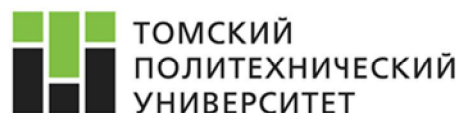


МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
РОССИЙСКИЙ ФОНД ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Энергетический институт



IV РОССИЙСКАЯ МОЛОДЕЖНАЯ
НАУЧНАЯ ШКОЛА-КОНФЕРЕНЦИЯ

«Энергетика, электромеханика
и энергоэффективные технологии глазами молодежи».
(Грант РФФИ 16-38-10271).

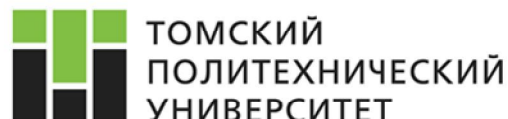


Том II

1-3 ноября 2016 г.
Томск

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
РОССИЙСКИЙ ФОНД ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Энергетический институт



IV РОССИЙСКАЯ МОЛОДЕЖНАЯ
НАУЧНАЯ ШКОЛА-КОНФЕРЕНЦИЯ
«ЭНЕРГЕТИКА, ЭЛЕКТРОМЕХАНИКА
И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ»
(Грант РФФИ 16-38-10271)

В двух томах
Том II

Томск - 2016

УДК 620.9+621.3(063)

ББК 31+31.2л.0

Ч-522

Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи: материалы IV российской молодежной научной школы-конференции. В 2 т. Т. 2/ Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ООО «ЦРУ», 2016. - 435 с.

Настоящий сборник содержит материалы IV российской молодежной научной школы-конференции, проведенной 1-3 ноября 2016 г. на базе Национального исследовательского Томского политехнического университета. Основной целью проекта является развитие научного потенциала молодых исследователей в области электроэнергетики и электромеханики, активизация процесса обмена новыми идеями и разработками, стимулирование творческого мышления среди молодежи.

УДК 620.9+621.3(063)

ББК 31.1+31.2л.0

Редакционная коллегия:

Богданов Е.П., к.т.н., доцент каф. ЭКМ ЭНИН ТПУ

Усачева Т.В., к.т.н., доцент каф. ЭКМ ЭНИН ТПУ

Редакционная коллегия уведомляет:
доклады в сборнике представлены в авторской редакции.

Российская молодежная научная конференция

«Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии

глазами молодежи»

(Грант РФФИ 16-38-10271).

© Ч-522

Состав организационного и программного комитетов
IV российской молодежной научной школы-конференции
**«Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии
глазами молодежи»**

Завьялов Валерий Михайлович	Директор ЭНИН ТПУ, докт. техн. наук, доцент, председатель программного комитета
Матвеев Александр Сергеевич	Зам. директора ЭНИН ТПУ по развитию, канд. техн. наук, доцент, сопредседатель программного комитета
Лукутин Алексей Владимирович	Начальник учебно-методического отдела ЭНИН ТПУ, канд. техн. наук, доцент
Винников Дмитрий	Доктор наук, профессор Таллиннского технического университета (г. Таллинн, Эстония)
Ярвик Яан	Доктор наук, профессор Таллиннского технического университета (г. Таллинн, Эстония)
Харитонов Сергей Александрович	Докт. техн. наук, профессор Новосибирского государственного технического университета (г. Новосибирск)
Гарганеев Александр Георгиевич	Докт. техн. наук, профессор, зав. каф. ЭКМ ЭНИН ТПУ
Литвак Валерий Владимирович	Докт. техн. наук, профессор каф. АТЭС ЭНИН ТПУ
Богданов Евгений Петрович	Канд. техн. наук, доцент каф. ЭКМ ЭНИН ТПУ, председатель оргкомитета
Усачева Татьяна Владимировна	Канд. техн. наук, доцент каф. ЭКМ ЭНИН ТПУ, ученый секретарь конференции, председатель секции 1
Бейерлейн Евгений Викторович	Канд. техн. наук, доцент каф. ЭКМ ЭНИН ТПУ, председатель секции 2
Дорохина Екатерина Сергеевна	Канд. техн. наук, ассистент каф. ЭКМ ЭНИН ТПУ, секретарь секции 1
Тютева Полина Васильевна	Канд. техн. наук, доцент каф. ЭКМ ЭНИН ТПУ, секретарь секции 2

СЕКЦИЯ 2. ЭФФЕКТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ЭКСПО – 2017

Хабиев М.М., Ашимов Б.Е.

Государственный университет имени Шакарима, Республика Казахстан, г. Семей

22 ноября 2012 года в ходе тайного голосования представителей 161 государства-члена МБВ на 152-й Генеральной Ассамблее Международного бюро выставок столица Казахстана Астана, набрав большинство голосов (103 из 161), опередила бельгийский город Льеж и была объявлена местом проведения «ЕХРО-2017».

Предстоящая выставка, которая пройдет под лозунгом «Энергия будущего», осветит тему — альтернативные источники энергии. Тему предстоящей выставки олицетворяет логотип «ЕХРО 2017» [1].

Казахстан имеет огромный потенциал возобновляемых источников энергии (около 1 триллиона кВт/ч). Потенциал солнечной энергетики — 2,5 млрд. кВт/ч в год. Технически возможный к использованию гидропотенциал Казахстана равен 62 млрд. кВт/ч, экономический — 27 млрд. кВт/ч, из которых используется не более 8 млрд. кВт/ч в год.

Потенциал малых ГЭС — 8,0 млрд. кВт/ч, геотермальных тепловых водных ресурсов Казахстана при использования тепловых насосов составляет 4300 МВт. Велики запасы природного газа (3,7 трлн. м³), шахтного метана (не менее 0,7 трлн м³) [2].

В Казахстане уже на сегодняшний день работает более 50 станций с ветровыми роторными турбинами Болотова («Виндротор Болотова»).

Ветровая роторная турбина Болотова является казахстанским ноу-хау и не имеет аналогов в мире. В его основе использована вертикально-осевая роторная турбина с двумя вращающимися в противоположных направлениях модулями. Такая конструкция может давать ток даже на низких скоростях ветра, при которых пропеллерные станции не работают. Данная электростанция обладает очень высоким коэффициентом установленной мощности – до 43 процентов.

Себестоимость производства электроэнергии на электростанциях, работающих на биогазе и фитотопливе в Европе эквивалентна примерно 10 тенге за 1 кВт\час. Уже есть действующие образцы ветровых, волновых и солнечных генераторов с себестоимостью менее полцента за 1 кВт\час [3].

Казахстанский токамак материаловедческий (КТМ) - это экспериментальная термоядерная установка для исследований и испытаний материалов в режимах энергетических нагрузок, близких к ITER (Международный экспериментальный термоядерный реактор) и будущих энергетических термоядерных реакторов.

5 сентября 2010 года проведен пробный запуск токамака КТМ. Работы по подготовке и проведению пробного запуска токамака КТМ выполнены в ходе реализации бюджетной программы 045 «Создание казахстанского материаловедческого токамака КТМ».

Цель пробного запуска - получение пробоя рабочего газа в вакуумной камере токамака КТМ и формирование плазменного шнура с током от 10 до 30 кА.

Для создания преионизации электронно-циклотронным резонансом использовался магнетронный источник с частотой 2,45 ГГц, мощность СВЧ излучения - 900 Вт, излучение подавалось через волновод со стороны низкого магнитного поля, длительность импульса СВЧ излучения - 300 мс.

Основные параметры, при которых были получены пробой и формирование плазменного шнура: давление рабочего газа (аргона) - 10-4 торр, напряжения на обходе в области пробоя - 8,4 В, магнитное поле на оси тороидальной обмотки - 0,043 Тл, продолжительность плазменного разряда ~ 40 мс [4].

Запуск казахстанского термоядерного реактора «Токамак» был обсужден на 67-м заседании Экономического совета СНГ в Москве. В результате участниками заседания отмечена дата запуска «Токамака» и проведение совместной научно-исследовательской программы - 2017 год [5].

На ЕХРО-2017 будет первый в мире энергопозитивный участок, то есть такая часть города, которая будет выделять больше энергии, чем потреблять. В те дни, когда много ветра и солнца он будет отдавать свою энергию городу, и часть будет накапливать в системе хранения энергии.

Система «Умный мусор» будет внедрена на территории ЕХРО-2017. Это вакуумная система, которая будет всасывать мусор каждого здания, и направлять на центральный завод, где этот мусор будет перерабатываться. Этот завод будет уникальным, там будут отсутствовать какие-либо запахи и загрязнения. Его можно назвать универсальным, потому что он будет не только перерабатывать мусор, но и использоваться для проведения водоочистки [6].

Главными причинами, обусловившими развитие ВИЭ, выступают обеспечение энергетической и экологической безопасности, сохранение окружающей среды, завоевание мировых рынков возобновляемых источников энергии, сохранение запасов собственных энергоресурсов для будущих поколений, а также увеличение потребления сырья для неэнергетического использования топлива.

До 2020 года в республике введут в эксплуатацию 34 объекта, использующих возобновляемые источники энергии. Общая мощность новых электростанций составит 1362,34 МВт. Больше всего энергии будут вырабатывать 13 ветроэлектростанций – 1081 МВт. 17 ГЭС будут давать 205,45 МВт, а четыре солнечные электростанции – 76 МВт.

Основной потенциал гидроэлектростанций сосредоточен в Алматинской области. Всего к 2020 году здесь планируется построить 11 ГЭС. Крупнейшая из них, мощностью 60,8 МВт, появится на реке Шелек. Кроме того, ГЭС заработают в Восточно-Казахстанской, Жамбылской и Южно-Казахстанской областях.

Солнечная энергия для производства электричества будет использоваться в Алматинской, Жамбылской и Кызылординской областях. Самую мощную электростанцию – на 24 МВт – планируется построить в Жамбылской области.

Роль ВИЭ в энергетике будущего будет определяться возможностями разработки новых технологий, материалов и конструкций для создания конкурентоспособных энергетических станций. Сегодня стоимость ВИЭ остается высокой, однако при последовательном развитии и удешевлении альтернативная энергетика займет свое место в мировом энергобалансе [7].

Плотность населения активно растет, а с ним потребление невозобновляемых ресурсов, что приводит к загрязнению окружающей среды.

ЭКСПО-2017 представляет собой огромный шанс сделать поворот в сторону не только «зеленой экономики», но и третьей индустриальной революции. Энергоэффективность — это когда энергии тратится меньше на определённую работу: освещение, обогрев, производство какого-то товара и т.д. Для людей это значит меньшие траты на коммунальные услуги; для страны — экономию ресурсов, прежде всего экспортного сырья, и высокую производительность промышленности; для экологии — ограничение выбросов в атмосферу парниковых газов; для энергокомпаний

— снижение затрат на топливо и на дорогостоящее строительство. Огромный потенциал повышения энергоэффективности — в сфере потребления.

ЭКСПО-2017 может стать искрой для настоящего «зелёного переворота» в хозяйственной деятельности, образе жизни и сознании людей.

Изученный материал позволил построить пирамиду целеполагания проведения выставки ЭКСПО-2017 (рис. 1).



Рис. 1. Пирамида целеполагания проведения ЭКСПО-2017.

ЛИТЕРАТУРА

1. <http://www.collegeetspp.kz>
2. <http://expoandwomen.com/ru>
3. <http://wrtb.kz>
4. <http://www.nnc.kz>
5. <http://www.inform.kz>
6. <http://yznaika.com>
7. <http://www.rfc.kegoc.kz>

ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ РЫНКА МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Юрченко И.О., Веретенников А.С., Сергеев Н.С.

Кузбасский государственный технический университет, г. Кемерово

В представляемой работе рассматриваются преимущества и недостатки известных на данный момент типов рынка мощности, а также предложены правила, которые, на наш взгляд, позволят оптимизировать устройство рынка мощности.

У рынка мощности – две функции, которые часто смешивают, но их категорически необходимо разделять.

- Оплата содержания оборудования действующей электростанции в работоспособном состоянии.
- Финансирование строительства новых электростанций.

Совершенно очевидно, что содержание уже построенной электростанции и строительство новой электростанции – требуют совершенно разных затрат. Для них должны быть разные системы финансирования.

Системы оплаты мощности уже действующей генерации известны следующие:

- 1) Оплата мощности каждой электростанции на основании ее сметы затрат.
- 2) Оплата мощности каждой станции по ее ценовой заявке.
- 3) Одинаковая оплата для всех электростанций определяемая маржинальным способом.
- 4) Включение платы за мощность в ценовую заявку на выработку электроэнергии. (без оплаты мощности потребителями).

Оплата мощности планируемой к постройке:

- 1) Оплата мощности на несколько лет вперед.
- 2) Двухсторонние договоры на оплату мощности.

Рассмотрим подробнее каждый из типов рынка:

1. Рынок без оборота мощности

Потребители не платят за величину принятой мощности. Поставщики электроэнергии не получают платежей за мощность.

Цена на электроэнергию устанавливается на уровне ценовой заявки самого дорогого генератора, включенного в сеть. Средства на содержание оборудования в готовности к выработке электроэнергии и прибыль – электростанции получают за счет резкого увеличения цены на электроэнергию в период, когда в энергосистеме максимум потребления и включаются самые неэкономичные электростанции, при этом цена на электроэнергию увеличивается в десятки раз от обычной величины. Для ограничения цен на электроэнергию регулятор применяет price cap.

Недостатки:

- Отсутствует в явном виде механизм обеспечения достаточного объема мощности на рынке, таким образом, рынок не гарантирует наличие генерации в объеме, достаточном для покрытия спроса.
- У регулятора возникают сложности с мониторингом злоупотребления монопольным положением, поскольку заявки производителей не отражают фактические затраты на производство электроэнергии.

2. Рынок, регулируемый государством

Мощность оплачивается поставщикам по тарифу рассчитанному государственным органом на основании ее сметы затрат. Оплачивается мощность всех электростанций, отобранных в балансе мощности. Плата за 1 МВт мощности для покупателей рассчитывается как средневзвешенная величина оплаты мощности 1 МВт мощности поставщиков. Объем платежей для покупателей – определяется по величине мощности принятой в часы максимума.

Поставщики обязаны поддерживать оборудование в состоянии готовности к выработке электроэнергии, за нарушение налагаются штрафы.

Достоинства:

- Цена мощности для потребителей рассчитывается как средневзвешенная величина платежей за мощность электростанциям.
- Регулятор в «ручном» режиме определяет объем мощности необходимый на рынке;
- Цены на рынке электроэнергии меняются с периодичностью не более чем раз в месяц.
- Обеспечивается ввод новых мощностей, места расположения и сроки строительства электростанций определяются государством.

Недостатки:

- Невысокая прозрачность определения тарифа на мощность.
- Не определена методика удаления с рынка устаревших мощностей.

3. Рынок с регулируемыми платежами за мощность

Мощность оплачивается поставщикам по административно определенному государством тарифу. В некоторых случаях оплачивается только «новая» мощность. Плата за мощность для покупателей включается в оплату каждого принято с рынка МВт.ч электроэнергии.

Поставщики обязаны поддерживать оборудование в состоянии готовности к выработке электроэнергии, за нарушение налагаются штрафы.

Достоинства:

- Возможность регулятора в «ручном» режиме «регулировать» объем мощности доступной на рынке;
- Снижение волатильности цен рынка электроэнергии.
- Поддержка введения новых мощностей.

Недостатки:

- Непрозрачность механизма отбора регулятором станций, получающих оплату мощности, приводит к риску принятия неоптимальных решений.
- Отсутствие прозрачных правил определения тарифа на мощность.
- Снижение стимулов для сглаживания графика потребления.
- В случае оплаты только «новой» мощности, «старая» мощность оказывается в невыгодном положении и зачастую вынуждена уходить с рынка. Такая ситуация приводит к увеличению затрат потребителей.

4. Двухсторонний краткосрочный рынок мощности

Системный оператор энергосистемы устанавливает требуемый коэффициент резервирования, и каждая сетевая компания должна обеспечить себе наличие прав на мощность в нужном объеме на период длительностью один год.

Три способа приобретения прав на мощность:

- 1) содержание собственной электрической мощности;
- 2) заключение долгосрочных договоров о предоставлении мощности с независимой генерацией или другими сетями;
- 3) покупка мощности у других субъектов рынка на основе краткосрочных договоров

Достоинства:

- Обеспечение необходимым уровнем надежности энергосистемы.
- Создается стимул по снижению пика потребления для сетевых компаний.

Недостатки:

- Участники рынка в сумме оплачивают тот же объем мощности, что и при централизованных торгах, а общие издержки могут оказаться выше за счет непрозрачности и фрагментированности рынка.
- Горизонт обязательств в один год может привести к дефициту мощности невозможному до постройки новой генерации, что может занять несколько лет, с сохранением дефицита и соответственным повышением цены на электроэнергию.

5. Централизованный краткосрочный рынок мощности

Региональные сетевые организации должны приобрести права на мощность в объеме, необходимом для содержания резерва, норма которого устанавливается системным оператором.

Сетевая организация имеет право участвовать в централизованных торгах.

Цена на мощность для поставщиков и потребителей устанавливается равной наибольшей цене, указанной в прошедших отбор заявках.

Централизованный аукцион является лишь дополнительным инструментом покупки и продажи мощности. Участники рынка не ограничиваются в заключении двухсторонних договоров либо строительстве собственной мощности.

Достоинства:

- За счет наличия стандартизированного контракта на мощность снижаются транзакционные издержки участников рынка.
- потребители получают стимул сглаживать графики потребления с целью сокращения платежей за мощность.

Недостатки:

- Поставщики электроэнергии получают долгосрочный стимул сохранять дефицит мощности с целью избежать падения цены.
- Незаинтересованность инвесторов в строительстве новых мощностей.
- Возникает «проблема прозрачности».

6. Централизованный долгосрочный рынок мощности

Ключевыми элементами являются:

- 1) наличие у покупателей обязательства приобрести права на мощность за три года до периода поставки, посредством наличия собственной мощности,
- 2) заключения двухстороннего договора,
- 3) либо участия в централизованных форвардных торгах, проводимых на три года вперед.
- 4) цена по результатам торгов определяется в точке пересечения кривых спроса и предложения. Кривая предложения формируется на основе ценовых заявок поставщиков; Кривую спроса определяет регулятор (Системный оператор).
- 5) Зависимость цены на мощность от спроса на мощность.

Достоинства:

- Возможность заблаговременно обеспечить необходимый объем резерв мощности;
- Увеличение «прозрачности» для инвесторов;
- Повышение конкуренции на рынке.

Недостатки:

- Зависимость цен от прогноза спроса на мощность, определяемого системным оператором на несколько лет вперед.
- Зависимость спроса от цены на мощность – определяется регулятором, носит субъективный характер.
- Форвардные обязательства увеличивают риски неисполнения генерациями своих обязательств.

Основными недостатками характерными для большинства рынков мощности являются: маржинальный способ определения результирующей цены, непрозрачность формирования цены на мощность, неблагоприятные условия для строительства новых мощностей.

Проанализировав достоинства и недостатки можно сформулировать правила рынка мощности приближенного к «идеальному».

- 1) Исключение маржинального способа определения цены.
- 2) Волатильность цен на рынке не должна обуславливаться методикой расчетов, а зависеть только от объективных факторов, имеющих средне и долгосрочный характер.
- 3) Исключение «ручного» регулирования (формирование списка электростанций, имеющих какие – либо преференции, «закрытое» формирование цены на мощность и т.п.).
- 4) Система финансирования нового строительства должна обеспечивать возможность для бездефицитного развития.
- 5) Необходимо разделять систему оплаты уже действующей мощности и финансирование нового строительства.

Для реализации этих правил необходимо выполнение некоторых условий: Формирование тарифа на мощность осуществляется на основе ценовой заявки. Расчет ценовых заявок электростанций на содержание мощности должен рассчитываться по методике, разработанной и утвержденной государственным органом. Тариф на мощность для потребителей должен формироваться как средневзвешенная величина ценовых заявок электростанций.

ЛИТЕРАТУРА

1. Владимир Еремин. Международный опыт организации рынков мощности
<http://www.bigpowernews.ru/research/document38893.phtml>
2. Приказ 199-э/6. Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на электрическую энергию и мощность по договорам купли-продажи по регулируемым тарифам (ценам) на оптовом рынке.
3. http://snipov.net/database/c_4024867195_doc_4293825441.html

БЕТОНЫ ДЛЯ РЕАКТОРОВ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Федюк Р.С., Смоляков А.К., Шкретий Т.А., Евдокимова Ю.Г.
Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток

Составной частью любой ядерной установки является биологическая защита. Основное назначение биологической защиты реактора – замедление быстрых нейтронов и поглощение замедлившихся и медленных нейтронов, а также поглощение всех видов γ -излучения, как в активной зоне реактора, его технологическом оборудовании, так и в самой защите, для обеспечения безопасных условий работы обслуживающего персонала [1].

Выбор компонентов для композитов специального назначения осуществляется по результатам анализа взаимодействия агрессивной среды с веществом материала; оценка может проводиться по величине коэффициента ослабления потока ионизирующего излучения [2].

