблемы современной экономики. – 2009. – № 4. – С. 187-191.
3. Вахрушина М.А. Бухгалтерский управленческий учет [Текст] / М.А. Вахрушина. – М.: Омега-Л, 2008. – 576 с.
4. Шанк Дж.К. Стратегическое управление затратами [Текст] / Дж.К. Шанк, В. Говиндараджан. – СПб.: ЗАО «Бизнес Микро», 1999.– 288 с.
5. Аткинсон Э.А. Управленческий учет [Текст] / Э.А. Аткинсон, Р.Д. Банкер, Р.С. Каплан, М.С. Янг. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2005. – 874 с.
6. Хил Лафуенте. Финансовый анализ в условиях неопределенности [Текст] / Лафуенте Хил. – Минск: Тэхналогія, 1998.– 150 с.
7. Кофман А., Хил Алуха Х. Введение теории нечетких множеств в управлении предприятиями [Текст] / А. Кофман, Х. Хил Алуха. – Минск: Вышэйшая школа, 1992. – 218 с.
8. Nachtmann H., Needy K.L. Fuzzy Activity Based Costing: A Methodology for Handling Uncertainty in Activity Based Costing Systems /The Engineering Economist, 2001.–V. 46.– № 4. – pp. 245-273.
9. Nachtmann H., Needy K.L. Methods for Handling Uncertainty in Activity Based Costing Systems /The Engineering Economist, 2003.–V. 48.– № 3. – pp. 259-282.

## ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ – ОСНОВА КЛИЕНТООРИЕНТИРОВАННОГО ПОДХОДА

**Л.С. Мышкина, В.Г. Китушин, Ф.Л. Бык**  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, l-zakirova@yandex.ru

*Важным моментом при становлении клиентоориентированности в электроэнергетике является переход на клиентоориентированный подход при определении тарифов на передачу электрической энергии. Одним из подходов может являться применение поправочных коэффициентов в зависимости от имеющегося уровня функциональной и структурной надежности сети.*

*The customer-oriented approach in determining the tariffs for the transmission of electric energy is an important point in the development of customer orientation in the electric power industry. One solution may be to apply correction factors depending on the level of functional and structural reliability of the network.*

Под клиентоориентированным подходом принято понимать подход к организации бизнеса, в котором достижение стратегических целей и устойчивой прибыльности компании основано, в том числе, на обеспечении лояльности клиентов [1]. В электросетевом комплексе анализ и оценка надежности сети и бесперебойности электроснабжения может стать одним из направлений реализации клиентоориентированного подхода. Целью работы является разработка метода учета уровня функциональной надежности сети при формировании тарифов на передачу электрической энергии и технологическое присоединение, что открывает возможность управления и формирования спросом на электрическую энергию.

В соответствии с указанным, объектом исследования являются региональные электрические сети, а именно локальные распределительные электрические сети (ЛРЭС) напряжением 6-10 кВ, соединяющие каждый центр питания с распределительными пунктами и трансформаторными пунктами 10(6)/0,4 кВ.

Для анализа уровня надежности сети и бесперебойности электроснабжения авторами предлагается метод анализа, основанный на расчете индексов готовности (1) и эффективности (2) основных узлов (трансформаторных пунктов (ТП) ЛРЭС) [2]:

$$IR_i = 1 - \frac{K_i^{тек}}{K_i^{пл}} \quad (1)$$

где:  $IR_i$  - индекс готовности ТП  $i$  сети;  $K_i^{тек}$ ,  $K_i^{пл}$  - текущее и плановое значение коэффициента готовности ТП  $i$  сети;

$$ISE_i = (1 - IR_i) \cdot \frac{P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (2)$$

где:  $ISE_i$  - индекс эффективности ТП  $i$  сети;  $P_i$ -нагрузка, присоединенная к ТП  $i$  сети;  $n$  - количество ТП исследуемой ЛРЭС.

Особенностью применения индексов готовности и эффективности является их относительность, что позволяет сравнивать участки сетей, обеспечивающих электроснабжения ТП по уровню освоенного технического потенциала с позиции надежности. При этом учитывают особенности топологии, структуры сети и состава силового оборудования.

На рисунках 1 и 2, представлено распределение индексов готовности и эффективности для ЛРЭС, состоящей из 20 ТП, относительно средних в сети значений.

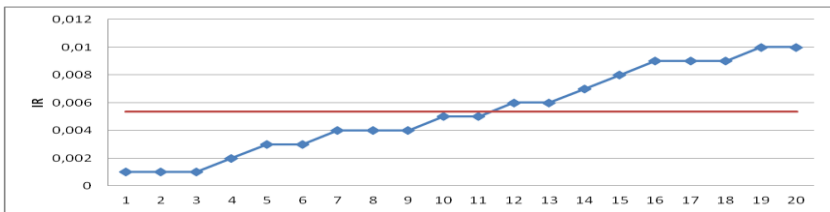


Рисунок 1 – Распределение индексов готовности

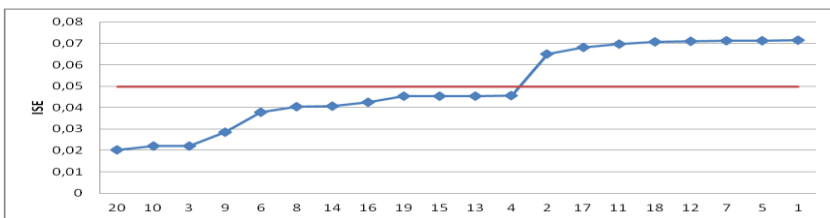


Рисунок 2 – Распределение индексов эффективности

Коэффициенты вариации распределения индексов готовности и эффективности в анализируемой сети составляют 0,57 и 0,37, соответственно. Значения коэффициентов вариации свидетельствуют о

имеющейся неоднородности распределения анализируемых индексов. Следовательно, при наличии равенства тарифов на передачу электрической энергии в рамках ЛРЭС и территориальной сетевой организации в целом [3], актуальной является задача, снижения неоднородности распределения индексов. Это является задачей производственно – технологического управления территориальных сетевых организаций в части на выбора мероприятий технического обслуживания и ремонта и технического перевооружения и реконструкции, направленных на повышение бесперебойности электроснабжения.