При этом этот показатель коэффициента ослабления является «первой ступенью» при определении оптимальных компонентов, так как долговечность композита зависит также от структурных показателей. Поэтому необходимо проводить изучение кинетических параметров процесса (скорости подвода агрессивной среды и миграции продуктов реакции).

Ионизирующее излучение в зависимости от энергии может взаимодействовать с электронной оболочкой и атомным ядром: низкоэнергетическое излучение ослабляется электронной оболочкой (фотоэффект, комптон-эффект, образование электрон-позитронных пар и другие механизмы), а высокоэнергетическое излучение взаимодействует с атомным ядром (ядерные реакции и др.). При этом эффективность ослабления излучения повышается с ростом атомной массы элемента.

Очевидно, что критериями выбора компонентов для радиационно-защитных материалов является химический состав, обеспечивающий эффективное поглощение излучения или относительную «прозрачность» материала к радиации.

С теоретических позиций для создания радиационно-стойких материалов целесообразно использовать вещества, в которых связь между элементарными частицами имеет ненаправленный характер. Таким типом связи обладают металлические и молекулярные кристаллы. Естественно, что с увеличением величины

энергии связи ее устойчивость и, следовательно, стойкость материала возрастают. Этим объясняется широкое использование металлических материалов на объектах атомной энергетики.

Для изготовления бетонов и растворов, применяемых в конструкциях радиационной защиты, используются вяжущие как на минеральной, так и на органической основе. Из органических вяжущих широкое применение получили эпоксидные, фенолформальдегидные, резорцинформальдегидные смолы и другие полимеры, имеющие удовлетворительную радиационную стойкость, а из минеральных вяжущих – портландцемент и его разновидности, глетглицериновый цемент, а также некоторые виды специальных цементов: борсодержащий, магнезиальный и другие.

В основном в качестве вяжущего для изготовления защитных бетонов и растворов используют портландцемент, который при радиационных нагрузках до $2 \cdot 10^{25}$ нейтрон/м² является достаточно надежным вяжущим веществом [3]. Другие виды минеральных вяжущих применяют после технико-экономического обоснования. Для повышения эффективности защиты против нейтронного излучения рекомендуется применять цементы, образующие при твердении гидратные новообразования с большим содержанием химически связанной воды. К таким вяжущим относятся цемент Сорела, расширяющийся сульфатно-шлаковый и глиноземистый цементы, а также сложные цементы, изготовленные с использованием свинца, например, свинцово-бариевый и железо-свинцово-бариевый цементы [4-5].

Заполнители являются важной частью бетона и обычно занимают до 80% его объема. Они образуют жесткий каркас, который оказывает значительное влияние на процессы структурообразования вяжущего, реологические свойства смеси, физико-механические и другие эксплуатационные свойства бетона.

Выбор заполнителя определяется требованиями, предъявляемыми к защитным свойствам бетона, местными условиями и технико-экономическими показателями. Для изготовления радиационно-защитных бетонов применяют природные и искусственные материалы: барит (содержание $\text{BaSO}_4 \geq 94\%$, плотность $\rho = 4200-4500$ кг/м³), магнетит ($\text{FeO} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$, $\rho = 4650-4800$ кг/м³), гематит (Fe_2O_3 , $\rho = 5260$ кг/м³), лимонит ($2\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$, $\rho = 4140-4280$ кг/м³), ильменит (FeTiO_3 , $\rho = 4600-4800$ кг/м³), частицы чугуна, извлеченные из шлака (диаметром 5–14 мм, $\rho = 7200$ кг/м³), чугунную (диаметром 0,3–8 мм, $\rho = 7600$ кг/м³) или свинцовую дробь (диаметром 0,1–8 мм, $\rho = 11300$ кг/м³), электротермические фосфорные шлаки (отходы, возникающие при получении фосфора, $\rho = 5800-6200$ кг/м³), ферросилиций (частицы диаметром 0,12 мм, $\rho = 6300$ кг/м³), специальные железистые гранулы ($\rho = 6800-7500$ кг/м³), железистый песок ($\rho = 7500$ кг/м³) и другие. В качестве борсодержащих заполнителей, применяемых для бетонов, эффективно ослабляющих нейтронное излучение, рекомендуется использовать борокальцит, B_4S , фритт на основе смеси $\text{B}_2\text{O}_3 + \text{SiO}_2 + \text{Na}_2\text{O}$; в качестве заполнителей, содержащих кристаллизационную воду, – лимонит, гидрогенит, серпентинит, брусит [6].

Многие заполнители в условиях нормального твердения являются инертными материалами, то есть при нормальном воздушно-влажном твердении они практически не взаимодействуют с цементом. К таким заполнителям относят магнетит, хромит, барит, ставролит, везувиан, авгит [7]. Их влияние проявляется в формировании структуры бетона, обусловленном пустотностью использованной смеси заполнителей разных фракций, а также в изменении характера и прочности контакта поверхности заполнителя с цементным камнем. К реакционно-способным заполнителям относятся лимонит, боксит, брусит, причем для заполнителей и особенно наполнителей из лимонитовых руд и бокситов характерна достаточно высокая реакционная способность.

В результате активного взаимодействия на границе «цементный камень – заполнитель» возникают значительные структурные напряжения, что приводит к снижению прочности сцепления с цементным камнем и повышению дефектности структуры материала. Так, исследование бетонных конструкций, имевших дефекты в виде трещин, каверн и других, позволило установить, что разрушение ряда конструкций, возведенных в разное время в Японии, обусловлено применением реакционно-способного заполнителя. Трещины и другие дефекты в бетоне в рассмотренных случаях были вызваны образованием гелеобразных продуктов, приводящих к значительному увеличению объема твердой фазы в затвердевшем бетоне. Химически малоактивные заполнители при твердении бетонов не претерпевают изменений, но оказывают значительное влияние на процессы структурообразования цементного камня в контактном слое [8]. Формирование контактных слоев начинается на стадии затворения бетонной смеси. Для плотного примыкания цементного теста к поверхности заполнителя необходимо обеспечить его хорошую смачиваемость водой и водными растворами. Это способствует разрушению и удалению пленок пыли, глины, пузырьков воздуха, адсорбированных поверхностью заполнителя. Гидрофильность поверхности заполнителя увеличивают, обрабатывая ее растворами некоторых поверхностно-активных веществ, например, ЛСТ или водорастворимых смол [9]. На стадии уплотнения бетонной смеси обеспечивается формирование структуры с заданными показателями, в качестве которых используют толщину прослойки вяжущего вещества между зернами заполнителя, однородность распределения заполнителя по объему бетонной смеси, объем вовлеченного воздуха, коэффициент уплотнения и другие. По данным С.С. Гордона оптимальная толщина прослоек цементного теста между зернами мелкого заполнителя, обеспечивающая сплошность контакта цементного теста (камня) и заполнителя, составляет 40-100 мкм. На адгезионную прочность цементного камня значительное влияние оказывают водоцементное отношение, а также размеры и форма заполнителей. Исследование зависимости прочности сцепления цементного камня с поверхностью заполнителя от крупности его зерен показало, что она уменьшается с увеличением крупности по линейному закону [10].

Опыт приготовления и укладки специальных тяжелых бетонов показывает, что использование крупного заполнителя с максимальной крупностью нецелесообразно, так как это может привести к образованию локальных неплотностей и каверн, а также затруднит укладку и уплотнение бетона. Поэтому целесообразно использовать заполнитель с максимальной крупностью 25–40 мм [5]. Значительное влияние на свойства бетона оказывает также форма зерен заполнителя. Многие исследователи считают, что наиболее целесообразно применение заполнителей окатаной формы. Наличие плоских и удлиненных примесей приводит к снижению плотности и однородности бетона [6, 11]. На стадии схватывания инертная поверхность заполнителя является подложкой, облегчающей образование кристаллических зародышей. В последующем их размеры увеличиваются быстрее, чем у кристаллов в межзерновом пространстве. Это приводит к увеличению плотности контактного слоя цементного камня, но одновременно увеличивает внутренние напряжения и дефектность кристаллической структуры, так как перекристаллизация новообразований протекает в стесненных условиях [7]. Кроме крупности, формы и характера поверхности заполнителей значительную роль в формировании структуры и прочностных свойств бетона оказывают также гидрофизические свойства и активность поверхности заполнителей. Свежераздробленные заполнители вследствие ионизации поверхности приобретают физико-химическую активность, что способствует увеличению прочности бетона. По данным К.А. Адамчика прочность бетона на свежераздробленных

заполнителях на 20-50% выше, чем у бетонов на заполнителях, находившихся некоторое время на воздухе. Исследование действия нейтронного излучения на различные виды заполнителей показывает, что поток нейтронов может вызывать в облучаемом материале образование дефектов кристаллической решетки, частичный или полный полиморфный переход, аморфизацию кристаллических веществ. Эти структурные изменения могут проявляться в неизотропной линейной деформации образцов (до 6-7%), увеличении объема (до 18%) и уменьшении плотности (до 15%). Облучение заполнителей потоком нейтронов плотностью до 10^{23} нейтрон/м² не приводит к заметным изменениям их свойств. При плотности потока больше 10^{23} нейтрон/м² начинаются деформационные изменения, которые при плотности 10^{24} - 10^{25} нейтрон/м² достигают максимального значения и стабилизируются. Наибольшие объемные деформации (до 22%) при облучении потоком нейтронов из силикатных пород испытывают заполнители, состоящие в основном из кварца и полевого шпата (кислого или нейтрального); меньшие деформации ($\leq 13\%$) – из пород, содержащих одновременно полевого шпата, амфиболы и пироксены, и минимальные деформации ($\leq 9\%$) – из пород на основе пироксенов и оливинов. Карбонатные породы менее чувствительны, чем силикатные: объемные деформации доломита под действием потока нейтронов $5 \cdot 10^{24}$ м² составляют до 3%, а известняка – до 1%. С ростом флюенса нейтронов степень радиационного изменения свойств пород увеличивается и стремится к насыщению или завершается саморазрушением.

С увеличением температуры облучения степень радиационного изменения свойств уменьшается вследствие преимущественного отжига дефектов в минералах при облучении. Наиболее значительно влияние температуры проявляется у силикатных пород (магматических и осадочных); увеличение температуры облучения с 40 до 100, 200 и 270°C эквивалентно уменьшению флюенса нейтронов, соответственно, в 3-5, 5-8, 10-20 раз. Влияние температуры на радиационное изменение карбонатных пород и руд в диапазоне 40-270°C мало заметно, что позволяет рекомендовать их для изготовления радиационно-стойкого бетона защиты реакторов АЭС. Для повышения радиационной стойкости целесообразно применение литых бетонов и растворов с большой подвижностью и повышенным расходом цемента, так как с увеличением объема цементного камня в растворе и бетоне при облучении в них преобладают положительные структурные изменения, что повышает прочность и модуль деформаций после облучения; повышению радиационной стойкости бетонов и растворов на радиационно-чувствительных заполнителях способствует снижение их крупности. Применение особо тяжелого бетона на эффективных заполнителях позволяет на 30% уменьшить толщину защитных конструкций по сравнению с вариантом из обычного бетона [5].

ЛИТЕРАТУРА

1. Смоликов А.А., Павленко В.И., Кирияк И.И., Колесников Д.А. Новый бетон для биологической защиты на ядерных реакторах типа РБМК // Безопасность в техносфере. – 2012. – № 2. – С. 55-58.
2. Королев, Е.В. Радиационно-защитные и коррозионно-стойкие серные строительные материалы / Е.В. Королев, А.П. Прошин, Ю.М. Баженов, Ю.А. Соколова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Палеотип, 2006. – 272 с.
3. Дубровский В.Б. Радиационная стойкость строительных материалов. – М.: Стройиздат. – 278 с.
4. Егер Т. Бетоны в технике защиты от излучений. – М.: Атомиздат, 1960. – 84 с.
5. Рояк С.М., Рояк Г.С. Специальные цементы. – М.: Стройиздат, 1993. – 392 с.

6. Дубровский В.Б., Аблевич З. Строительные материалы и конструкции защиты от ионизирующих излучений. – М.: Стройиздат, 1983. – 240 с.
7. Виноградов Б.Н. Влияние заполнителей на структуру и свойства бетонов. – М.: Стройиздат, 1986. – 249 с.
8. Баженов Ю.М. Технология бетона. – М.: Высшая школа, 1987. – 414 с.
9. Ратинов В.Б., Розенберг Т.И. Добавки в бетон. – М.: Стройиздат, 1989. – 269 с.
10. Десов А.Е. Структура, прочность и деформации бетонов. – М.: НИИЖБ, 1966. – 364 с.
11. Комаровский А.Н. Строительные материалы для защиты от излучений ядерных реакторов и ускорителей. – М.: Атомиздат, 1958. – 116 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Федорычев М.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Россия – это страна с огромной территорией и разными климатическими зонами. Около 70% территории России не имеет централизованного электроснабжения. Эффективно обеспечивать удаленные и малонаселенные территории позволит возобновляемая энергетика.

В наше время развитие технических достижений в области механики электроники и аэродинамики позволяет использовать энергию ветра с высокой эффективностью. Заканчивающиеся и дорожающие природные ресурсы заставляют задуматься об альтернативных источниках дешевой электроэнергии.

Хотелось бы сказать о перспективах развития ветроэнергетики в России. Безусловно, для строительства как больших, так и малых ВЭС наша страна обладает даже очень большим потенциалом. В первую очередь это огромные незастроенные пространства и зоны повышенного ветра. К таким районам относятся: прибрежные полосы севера Сибири, Дальнего Востока, а также локальные аномальные зоны, ветер в которых значительно сильнее, такие как горные районы Владивостока северного Кавказа или Алтая [1].

В России ветроэнергетика пока находится на начальном этапе пути развития, так как цены на энергоресурсы низкие, а капитальные затраты на строительство ветрогенераторных электростанций довольно высоки и, как правило, такие дорогостоящие проекты растягивают срок окупаемости на десятки лет.

Все ветряные электростанции можно разделить на две основные категории: промышленные и бытовые ветрогенераторы.

Промышленные ветрогенераторы отличаются очень большой мощностью, которая для некоторых ветрогенераторов может достигать 5-6 МВт. Как правило, такие ветрогенераторы объединяют в единые сети. Бытовые ветрогенераторы, в отличие от промышленных ветроустановок, обычно имеют мощность не более 10-15 кВт. Ввиду большой стоимости ветрогенераторов, среди населения наибольшим спросом пользуются ветряные электростанции относительно небольшой мощности (бытовые ветрогенераторы) 2-5 кВт.

Рост строительства загородных домовладений (частные дома, сады, дачи) и труднодоступные места России, где ещё не проведена электросеть - это благоприятная область для развития автономной малой ветроэнергетики. Стационарные

ветрогенераторы могут полностью обеспечивать электрическим питанием жилой дом или небольшой производственный объект, накапливать в аккумуляторные батареи необходимый ресурс электроэнергии для применения в периоды отсутствия ветра, могут функционировать в сочетании с дизель-генераторами или солнечными генераторами, а также давать экономию при использовании центральной электросети. Мобильные ветряные электростанции могут применяться в путешествиях для подзарядки автомобильных аккумуляторов или для непосредственного питания электроприборов [2].

При условии среднегодовой скорости ветра от 3-4 м/с мини электростанция вполне хватит для полного энергообеспечения загородного дома средних размеров, кафе, станций техобслуживания и т.п.

Оптимальной является комбинированная схема электроснабжения (рис.1) на основе ветрового турбогенератора, в качестве резерва в безветренную погоду можно использовать дизель-генератор и солнечные батареи. Такой вариант обеспечит надежное электроснабжение.

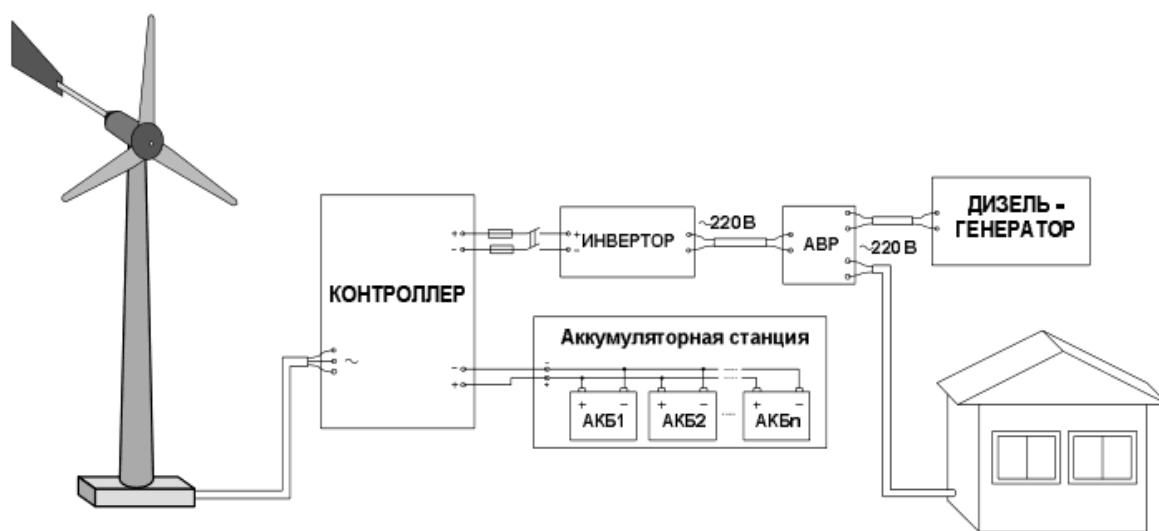


Рис. 1. Комбинированная схема электроснабжения от ветрогенератора

Одним из примеров уже работающей системы ветрогенератором в такой ситуации является базовая станция сотовой связи в Красноярском крае. В связи с обширными территориями Красноярского края вести линию электропередачи до каждой станции затратно, но обеспечивать мобильной связью автодороги и ЖД-магистраль необходимо. В целях снижения затрат и нагрузки на экологию Сибирский филиал «МегаФона» использует удаленные базовые станции, электропитание которых производится именно с использованием силы ветра [3]. Мощность установок 6 кВт, они обеспечивают 85 % времени подачи питания. Оставшееся время станция питается от аккумуляторов и штатного дизельного генератора.

Таким образом, подходу комплексно к вопросу использования ветрогенераторов (учитывая отдаленность от линий электропитания, выбирая оптимально месторасположение, высоту, дополнительные источники энергии) и исходя из целей, для которых ветрогенератор устанавливается, можно эффективно использовать данный альтернативный источник энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дьяков А.Ф., Перминов Э.М., Шакарян Ю.Г. Ветроэнергетика России: состояние и перспективы развития. М.: МЭИ, 1996. С. 214-217.
2. Avtonomnoeteplo, Официальный сайт компании Avtonomnoeteplo [Электронный ресурс]. URL: <http://avtonomnoeteplo.ru/altenergiya/95-vetryanye-generatory-dlya-doma.html>.
3. CNews, «МегаФон» начал попользовать ветрогенераторы [Электронный ресурс]. URL: <http://www.cnews.ru> (30.03.2012).

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В КАЗАХСТАНЕ: ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Умыржан Т.Н.

Государственный университет имени Шакарима, Республика Казахстан, г. Семей

Вопросы энергосбережения в последнее время становятся все более актуальными. Это связано как с задачами снижения загрязнений окружающей среды, так и со снижением потребления энергоносителей. В настоящее время имеется определенный опыт внедрения альтернативных источников энергии. Ни одно действующее производство не может обойтись без современных энергосберегающих технологий [1].

Один из пунктов Послания Президента Республики Казахстан Нурсултана Абишевича Назарбаева «Нұрлыжол – путь в будущее» полностью посвящен энергетике, развитию энергетической инфраструктуры. В энергетике в рамках программы индустриализации проведена большая работа, но требуется провести работу по сбалансированному энергообеспечению всей страны [2].

Безусловно, в Казахстане цель развития возобновляемых источников энергии несколько иная, нежели в странах, не имеющих углеводородных запасов. Тем не менее, принято решение в пользу «озеленения» энергетике, повышения эффективности и снижения энергоемкости производства. В том числе, поскольку углеводородные запасы иссекаемые, Правительством начата работа по развитию альтернативных и возобновляемых источников энергии [3].

На сегодняшний день электричество получают с помощью воды, ветра, нефти, угля, газа, урана, плутония. Менее распространены источники добывания электроэнергии:

- энергия солнца;
- геотермальные источники;
- энергия приливов и отливов;
- энергия морских течений.

Эти способы хороши тем, что они не «портят» окружающую среду. Но часто они не находят применения по разным причинам.

Одной из главных проблем альтернативной энергетике является неравномерность поступления ее из возобновляемых источников. Также и потребности в электроэнергии не постоянны, например, на освещение днем ее требуется меньше, а вечером больше.

Накопители электрической энергии являются важнейшим элементом будущих активно-адаптивных сетей. Накопители энергии выполняют функции:

- выравнивания нагрузки в сети;
- накопления электрической энергии в периоды наличия избыточной (дешевой) энергии и выдачу в сеть в периоды дефицита;
- обеспечения бесперебойного питания особо важных объектов;

- для собственных нужд электростанций и подстанций.

Солнечная энергия-это кинетическая энергия излучения,образующаяся в результате термоядерных реакций в недрах солнца. Ее запасы практически неисчислимы.Также подсчитано,что примерно 2% солнечной энергии вполне достаточно для обеспечения всех потребностей. Солнечная энергетика использует почти неисчерпаемый возобновляемый источник энергии. В процессе производства электроэнергии отсутствуют выбросы в окружающую среду загрязняющих веществ.

Казахстан может извлечь огромную пользу из очень высокого технического потенциала солнечной энергии на своей территории.

В Республике Казахстан потенциал солнечного излучения увеличивается от севера к югу. Продолжительность солнечного сияния, обеспечивающего поступление лучистой энергии на горизонтальную поверхность в пределах от 1280 до 2300 кВт.ч./м², составляет от 2000 до 3000 часов в год из 8760 (8736) часов.

Суммарный годовой потенциал солнечной энергии на территорию Казахстана оценивается порядка 340 млрд. тонн условного топлива [4].

Ветер представляет собой одну из форм преобразованной солнечной энергии, так как его причина - неравномерное нагревание атмосферы. Ветряные электростанции производят электроэнергию только тогда, когда дует достаточно сильный ветер. Современный ветряк является сложным устройством. Данный механизм работает в двух режимах: слабого и сильного ветра и остановка двигателя, если ветер станет очень сильным.

По данным теоретический ветропотенциал Казахстана составляет около 1820 млрд. кВт.ч в год. Для точной оценки ветропотенциала перспективных мест необходимы специальные метеоисследования с использованием метеомачт высотой от 30 до 80 м в течении как минимум одного года. Полученные метеоданные используются для расчета годовой выработки электроэнергии ветроустановками. Шелекский коридор, расположенный между горными хребтами Заилийского Алатау и Жетысуйским на расстоянии 150 км от г. Алматы, имеет хороший ветровой потенциал со среднегодовой скоростью ветра 7,8 м/с на высоте 50 метров и плотностью ветрового потока порядка 510 Вт/м², что дает возможность вырабатывать порядка 3200 кВт.ч электроэнергии на каждый кВт установленной мощности ВЭС. Это сопоставимо с хорошими ветровыми местами в Европе. В Шелекском коридоре также возможна установка сотен МВт мощности ВЭС с годовой выработкой электроэнергии порядка 1 млрд. кВт.ч.В декабре 2011г. в Жамбылской области была введена в эксплуатацию первая в Казахстане ветроэлектростанция - Кордайская ВЭС (первая очередь), мощность 1 500 кВт[5].

Альтернативные источники энергии необходимо активно внедрять в жизнь. Современное общество предполагает огромное потребление электроэнергии, и нет ни одной области деятельности человека, которая обходилась бы затрат энергии.

Помимо традиционных источников энергии надо использовать энергию солнца, ветра и воды в тех случаях, когда это экологически и экономически оправданно. Распространение знаний об использовании возобновляемых источников энергии – одно из направлений внедрения альтернативных источников энергии.

На рисунке 1 показано поле сил по внедрению альтернативных источников энергии.

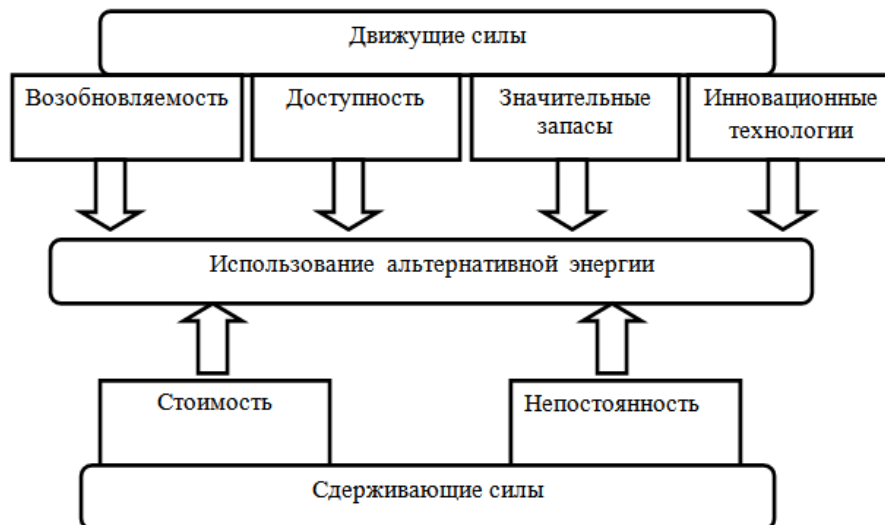


Рис. 1. Поле сил по внедрению альтернативных источников энергии

Требуется более выгодно использовать энергию чистых источников. Сейчас начинается новый этап земной энергетики. Моё поколение должно быть готово к практическому использованию возобновляемых источников энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. <https://alternativenergy.ru/tehnologii/965-problemy-energoberezheniya>
2. <http://www.kazpravda.kz/articles/poslanie/kak-monetizirovat-veter>
3. <http://www.rushydro.ru/industry/biblioteka/24044.html>
4. <http://www.kazenergy.com/kz>
5. <http://www.samal-energy.kz>

ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ «ПАРОВОГО ОБЛАКА» В СИСТЕМАХ С НЕСКОЛЬКИМИ РАСПЫЛИТЕЛЬНЫМИ УСТРОЙСТВАМИ

Антонов Д. В., Стрижак П.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Введение. Пожары на различных объектах промышленного производства являются чрезвычайно опасными по нескольким причинам. Во-первых, на промышленных предприятиях зачастую хранятся и эксплуатируются горючие вещества, которые имеют большие скорости распространения пламени, высокие температуры, мощное тепловое излучение, большую задымленность и значительные концентрации продуктов сгорания, турбулентное перемешивание их с окислителем за счет его притока с периферии, сопровождение взрывами и большими экономическими последствиями [1, 2]. Традиционно для тушения таких пожаров применяют дорогостоящие пенообразующие вещества. Основной акцент придают предотвращению доступа окислителя в зону горения [3]. Из анализа расхода тушащих средств и времен подавления горения специалисты часто заключают о довольно невысокой эффективности применяемых технологий тушения. За последние 5-7 лет во многих развитых странах мира (в частности, Великобритании, Германии, США, России, Китае) проводятся исследования по созданию технологий тушения с так называемыми

парокапельными водяными потоками, как наиболее ресурсоэффективными и экономически выгодными [2, 4]. Получили известность такие системы, как «водяной туман», «водяная завеса», «тонкораспыленная вода». Все эти технологии в настоящее время внедряются на промышленных и административных объектах. Однако до сих пор нет разработок по изучению процессов образования «парового облака». Эту ситуацию можно объяснить сложностью взаимосвязанных процессов тепломассопереноса и фазовых превращений при движении капельных потоков воды через пламена горючих веществ.

Поэтому целью настоящей работы является теоретическое исследование оптимальных условий образования «парового облака» в системах с несколькими распылительными устройствами.

Математическая модель тепломассопереноса. При постановке задачи тепломассопереноса считалось, что начальная температура воды $T_{w0}=350$ К, начальная температура всей области решения $T_0=700$ К, начальная температура вдуваемых газов $T_{g0}=860$ К. Предполагалось, что теплофизические характеристики взаимодействующих веществ не зависят от температуры. На рис. 1 приведены схемы областей решения задач тепломассопереноса для получения условий образования парового облака с одним, тремя, пятью и тринадцатью комплектами форсунок.

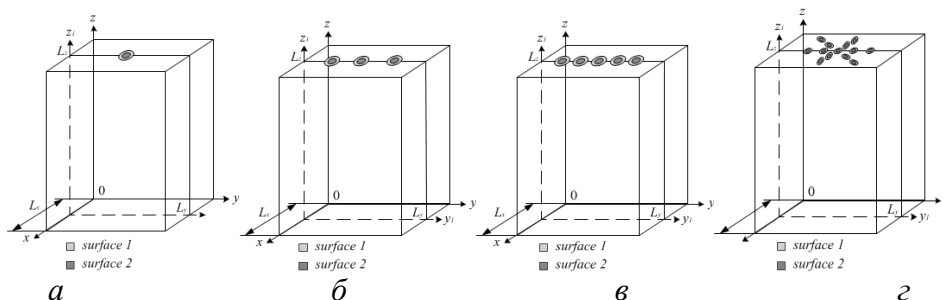


Рис. 1. Схемы областей решения: *а* – один комплект форсунок; *б* – три комплекта форсунок; *в* – пять комплектов форсунок; *г* – тринадцать комплектов форсунок

Начальные и граничные условия для рассматриваемых систем представлены ниже.

Начальные условия ($t=0$): $T=T_0$, $C_w=0$, $C_v=0$, $C_g=1$, $\psi=0$, $\omega=0$ при $0 < x < L_x$, $0 < y < L_y$, $0 < z < L_z$; $T=T_0$ при $0 < r < R_d$, $0 < \varphi < 2\pi$.

Граничные условия при $t > 0$:

$$T=T_g, C_w=0, C_g=1, \frac{\partial \psi}{\partial z} = U_g \text{ при } z=0, 0 < x < L_x, 0 < y < L_y;$$

$$\frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = 0, \frac{\partial^2 C_w}{\partial z^2} = 0, \frac{\partial^2 C_g}{\partial z^2} = 0, \frac{\partial \psi}{\partial z} = 0 \text{ при } z=L_z, 0 < x < L_x, 0 < y < L_y \text{ (кроме областей:}$$

surface 1 и *surface 2*);

$$\frac{\partial T}{\partial t} = 0, C_w=0, C_g=0, \frac{\partial \psi}{\partial y} = 0 \text{ при } y=0, 0 < x < L_x, 0 < z < L_z;$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = 0, C_w=0, C_g=0, \frac{\partial \psi}{\partial y} = 0 \text{ при } y=L_y, 0 < x < L_x, 0 < z < L_z;$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = 0, C_w=0, C_g=0, \frac{\partial \psi}{\partial x} = 0 \text{ при } x=0, 0 < y < L_y, 0 < z < L_z;$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = 0, C_w=0, C_g=0, \frac{\partial \psi}{\partial x} = 0 \text{ при } x=L_x, 0 < y < L_y, 0 < z < L_z.$$

Для области *surface 1*: $T=T_{w0}$, $C_v = 0$, $C_w = 1$, $C_g = 0$, $\frac{\partial \psi}{\partial z} = -U_{w1}$.

Для области *surface 2*: $T=T_{w0}$, $C_v = 0$, $C_w = 1$, $C_g = 0$, $\frac{\partial \psi}{\partial z} = -U_{w2}$.

На границе «жидкость – газ» задавались краевые условия четвертого рода с учетом теплового эффекта парообразования:

$$R = R_1, 0 < \varphi < 2\pi, \lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial R} = \lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial R} - W_e Q_e, \rho_2 D_2 \frac{\partial C_v}{\partial r} = W_e.$$

Обозначения: x, y, z – координаты декартовой системы координат, м; ψ – функция тока, м²/с; ω – вектор вихря скорости, с⁻¹; t – время, с; T – температура, К; C_w – концентрация воды в жидком состоянии; C_v – концентрация воды в газообразном состоянии; C_g – концентрация продуктов сгорания ($0 < C_g < 1$); r, φ – координаты сферической системы; R_d – радиус капли, м; L_x, L_y, L_z – размеры области решения, м; T_0 – начальная температура, К; T_g – температура газов, К; Q_e – тепловой эффект испарения жидкости, Дж/кг; W_e – скорость испарения, кг/(м²·с); U_g – скорость движения продуктов сгорания, м/с; индексы: 1 – капли воды, 2 – пары воды.

В данной постановке использовались шаги по времени $\Delta t=0.1$ с и координатной сетке $\Delta x=\Delta y=\Delta z=0.5$ мм. Вблизи границ фазового перехода координатная сетка сгущалась (до $\Delta x=\Delta y=\Delta z=\Delta r=0.001$ мм).

Результаты. В результате проведенных численных исследований установлены следующие условия образования «парового облака»:

- Распыленный поток воды должен покрывать полностью очаг горения. Если площадь очага горения меньше площади покрываемой распыленным потоком, то в таком случае процессы испарения происходят медленнее и образование парового облака практически не происходит. Если же площадь очага горения больше площади покрываемой распыленным потоком, то в таком случае значительная часть паров воды уносятся потоками газов, что препятствует образованию парового облака.
- Размер капель в потоке – $R_d = 0.05-0.15$ мм. При данных размерах капель время подачи второго и последующих импульсов составляет около 3 с, что соответствует времени полного испарения одиночной капли воды размером $R_d=0.1$ мм.
- Расстояние между форсунками и очагом горения – $H=0.7$ м. При таком расстоянии время подачи первого импульса должно составлять около 10 с. Этому времени соответствует время прохождения распыленным потоком воды примерно половины расстояния между очагом горения и форсунками, т.е. $H=0.35$ м.
- Температура воды – $T_w=350$ К. При уже подогретой воде процессы испарения и образования парового облака происходят интенсивнее.
- Скорость продуктов сгорания $U_g = 1$ м/с. При высокой скорости продуктов сгорания U_g происходит значительный унос капель распыленной воды и образующегося пара, что препятствует образованию парового облака.
- Температура газов – $T_g = 860$ К. При варьировании температур встречных газов было установлено, что оптимальный диапазон температур $T_g = 800-1000$ К.
- Начальная температура в области – $T_{g0} = 700$ К.

В результате были получены температурные поля и концентрационные поля паров воды (рис. 2), иллюстрирующие области образования «парового облака» в различные моменты времени. На рисунке представлены концентрационные поля паров воды с 13 комплектами форсунок, область орошения составила 50 м².

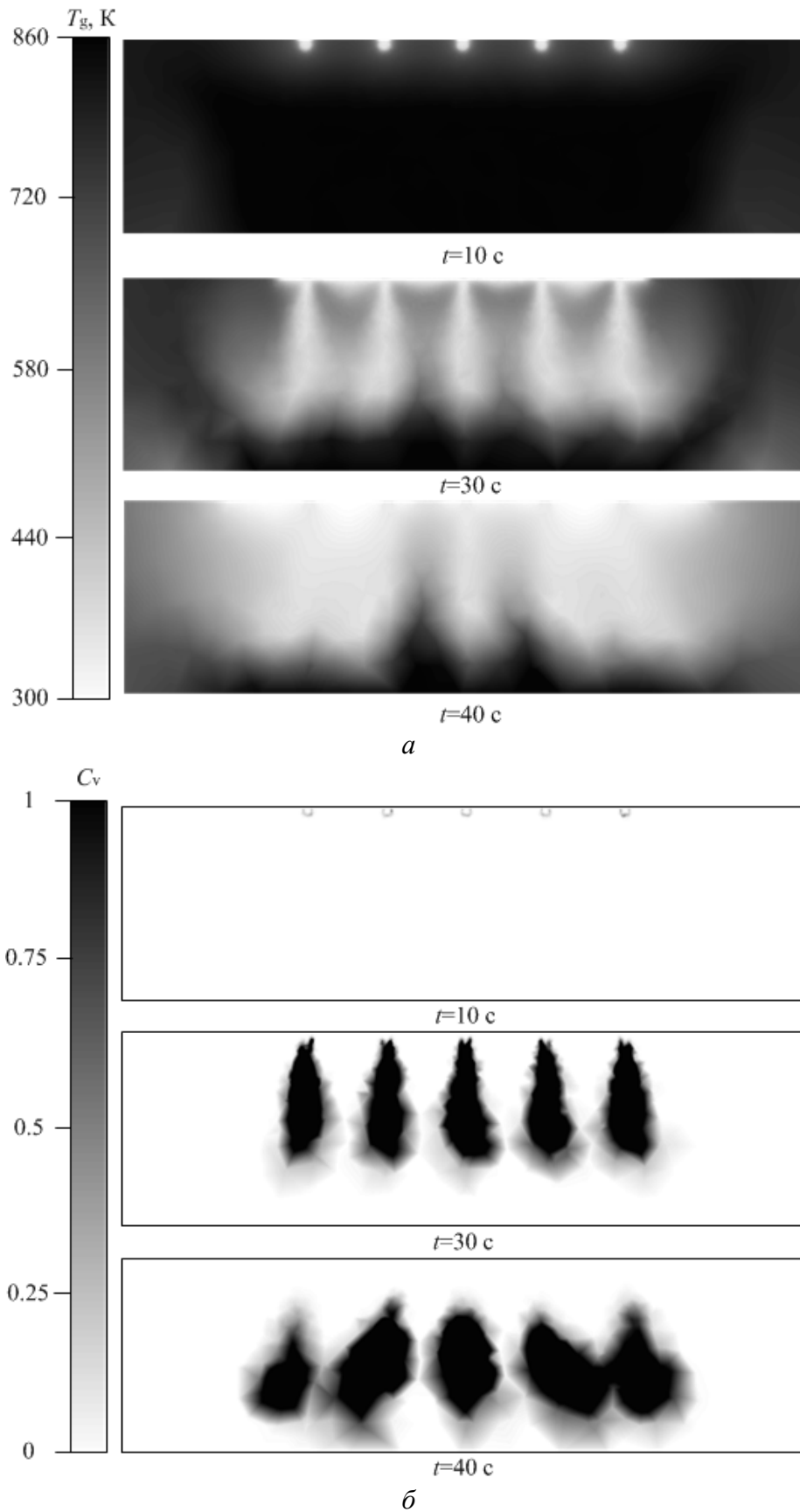


Рис. 2. Видеокadres процесса движения парового облака: *a* – температурные поля, *б* – концентрационные поля паров воды

Заключение. В результате выполненного математического моделирования определены оптимальные условия образования «парового облака». Разработанная модель и установленные эффекты могут быть использованы для решения большой группы фундаментальных газопарокапельных задач, а также при прогностической оценке полноты испарения и масштабов уноса капель в системах термической очистки воды и полидисперсного пожаротушения.

«Исследования выполнены за счет средств гранта РФФИ (проект № 15–38–20006)»

ЛИТЕРАТУРА

1. Баратов А.Н. Горение–Пожар–Взрыв–Безопасность. –М.:ФГУП ВНИИПО МЧС России, 2003. – 364 с.
2. Щетинский Е.А. Тушение лесных пожаров. –М.: ВНИИЛМ, 2002. – 328 с.
3. Antonov D.V., Voitkov I.S., Strizhak P.A. Determination of maintaining time of temperature traces of aerosol droplet water flows during motion in a flame // EPJ Web of Conferences 110, 01001.
4. Сегаль М.Д. Использование тонкораспыленной воды для повышения противопожарной защиты кабельных сооружений АЭС // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. –2011. –№4. –С.61-64.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ «ХАКАСЭНЕРГОСБЫТ»

Филимонова Л.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Основным направлением деятельности ОАО «Хакасэнергосбыт» является покупка электроэнергии на оптовом рынке и реализация ее на розничном, обеспечение качественного и бесперебойного энергоснабжения потребителей республики [1].

К подготовительным подразделениям и участкам относятся [2]:

- Отдел реализации электроэнергии.
- Отдел снабжения электрической энергии ОАО «Хакасэнергосбыт».
- Отдел расчетов с юридическими лицами ОАО «Хакасэнергосбыт».
- Отдел договорной работы с юридическими лицами ОАО «Хакасэнергосбыт».
- Юридический отдел ОАО «Хакасэнергосбыт».
- Производственный сектор ОАО «Хакасэнергосбыт».

Сооружение систем электроснабжения требует очень больших материально-технических ресурсов. Для того чтобы максимально снизить затраты и оптимизировать комплекс применяемого оборудования применяют технико-экономические расчеты, для выбора наиболее подходящего варианта системы электроснабжения.

Минимум приведенных затрат – это основной критерий экономичности системы электроснабжения. Он определяется формулой, тыс. денежных единиц в год (тыс. ден. ед./год):

$$Z = p_{ном} \cdot K + И = p \cdot K + И_z = \min$$

Прибавлением к стоимости каждого варианта удорожаний (удорожаний связей, например линии, токопроводы) – это условно на зывают «стоимостью территории»:

$$K_{тер} = K_{уд.тер} \cdot b \cdot l$$

Стоимость потерь электроэнергии определяют по формуле:

$$И_p = m \cdot \Delta P_{н.т.а.з} + m_0 \cdot \Delta P_0$$

Снижение объемов продажи (табл. 1) электрической энергии на розничном рынке в 2015 году по сравнению с 2014 годом обусловлено переходом потребителей на обслуживание к независимым корпоративным энергосбытовым компаниям и снижением объемов продажи по сравнению с 2014 г. электроэнергии по тарифной группе "организации, оказывающие услуги по передаче электрической энергии, приобретающие ее в целях компенсации потерь в сетях, принадлежащих данным организациям на праве собственности или ином законном основании" [3].