Другим вариантом является применение клиентоориентированного подхода. Для этого предлагается индекс цены – показатель, отражающий взаимосвязь тарифа на передачу электрической энергии и уровня функциональной надежности.

$$ITr_i = ISE_i \cdot \Delta Tr_i, \quad (3)$$

где  $ITr_i$  - индекс цены ТП  $i$  сети,  $\Delta Tr$  - коэффициент отражающий отклонение индекса эффективности узла от среднего по сети значения.

$$\Delta Tr_i = \frac{ISE_i}{\sum_1^n ISE_i / n} \quad (4)$$

В зависимости от имеющегося уровня освоения технического потенциала сети и доли нагрузки соответствующего ТП, применение клиентоориентированного подхода может принести для территориальной сетевой организации как дополнительные доходы, так убытки. Что потребует соответствующего учета в системах производственно-технологического управления территориальной сетевой организации.

Таким образом, знание индексов позволяет внести изменения в экономические механизмы ценообразования. Применение индексов может являться основой практического решения задач перевода услуг по передаче электрической энергии на клиентоориентированную основу. Что является важной задачей с позиции управления спросом, где уровень надежности может быть не только стимулом для определения тарифа, но и стимулом при выборе потребителями мест технологического присоединения к сети.

Литература:

1. Программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016–2020 гг. URL: [https://www.rosseti.ru/investment/policy\\_innovation\\_development/doc/innovation\\_program.pdf](https://www.rosseti.ru/investment/policy_innovation_development/doc/innovation_program.pdf)
2. Бык Ф.Л., Мышкина Л.С. Технологическая и эксплуатационная надежность системы электроснабжения // Надежность и безопасность энергетики. – 2018. - № 11(3). С. 200-207.
3. Об электроэнергетике: Федеральный закон от 26.03.2003 N 35 - ФЗ (ред. от 29.07.2017) // Собрание законодательства РФ, N 13, 31.03.2003, ст. 1177

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕЧЕТКИХ ВЕЛИЧИН ДЛЯ ФИНАНСОВОГО АНАЛИЗА НА ПРЕДПРИЯТИИ**

**С.Е. Попов, В.А. Яцко**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, jatsko@ngs.ru**

*В работе рассматривается проблема корректного описания неопределенностей, возникающих в процессе финансового анализа на предприятии. В качестве инструментария, позволяющего описывать указанные неопределенности, целесообразно использовать различного рода нечеткие величины.*

*In work the problem of the correct description of the uncertainties arising in the course of financial analysis at the enterprise is considered. As a toolkit to describe these uncertainties, it is advisable to use various kinds of fuzzy values.*

В рыночной экономике финансовая стабильность предприятия является одним из важнейших факторов, определяющих конкурентоспособность предприятия. От удовлетворительного или неудовлетворительного финансового состояния зависит привлекательность предприятия для инвесторов, кредитных организаций, а также акционеров и поставщиков.

Традиционно для оценки финансового состояния предприятия применяются различные методы финансового анализа, использующие так называемые четкие числа. Примером такого четкого числа является,

например, показатель «Выручка НПО «ЭЛСИБ» ПАО за 2014 год 3199 млн руб.». Действительно при выполнении ретроспективного финансового анализа использование четких чисел вполне обосновано. Хотя можно отметить, что даже при проведении ретроспективного оперативного финансового анализа значения некоторых показателей могут быть недостоверны и нуждаться в некоторой корректировке.

Однако в случае, когда проведение финансового анализа связано с рассмотрением различных прогнозных показателей, с планированием деятельности предприятия, выбором и обоснованием стратегических альтернатив, неопределенность значений экономических показателей представляет серьезную проблему.

Традиционно при прогнозном финансовом анализе задается некоторое множество четких чисел, соответствующих прогнозным значениям основных технико-экономических показателей. В лучшем случае может рассматриваться несколько возможных сценариев будущего. Например, пессимистический, оптимистический и наиболее вероятный сценарии.

Однако, в последние годы большое внимание уделяется внедрению методов теории нечетких множеств в практику экономического анализа. В частности, можно отметить работы [1, 2, 3, 4]. Применение теории нечетких множеств позволяет аналитически описывать неопределенность, присущую прогнозным экономическим показателям, с использованием нечетких чисел. Таким образом, теория нечетких множеств дает экономисту инструментарий, позволяющий повысить обоснованность принимаемых управленческих решений.

Конечно, использование нечетких множеств не является панацеей при обосновании и принятии эффективных управленческих решений, Нечеткие множества формируются на основе мнений экспертов и по сути представляют собой аналитическое описание интуитивных представлений отдельных экспертов или группы экспертов.

Тем не менее, корректная обработка неопределенных данных, представленных в виде нечетких множеств, несомненно, позволяет повысить обоснованность принимаемых управленческих решений.

В качестве нечетких множеств могут выступать, например, доверительные интервалы («Выручка НПО «ЭЛСИБ» ПАО за 2018 год составит от 2000 до 2500 млн руб.») или нечеткие числа.

На рисунке 1 приведены примеры четких и нечетких чисел.



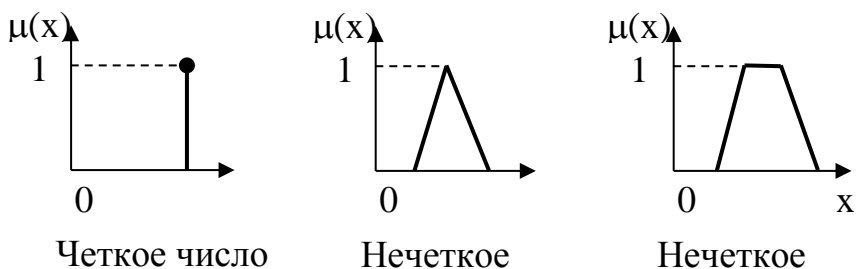


Рисунок 1 – Примеры четких и нечетких чисел

Чтобы задать нечеткое число необходимо задать область определения и функцию принадлежности  $\mu(x)$ . В данном случае приведены треугольная и трапециевидная функции принадлежности. Функции принадлежности обычно принимают значения в диапазоне от 0 до 1 и отражает степень достоверности для конкретного значения из области определения.

Очевидно, что использование нечетких чисел снижает неопределенность результатов финансового анализа по сравнению с применением доверительных интервалов.

Хотя работа с доверительными интервалами достаточно проста, однако одна из проблем заключается в том, что доверительные интервалы имеют свойство расширяться, увеличиваться при выполнении множества операций. Соответственно, увеличивается неопределенность получаемых результатов.

Для обеспечения более высокой достоверности результатов финансового анализа желательно вместо доверительных интервалов использовать нечеткие числа. Наиболее часто используют нечеткие числа, задаваемые в виде тройки, соответствующие треугольным функциям принадлежности. Для нечетких величин могут быть определены операции сложения, вычитания, умножения и деления. Таким образом, кроме расчета нечетких чисел для абсолютных показателей, характеризующих финансовое состояние предприятия (выручка, себестоимость, прибыль и др.), возможен расчет нечетких относительных показателей (например, рентабельности, оборачиваемости, ликвидности и др.)

В настоящее время в рамках проектного обучения на факультете энергетики реализуется проект «Разработка программной системы

«Управление затратами с использованием нечетких моделей»». Прототип программной системы позволит получать оценки себестоимости продукции, работ, услуг в виде нечетких чисел, что в конечном итоге позволит повысить информативность и обоснованность принимаемых управленческих решений.

#### Литература

1. Хил Лафуенте А.М. Финансовый анализ в условиях неопределенности [Текст] / Лафуенте Хил. – Минск: Тэхналогія, 1998. – 150 с.
2. Кофман А., Хил Алуха Х. Введение теории нечетких множеств в управление предприятиями [Текст] / А. Кофман, Х. Хил Алуха. – Высшая школа, 1992. – 224 с.
3. Крылова Е. В. Планирование производственной деятельности при возникновении фактора неопределенности // Бизнес. Образование. Право. 2017. – № 4 (41). – С. 230–233.
4. Яцко В. А. Нечеткие модели экономического анализа / В.А. Яцко, Х.Э. Кочарли // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 2 /1 (67/1). – С. 98-104.

## **ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ПРОДУКЦИИ В УСЛОВИЯХ РЫНКА В2В**

**А.А. Ремез, Г.А.Семакина**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [nastyu.remez.2017@mail.ru](mailto:nastyu.remez.2017@mail.ru)**

*В данной статье раскрыта сущность рынка b2b, рассмотрены отличительные особенности данного рынка. Выявлены особенности формирования конкурентоспособности продукции в условиях рынка b2b.*

*In this article the essence of the b2b market is disclosed, distinctive features of this market are considered. Features of formation of competitiveness of production in the conditions of the b2b market are revealed.*

Предприятие любой сферы деятельности нацелено на долгосрочное устойчивое положение в своей отрасли. Достижение данной цели лежит в области формирования устойчивых конкурентных позиций самого

предприятия и выпускаемой им продукции. Как правило, под конкурентоспособностью продукции понимают комплекс качественных и количественных характеристик продукции, производимой предприятием, который отличает его от конкурирующей продукции по уровню соответствия потребностям и требованиям потенциального покупателя [1].

Основой формирования конкурентоспособности продукции являются два важнейших аспекта: качество и цена товара/ услуги. Помимо этого, можно назвать такие дополнительные опции, как: качественный сервис, правильное психологическое воздействие на потенциального потребителя, завлечение с помощью маркетинговых уловок (привлекательная упаковка товара, комфортные условия пункта продажи продукции и другое)[2].

Для формирования высокой конкурентоспособности предприятию необходимо базироваться на своих сильных сторонах, достигая устойчивых конкурентных позиций с учетом отраслевой специфики. Для исследуемого предприятия НПО «ЭЛСИБ» ПАО основным фактором отраслевой специфики деятельности является работа на так называемом рынке b2b.

B2B продажи – это сфера бизнеса, в которой предприятие-изготовитель продукции реализует ее другим организациям, а не физическим лицам. Следует отметить, что деятельность на данном рынке имеет ряд отличительных особенностей [5].

**1. Работа с собственниками бизнеса.** На рынке b2b решение о покупке принимает не конечный потребитель, и даже не один человек, а целая команда специалистов, которые отлично ориентируются в ценах и предложениях на отраслевом рынке. Данная особенность требует более высокого уровня продаж, знания тонкостей предлагаемой продукции, более высокой подготовленности менеджеров.

**2. Отсутствие спонтанности в принятии решения.** В сфере B2B решение о покупке принимается после подготовки и предварительного согласования. Более тщательная реклама, личные встречи с заказчиком, ведение переговоров позволяет убедить потребителя-заказчика в предпочтительности партнерства с предприятием-изготовителем.

**3. Количество покупателей на рынке B2B в разы меньше, чем на рынке B2C.** Это означает более высокую степень конкуренции. Для того, чтобы выделиться в условиях жесткой конкуренции необходимо иметь и выделять свои конкурентные преимущества. Это могут быть:

качество товара, сервис, особые условия поставки, профессионализм сотрудников и т.д.

**4. Гибкость ценовой политики.** Это одно из условий переговоров с потенциальным заказчиком.

**5. Долгосрочные взаимоотношения.** На рынке высокотехнологичной продукции количество предприятий –заказчиков также ограничено. В связи с этим предприятие-изготовитель заинтересованно в закреплении партнерских взаимоотношений. В этом процессе наиболее важным фактором является формирование деловой репутации и долгосрочного качества[2].

Таким образом, можно отметить, что при формировании конкурентоспособности выпускаемой продукции исследуемому предприятию следует учитывать вышеперечисленные особенности рынка промышленной продукции. Однако, реализации всех рекомендаций может быть затруднена из-за дефицита финансовых возможностей. При выборе направлений совершенствования конкурентных позиций следует сконцентрироваться на тех факторах, которые являются наиболее актуальными для потенциальных потребителей.

Проводимое исследование выявило следующую иерархию важных для принятия решения характеристик поставщика, ранжированных в порядке важности:

1. Наличие службы технической помощи.
2. Оперативность поставок.
3. Быстрота реакции на запросы.
4. Качество товара (услуги).
5. Репутация поставщика.
6. Цена товара.
7. Полнота товарного ассортимента.
8. Квалификация персонала.
9. Возможности предоставления кредита.
10. Личные отношения и т.д.

Как видим, решающую роль на рынке электротехнической продукции в условиях рынка b2b играет техническое сопровождение, широкий набор квалифицированных услуг при внедрении продукта и дальнейшей поддержке клиента – сервис. К наличию службы технической помощи необходимо добавить качество оказываемых сервисных услуг, которые в России еще далеко не всегда стандартизованы, и их доступность. Вопрос качества сервиса весьма

актуален для российского рынка В2В, особенно в части сложной технической продукции и услуг[3].

Еще одной особенностью рынка В2В является возможность формирования конкурентоспособности продукции с использованием УТП - уникального торгового предложения. Для продукции и услуг в сфере В2В таким УТП может служить наличие центра компетенции по определенному направлению, возможность проведения тестирования уникального оборудования, проведение объективной экспертизы, в процессе которой автоматически фиксируются полученные объективные данные, наличие уникальной технологии изготовления и т.п.[4].

Следует отметить, что исследуемое предприятие НПО «ЭЛСИБ» ПАО обладает возможностями для реализации описанных подходов к повышению конкурентоспособности выпускаемой продукции.