Таблица 1. Экономические показатели деятельности общества

№п /п	Наименование показателя	Единица измерения	2014 г.	2015 г.	Отклонение
1.	Объем продажи электрической энергии на розничном рынке	млн. кВт.ч.	2 254,921	1 961,142	- 293,779
2.	Выручка от продажи товаров, услуг и продукции (без НДС)	тыс. руб.	3 831 118	3 416 319	- 414 799
3.	Выручка от реализации электроэнергии и мощности (на оптовом и розничном рынках)	тыс. руб.	3 823 950	3 412 748	- 411 202
4.	Выручка прочих товаров, продукции и услуг	тыс. руб.	7 168	3 571	- 3 597
5.	Затраты на реализацию продукции (услуг)	тыс. руб.	3 558 519	3 275 420	- 283 099
6.	Затраты на реализацию электроэнергии и мощности	тыс. руб.	3 553 283	3 272 806	- 280 477
7.	Затраты на прочие товары, продукцию и услуги	тыс. руб.	5 236	2 614	- 2 622
8.	Чистая прибыль (убыток)	тыс. руб.	13 978	13 243	- 735

Снижение затрат на реализацию продукции (услуг) за 2015 год к уровню 2014 года обусловлено в основном уменьшением расходов на покупную электрическую энергию (мощность) с оптового и розничного рынков, услуги организаций коммерческой инфраструктуры оптового рынка, сырье и материалы, затрат на оплату труда и страховые взносы, ремонты.

В результате деятельности Общества за 2015 год получена чистая прибыль в размере 13 243 тыс. руб. (См. Рис. 1) [4].

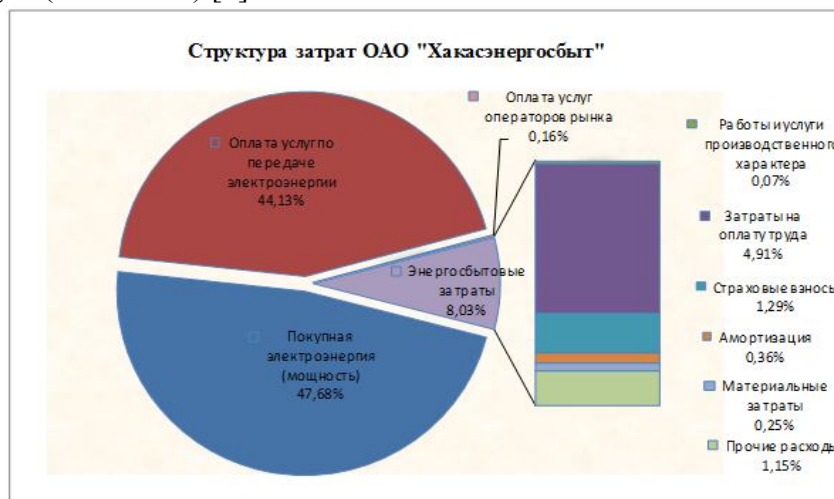


Рис. 1. Структура затрат

Данные факторы, а также снижение объемов продажи электроэнергии на РСВ в 2015 году по сравнению с 2014 годом по причине отсутствия заключенных свободных двусторонних договоров (СДД) в 2015 году и соответственно продажи данных объемов на РСВ в обеспечение исполнения договоров, повлияли на снижение выручки от реализации электроэнергии и мощности (на оптовом и розничном рынках).

Покупка электроэнергии (Рис.2а) и мощности (Рис.2б) в 2015 г. осуществлялась по регулируемым договорам (47,37% от общего объема покупки мощности), по договорам о предоставлении мощности (1,74%), по договорам покупки мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, мощность которых поставляется в вынужденном режиме (3,21%), а также по договорам купли-продажи по ценам конкурентного отбора мощности (47,69%)[5].

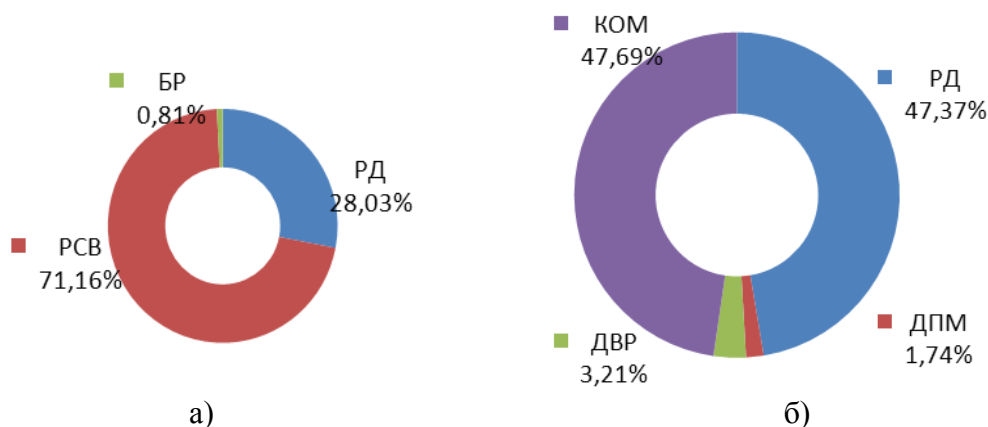


Рис. 2. а) Структура покупки ЭЭ; б). Структура покупки мощности

Выводы:

- При проведении технико-экономических расчетов необходимо учесть площадь размещения электрооборудования, способ передачи электроэнергии (напряжения, категорию надежности потребителя, затраты на компенсацию реактивной мощности и др.
- Необходимо рассматривать несколько вариантов электроснабжения при влиянии различных факторов и выбрать наиболее подходящий для данного предприятия или нескольких предприятий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Информационный портал ОАО «Хакасэнергосбыт» [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://www.khakensb.ru>. – (Дата обращения: 10.10.2016)
2. Положение об отделах энергоснабжения. Абакан.: Хакасэнергосбыт, 2005 – 10 с.
3. Правовые аспекты энергоснабжения [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.vegaslex.ru/en/analytics/publications/79002>. – (Дата обращения: 10.10.2016)
4. Тарифы на электроэнергию ОАО «Хакасэнергосбыт» [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://www.khakensb.ru/tariffs/>. – (Дата обращения: 11.10.2016)
5. Сайт «Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы» [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru>. – (Дата обращения: 11.10.2016)

ОЦЕНКА НЕГАТИВНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В АВТОНОМНЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Довженко С.В.

Липецкий государственный технический университет, г. Липецк

Стратегия энергосбережения, принятая в России и большинстве стран мира, предполагает использование, в том числе, и инноваций при производстве, распределении и потреблении электроэнергии. При этом масштабное развитие претерпевают альтернативные способы получения электроэнергии. Одной из популярных технологий, не требующих специальных сложных конструктивных элементов, а также характеризующихся отсутствием подвижных частей, является технология непосредственного использования лучистой энергии солнца путем ее прямого преобразования в электроэнергию на фотоэлектрических панелях (ФЭП) [1].

Несмотря на то, что эта технология еще не достигла пика развития, на сегодняшний день она обладает рядом существенных преимуществ относительно классических способов генерации, а именно:

- отсутствие любых видов топлива на всех этапах производства;
- минимальные расходы на эксплуатацию генерирующих установок;
- возможность установки таких систем практически в любой географической точке.

Существующие на сегодняшний день ФЭП промышленного производства [2] имеют номинальную мощность до 350 Вт, с применением новых материалов и покрытий эта цифра будет возрастать. Теоретический предел КПД преобразования энергии на ФЭП составляет 33,7% [3].

По методике [4] проведен расчет параметров выработки электрической энергии для трех ФЭП суммарной мощностью 1 000 Вт для точки, находящейся в географических координатах г. Липецка (52,36,59 СШ; 39,33,2, высота над уровнем моря – 168 м). При этом учтены потери энергии на отражение – 2,9%; температурные – 12,6%; потери на преобразование и распределение электроэнергии – 14%. По результатам вычислений построены соответствующие графики выработки электроэнергии по месяцам для фиксированного угла наклона ФЭП в 37° (оптимальный) и при использовании одноосевого вертикального трекера для поворота панелей по вертикали (ориентация по сторонам света – на юг). График представлен на рис. 1.

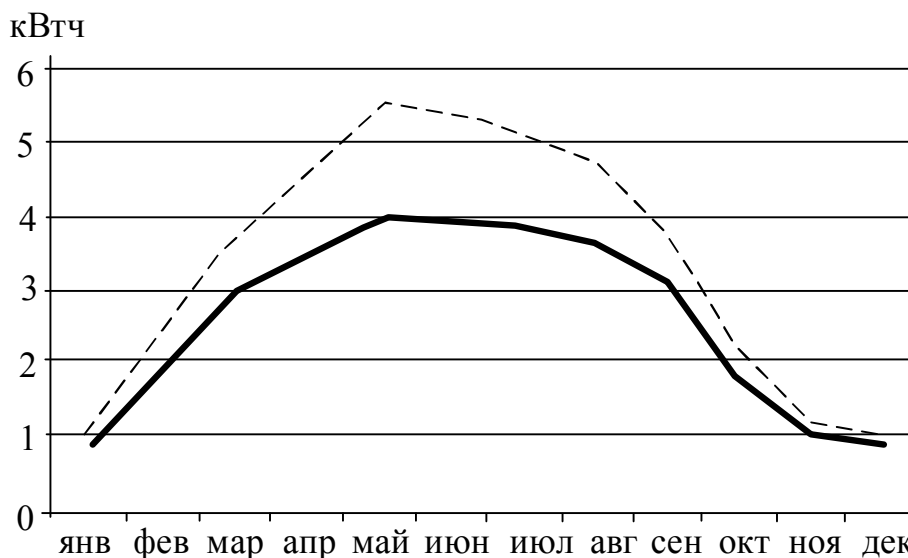


Рис. 1. График средней суточной выработки электроэнергии по месяцам

При этом получены следующие числовые данные: средняя годовая выработка электроэнергии без трекера составила 936 кВтч, с одноосевым трекером – 1220 кВтч, отличие более чем на +30,3%

Автономные системы электроснабжения, также, как и системы электроснабжения промышленных объектов, подвержены негативному воздействию. Оборудование может оказывать влияние друг на друга, это влияние обычно негативное.

Современные системы электроснабжения спроектированы для действия синусоидально изменяющихся токов и напряжений. Любые отклонения от данных условий могут вызвать трудно предсказуемые последствия как для электроприемников, так и для элементов автономных электрических сетей (коммутационных аппаратов, изоляции линий электропередач и др.).

Генераторы на электрических станциях, используемые в энергосистемах, всегда вырабатывают электроэнергию высокого качества в соответствии с действующими стандартами. При использовании же ФЭП такие требования могут не выполняться.

Во-первых, для обеспечения требуемого выходного напряжения ФЭП для использования в сети и зарядки аккумуляторных батарей используется звено широтно-импульсной модуляции. Большинство применяемых электроприемников работает на переменном синусоидальном напряжении 380/220 В, обязательным элементом является однофазный или трехфазный инвертор. Совокупность таких элементов ведет к возникновению несинусоидальных режимов в сетях и снижает безотказность оборудования.

Во-вторых, ограничение мощности, вырабатываемой ФЭП, предполагает использование энергосберегающего электрооборудования, такого как светодиодные источники света, электронной техники с импульсными блоками питания и др., что также усугубляет несинусоидальные режимы в автономных системах электроснабжения.

Особенностью таких автономных систем является также значительная зависимость параметров выработки электрической энергии от случайных факторов окружающей среды (интенсивности солнечного излучения), на которые внутренними средствами повлиять невозможно. Такие воздействия, наряду с перечисленными выше внутренними негативными возмущениями, можно считать случайными возмущающими факторами.

Анализ литературы [5] и данных экспериментальных исследований показывают, что в большинстве случаев внезапное изменение параметров функционирования автономных систем вызвано воздействием негативных возмущающих факторов, связанных с изменением интенсивности солнечного излучения. Такие воздействия наряду с прерывистостью во времени характеризуются переменной интенсивностью (рис 2, а). Такой реальный процесс можно представить эквивалентным потоком прямоугольных импульсов переменной высоты.

Длительность и высота импульсов, а также продолжительность пауз случайны. Для определения плотностей вероятностей и математического ожидания интенсивности воздействия данного типа возмущений целесообразно каждый импульс разбить на следующие непрерывно друг за другом элементарные прямоугольные импульсы длительностью Δt . Если считать распределение изменения интенсивности воздействия подчиняющимся нормальному закону, а периоды их отсутствия – показательному, получим следующую зависимость:

$$f_n(k, t) = \frac{1}{\sigma_k \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(k-m_k)^2}{2\sigma_k^2}} e^{-\tau^{-1}t} \quad (1)$$

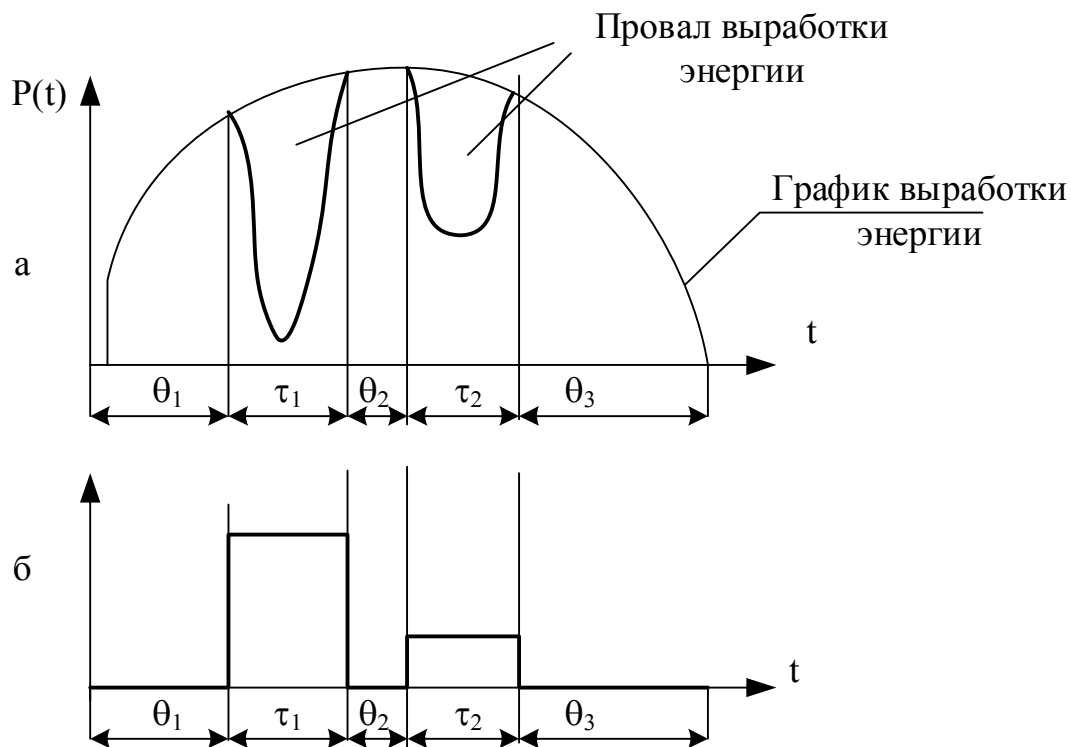


Рис. 2. Реальный (а) и расчетный (б) поток, соответствующий снижению интенсивности солнечного излучения

где m_k, σ_k – параметры нормального закона распределения интенсивности воздействия негативных факторов; τ – параметр показательного закона распределения продолжительности негативного воздействия.

Данное выражение также позволяет определять плотности вероятностей импульсов расчетного эквивалентного потока по выражениям:

$$\alpha(t) = \int_{k_{lim}}^{\infty} f_n(k, t) dk, \quad (2)$$

где k_{lim} – предельно допустимый уровень снижения интенсивности излучения, вызывающий перевод автономной системы электроснабжения в неработоспособное состояние.

Для оценки влияния интенсивности «провалов» в солнечном излучении на конечную безотказность автономной системы электроснабжения необходимо проанализировать энергетические процессы, происходящие в такой системе.

Упрощенно энергетика происходящих процессов представлена на рис. 3. С ростом интенсивности солнечного излучения, вырабатываемая мощность панели выравнивается в точке «а» с потребляемой мощностью нагрузки автономной системы, прекращается разрядка аккумуляторных батарей (АКБ), питание потребителей начинает полностью осуществляться от ФЭП. Начинается процесс зарядки АКБ. По достижении 100% заряда на АКБ излишняя энергия, которую могут производить ФЭП, обычно не используется. Для выполнения условия устойчивости автономной системы необходимо чтобы площади под кривыми, соответствующими режимам зарядки и разряда АКБ были равны.

При невыполнении данного равенства будет происходить процесс недозарядки АКБ, что через несколько суточных циклов переведет систему в неработоспособное состояние. На рис. 3 также указаны провалы в выработке электроэнергии, являющиеся

источниками негативных возмущений в системе. Провал «1» является неглубоким, ведет только к снижению теоретического максимума выработки электроэнергии ФЭП. Провал «2» пересекает кривую графика нагрузок объекта, при этом вырабатываемой энергии становится недостаточно для покрытия мощности всей нагрузки и происходит разрядка АКБ. Если длительность провалов такого типа станет существенной (по погодным условиям), возможно невыполнение требования устойчивости системы и ее отказ.

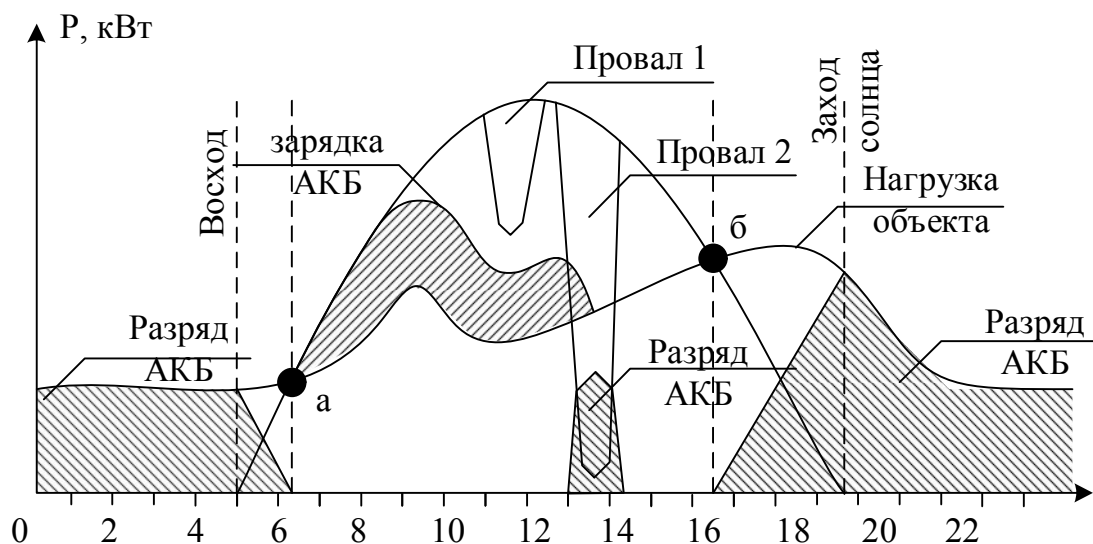


Рис. 3. Энергетические процессы, происходящие в автономной системе электроснабжения

Таким образом, автономные системы электроснабжения, с одной стороны, не подвержены негативным влияниям со стороны энергосистемы, но обладают при этом достаточно низкими пределами устойчивости и нуждаются в предварительном грамотном проектировании для минимизации вероятности отказов от негативных возмущающих воздействий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шпиганович А.Н. Энергосбережение с использованием автономных источников на базе технологий альтернативной энергетики// Вести высших учебных заведений Черноземья. - 2011. - №4. – С. 15-20
2. Телегин В.В. Системы автономного энергоснабжения на базе технологий альтернативной энергетики// Электрика. – 2012. - №2. – С. 17-20
3. re.jrc.rc.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php
4. kildekode.ru/energy/1384/novyj-rekord-effektivnosti-dlya-solnechnykh-elementov.htm
5. Шпиганович А.Н., Шпиганович А.А., Бош В.И. Случайные потоки в решении вероятностных задач. – Липецк: ЛГТУ, 2003. – 224 с.

СОЗДАНИЕ ВЕБ-СЕРВЕРА НА МИКРОКОМПЬЮТЕРА BEAGLEBONE BLACK ДЛЯ МОНИТОРИНГА СОЛНЕЧНЫХ ПАНЕЛЕЙ

День Ван Тай

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Данная статья показана возможность создания локального веб-сервера на основе микрокомпьютера Beaglebone Black с использованием BoneScript и библиотеки Node.js. Данный веб-сервер может применяться для удаленного мониторинга сигналов от подключенных датчиков и управления разъемами расширения портов GPIO Beaglebone Black.

Микроконтроллеры (МК) в настоящее время можно рассматривать как одно из наиболее массовых изделий электронной техники [1]. Особенности микроконтроллеров является их «самодостаточность»: на кристалле МК, помимо процессорного ядра, обязательно присутствует память, тактовая система и некоторый набор внешних устройств, позволяющих включать такой МК непосредственно в контур управления самых разнообразных систем. Микроконтроллеры нашли свое применение во многих встроенных системах, например в бытовой технике, где нет необходимости большой точности вычисления, но нужно учитывать изменения, например амплитуды сигнала, течение времени и т.д.

В настоящее время достаточно широко используются как однокристальные ЭВМ нового поколения, способные выполнять миллионы операций в секунду, так и микроконтроллеры более ранних модификаций. Один из мощных микроконтроллеров таких родов является Beaglebone Black. Он имеет многие продвинутые характеристики, такие как High Speed USB 2.0 порта: Host и Client, процессор AM335X 1GHz ARM Cortex-A8, 2x PRU 32-bit RISC CPUs, запаянная на плате флеш-память 2GB (eMMC), Последовательный порт UART(RS-232) TTL, разъём для MicroSD, разъём для HDMI, разъём для Ethernet и т.д. Полное описание характеристик показано на рисунке 1.

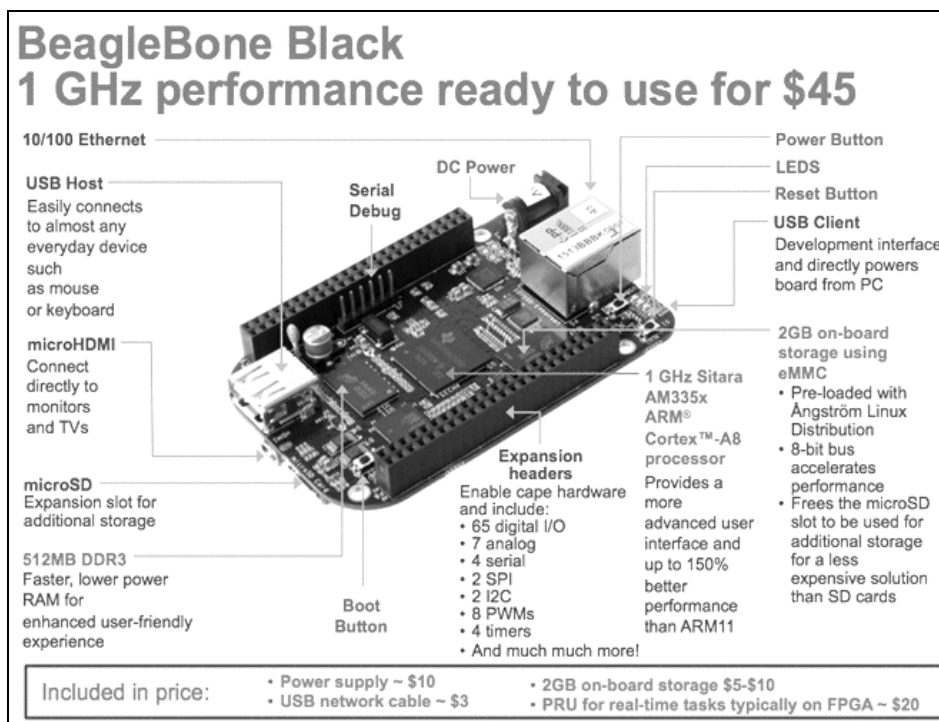


Рис. 1. Внешний вид Beaglebone Black с описанием основными характеристиками

Beaglebone Black работает под управлением предустановленной Angstrom Linux с возможностью использования FTP, Telnet, SSH, и особенности веб-сервера, Beaglebone Black является лучшим выбором для конструирования роботов и различных механических конструкций в домашних и исследовательских условиях. Например, можно сделать выключатель лампочек по сенсору освещённости или автоматический сервопривод, открывающий двери при получении SMS с паролем, и тому подобные устройства. В данной статье представляется основной принцип создания веб-сервера для мониторинга (в данном случае – температуры) и управления LED на одном из цифровых портах [2].

С помощью веб-сервера, сохраненного в Beaglebone Black, связь между веб-браузером и Beaglebone Black портами (GPIOs) будет установлена. Веб-сервер создается с помощью некоторых Node.js-кодов, и при доступе к IP-адресу 192.168.7.2:8888, веб-браузер запрашивает два файла - index.html и stylesheet, которые хранятся на самом Beaglebone (рисунок 2). Эти файлы отображаются как обычные веб-страницы в веб-браузере, так что можно видеть хороший графический пользовательский интерфейс (GUI)[4].

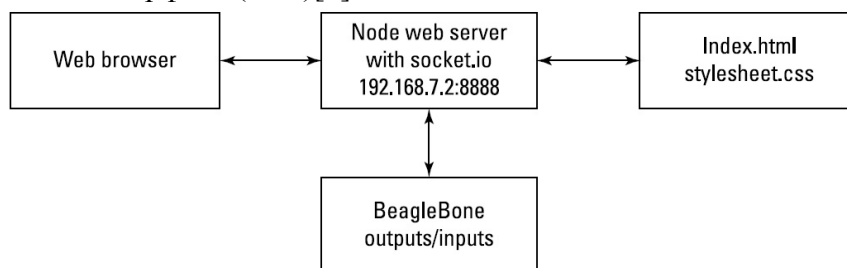


Рис. 2. Принцип работы веб-сервера на Beaglebone Black

Здесь 192.168.7.2 является локальный USB-адрес Beaglebone по умолчанию; 8888 это порт что вы будете использовать. Эти цифры можно менять по желанию с строкомандой в Beaglebone Black.

При нажатии на кнопку на веб-странице, соответствующее событие будет немедленно вызывать Node.js-код, который в свою очередь, содержит пакет Socket.io, служащий для обеспечения взаимодействий в режиме реального времени между сервером и клиентами. В данном примере был разработана схема для измерения температуры от датчика TMP36 и управления светодиодом на порте P9_14. Схема подключения и интерфейс веб-браузера показаны на рисунке 3 и 4.

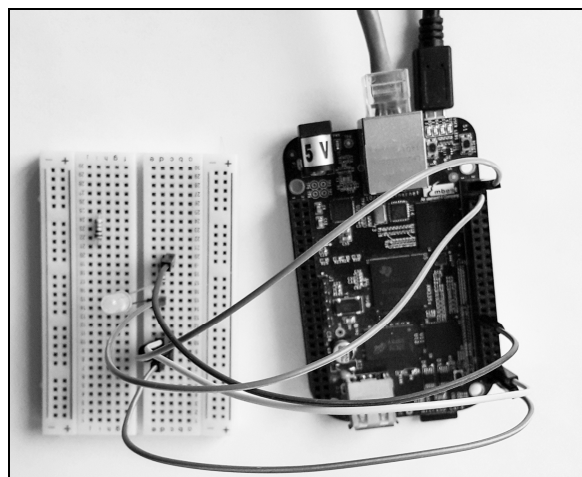


Рис. 3. Схема подключение датчика температуры и светодиода к Beaglebone Black

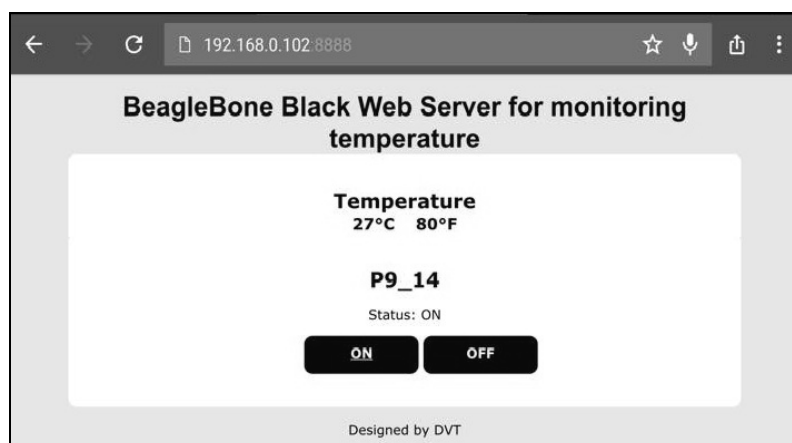


Рис. 4. Интерфейс веб-сервера для мониторинга температуры и управления светодиодом

С целью сохранения данных для дальнейшего этапа исследования используется Thingspeak – платформа для проектов, построенных на концепции «Интернет вещей». Данная платформа позволяет строить приложения на основе данных, собранных с датчиков. Thingspeak API позволяет не только отправлять, хранить и получать доступ к данным, но и предоставляет различные статистические методы их обработки. Пример визуализации результатов измерения температуры с Beaglebone Black на платформе Thingspeak показан на рисунке 5:

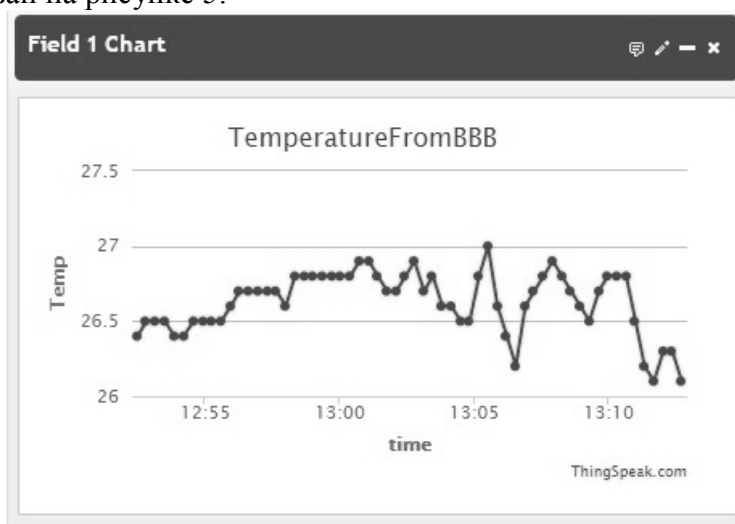


Рис. 5. Изменение температуры по времени от датчика температуры на платформе Thingspeak

Заключение

Созданный веб-сервер на основе микрокомпьютера Beaglebone Black обладает свойствами адекватности, наглядности и позволяет регистрировать изменения температуры по времени. Веб-сервер также предоставляет возможность управлять Beaglebone Black-портами различных видов. В данной статье также было рассмотрено способ сохранения результатов в онлайн-базу данных на платформе Thingspeak для дальнейших разработок. В дальнейшей работе такой подход будет использован для мониторинга и прогнозирования параметров солнечных модулей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Rui Santos, Luis Miguel Costa Perestrelo / Beaglebone for dummies. – М: Publisher: For Dummies; first edition, Февраля 23, 2015. – 432 с.
2. Веб-сервер// База знаний СГУПС. 2012. URL: <http://uvsr.stu.ru/wiki/index.php/веб-сервер.htm> (дата обращения: 25.04.2016).
3. Жмакин А. П., Селиванов Д. И. О разработке программных моделей микроконтроллеров // Ученые записки: электронный научный журнал Курского государственного университета. – 2012.– № 4. – С. 171–177.
4. MattRichardson. Getting Started With BeagleBone. – Maker Media, Inc. 2013. –3 с.

СОЗДАНИЕ АЛГОРИТМА ОПЕРАТИВНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭНЕРГОСБЫТОВЫМ ПРЕДПРИЯТИЕМ

Серебряков Н. А.

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова, г. Барнаул

Аннотация: Статья посвящена вопросам повышения качества прогнозирования потребления энергосбытового предприятия. Найдена зависимость потребления электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии и мощности гарантирующим поставщиком АО «Алтайкрайэнерго» от основных влияющих факторов.

Ключевые слова: оптовый рынок электроэнергии и мощности, прогнозирование потребления электроэнергии.

Созданием математической модели, адекватно прогнозирующей электропотребление, занималось множество отечественных и зарубежных ученых с 1950-х годов. Проблема планирования потребления электроэнергии стала в разы актуальнее с реформированием электроэнергетики в нашей стране. В соответствии с постановлением правительства РФ от 27 декабря 2010 г. N 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты правительства российской федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» в России начал функционировать оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Правила оптового рынка регламентируют механизм покупки электроэнергии на «рынке на сутки вперед» (РСВ). По этому механизму гарантирующий поставщик планирует свое потребление на сутки X в сутки X-1 и подает ценовую заявку. Указанные в данной ценовой заявке объемы электроэнергии покупаются по равновесной цене, сложившейся для каждого часа суток X. Торговля отклонениями фактического потребления от планового происходит на балансирующем рынке (БР), по невыгодной цене. Правилами оптового рынка определено пятипроцентное отклонение фактического потребления от прогнозного, которое гарантирующий поставщик транслирует на своих потребителей. Если средний за месяц процент отклонения будет выше 5%, то энергосбытовое предприятие будет нести убытки в чистом виде. Поэтому качество оперативного планирования напрямую влияет на доходы гарантирующего поставщика.

В настоящее время существует множество алгоритмов, программ и математических моделей, выполняющих функцию прогнозирования электропотребления. Все методы социально-экономического прогнозирования по общему принципу можно разделить на интуитивные и формализованные.

Интуитивные методы основаны на интуитивно-логическом мышлении человека. Данные методы используют в тех случаях, когда результат прогнозирования зависит от

множества факторов, которые невозможно учесть. Также данные методы используются при очевидной простоте объекта прогнозирования.

Наиболее известным методом интуитивного прогнозирования является метод экспертных оценок. Прогноз, в данном случае, является продуктом логического мышления эксперта, или группы экспертов, а также опыта работы с объектом прогнозирования. Метод экспертных оценок дает достаточно точные результаты прогнозирования, при высокой квалификации экспертов. Известны и другие методы интуитивного прогнозирования, такие как: метод исторических аналогий и метод прогнозирования по образцу. Стоит отметить, что специалисты, занимающиеся прогнозом потребления энергосбытового предприятия, повсеместно применяют все виды интуитивного прогнозирования. Достоинством методов интуитивного прогнозирования является простая программно-аппаратная реализация. К недостаткам стоит отнести: невысокую скорость составления прогноза, зависимость результата прогноза от субъективных факторов, таких как здоровье эксперта, невозможность автоматизации процесса прогноза.

Формализованные методы расчета, в свою очередь, делятся на статистические методы и методы искусственного интеллекта. Статистические методы прогнозирования дают однозначную математическую зависимость энергопотребления от влияющих факторов. Данные методы дают достаточно точный суточный график энергопотребления в обычные дни при неизменном характере метеорологических условий. При резком изменении погодных условий или в праздничный день статистическим методам не хватает гибкости структуры для выработки точного прогноза. Основные методы статистического прогнозирования это: множественная линейная и нелинейная регрессия, стохастические временные ряды, общее экспоненциальное сглаживание, методы пространства состояния.

Методы регрессии обычно используются для моделирования взаимосвязей электропотребления с другими факторами, такими как погодные факторы, тип дня и класс потребителей. Данные модели включают детерминированную информацию, такую как тип дня (рабочий день, праздничный день), а также стохастическую информацию, такую как погодные условия. Эти методы основаны на экспериментальных зависимостях нагрузки от влияющих факторов в прошлом. Ограничением применения регрессионных моделей является нелинейная зависимость энергопотребления от погодных факторов, при резком изменении последних. Методы временных рядов основаны на предположении, что данные имеют некоторую внутреннюю структуру, например, автокорреляции, тенденции или сезонные изменения.

Методы искусственного интеллекта позволяют прогнозной модели постоянно обучаться, с поступлением новой информации.

Нейронные сети, по существу это нелинейные функции, которые имеют способность выполнения аппроксимации нелинейных зависимостей. Выходы искусственной нейронной сети являются линейными или нелинейными математическими функциями ее входов. Преимуществом технологии нейронных сетей является интеллектуальная обработка, которая может имитировать работу человеческого мозга. Недостатком является то, что процесс обучения является относительно медленным, и это не гарантирует сходимости между фактическими и прогнозными данными.

Рассмотрим основные влияющие на электропотребление факторы. Первым фактором является тип дня. На рисунке 1 представлен суточный график потребления электрической энергии ОАО «Алтайкрайэнерго» в разные типы дней.

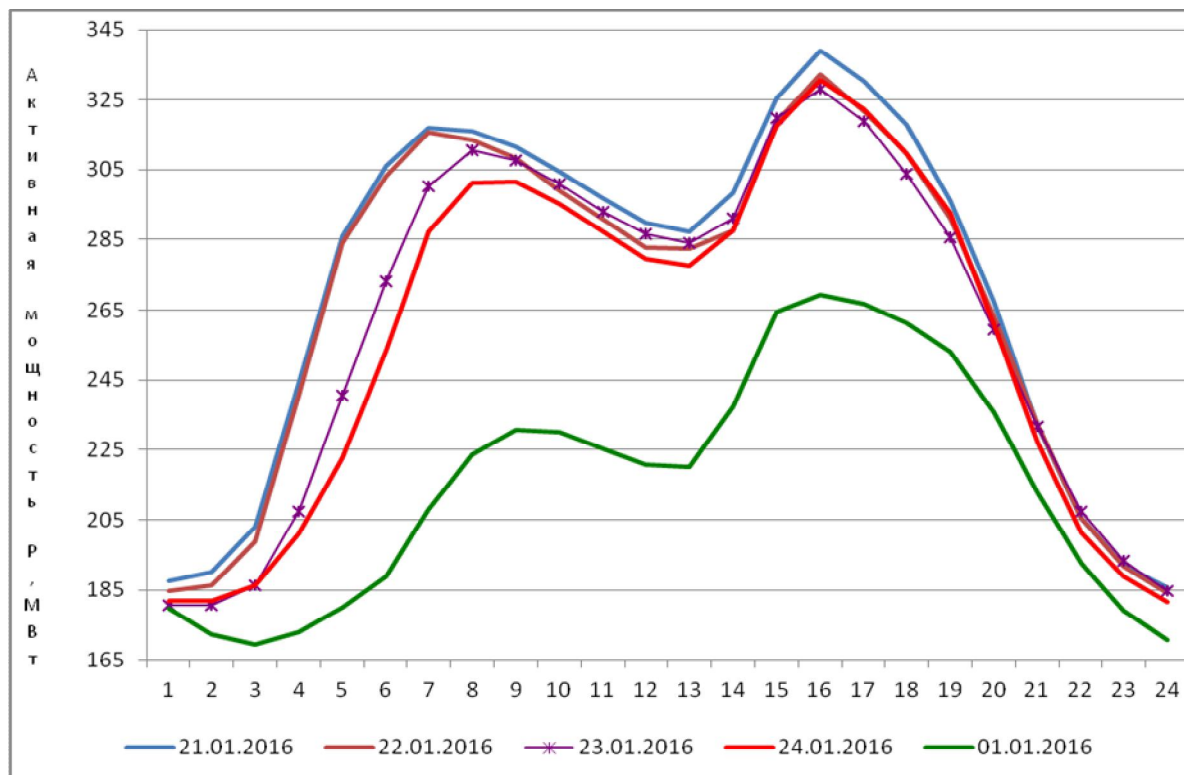


Рис. 1. Суточный график потребления электрической энергии ОАО «Алтайкрайэнерго» в разные типы дней

Проанализируем рисунок 1. Период 21.01.2016 – 24.01.2016 гг. отличается схожими метеорологическими условиями. Четверг 21.01.2016 г. имеет характерный для рабочего дня суточный график. Он отличается высоким потреблением электроэнергии, а также отсутствием «просадки» потребления в какие-либо часы суток. Для пятницы 22.01.2016 г. характерно высокое потребление в первой половине дня и небольшая «просадка» во второй половине дня. Это объясняется тем, что пятница в большинстве компаний считается коротким днем (7-ми часовой рабочий день), а также отсутствует подготовка к следующему рабочему дню в вечерние часы. Суббота 23.01.2016 г. характеризуется «просадкой» в первой половине дня и сильной «просадкой» в вечерние и ночные часы суток. Воскресенье отличается значительной «просадкой» потребления электроэнергии в первой половине дня и незначительной просадкой во второй половине дня. Праздничный день 01.01.2016 характеризуется нетипичным суточным графиком. Прогнозирование потребления в праздничные дни характеризуется большими трудностями, так как появляется необходимость в применении нестандартных методов прогнозирования. Для прогнозирования электропотребления в праздничные дни хорошо подходит метод экспертных оценок в сочетании с методом исторических аналогий.

Вторым фактором, влияющим на потребление электроэнергии, являются метеорологические условия. На рисунке 2 представлены суточные графики потребления электрической энергии ГТП «Южная» при различных погодных условиях.