Резюмируя вышеизложенное, можно рекомендовать исследуемому предприятию следующее: чтобы завоевать b2b рынок, обеспечить себе стабильное положение нужны грамотное позиционирование предприятия, эффективное продвижение продукции на отраслевом рынке. Учитывая довольно сложный и длительный цикл продаж, а также особенности этого рынка, необходимо строить бизнес-модель, учитывающую множество факторов. Нужно находить наиболее эффективные способы продвижения, учитывать время закрытия сделок, конкурентную среду, определять критерии выбора партнеров и строить свою стратегию с их учетом.

#### Литература:

1. Павлов, А.А.,. Качество и конкурентоспособность. Москва: Лаборатория книги, 2010. — 107 с.
2. Нелюбов, Л.П., Конкурентоспособность товара. Москва: Лаборатория книги, 2012. — 140 с.
3. О В2В продажах [Электронный ресурс] // <http://creditorsha.ru>: статьи. Режим доступа: <http://creditorsha.ru/chto-takoe-b2b-prodazhi.html> (дата обращения 25.10.2018).
4. Рынок b2b: его особенности работы [Электронный ресурс] // <http://practicum-group.com> статьи. Режим доступа: <https://practicum-group.com/blogs/stati/rynok-b2b/> (дата обращения 25.10.2018).
5. Рынок В2В (business to business). Маркетинг [Электронный ресурс] // [http:// BusinessMan.ru](http://BusinessMan.ru): статьи. Режим доступа:

## **ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНВЕСТИЦИОННОГО АНАЛИЗА И УПРАВЛЕНИЯ ЗАТРАТАМИ**

**С.В. Росликов, В.А. Яцко**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, jatsko@ngs.ru**

*Выявлена и рассмотрена проблема, связанная с тем, что в известных программных продуктах инвестиционного анализа Project Expert и Альт-инвест Сумм отсутствуют процедуры управления затратами в части калькулирования полной себестоимости.*

*Identified and addressed the problem related to the fact that in the well-known program products of investment analysis Project Expert and Alt-Invest Summ there are no cost management procedures in terms of calculating the total cost.*

Реализация процедур инвестиционного анализа в настоящее время предполагает использование тех или иных информационных технологий. На рынке программного обеспечения представлен целый ряд программных продуктов, позволяющих решать задачи инвестиционного анализа. Особо необходимо отметить такие широко известные в России и странах СНГ программные продукты как Project Expert [1] и Альт-инвест Сумм [2]. Project Expert и Альт-инвест Сумм имеют достаточно развитый функционал, обеспечивающий детальный анализ не только отдельных проектов, но и групп проектов. Эти программы имеют сотни успешных внедрений на различных предприятиях, используются в учебном процессе десятков ВУЗов. Благодаря тому, что разработчикам удалось организовать эффективную поддержку пользователей этих программных продуктов, интерес к ним сохраняется уже в течение нескольких десятилетий. Можно утверждать, что Project Expert и Альт-инвест в настоящее время выступают в качестве некоторого эталона средств автоматизации инвестиционного анализа.

Очевидно, что реализация инвестиционного анализа основана на всестороннем учете будущих затрат и поступлений, связанных с проектом (группой проектов). Таким образом, необходимым элементом

реализации информационных технологий инвестиционного анализа является использование методологии управления затратами. И действительно, в указанных программах достаточно детально прописываются все возможные затраты и поступления: материалы, комплектующие и сделанная заработная плата на единицу продукта; персонал и заработная плата (основной и вспомогательный производственный персонал, административный и коммерческий персонал); доходы от продаж; налоги и платежи в фонды и др. В результате возможно формирование ряда финансовых документов: отчет и финансовых результатах; отчет о движении денежных средств; баланс; эффективность инвестиций; оценка бизнеса и др.

Тем не менее в данных программных продуктах отсутствуют средства калькулирования себестоимости единицы продукции. В программе Project Expert затраты и поступления представлены укрупнено без детализации по видам затрат и по продуктам. Правда, справедливости ради нужно отметить, что в Project Expert имеется возможность конструирование таблиц пользователя, где можно представить более детально информацию о затратах и поступлениях. Однако, реализация процедур калькулирования себестоимости в целом отсутствует. Если переменные затраты на единицу продукта представлены, что позволяет реализовать Direct Costing, то распределение накладных затрат между отдельными видами продукции не производится [3, 4]. Таким образом, полную себестоимость калькулировать невозможно. Отсюда очевидно возникает проблема определения цен на продукты, обеспечивающих рентабельность их производства и реализации. Указанные программы оценивают рентабельность предприятия в целом, но не позволяют прогнозировать рентабельность отдельных видов продукции.

Можно отметить, что в Project Expert реализованы процедуры распределения накладных затрат между отдельными видами продукции для целей анализа безубыточности. По умолчанию используется распределение накладных затрат пропорционально объемам продаж (хотя на практике достаточно часто используется распределение пропорционально основной заработной плате производственных рабочих). К сожалению, вычислительные эксперименты показали, что в целом анализ безубыточности в программе Project Expert реализован некорректно. Хотя распределение накладных затрат пропорционально объемам продаж реализовано, но графики, представляющие результаты анализа безубыточности, не корректны. Кроме того, не удалось

настроить другой вариант распределения накладных расходов (например, пропорционально сдельной заработной плате производственных рабочих).

Таким образом, отсутствие процедур управления затратами (в частности, процедур калькулирования полной себестоимости) в программных продуктах, реализующих инвестиционный анализ, существенно затрудняет принятие управленческих по организации производства и реализации отдельных видов продукции.

#### Литература

1. Project Expert – программа для разработки бизнес-планов и оценки инвестиционных проектов [Электронный ресурс] // Expert systems. – URL: <https://www.expert-systems.com/financial/pe/> (дата обращения: 30.10.2018)
2. Альт-инвест (Сумм) [Электронный ресурс] // Alt invest. – URL: <https://www.alt-invest.ru/index.php/ru/programmy/opisaniya/alt-invest> (дата обращения: 30.10.2018)
3. Карпович А.И. Проблема косвенных издержек при формировании затрат на производство [Текст] / А.И. Карпович, Е.В. Крылова // В мире научных открытий. – 2012. – № 3. – С. 214-220.
4. Яцко В. А. Калькулирование себестоимости продукции с использованием аппарата теории нечетких множеств / В.А. Яцко // Проблемы современной экономики. – 2009. – № 4. – С. 187-191.