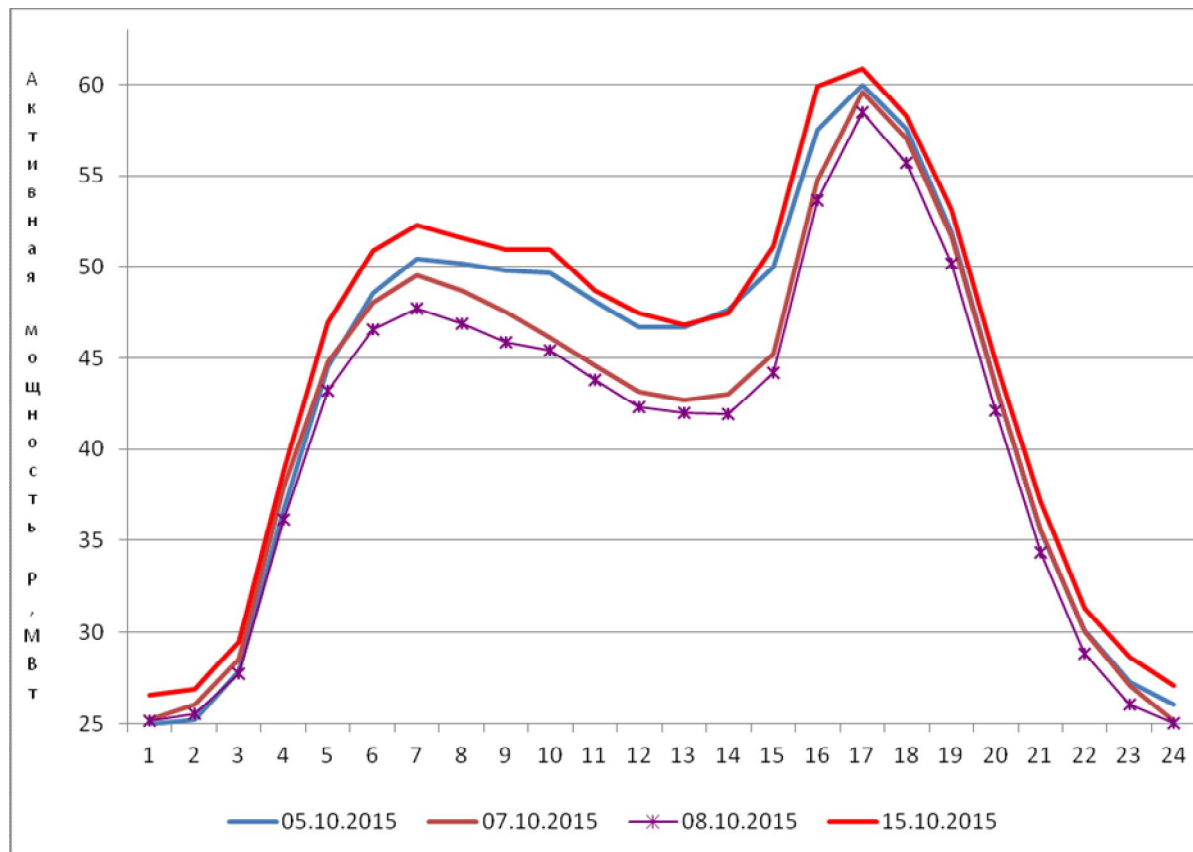


Рис. 2. Суточные графики потребления электрической энергии ГТП «Южная» при различных погодных условиях

Дадим пояснения к графикам, представленным на рисунке 2. Среднесуточная температура в городе Рубцовске 05.10.2015 г. составляла 6°C, при этом облачность составляла 100% и наблюдался ливневый дождь. 07.10.2016 г. среднесуточная температура составляла 11°C и была ясная погода. Среднесуточная температура 08.10.2015 г. составляла 18°C и наблюдалась безоблачная погода. 15.10.2015 г. в городе Рубцовске наблюдалась переменная облачность, а также среднесуточная температура составляла 0°C. Как мы видим из рисунка 2, температура наружного воздуха значительно влияет на потребление электроэнергии во все часы суток. Освещенность оказывает значительное влияние на электропотребление только в дневные часы суток.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аль Зихери Баласим, М. Повышение точности краткосрочного прогнозирования электрической нагрузки потребителей региона с учетом метеофакторов на основе метода опорных векторов [Текст] : дис. ... канд. техн. наук : Мохаммед Аль Зехери Баласим. – Новочеркасск, 2015. – 181 с.
2. Соломахо, К. Л. Применение метода главных компонент для прогнозирования объемов электропотребления энергосбытового предприятия [Текст] : дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук: Ксения Львовна Соломахо. – Челябинск, 2015. – 141 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ

Бальзамов Д.С., Зиганшина А.Р.

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

На сегодняшний день основными источниками теплоснабжения жилых зданий, строений и сооружений являются районные котельные и теплоэлектроцентрали, которые работают на органическом топливе. Однако, в настоящее время можно говорить о том, что сложилась не очень приятная ситуация на рынке, связанная с тем, что добыча органического топлива (природного газа или мазута) уменьшается, а цена на него продолжает расти. Также важной особенностью является то, что техническое состояние оборудования не удовлетворяет требованиям. Например, котельные установки работают с низким коэффициентом полезного действия. Вследствие чего становится актуальной проблема энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Данная проблема важнейшим образом отображается в энергетической политике Российской Федерации [1].

На многих промышленных предприятиях образуются высокотемпературные и низкотемпературные тепловые отходы, которые могут быть использованы в качестве вторичных энергоресурсов. К ним, в большинстве своем, относятся уходящие газы котельного оборудования.

Одним из наиболее эффективных способов повышения работы теплоисточников, а также экономии топливно - энергетических ресурсов является утилизация теплоты уходящих газов. Модернизация способов утилизации тепла уходящих газов позволит экономить расходы органического топлива, улучшить экологическую обстановку в данном районе за счет уменьшения выбросов в окружающую среду в виде оксидов азота и углекислого газа. Важным пунктом в данной проблеме является то, что потери теплоты с уходящими газами составляют 16-18 % при расчете по высшей теплоте сгорания топлива.

Существует несколько способов для утилизации теплоты уходящих газов [1]:

1. Снижение температуры уходящих газов из котла путем увеличения «хвостовых» поверхностей нагрева. Однако недостатком данного метода является то, что уменьшается эффективность работы котла, так как увеличение поверхности нагрева более оптимального не позволит значительно снизить температуру уходящих газов ввиду того, что температурные напоры на «холодном» конце экономайзера и «горячем» воздухоподогревателя будут уменьшаться.

2. Более полное использование теплоты уходящих газов за счет применения дополнительного контура с промежуточным теплоносителем, в котором теплота будет передаваться топливу. Недостаток данного метода - усложнение и дороговизна конструкции.

Наиболее предпочтительным методом в настоящее время является- утилизация теплоты уходящих газов за счет их охлаждения ниже точки росы (45 - 50°C) и выделения теплоты конденсации водяных паров. Использование конденсационных теплоутилизаторов, в которых происходит охлаждение дымовых газов ниже точки росы, позволяет утилизировать скрытую теплоту парообразования влаги топлива. Таким образом, предлагаемый теплоутилизатор и способ его работы обеспечивает глубокое охлаждение дымовых газов. За счёт конденсации паров топлива утилизируется теплота парообразования.

Изменение способа передачи теплоты от теплоносителя - дымовых газов среде, воспринимающей теплоту, - охлаждающей воде, использование вынужденной конвекции, резко повышает эффективность теплообмена. При этом вся

утилизированная теплота передаётся для нагрева охлаждающей воде, которая без дополнительной обработки может использоваться в паротурбинном цикле.

В процессе работы теплоутилизатора происходит эффективная очистка дымовых газов от серной и сернистых кислот, в связи, с чем конденсат водяных паров без дополнительной обработки может использоваться в горячем теплоснабжении.

Данный метод позволит повысить коэффициент использования топлива до 8 %. Однако данный способ также имеет свои недостатки - использование двухступенчатого теплоутилизатора на тепловых трубах, что приводит к увеличению стоимости оборудования [2-5].

Для того чтобы повысить эффективность работы теплоисточников, а именно уменьшить температуру уходящих газов из котла, необходимо учитывать достаточное количество факторов: наличие загрязняющих веществ, которое зависит от вида используемого топлива и объекта нагревания дымовыми газами; наличие потребителя теплоты и т.д. При разработке методов модернизации для начала необходимо определить количество теплоты, которое может быть извлечено из имеющихся уходящих газов, и оценить экономическую целесообразность теплоутилизации, так как капитальные затраты на неё не пропорциональны количеству утилизируемой теплоты. Также следует оценить возможность использования умеренно нагретой воды (например, при сжигании природного газа направить её на подготовку подпиточной воды котлов или теплосети, а при загрязнении пылевыми частицами целевого продукта использовать на приготовление сырьевой массы, например в производстве керамических изделий и т.п.). Если вода слишком загрязнена, можно предусмотреть двухконтурную систему или теплоутилизацию сочетать с очисткой дымовых газов (получить более высокие температуры).

Вариантов организации процесса утилизации теплоты много. От выбора оптимального решения зависит экономическая эффективность мероприятия [6].

Общеизвестно, что незначительное уменьшение температуры уходящих газов приведет к уменьшению потерь теплоты с дымовыми газами. Следствием же будет являться то, что уменьшится расход топлива, так как он напрямую зависит от теплотворной способности топлива и КПД котельного оборудования.

Именно поэтому нужно уделить много внимания на данную проблему, так как она имеет важное значение в энергосбережении и повышении энергетической эффективности.

Несмотря на существование нескольких методов для повышения эффективности работы теплоисточников, а именно утилизации теплоты уходящих газов, можно говорить о том, что универсального способа, не имеющего значительных недостатков, не существует.

ЛИТЕРАТУРА

1. Способ снижения температуры уходящих газов: пат. № 2042885 Рос. Федерация. МПК F23L15/00; заявл. 29.04.91; опубл. 27.08.1995 – 3 с.
2. Горфин О.С. Глубокая утилизация теплоты парообразования влаги топлива на ТЭЦ / О.С. Горфин, Б.Ф. Зюзин, А.В. Михайлов // Электронный журнал по энергосбережению Энергосовет [эл. ресурс: <http://www.energsovet.ru/stat869.html>, дата обращения 17.10.2016].
3. Аронов И.З. Контактный нагрев воды продуктами сгорания природного газа. – Л.: Недра, 1990. – 280 с.
4. Кудинов А.А. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях. – М.: Машиностроение, 2011. – 373 с.

- Куликова Н.В. Утилизация теплоты уходящих газов котельных агрегатов с применением двухступенчатых теплоутилизаторов на тепловых трубах / Н.В. Куликова, А.А. Редько // Харьковский национальный университет строительства и архитектуры, ВІСНИК КНУТД. – 2013. – №6. – С. 63-69.
- Галустов В.С. Утилизация теплоты дымовых газов / В.С. Галустов, Л.А. Розенберг // Энергосбережение. – 2002. – №4. – С. 91-95.

ОПИСАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ТЭЦ

Зыков С.В., Ловцов А.А., Щинников П.А.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

В настоящее время на территории России функционирует 316 теплоэлектроцентралей, их общая электрическая мощность составляет порядка 90 ГВт, а тепловая 260 тыс. Гкал/ч. Таким образом, повышение эффективности работы ТЭЦ за счет оптимального распределения тепловых и электрических нагрузок между агрегатами электростанции и снижение затрат на топливо являются актуальными задачами.

Поскольку на теплоэлектроцентралях вырабатывается не только электроэнергия, но и тепло с различными параметрами, критерий эффективности для оптимизации должен базироваться на эксергетической методологии. Эксергия позволяет единообразно оценить работоспособность различных энергетических ресурсов, а также определить степень совершенства как всей ТЭЦ, так и различных ее подсистем.

Для построения математической модели заданной ТЭЦ, необходимо представить ее как совокупность взаимосвязанных потоками эксергии элементов. Каждый элемент является относительно независимой частью технической системы. На рисунке 1 представлен пример разделения теплофикационного энергоблока на следующие подсистемы: 1 – подсистема топливообеспечения; 2 – часть высокого давления турбины; 3 – часть среднего и низкого давления турбины; 4 – электрический генератор и оборудование; 5 – техническое водоснабжение и регенерация; 6 – отпуск теплоэксергии потребителю.

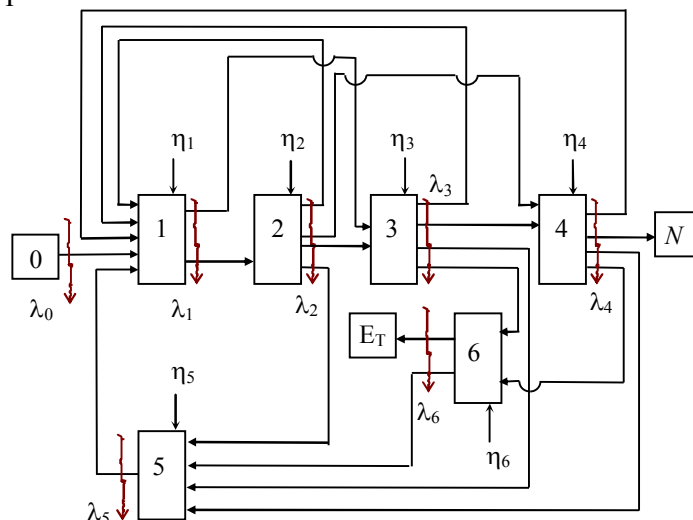


Рис. 1. Эксергетическая структурная схема энергоблока:
 N_T – потребитель электроэнергии, E_T – потребитель теплоэксергии

Эксергетический КПД подсистемы рассчитывается как:

$$\eta_i = \frac{E_i^y}{E_i^x},$$

где E_i^x – подводимая эксергия; E_i^y – отводимая эксергия. Эксергетические КПД по отпуску электроэнергии и теплоэксергии определяются как:

$$\eta_N = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \varepsilon_5 \varepsilon_N,$$

$$\eta_T = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \eta_5 \varepsilon_5 \varepsilon_N,$$

где ε_5 - структурный коэффициент эксергетических связей, учитывающий технологические взаимосвязи между функционирующими подсистемами (принимает

$$\varepsilon_N = \left(\eta_2 \eta_3 \sum_{i=2,3} F_{i,4} \eta_i^{-1} \right)^{-1}$$

значения порядка 1,05...1,1); ε_N - эксергетический коэффициент внутрициклового возврата потерь теплоты в турбоагрегате.

Далее определяется интегральный эксергетический КПД энергоблока:

$$\eta_e = \frac{\eta_N \cdot N + \eta_T \cdot E_T}{N + E_T}.$$

Определив эксергетический КПД для всех энергоблоков ТЭЦ, можно рассчитать эксергетический КПД ТЭЦ:

$$\tilde{\eta}_Z = \frac{\sum \eta_e (N + E_T)}{\sum N + E_T}.$$

Эксергетический КПД ТЭЦ является критерием эффективности при оптимальном распределении нагрузки между энергоблоками. Максимизация значения $\tilde{\eta}_Z$ выполнялась методом случайного направленного поиска [1].

Для каждого энергоблока или эквивалентного энергоблока (для ТЭЦ с поперечными связями) определяются, электрическая и тепловая мощности для заданного режима работы в соответствии с графиками нагрузки ТЭЦ. По исходным данным о температуре окружающего воздуха рассчитываются температурный и тепловой графики нагрузки при заданном коэффициенте теплофикации и определяются температуры прямой и обратной сетевой воды, давление пара в Т-отбор. Затем для известных (на данном шаге расчета) начальных и конечных параметров пара, параметров промперегрева, питательной воды, Т-отборов рассчитывается тепловая схема энергоблока, определяются расходы рабочих сред, передаваемые материальные, энергетические и эксергетические потоки. Система уравнений балансов в элементах оборудования устанавливает такое соотношение между термодинамическими и расходными параметрами, которое обеспечивает получение заданной стационарной нагрузки энергоблока. Для каждого расчетного варианта тепловой схемы энергоблока выполняются с совместной увязкой: тепловые и балансовые расчеты котла, турбины, регенеративных и сетевых подогревателей, конденсатора, технических систем; расчет мощности собственных нужд; определение расходов топлива.

Кроме вышеперечисленных, процедура расчета включает в себя определение термодинамических параметров воды и водяного пара, режимных условий. Расчет тепловой схемы производится итерационно по отношению к расходу топлива на энергоблок.

Расчетная схема энергоблока построена с учетом принципов агрегирования и с использованием метода декомпозиции (уменьшения размерности схемы). При этом группы одинаковых, параллельно работающих и равномерно загруженных элементов технологической схемы энергоблока (тягодутьевые и насосные установки, и др.) заменены на один элемент в расчетной схеме. В соответствии с методом декомпозиции в технологической схеме энергоблока выделено, как показано выше, несколько

функционирующих частей (подсистем). Для каждой функционирующей части построена своя математическая модель. Модель функционирующей части и является тем элементом в полной модели энергоблока, который не подлежит дальнейшему делению. Разработанные математические модели обеспечивают достаточно точное описание реальных процессов, как в рамках функционирующих частей, так и по информационным связям. Модели включают зависимости между входными и выходными расходно-термодинамическими параметрами, а также зависимости между этими параметрами и эксергетическими характеристиками элементов, проверку параметров по всем видам ограничений, проверку допустимости расчетных значений (неотрицательность расходов, энергетических и материальных потоков и т.д.). Все модели функционирующих частей согласованы между собой по входным параметрам (параметрам информационных связей).

Для примера результатов расчета на рисунке 2 приведены данные об оптимальном распределении нагрузок для Новосибирской ТЭЦ-2, при условии работы производственного отбора на нужды одного потребителя, температуре окружающего воздуха $-16,3^{\circ}\text{C}$, коэффициенте теплофикации 0,5 и нормативном температурном графике. Исходные данные о распределении нагрузок и параметры оборудования были приняты по форме 3-тех. До оптимизации нагрузки между одинаковыми типами турбин были примерно равны, однако после оптимизации видно, что некоторые энергоблоки загружены больше. Таким образом, при оптимизации режимов выгоднее загружать только некоторые энергоблоки и разгружать другие. Экономия топлива для данного режима составила 2%.

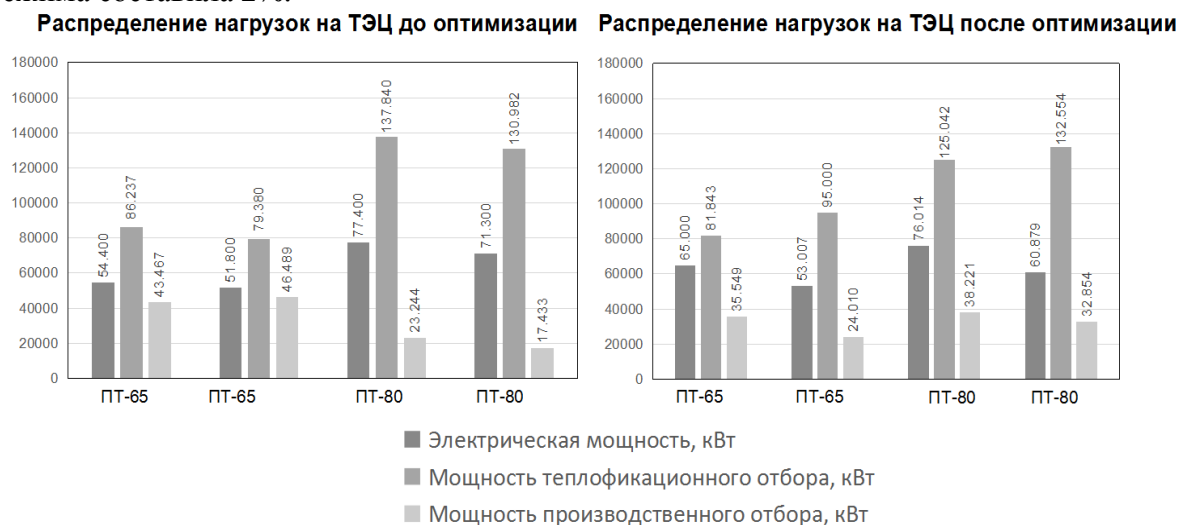


Рис. 2. Распределение нагрузок на НТЭЦ-2

Выводы:

1. Описан алгоритм расчета распределения нагрузок на ТЭЦ
2. На основе разработанного алгоритма была построена математическая модель ТЭЦ и получены результаты распределения нагрузки. Для рассмотренного режима экономия топлива составила 2%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Щинников П.А., Ноздренко Г.В. Комплексный эксергетический анализ энергоблоков ТЭС с новыми технологиями. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009. -190 с.

2. Зыков С. В., Щинников П.А. Программный комплекс для оптимизации режимов работы ТЭЦ // Энергетика и теплотехника : сб. науч. трудов. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2016. - Вып. 20. - С.176-182.
3. Чичирова Н.Д., Низамов Л.А. Оптимизация режимов работы теплоэлектроцентрали, характеризуемой целевой функцией с нелинейными ограничениями // Надежность и безопасность энергетики. – Москва : Изд-во НПО Энергобезопасность, 2016. – №1(32). – с. 35-40.

СОЗДАНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ ОТРАСЛИ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Жакиш М.Д.

Карагандинский государственный технический университет, Республика Казахстан,
г. Караганда

Истощение не возобновляемых источников энергии, напряженная экологическая обстановка в зоне добычи полезных ископаемых видов топлива, производство на его основе энергии, приводящее не только к локальным, но и глобальным экологическим последствиям, являются объективными предпосылками стремительно возрастающего интереса к использованию возобновляемых источников энергии, которые неизбежно будут замещать уголь, нефть, газ и, возможно, ядерное топливо.

Одним из видов возобновляемых источников энергии является солнечная энергетика. Не смотря на то, что в наше время этот способ выработки энергии занимает малое место в общемировом балансе производственной электроэнергии, в будущем его доля может возрасти, поскольку темпы роста и планы развития солнечной энергетике в промышленно развитых странах достаточно внушительны.

Учеными подсчитано, что небольшого процента солнечной энергии достаточно для обеспечения транспортных, промышленных и бытовых нужд как в настоящее время, так и в будущем. На энергетическом балансе Земли и состоянии биосферы это не отразится, независимо от того, будет ли энергия использована или нет.

Однако нельзя упустить из виду один значительный недостаток. Солнечные излучения, падая на земную поверхность, не имеют определенного места концентрации, поэтому ее необходимо уловить и превратить в форму энергии, которую было бы возможно использовать для нужд человека. Кроме того, чтобы поддерживать энергоснабжение в ночное время суток и пасмурные дни, нужно каким-то образом солнечную энергию запасти. В настоящее время эта проблема легко решается – главное правильно использовать данный ресурс, чтобы свести ее стоимость к минимуму. Тем более, учитывая каждодневное совершенствование технологий и удорожание, а главное, исчерпаемость традиционных ресурсов, солнечная энергия все больше и больше будет находить новые области применения.

Солнечная энергия может использоваться как для получения тепловой энергии (солнечные коллекторы), так и для выработки электроэнергии (фотоэлектрические преобразователи). Фотоэлектрические системы обладают рядом неоспоримых преимуществ по сравнению с другими способами получения электроэнергии:

- практически безграничными запасами исходного сырья – солнечной энергией,
- эксплуатационной простотой и минимальным обслуживанием, заключающимся в периодической очистке поверхности солнечных панелей,
- возможностью увеличить срок службы солнечных модулей до 100 лет (в настоящее время срок службы ограничен герметизирующими материалами),

- возможностью создания установок неограниченной мощности,
- высокой экологичностью процесса выработки электрической энергии (фотоэлектрический процесс считается наиболее экологичным способом получения электроэнергии, за исключением вредного производства кремния солнечного качества по «хлорной» технологии и проблемой утилизации отработанных солнечных элементов)[3].

Кроме того, фотоэлектрические солнечные панели незаменимы в труднодоступных и удаленных районах, что особенно актуально для нашей страны. Все эти преимущества фотоэлектрических систем позволят им стать конкурентоспособными на электроэнергетическом рынке в ближайшем будущем. Конкурентоспособность солнечной энергии определяется рядом факторов, основные из которых следующие:

- срок службы, который необходимо продлить с 25 лет в два раза за счет надежной герметизации солнечных модулей новыми полимерными материалами;
- цена солнечных элементов, один из резервов снижения которой заключается в сокращении стоимости «чистого» кремния, составляющего около 60% себестоимости фотоэлементов;
- повышение коэффициента полезного действия кремневого элемента до 35%.

В состав фотоэлектрической системы входит:

- фотоэлектрический модуль, преобразующий солнечный свет в электроэнергию;
- аккумулятор, накапливающий энергию. Обычно используются герметичные и необслуживаемые аккумуляторы, срок службы которых не превышает 10 лет;
- контроллер, который оптимизирует уровень зарядки/разрядки аккумулятора, автоматически включает освещение в ночное время и выключает в световой период;
- инвертор, преобразующий постоянный ток в переменный;
- осветительный блок, включающий плафон и лампу.

Безусловно, все электронные приборы фотоэлектрической системы снабжены защитой от короткого замыкания, перегрева и перегрузки, что обеспечивает надежность и эффективность работы системы.

В заключении отметим, что потенциальные возможности солнечной энергетики чрезвычайно велики, и помимо большого числа положительных аспектов в пользу использования этого ресурса по сравнению с традиционной энергетикой, как уже говорилось в начале, существует один главный недостаток. Не смотря на то, что для обеспечения всех энергетических потребностей мира необходимо и достаточно всего лишь 0,0125 % всего количества энергии Солнца, к сожалению, вряд ли когда-нибудь эти огромные потенциалы удастся реализовать в больших масштабах. Во-первых, это невозможно по причине низкой интенсивности солнечного излучения. К примеру, чтобы коллекторы за год уловили энергию, необходимую для удовлетворения всех потребностей человека, их нужно разместить на территории площадью 130000 км²[3, 5]. И во-вторых, хотя солнечная энергия и бесплатна, получение электричества из нее не всегда достаточно дешево. Поэтому специалисты непрерывно стремятся усовершенствовать солнечные элементы и сделать их эффективнее. Возможно ситуация изменится в лучшую сторону, если удастся использовать более дешевые материалы для изготовления коллекторов.

Решение этих проблем, возможно, найдется на Международной специализированной выставке «ЭКСПО-2017», ключевым вопросом которой будет сохранение энергии на нашей планете, которая пройдет в столице Казахстана – Астане. ЭКСПО-city станет одним из первых в мире объектов, где энергоснабжение будет обеспечиваться не только за счет традиционных, но и возобновляемых источников. Так, на участке ЭКСПО-городка реализуется система интеллектуального жизнеобеспечения SmartGrid,

благодаря которой вырабатываемая энергия может передаваться в любом направлении. Кроме того, на центральной станции ЭКСПО-городка внедрят систему накопления энергии. В те дни, когда много ветра и солнца, энергия будет аккумулироваться в этой системе, а при необходимости использоваться. Технически все это обеспечится за счет установки солнечных батарей, ветрогенераторных установок, а также геотермальных систем. Таким образом, казахстанская столица будет представлять своего рода «Город будущего» [12].

ЛИТЕРАТУРА

1. Безруких П.П. Состояние и перспективы развития возобновляемой энергетики // Электрика. 2008. № 9. С. 3-10.
2. Наумов А.В. Сырье для солнечной энергии// Энергия: экономика, техника, экология, №6, 2007, с.29-34.
3. Наумов А.В., Заддэ В.В. Солнечные электростанции сегодня и завтра// Энергия: экономика, техника, экология, №6, 2006, с.25- 33. 3. Безруких П.П. Зачем России возобновляемые источники энергии? // Энергия: экономика, техника, экология. - 2002.
4. Ионов В.С. Солнечная энергетика уже давно не экзотика // Энергосбережение. 2006. №6. С. 82-83.
5. Уделл С. Солнечная энергия и другие альтернативные источники энергии / Уделл С. М.: Знание, 1980. 88 с.
6. Шетов В.Х. Перспективы солнечного теплоснабжения // Энергосбережение. 2006. № 2. С. 98-99.
7. Дедух Д.Г. Достоинства и недостатки энергетики на нетрадиционном сырье // Актуальные проблемы современной науки. 2004. № 6.С. 412-416.
8. Горбачева Л.А. Нам солнце строить и жить помогает // Энергия: экономика, техника, экология. 2010. № 1. С. 29-34.
9. Крашенинников А.А., Дю Е.Н., Сирока А.Я. Перспективы использования нетрадиционных источников энергии// Энергетика и топливные ресурсы Казахстана. 1992 г. № 2, стр.48-52.
10. <http://www.bibliotekar.ru/alterEnergy/26.htm>
11. http://www.avante.com.ua/rus/library/lib_perspektiv_soln_energetiki.htm
12. <http://astanasolar.kz/ru/news/ekspo-2017-stanet-centrom-prityazheniya-novyh-tehnologiy>

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОТУРБИНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Гирина А.А., Боруш О.В.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

В настоящее время газотурбинные установки (ГТУ) получили признание в энергетике и многих отраслях промышленности, как полностью освоенное и надежное оборудование.

Модельный ряд ГТУ достаточно разнообразен от микро турбин мощностью 0,015 МВт до турбин больших мощностей (около 400 МВт). Из этого следует, что спектр применения газотурбинных энергоустановок достаточно широк.

ГТУ являются основным видом двигателей, используемых в авиации, на железнодорожном, морском, речном и автомобильном транспорте. Распространены парогазовые установки (ПГУ), в которых совместно работают паротурбинные и газотурбинные установки. Они позволяют на несколько процентов сократить расход топлива по сравнению с лучшими паротурбинными установками и имеют высокий коэффициент полезного действия (КПД).

Наряду с паротурбинными установками и двигателями внутреннего сгорания ГТУ применяют в качестве основных двигателей на передвижных электростанциях. Газотурбинные установки находят также широкое применение в нефтедобывающей и газодобывающей промышленности. Кроме того, ГТУ служат приводом нагнетателей природного газа на магистральных газопроводах, резервных электрогенераторов пожарных насосов. Газотурбинные энергоустановки применяются в качестве постоянных, резервных или аварийных источников тепло- и электроснабжения в городах, а также отдаленных, труднодоступных районах. [1]

Стоит отметить, что при внедрении энергетических газотурбинных установок есть и сложности. Это, прежде всего, необходимость предварительного сжатия газового топлива, что заметно удорожает производство энергии особенно для малых ГТУ и в ряде случаев является существенным препятствием на пути их внедрения в энергетику. Для современных ГТУ с высокими степенями сжатия воздуха, необходимое давление топливного газа может превышать $25-30 \text{ кг/см}^2$. Другим существенным недостатком ГТУ является резкое падение КПД при снижении нагрузки. Срок службы ГТУ значительно меньше, чем у других энергетических установок и находится обычно в интервале 45-125 тыс. часов.

Исторически сложилось так, что первопроходцами в освоении газотурбинной технологии являлись создатели двигателей для кораблей и самолетов. Поэтому, в настоящее время, они накопили наибольший опыт в этой области и являются наиболее квалифицированными специалистами.

В России, ведущие позиции в изготовлении газотурбинных энергетических установок занимают фирмы, разрабатывающие и изготавливающие авиационные газотурбинные двигатели и газотурбинные установки, созданные специально для энергетического использования:

- АО «Люлька-Сатурн» (г. Москва),
 - ОАО «Рыбинские Моторы» (г. Рыбинск),
- оба входят в НПО «Сатурн»,
- НПП им. В.Я. Климова (г. Санкт-Петербург),
 - ФГУП ММПП «Салют» (г. Москва),
 - ОАО «Пермский Моторный Завод» и другие. [2]

Наиболее актуальной сферой применения ГТУ малой мощности является нефтегазовая промышленность. Современная нефтегазовая отрасль характеризуется растущими темпами добычи природных ресурсов. Рост нефтедобычи происходит в основном за счет ввода в эксплуатацию нефтедобывающих установок на новых месторождениях Европейской части страны, Восточной Сибири и Дальнего Востока, как правило, в труднодоступных районах со сложными ландшафтными и климатическими условиями, где не развита или вовсе отсутствует сетевая инфраструктура. Проведение линий электропередач в такие районы потребует немало времени и чаще всего экономически нецелесообразно, так как влечет за собой большие капитальные затраты.

Уже эксплуатируемые перспективные месторождения также характеризуются интенсификацией добычи, причем вследствие увеличения износа таких объектов,

существенно возрастает энергоемкость производства. Растущие тарифы на электроэнергию также увеличивают долю энергозатрат в бюджете нефтяных компаний.

В связи с этим, практически во всех компаниях нефтегазовой отрасли уже на протяжении ряда лет реализуются программы по энергосбережению и повышению энергоэффективности. Предприятия постоянно расширяют арсенал энергоэффективных технологий. В добыче значительные возможности энергосбережения связаны с утилизацией попутного нефтяного газа (ПНГ) для выработки собственной электроэнергии, а также с утилизацией отводимого тепла (когенерацией). Развитие собственных источников электроэнергии и строительство газотурбинных электростанций становится все более актуальным для нефтегазового бизнеса.

Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 года «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» обязало нефтяников обеспечить целевой показатель сжигания ПНГ на 2012 год и последующие годы в размере не более 5%. За сверхлимитное сжигание попутного газа к нефтегазовым компаниям применяются штрафные санкции.

И, напротив, для предприятий, применяющих энергоэффективные технологии для обеспечения целевых показателей утилизации попутного газа, в соответствии с Постановлением Правительства РФ №600 от 17 июня 2015 года (Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности) предусмотрены налоговые льготы. Так, в соответствии со ст. 259.3. п. 4 Налогового Кодекса РФ (N 261-ФЗ от 23.11.2009) при использовании для выработки электроэнергии микротурбинных и газотурбинных установок, работающих на попутном нефтяном газе, предприятие может в 2 раза быстрее списать затраты, понесенные на приобретение оборудования, в счет уменьшения налогооблагаемой прибыли. [3]

Таким образом, применение ГТУ обеспечивает нефтегазовым предприятиям дополнительную экономию расходов на строительство собственной автономной электростанции на месторождении, в отличие от газопоршневых установок, которые не подпадают под действие данного законодательства.

Например, на объектах ОАО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» в рамках реализации «Программы повышения надежности энергоснабжения нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих обществ ОАО «ЛУКОЙЛ» работают 18 газовых турбин ОАО «Авиадвигатель» суммарной мощностью 162 МВт.

А именно:

- четыре энергоблока газотурбинной электростанции (ГТЭС) «Урал-6000» производства ОАО «Авиадвигатель», созданных на базе газотурбинных установок ГТУ-6П (ОАО «Пермский моторный завод») на Пяяхинской ГТЭС мощностью 24 МВт;
- три ГТУ-4П в составе ГТЭС суммарной мощностью 12 МВт и ГТЭС «Урал-6000» мощностью 6 МВт на Северо-Губкинском месторождении нефти и газа (МНГ);
- шесть энергоблоков ЭГЭС-12С в составе ГТЭС-72 на Вать-Еганском МНГ;
- четыре энергоблока ЭГЭС-12С в составе ГТЭС-48 на Тевлино-Русскинском МНГ.

Несмотря на востребованность автономных источников энергии, интенсивное их развитие сдерживается слабой отечественной материально-технической базой. Традиционное генерирующее оборудование - промышленные газовые турбины, газопоршневые и дизельные генераторы, к сожалению, не всегда отвечают требованиям надежности и энергоэффективности объектов нефтегазовой инфраструктуры. В частности, до сих пор существует проблема подбора генерирующего оборудования для

автономных электростанций небольших нефтегазовых объектов в диапазоне мощностей до 10-20 МВт. Ранее для обеспечения потребностей таких объектов использовались большие газотурбинные электростанции. Имея большую, чем необходимо, мощность, они эксплуатировались на низкой нагрузке, что сводило на нет экономику их применения. Другим вариантом было использование авиационных или судовых двигателей, находящихся в заданном диапазоне мощностей, но имеющих низкие показатели эффективности и слабые эксплуатационные характеристики. [3]

Использование газопоршневых установок на объектах нефтегазового комплекса также часто сопряжено с рядом проблем, связанных с жесткими требованиями техники к составу топлива и дорогостоящим сервисным обслуживанием. Высокий риск детонации не позволяет использовать их на месторождениях с низким качеством топлива или содержанием сероводорода свыше 0,1% без строительства системы предварительной газоподготовки, что значительно увеличивает капитальные затраты на внедрение и эксплуатацию газопоршневых электростанций. Зачастую из-за высокого риска детонации газопоршневые станции эксплуатируются с нагрузкой не более 40-60% от номинальной мощности. Это приводит к повышению расходов на обслуживание оборудования и его быстрому выходу из строя. [3]

Проекты, реализуемые в настоящее время, представлены в таблицах 1,2. [4,5]

Таблица 1. Объекты с газовыми турбинами производства «НПО Сатурн»

Местонахождение объекта	Наименование объекта	Количество ГТУ, шт	Установленная мощность ГТУ, МВт
газовая турбина ДО49Р мощностью 2,5 МВт			
г. Нижневартовск	Месторождение Поселковое	1	2,5
п. Юбилейный	Компрессорная станция Юбилейная	3	7,5
Приморский край	п. Фокино	1	2,5
газовые турбины ГТД-6РМ и ГТД-8РМ мощностью 6 МВт и 8 МВт соответственно			
г. Михайловка	Михайловская ТЭЦ	2	12
г. Рыбинск	ГТЭС-6	1	6
г. Тутаев	ПГУ-ТЭС-52МВт	4	32

Таблица 2. Объекты с газовыми турбинами производства ОАО «Пермский Моторный Завод»

Местонахождение объекта	Заказчик	Количество ГТУ, шт	Установленная мощность ГТУ, МВт
газотурбинная электростанция ГТЭС «Урал-6000» мощностью 6 МВт			
г. Звенигород	ЖКХ г. Звенигорода	3	18
г. Урай	ООО «Юкатекс-Югра»	2	12
газотурбинная электростанция ГТЭС-16ПА мощностью 16 МВт			
ЗАТО Знаменск	ЗАО «ГК-4»	2	32
Газотурбинная электростанция ГТЭС-25П мощностью 25 МВт			
г. Пермь	ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»	8	200

Потребность в газотурбинных установках существует и обусловлена она широкой сферой их применения. Кроме того, возникает необходимость в выработке нового подхода к обеспечению качественной и недорогой электроэнергией нефтегазовых объектов. То есть, необходимо надежное оборудование с высокой степенью заводской готовности, полностью автоматизированной системой управления, отличными техническими и потребительскими свойствами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Газотурбинные установки // Gigavat.com : сайт. 2012. URL: <http://www.gigavat.com/gtu.php> (дата обращения: 25.01.2016).
2. Газотурбинные установки // Топливо-энергетический комплекс Москвы : сайт. URL: <http://www.mosenergoinform.ru/articles/gtu.htm> (дата обращения: 25.01.2016).
3. Энергообеспечение нефтяных и газовых месторождений // Промпривод. Научно-производственная компания: сайт. Ярославль, 2006. URL: <http://www.promprivod.ru/pages/neftegazovye-mestorozhdenija.htm> (дата обращения: 26.01.2016).
4. Саурн// ПАО «НПО «Сатурн»: сайт. 2015. URL: <http://www.npo-saturn.ru/> (дата обращения: 25.01.2016).
5. Пермский моторный завод // ОАО «Пермский моторный завод»: сайт. 2007. URL: <http://www.pnz.ru> (дата обращения: 25.01.2016).

СОВМЕЩЕНИЕ МЕДИ И АЛЮМИНИЯ ПЛАЗМОДИНАМИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Половинкина Ю.Н., Шаненкова Ю.Л.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Как известно, самыми широко используемыми материалами в электроэнергетике являются медь и алюминий ввиду низкой величины удельного переходного сопротивления. При совмещении данных материалов переходное контактное сопротивление увеличивается, что приводит к ухудшению качества контакта и возрастанию потерь электроэнергии[1]. В работе предлагается новый способ по совмещению меди и алюминия путем нанесения медного покрытия на алюминиевые поверхности при помощи коаксиального магнитоплазменного ускорителя [2]. Достоинствами данной методики по сравнению с существующими являются: простота (не требует предварительной подачи и обработки наносимого материала), достаточно высокая быстрота нанесения покрытий (порядка 1 мс), низкая энергоемкость процесса.

Была проведена серия опытов по нанесению медных покрытий на алюминиевые контактные поверхности с помощью высокоскоростной импульсной сильноточной плазменной медной струи. Типичная фотография полученных Cu покрытий на Al подложки представлены на рис. 1. Из фотографии видно, что покрытие нанеслось по всей площади подложки. Стоит отметить, что качество полученных покрытий достаточно велико – высокая плотность меди на алюминии (отсутствуют области без покрытия), Al подложка не подверглась сильным изменениям (отсутствуют места прогаров) и значение площади покрытия достигает до 220 см².

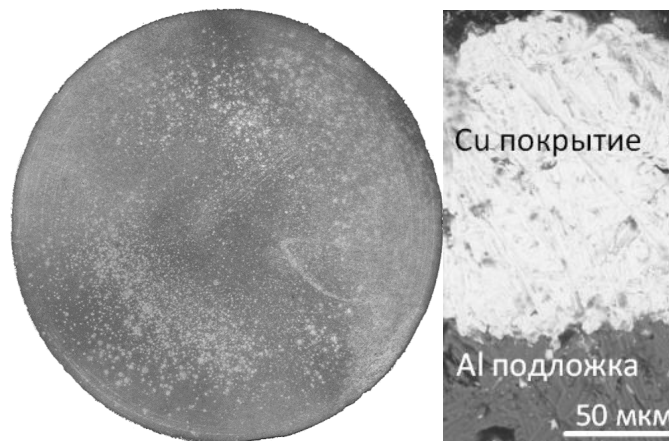


Рис. 1. Фотография полученных медных покрытий на плоских алюминиевых подложках и микрофотография шлифов поперечного среза образца, полученного при расстоянии до мишени 225 мм

Толщина покрытий исследовалась на сканирующем электронном микроскопе Hitachi TM3000. Было установлено, что толщина покрытий достигает 150 мкм. Как видно из рис. 1, медные покрытия, наносимые предложенным способом, получаются равномерными, полностью повторяют все неровности и изгибы алюминиевой подложки. Это приводит к тому, что видимая граница раздела отсутствует полностью и таким образом обеспечивается плотное прилегание медного покрытия к алюминиевой подложке. Стоит отметить, что в области соединения покрытия с подложкой, обнаруживается присутствие как частиц меди в подложке, так и частиц алюминия в покрытии. Это подтверждает предположение об их взаимном перемешивании материалов в жидкой фазе.