## **ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В УПРАВЛЕНИИ ЗАТРАТАМИ**

**А.А. Феденев, В.А. Яцко**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, jatsko@ngs.ru**

*Рассмотрены различные классы информационных систем, позволяющих решать задачи управления затратами. Выделен ряд проблем, связанных с внедрением и использованием на промышленных предприятиях информационных технологий управления затратами.*



*The various classes of information systems that allow to solve problems of cost management are considered. A number of problems associated with the introduction of information and cost management at industrial enterprises are highlighted.*

Совершенствование управления затратами в настоящее время является одним из важнейших направлений повышения эффективности деятельности производственных предприятий. В современных условиях, когда снижается покупательная способность как населения, так и производственных потребителей, одним из важнейших инструментов обеспечения конкурентоспособности является проведение сбалансированной ценовой политики. В целях обеспечения выживания предприятия в условиях жесткой конкурентной борьбы необходимо стремиться не только к достижению общей рентабельности предприятия, но и отслеживать и постоянно поддерживать рентабельность для отдельных видов товаров, работ и услуг.

Очевидно, что для обеспечения рентабельности необходимо не только производить калькулирование себестоимости отдельных видов товаров, работ и услуг, но и проводить детализированный анализ разнообразных затрат, связанных с производством и управлением предприятием. В настоящее время (особенно в случаях высокотехнологичных производств) учет и анализ разнообразных видов затрат представляет собой не тривиальную задачу. Поэтому для решения этой задачи предлагается целый ряд программных решений, позволяющих автоматизировать регистрацию, сбор, передачу, хранение и обработку соответствующей технико-экономических данных.

Можно выделить три группы средств автоматизации, позволяющих в той или иной мере решать задачи управления затратами на предприятии.

1. Локальные системы, специализирующиеся на решении задач управления затратами в рамках сравнительно небольших предприятий (торговля, производство, ремонт и др.). Они обладают недостаточным функционалом, но тем не менее позволяют в целом решать задачи управления затратами. Во многих случаях такие программы имеют необходимые средства настройки, позволяющие адаптировать их к особенностям функционирования реальных предприятий. В качестве примера можно указать «1С: Бухгалтерия» [1], «Универсальная система учета» [2], «Калькуляция себестоимости» [3], Спрут-ОКП [4], Огемах [5], Капитал [6].

2. Адаптируемые интегрированные системы, обеспечивающие комплексное решение задач управления затратами на предприятии.

Традиционно такие системы ориентированы на автоматизацию целого ряда ключевых задач управления предприятием (снабжение, производство, сбыт, бухгалтерский учет, управление персоналом, управление складом и др.). Информационные системы данного класса обеспечивают решение задач управления затратами на качественно более высоком уровне, чем локальные системы, обладают достаточно гибкими средствами настройки для учета особенностей функционирования предприятий. Прежде всего здесь можно отметить широко известную информационную систему «1С: Предприятие 8» [7], «1С: Управление нашей фирмой» [8], 1С: Управление производственным предприятием» [9].

3. Корпоративные информационные системы, охватывающие практически все значимые аспекты деятельности предприятия. Системы данного класса ориентированные на реализацию современных стандартов управления предприятием ERP, предполагающих максимально возможное использование информационных технологий для повышения эффективности деятельности. Данные системы отличаются высокой сложностью, они весьма дорогостоящи и трудоемки во внедрении и освоении. Ряд авторов [10, 11] отмечает, что системы класса ERP зачастую отличаются «излишней» функциональностью, сложностью, что затрудняет их практическое использование, ведет к нерациональному перерасходу ресурсов на их внедрение и эксплуатацию. К наиболее известным корпоративным информационным системам можно отнести «1С: ERP Управление предприятием 2» [12], «Галактика» [13], «Парус» [14], SAP ERP [15], Oracle ERP [16].

Тем не менее несмотря на обширный рынок средств автоматизации управления затратами, необходимо отметить, что во многих случаях имеющиеся информационные технологии управления затратами используются неэффективно. В частности, на некоторых рентабельных предприятиях (общая рентабельность предприятия 20-30% и выше) не ведется учет, связанный с калькулированием себестоимости отдельных видов продукции. Руководители рассуждают так: «Предприятие имеет высокую рентабельность, большой объем прибыли, проблем особых нет. Зачем тратить излишние средства на организацию детализированного учета затрат? Достаточно учитывать затраты в целом по предприятию». В случае высокорентабельных предприятий такой подход на первый взгляд имеет право на существование. Однако, практика показывает [17, 18], что зачастую отказ от калькулирования

себестоимости продукции может приводить к тому, что наряду с высокорентабельными продуктами предприятие выпускает низкорентабельную или даже убыточную продукцию. В конечном итоге это может привести к тяжелым финансовым последствиям.

Таким образом, можно сделать вывод, что реализация эффективных процедур управления затратами (в том числе калькулирование себестоимости отдельных видов продукции, работ, услуг) с использованием современных информационных является необходимым элементом управления предприятием.

#### Литература

1. «1С:Бухгалтерия 8» – доступно и всерьез [Электронный ресурс] // 1С: Предприятие 8: система программ. – URL: <https://v8.1c.ru/buhv8/> (дата обращения: 29.10.2018)
2. Универсальная система учета [Электронный ресурс] // Профессиональные программы для автоматизации работы предприятий с любым видом деятельности. – URL: <http://usu.kz/index.php> (дата обращения: 29.10.2018)
3. Калькуляция себестоимости [Электронный ресурс] // Профессиональные программы для автоматизации работы предприятий с любым видом деятельности. – URL: <http://usu.kz/calc.php> (дата обращения: 29.10.2018)
4. Программа управления производством Спрут-ОКП [Электронный ресурс] // СПРУТ Технология. – URL: <https://www.sprut.ru/products-and-solutions/products/sprut-okp> (дата обращения: 29.10.2018)
5. Oremax – комплексное программное обеспечение для организации [Электронный ресурс] // Oremax – Программы для бизнеса. – URL: <http://oremax.ru/> (дата обращения: 29.10.2018)
6. Программа для управленческого учета Капитал [Электронный ресурс] – URL: <http://www.mmtt.ru/ability> (дата обращения: 29.10.2018)
7. 1С: Предприятие 8 [Электронный ресурс] // 1С: Предприятие 8: система программ. – URL: <https://v8.1c.ru/> (дата обращения: 29.10.2018)
8. 1С: УНФ [Электронный ресурс] // 1С: Управление нашей фирмой. – URL: <https://v8.1c.ru/small.biz/> (дата обращения: 29.10.2018)
9. 1С: Управление производственным предприятием [Электронный ресурс] // 1С: Предприятие 8: система программ. – URL: <https://v8.1c.ru/enterprise/> (дата обращения: 29.10.2018)
10. Терехов А. Эффективность внедрения ERP системы [Электронный ресурс] // iTeam: Все об управлении компанией. – URL:

[https://iteam.ru/publications/it/section\\_53/article\\_1319](https://iteam.ru/publications/it/section_53/article_1319) (дата обращения: 29.10.2018)

11. Что такое ERP система [Электронный ресурс] // Хабр: Внедрение систем ERP и CRM. – URL: <https://habr.com/company/trinion/blog/333018/> (дата обращения: 29.10.2018)

12. 1С: ERP Управление предприятием 2 [Электронный ресурс] // 1С: Предприятие 8: система программ. – URL: <https://v8.1c.ru/erp/> (дата обращения: 29.10.2018)

13. Информационная система «Галактика ERP» [Электронный ресурс] // Корпорация «Галактика». – URL: <https://www.galaktika.ru/erp> (дата обращения: 29.10.2018)

14. Программный продукт «Парус» [Электронный ресурс] // Корпорация «Парус». – URL: <https://www.parus.com/> (дата обращения: 29.10.2018)

15. SAP ERP [Электронный ресурс] // SAP. – URL: <https://www.sap.com/cis/products/enterprise-management-erp.html> (дата обращения: 29.10.2018)

16. Принятие решений на основе инновационной обработки данных: ERP Cloud [Электронный ресурс] // Oracle Россия и СНГ. – URL: <https://www.oracle.com/ru/applications/erp/> (дата обращения: 29.10.2018)

17. Формирование механизмов устойчивого развития экономики промышленных предприятий // А.И. Карпович, В.Г. Китушин, Ю.А. Секретарев, Г.А. Барышева и др. – Новосибирск: Новосибирский гос. технический ун-т, 2010. – 192 с.

18. Проблема косвенных издержек при формировании затрат на производство / А.И. Карпович, Е.В. Крылова – В мире научных открытий. 2012. № 3. – С. 214-220.

## ТЕНДЕНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВИЗАЦИИ ЭКОНОМИКИ

**И.И. Чебанов, Г.А. Семакина**  
**Новосибирский Государственный Технический Университет**  
**г. Новосибирск, [sebanov.97@mail.ru](mailto:sebanov.97@mail.ru)**

*В данной статье выявлена сущность цифровизации экономики, эффективность внедрения и использования в машиностроительной отрасли. Выявлены ключевые тенденции связанные с переходом на цифровизационные технологии управления персоналом.*

*This article reveals the essence of digitalization of the economy, the effectiveness of implementation and use in the engineering industry. Key trends associated with the transition to digitalization technology personnel management.*

Персонал промышленного предприятия традиционно рассматривается в качестве ключевого ресурса, уровень, актуальное состояние и обеспеченность которым является источником его конкурентоспособности. Таким образом, решение задачи кадрового обеспечения предприятия следует основывать на основных тенденциях требований к организации данного процесса. Одним из таких трендов в современных условиях является цифровая трансформация экономики [1].

Так, например, исследуемое предприятие - ПАО «КАМАЗ» утвердило цифровую трансформацию бизнеса в качестве одного из приоритетных направлений деятельности. ПАО «КАМАЗ» планирует с 2019г. осуществить переход на новый принцип управления предприятием с использованием цифровых технологий, чтобы текущие организационные и бизнес-процессы стали эффективнее. Цель - трансформация всей компании - это использование возможностей, которые дает технология, чтобы получить принципиально иные бизнес-модели, изменение характеристик самой работы организации и порядка ведения бизнеса [3].

Цифровизация - это подход к использованию цифровых ресурсов для преобразования работы предприятия. Он подразумевает изменение технологий и бизнес-процессов для усовершенствования рабочей среды сотрудников, взаимодействия с заказчиками и другими участниками деятельности современного предприятия. Цифровизация значительно повышает производительность и охват компании и уже стала одним из главных приоритетов для руководителей предприятий во всем мире. В

цифровой экономике скорость — важное конкурентное преимущество. Успешные организации могут адаптироваться к изменениям рынка быстрее конкурентов. Виртуализация, облачные технологии, мобильность и ИТ расширяют возможности предприятий [4].

Машиностроение в целом и автомобилестроение (в котором функционирует исследуемое предприятия ПАО «КАМАЗ») в частности являются высокотехнологичными отраслями, что предполагает наличие более высоких требований к кадрам. Цифровизация меняет требования, которые предъявляются к сотрудникам. Этот процесс приводит к тому, что определенные компетенции и умения становятся супервостребованными, но будут и компетенции, востребованность которых начнет падать.

По итогам исследования компании Deloitte выделены следующие ключевые тенденции 2018 г. в сфере управления персоналом, связанные с переходом на цифровизационные технологии управления:

- персонализация подходов к управлению персоналом, внедрение BigData и машинного интеллекта в HR-процессы;

- развитие лидерского потенциала руководителей и сотрудников, которые помогут другим сотрудникам развивать новые знания, компетенции и критическое мышление, адаптироваться к цифровой среде;

- уделение большего внимания сотрудничеству с образовательными учреждениями, запуск программ, позволяющих сократить период адаптации выпускников;

- формирование правильной корпоративной культуры, которая в эпоху цифровизации должна стать культурой непрерывного обучения [5].

Можно заметить, что цифровизация стала глобальным явлением и существенным фактором развития и изменения не только в производственных процессах, но и в кадровой политике предприятия.

В управлении персоналом цифровизация - это в первую очередь организация удобной цифровой среды для сотрудников. Например, сотрудник может планировать отпуск и командировки в виртуальном «личном кабинете». При этом ему не надо тратить время на поиск образцов заявлений - вся информация представлена в одном месте. Или, например, можно автоматизировать такие процессы, как регистрация переработок и согласование найма персонала. С помощью ИТ-решений можно создать систему электронного обучения, где каждый работник сможет выбрать для себя набор курсов повышения квалификации [2].

Как должна измениться сфера управления персоналом в эпоху технологической революции – вопрос, который организационно необходимо решить исследуемому предприятию. Очевидно, что в области HR-технологий это должно сопровождаться разработкой таких продуктов, как:

- прогнозная аналитика по уходу сотрудников, по соответствию сотрудников корпоративной культуре, вероятности прохождения ими испытательного срока.

- внедрение методики подбора персонала с помощью искусственного интеллекта, например система анализа видеорезюме – HireVue. (такой подход уже доказал свою эффективность: в четыре раза снижается стоимость подбора, вдвое – время закрытия вакансии).

- введение понятия «эффективная численность». Управление людьми осуществляется через управление рабочим временем, а задача HR – обеспечить возможность найма и организации работы сотрудников в гибком ключе [6].

- единая база данных персонала (дает максимальное представление о том, чем человек уже занимался, что он умеет и к чему питает склонность. Это помогает в формировании кросс-функциональных и кросс-площадочных групп и нестандартном карьерном планировании),

- внедрение корпоративного портала, (роботизация каких-либо функций – использование чат-ботов, насыщение его кадровыми сервисами типа заказа справок, оформления отпусков и командировок.

- введение в структуру кадровых служб менеджеров по созданию программных продуктов для работы с персоналом [5].

Таким образом, в процессе цифровой трансформации произойдет изменение требований к самой кадровой службе и ее структуре. В помощь этой службе разработаны некоторые цифровые обслуживающие программы, например:

- ResumeMatching позволяет, введя в систему неформализованное описание вакансии, найти в базе резюме наиболее подходящих кандидатов;

- JobStandardization дает возможность ввести в систему описание вакансии и после этого категоризировать ее, то есть определить, что это на самом деле уже существующая вакансия с определенным названием, должностной инструкцией, зарплатой и правилами найма;

- EmployeeFlightRiskPrediction прогнозирует риск оттока наиболее ценных сотрудников и т.п.

На сегодняшний день цифровизация позволяет автоматизировать мониторинг процесса онбординга – адаптации новых сотрудников. Полная адаптация проходит за год, и весь этот период должен отслеживаться и контролироваться, в том числе с помощью инструментов геймификации.

Во многих компаниях сейчас остро стоит вопрос, как привлечь наиболее ценных сотрудников, как их удержать и мотивировать. Причем речь идет не только о вовлеченности, но и об опыте работы в компании – так называемом *employeeexperience*. Кросс-индустриальность обостряет необходимость искать те конкурентные преимущества, которые позволяют работодателю быть интересным сотрудникам [7].

Нынешнее поколение сотрудников ждет от компании такого же уровня сервисов, какой они привыкли получать «снаружи» в качестве клиента. Инструменты цифровизации, применяемые в HR, хорошо взаимодействуют с информационными системами, собирая всю информацию в единой точке. И эти «маленькие удобства» помогают делать жизнь сотрудников приятнее.

Резюмируя вышеизложенное, можно сказать, что цифровизация (или цифровая трансформация) — это функциональная стратегия бизнеса, нацеленная на оптимальное взаимодействие людей и цифровых устройств. Ее цель — в создании корпоративной бизнес-культуры и формировании информационной среды, в которой отдача от человеческого капитала на предприятии будет максимально высокой. Молодое поколение сотрудников уже воспринимает это как данность, ограничение информационных потоков ассоциируется с лишением персональной свободы, изоляцией. В этих условиях внедрение цифровых моделей управления бизнесом и опора на командное творчество становится основой успешности эффективности деятельности. Культура использования ИТ, особенно в крупных организациях, предполагает наличие центров компетенции бизнес-процессов в соответствующих подразделениях. Эти центры компетенций должны опираться на экспертизу самых опытных и мотивированных сотрудников [2].

Цифровая трансформация стирает барьеры (физические, географические, коммуникационные, иерархические), возвращает HR-специалиста обратно к человеку в организации, несет в себе главной функцией интеграцию и стратегическое развитие.



Литература:

1. Цифровая экономика и Индустрия 4.0: новые вызовы: труды научно-практической конференции с международным участием / под ред. А.В. Бабкина. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2018. 573 с.
2. Кашпаров, И. Цифровизация позволяет на порядок лучше общаться с клиентами [Текст] / И. Кашпаров // Управление персоналом. – 2017. - № 26.
3. Годовой отчёт / КАМАЗ – Набережные Челны, 2017. 10-120.
4. Эпоха цифровой трансформации [Электронный ресурс] // <http://trends.skolkovo.ru>: статьи. Режим доступа: <http://trends.skolkovo.ru/2017/10/epoha-tsifrovoy-transformatsii-hr-byit-ili-ne-byit/> (дата обращения 25.10.2018).
5. Официальный сайт «Росатом» [Электронный ресурс] // [rosatom.ru](http://rosatom.ru). Режим доступа: <https://rosatom.ru/journalist/news/natomekspo-2018-obsudili-novye-podkhody-k-upravleniyu-personalom-v-epokhu-tsifrovizatsii/> (дата обращения 25.10.2018).
6. Комель М. Цифровизация может серьезно повысить эффективность производства, но отечественные компании не спешат инвестировать в новые технологии. [Электронный ресурс] // <http://www.forbes.ru> Режим доступа: <http://www.forbes.ru/biznes/357435-cifrovaya-revolyuciya-pochemu-rossiyskiy-biznes-boitsya-deystvovat> (дата обращения 28.05.2018).
7. Цифровизация, промышленный интернет вещей и Индустрия 4.0. [Электронный ресурс] // <https://neftegaz.ru> Режим доступа: [https://neftegaz.ru/tech\\_library/view/5098-Tsifrovizatsiya-promyshlennyj-internet-veschey-i-Industriya-4.0.-Kratko](https://neftegaz.ru/tech_library/view/5098-Tsifrovizatsiya-promyshlennyj-internet-veschey-i-Industriya-4.0.-Kratko) (дата обращения 25.10.2018).

## СОДЕРЖАНИЕ

### НАУЧНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ – ЭНЕРГЕТИКА

#### Секция СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Агафонова М.В., Ставицкий С.А.	Новосибирск.	3
Васильков В.А., Арестова А.Ю.	Новосибирск	7
Вейгандт Т.П., Зырянов В.М.	Новосибирск	11
Гладков Д.С., Зырянов В.М.	Новосибирск	16
Гольяпин А.С., Лазоренко А.Ю., Русина А.Г.	Новосибирск	20
Гречухина М.С., Мурзин А.Ю., Ганигин С.Ю.	Самара	25
Дулов И.В., Фролов М.Ю., Фишов А.Г.	Новосибирск	29
Зенков А.П., Шойко В.П.	Новосибирск	34
Иванова Е.В., Зубова Н.В.	Новосибирск	38
Коротков И.Ю., Зырянов В.М.	Новосибирск	43
Ксенофонтова Э.Э., Секретарев Ю.А.	Новосибирск	47
Макеева Е.С., Воловиков А.А.	Белгород	55
Маркелова А.В., Лыкин А.В.	Новосибирск	56
Моисеенко К.А., Черемискина М.С.	Томск	61
Сагалакова К.И., Левин В.М.	Новосибирск	65
Светличная А.Е., Митрофанов С.В.	Новосибирск	70
Хатыленко Р.М., Зырянов В.М.	Новосибирск	74
Хатыленко Р.М., Балуев Д.Ю., Нестеренко Г.Б., Красильникова Т.Г.	Новосибирск	80

#### Секция РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Алин Г.В., Войтович Р.А.	Новосибирск	86
Баратова К.В., Полищук В.И.	Барнаул	90
Барков Д.С., Войтович Р.А.	Новосибирск	95
Барсуков И.О., Качесов В.Е.	Новосибирск	99

Дашижамсоева Б.Ц., Тимофеев И.П.	Новосибирск	103
Жарич Д.С., Шевченко С.С.	Новосибирск	105
Жердев О.В., Лаптев О.И.	Новосибирск	109
Зуев И.А., Котин Д.А.	Новосибирск	113
Ивинский Е.В., Белоглазов А.В.	Новосибирск	115
Игнатъева Т.В., Целебровский Ю.В.	Новосибирск	119
Извозчиков М.А., Тимофеев И.П.	Новосибирск	123
Клишин И.В., Купарев М.А.	Новосибирск	127
Кулакова Е.Д., Черненко Н.А.	Новосибирск	131
Ледовских А.А., Фролова Е.И., Осинцев А.А.	Новосибирск	135
Лукияненко И.В., Шевченко С.С.	Новосибирск	139
Мезенцева Н.А., Фомина И.А.	Новосибирск	143
Митрофанов Н.А., Глазырин Г.В.	Новосибирск	147
Мосина О.Б., Глазырин Г.В.	Новосибирск	151
Орлов А.Г., Барышев Б.В., Трофимов А.С.	Новосибирск	154
Осипенко И.Д., Силин Н.В.	Новосибирск	158
Отузбаев М.Р., Сабадаш И.А., Щеглов Н.В.	Новосибирск	162
Панкова В.С., Фомина И.А.	Новосибирск	167
Петрова Ю.В., Белоглазов А.В.	Новосибирск	169
Поддубняк Ф.В., Сорока Н.О., Глазырин В.Е.	Новосибирск	173
Попов И.А., Качесов В.Е.	Новосибирск	176
Пошевкин В.В., Осинцев А.А., Данн В.Э.	Новосибирск	180
Родионова А.И., Петрова Н.Ф.	Новосибирск	183
Скаков А.В., Белоглазов А.В.	Новосибирск	186
Слепцова У.Р., Давыдов В.А.	Новосибирск	190
Слесарев А.Б., Глазырин Г.В.	Новосибирск	195
Соболева Д.А., Шевченко С.С.	Новосибирск	197
Степанович Р.Ю., Тищенко И.А., Русина А.Г.	Новосибирск	201
Таякин А.А., Давыдов В.А.	Новосибирск	206
Трот Э.П., Качесов В.Е.	Новосибирск	209
Чернышов Ю.А., Мюльбаер А.А.	Новосибирск	213

### Секция ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

Батищева К.А., Орлова Е.Г., Бутакова И.Н., Кузнецов Г.В.	Томск	218
Белюлюбская Л.С., Елистратов С.Л.	Новосибирск	222
Белявская П.В., Щинников П.А.	Новосибирск	224
Бойко Е.Е., Лемешев О.П., Овчинников Ю.В.	Новосибирск	228
Бояршин А.В., Стрельникова П.В., Григорьева О.К.	Новосибирск	232
Воронкова А.С., Боруш О.В.	Новосибирск	235
Глобина Н.О., Григорьева О.К.	Новосибирск	239
Горшкова Т.А., Кудинов И.В.	Самара	243
Зуева А.А., Щинников П.А.	Новосибирск	247
Кисилёва Д.В., Дьяченко Г.И.	Новосибирск	250
Кочкин Д.Ю.	Новосибирск	253
Красильников Д.С., Щелков А.И.	Самара	257
Лемешев О.П., Бойко Е.Е., Овчинников Ю.В., Елистратов С.Л.	Новосибирск	261
Масалова Н.С., Щинников П.А.	Новосибирск	266
Медведев А.А., Щелоков А.И.	Самара	268
Миронова Н.В., Мухин Д.Г., Степанов К.И., Елистратов С.Л.	Новосибирск	271
Новикова А.Н., Одикова А.А., Григорьева О.К.	Новосибирск	273
Одикова А.А., Новикова А.А.	Новосибирск	277
Палагина Е.А., Щинников П.А.	Новосибирск	281
Пономарев К.О., Кузнецов Г.В., Феоктистов Д.В.	Томск	284
Пономаренко Т.Г., Щинников П.А.	Новосибирск	288
Садкин И.С., Ворогов В.А.	Новосибирск	293
Саламатина Ю.В., Францева А.А.	Новосибирск	297
Синельников Д.С., Щинников П.А.	Новосибирск	300
Стрельникова П.В., Бояршин А.В., Григорьева О.К.	Новосибирск	304
Тишаков А.А., Краснова Н.П.	Самара	307
Тищенко А.С., Томилов В.Г.	Новосибирск	311
Топлер А.А., Щинников П.А.	Новосибирск	316

**Секция МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ**  
**И В ЭЛЕКТРОМАШИНОСТРОЕНИИ**

Авдеев П.И., Стародубцева О.А.	Новосибирск	322
Арцибасова К.О., Троянова Е.Н.	Новосибирск	324
Биккинина А.Ш., Кравченко А.В.	Новосибирск	329
Булыгина Д.А., Юдина Л.Н.	Новосибирск	332
Быкова А.Б., Троянова Е.Н.	Новосибирск	337
Вагин С.В., Юдина Л. Н.	Новосибирск	341
Евдокимова О.Д., Троянова Е.Н.	Новосибирск	344
Ильина Т.А., Кравченко А.В.	Новосибирск	348
Миллер И.Я., Юдина Л.Н.	Новосибирск	350
Миллер О.Е., Яцко В.А.	Новосибирск	353
Мышкина Л.С., Китушин В.Г., Бык Ф.Л.	Новосибирск	356
Попов С.Е., Яцко В.А.	Новосибирск	359
Ремез А.А., Семакина Г.А.	Новосибирск	362
Росликов С.В., Яцко В.А.	Новосибирск	366
Феденев А.А., Яцко В.А.	Новосибирск	368
Чебанов И.И., Семакина Г.А.	Новосибирск	373

**НАУКА. ТЕХНОЛОГИИ. ИННОВАЦИИ**  
**Сборник научных трудов в 9 частях**

**г. Новосибирск, 03-07 декабря 2018 г.**

**Часть 4**

**Под ред. Гадюкиной А.В.**

Подписано в печать 03.12.2018. Формат 60×84/16. Бумага офсетная.

Уч.-изд. л. 22,32. Печ. л. 24,0. Тираж 100 экз. Заказ № 4

Отпечатано в типографии

Новосибирского государственного технического университета  
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20