Одним из главных факторов, определяющих качество нанесенного покрытия, влияющее на продолжительность работы, является адгезия. Для образцов, которые используются в условиях с изменяющимися нагрузками, в данном случае зависящими от величины протекающего тока, этот параметр становится главным. Поэтому полученные образцы должны иметь достаточно высокую прочность сцепления, чтобы предотвратить возможные внештатные ситуации, которые могут произойти за счет отслаивания покрытия от подложки.

На рис. 2 представлены кривые, полученные при проведении скретч-теста для определения прочности сцепления для образца, а также SEM-снимок царапины, по которому определялось место, где покрытие отслоилось от подложки [3]. В процессе нанесения царапины на поверхность образца регистрировались такие параметры, как сила нагрузки на индентор F_n , сила трения F_t , глубина проникновения P_d и акустическая эмиссия A_e в зависимости от перемещения индентора.

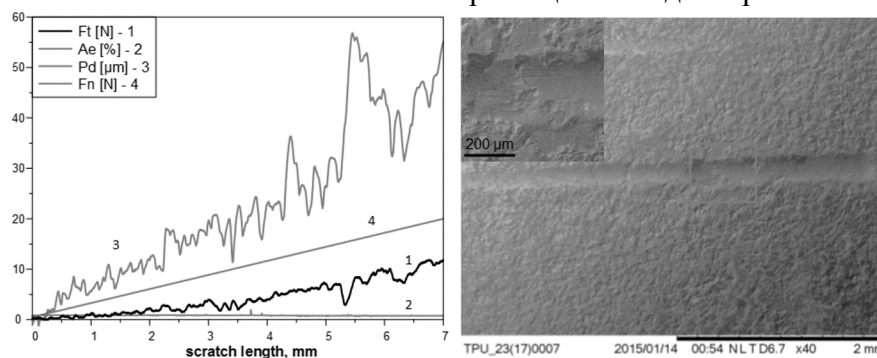


Рис. 2. Результаты скретч-теста: а) полученные кривые; б) SEM снимок царапины

В результате эксперимента была найдена величина плотности сцепления, которая равняется 2430 МПа. Стоит отметить, что получающаяся величина прочности сцепления значительно превышает прочность сцепления, достигаемую другими методами напыления меди на алюминий, так для способа холодного газодинамического напыления эта величина составляет 700 МПа [4].

Для качества полученных покрытий был подготовлен стенд для измерения величин переходного контактного сопротивления пар Cu-Cu, Cu-Al, Cu-Al_{Cu}, полученных нашим методом.

В соответствии с полученными результатами, представленными на рис. 3, видно, что с увеличением усилия сжатия контактных элементов удельное переходное контактное сопротивление ожидаемо уменьшается. Это происходит вследствие увеличения площади касания контактов за счет смятия выступов, присутствующих на поверхности контактной пары медь-алюминий.

Сравнительный анализ эталонных характеристик контактных пар медь-медь и медь-алюминий без покрытия показал, что при непосредственном соединении меди с алюминием переходное контактное сопротивление приблизительно в 7 раз превышает величину сопротивления, получаемого при соединении меди с медью. Такое соотношение наблюдается при всех исследованных усилиях сжатия.

Исследование полученных контактных пар медь-алюминий с медным покрытием показало возможность уменьшения переходного сопротивления вплоть до ~ 2.8 раз относительно непосредственного соединения меди с алюминием при максимальном усилии сжатия. Этот результат может оказаться весьма важным в практическом отношении, т.к. в реальных сетях систем электроснабжения много болтовых контактных соединений алюминиевых шин.

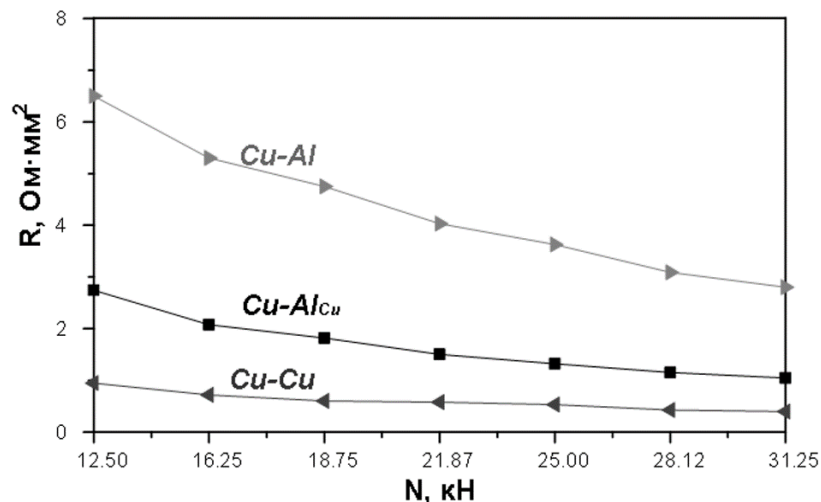


Рис. 3. Зависимость удельного переходного контактного сопротивления $R_{уд}$ от усилия

На конкретном примере было рассмотрено влияние контактного сопротивления на величину отклонения напряжения. В качестве реального электроэнергетического объекта был принят магистральный шинопровод ШМА-5 сборочного цеха ОАО «Томский электроламповый завод», выполненный из алюминия, с большим количеством болтовых соединений, что является основным объектом электрических сетей, для которых возможно использование нанесения медных покрытий.

Были построены эпюры отклонения напряжения для цепочки линий от шин ГПП до зажимов одного наиболее мощного электроприемника для режима максимальных нагрузок, с учетом нанесения медного покрытия и без [5] (рис. 4). Результаты показали,

что при использовании предложенной методики размах отклонения уменьшается, что способствует увеличению диапазона напряжения, на котором может работать данная часть энергосистемы. Также в ходе расчетов получено, что при использовании такой технологии возможно достигнуть экономии электроэнергии до 50% на контактных элементах.

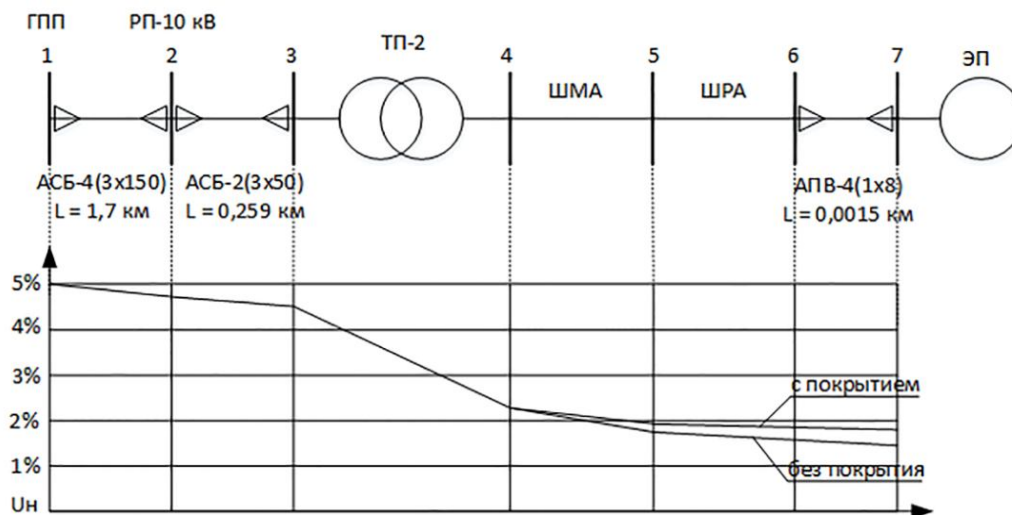


Рис. 4. Эпюры отклонения напряжения с использованием контактных Cu-Al и Cu-Al_{Cu}

В конце всего изложенного хотелось бы отметить, что в работе представлены результаты по совмещению меди и алюминия путем взаимодействия высокоскоростной импульсной медной струи с алюминиевыми поверхностями. При использовании данного метода возможно получение покрытий толщиной до 150 мкм и площадью до 220 см², которые отличаются относительно низкой величиной удельного переходного контактного сопротивления и высоким уровнем адгезии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Antler M. Survey of contact fretting in electrical connectors // IEEE Transactions on components, hybrids, and manufacturing technology. – 1985. – CHMT-8(1). – P. 87-104.
2. Пат. 137443 РФ. МПК7 H05H 11/00. Коаксиальный магнитоплазменный ускоритель / А.А Сивков, А.С. Сайгаш, Ю.Л. Колганова. Заявлено 24.09.2013; Опубл. 10.02.2014, Бюл. № 4. – 6с.
3. Swanson H.E. and Tatge E. Standard X-Ray Diffraction Powder Patterns // NBS Circular Natl. Bur. Stand. Circ. (US). – 1953. – № 1, 21. – p. 539.
4. Barradas S., Molins R., Jeandin M., Arrigoni M., Boustie M., Bolis C., Berthe L., Ducos M. Application of laser shock adhesion testing to the study of the interlamellar strength and coating-substrate adhesion in cold-sprayed copper coating of aluminum // Surface & Coatings Technology. – 2005. – 197(1). – P. 18– 27
5. Основы расчета систем внутризаводского электроснабжения: Учебное пособие / Л.П. Сумарокова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 119 с.

РАСЧЕТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СЕПАРАЦИОННОЙ ЧАСТИ СПП-500-1

Легкоступова В.В., Судаков А.В.

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

Сепаратор-пароперегреватель (СПП) – ключевой элемент паротурбинной установки АЭС. В СПП происходит сепарация и перегрев пара, отработавшего в цилиндре высокого давления (ЦВД) турбины, что обеспечивает нормальную работу цилиндра низкого давления (ЦНД). Эффективность сепарации и перегрева пара влияет на экономичность и надежную работу турбины в целом. СПП-500-1 эксплуатируются на действующих энергоблоках с реакторами РБМК. Подробное описание конструкции и опыт эксплуатации СПП-500-1 представлены в [1,2].

Для улучшения работы и повышения эффективности и надежности СПП было принято решение о модернизации всех эксплуатируемых аппаратов. Проект модернизации был выполнен специалистами ОАО НПО ЦКТИ совместно с фирмой Balke-Durg (Германия). В основе проекта по модернизации СПП-500-1 на Ленинградской и Смоленской АЭС: замена сепарационных блоков на жалюзийные пакеты Powervane фирмы Balke-Durg с влагозахватами, допускающими существенно большие нагрузки по влажному пару, увеличение размеров входной камеры, изменение схемы движения пара, организация предварительной сепарации влаги со стен и потолка входной камеры. Описание конструкции модернизированной сепарационной части СПП-500-1, а также результаты промышленных испытаний представлены в [3,4].

Для Курской АЭС был принят другой вариант по модернизации СПП-500-1, в соответствии с которым перед входным коллектором были установлены предварительные сепараторы Powersep. После проведенной модернизации повреждение СПП не только не уменьшилось, а наоборот увеличилось. Это происходило вследствие того, что с установкой Powersep, в состав которого входит завихритель и скорость пара увеличивается примерно в 2÷2,5 раза, конструкция входной камеры и сепарационных блоков остались неизменными и блоки не были рассчитаны на такую нагрузку. Поэтому специалистами ОАО «НПО ЦКТИ» и фирмы Balcke Durg было предложено решение данной проблемы – установка перфорированного разделителя на входе в раздающие коллектора сепарационных блоков.

С целью оценки эффективности работы модернизированной конструкции СПП-500-1 авторами были проведены расчетные исследования. Метод исследований – моделирование в программном комплексе ANSYS CFX. Расчеты проводились для сухого воздуха, воздушно-водяного потока и влажного пара [3]. Для проведения расчетов были разработаны соответствующие геометрические модели модернизированных конструкций сепарационной части СПП-500-1: модель сепарационной части до модернизации, модель сепарационной части с завихрителем и модель сепарационной части с завихрителем и перфорированным разделителем. Модели представлены на рисунках 1-3а соответственно.

Расчетные исследования позволили не только количественно (т.е. были определены скорости потока, потери давления и т.п.), но качественно оценить эффективность проведенной модернизации сепарационной части СПП-500-1. На рисунках 1-3б представлено пространственное распределение воздушно-водяного потока в моделях.

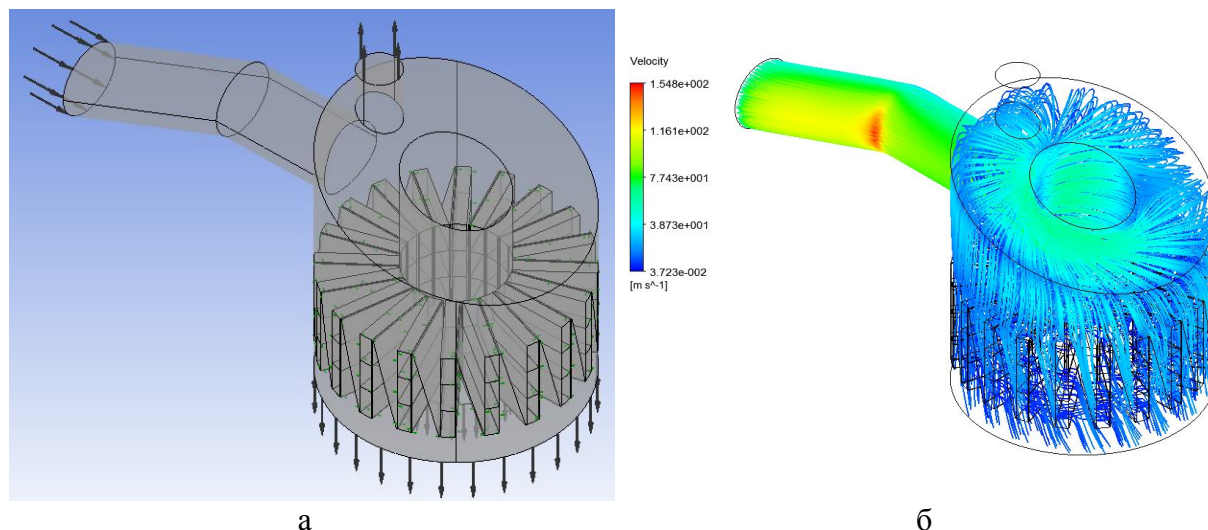


Рис. 1. Модель сепарационной части СПП-500-1 до модернизации:
а – модель; б – пространственное распределение потока

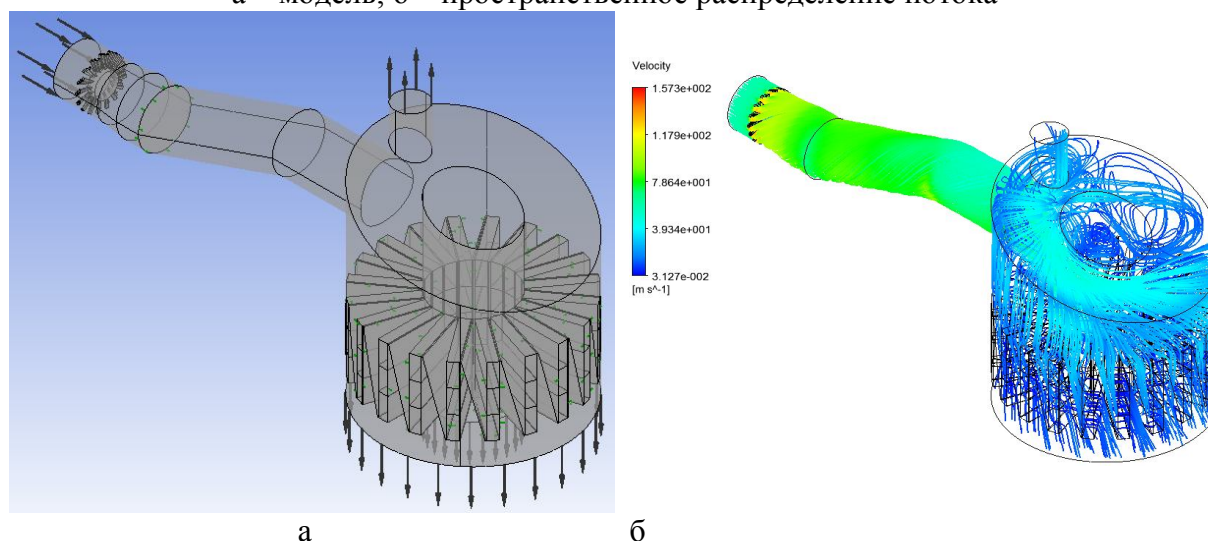


Рис. 2. Модель сепарационной части СПП-500-1 с завихрителем:
а – модель; б – пространственное распределение потока

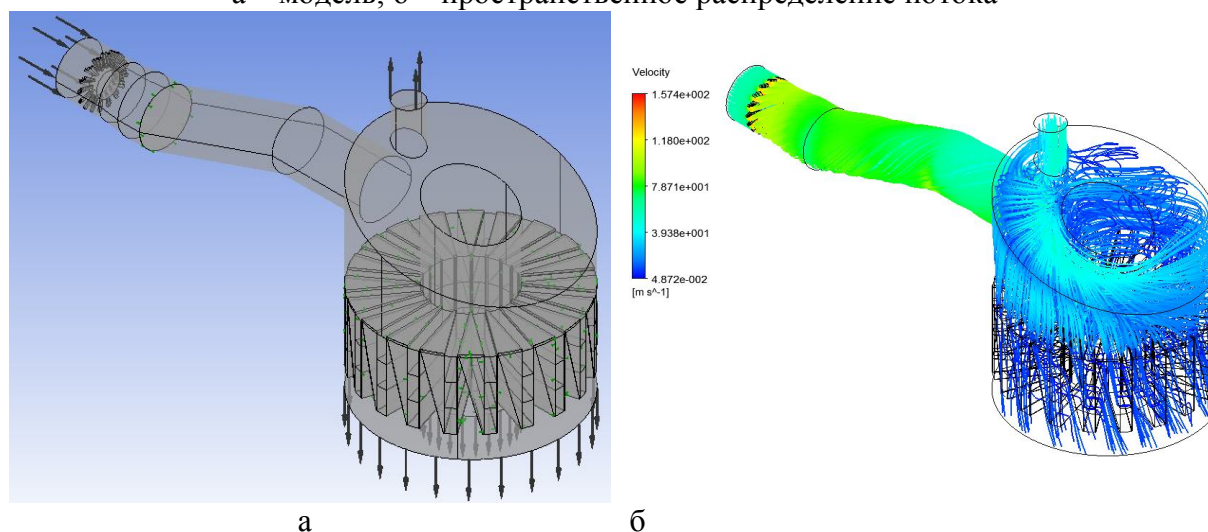


Рис. 3. Модель сепарационной части СПП-500-1 с завихрителем и перфорированным разделителем: а – модель; б – пространственное распределение потока

В ходе проведения исследования работы модернизированной конструкции СПП-500-1 были получены экспериментальные и теоретические данные об эффективности сепарации в предсепараторе Powersep, о влиянии завихренного потока на равномерность распределения потока по сепарационным блокам, количественные характеристики потока и данные о распределении потока во входной камере и по сепарационным блокам. Анализ полученных результатов показал следующее:

- С установкой предсепаратора Powersep во входном коллекторе происходит сильное увеличение неравномерности распределения потока по сепарационным блокам;

- Снизить неравномерность и нагрузку на сепарационные блоки при установленном предсепараторе Powersep можно с помощью установки перфорированного разделителя перед входом в сепарационные блоки – в этом случае удалось достигнуть самого равномерного распределения потока по блокам;

- Результаты расчетов и экспериментов показали, что наиболее нагруженными являются сепарационные блоки, расположенные под входным патрубком, и блоки, расположенные за выходным патрубком;

- Перфорированный разделитель незначительно улучшает качество распределение воды;

- Установка предсепаратора и перфорированного разделителя приводит к увеличению потерям давления, т.е. ухудшаются гидродинамические характеристики;

- Расчет и эксперимент показали наличие пленки воды на стенках входной камеры;

- Расчет и эксперимент показали наличие областей с обратным движением потока среды (вихри) в верхней части входной камеры;

- Результаты расчетов достаточно хорошо совпадают с результатами эксперимента - геометрическая модель и методика моделирования адекватно описывают процессы в СПП-500-1 при данном варианте модернизации.

В дальнейшем данная методика моделирования может быть использована при расчетном анализе на начальных этапах проектирования и модернизации конструкций СПП и других теплообменных аппаратов, разрабатываемых и эксплуатируемых на действующих энергоблоках ТЭС и АЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Филиппов Г.А., Поваров О.А. Сепарация влаги в турбинах АЭС. - М.: Энергия, 1980. – 320 с.: ил.
2. Шишкин А.А. Опыт эксплуатации промежуточных сепараторов-пароперегревателей турбин Ленинградской АЭС // Труды ЦКТИ. – 1981. - Вып.189. - С. 3-9.
3. Головач В.А. Расчетные исследования неравномерности раздачи среды по сепарационным блокам во входной камере СПП-500-1 // Научно-технические ведомости СПбГПУ. - 2008. - № 2.– С. 172–175.
4. Егоров М.Ю. Результаты модернизации сепараторов-пароперегревателей турбоустановок на четвертом блоке Ленинградской АЭС // Научно-технические ведомости СПбГПУ. - 2011. - № 3 (130).- С. 263–272.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЕЛЛЕТ ИЗ БИОКЛЕТЧАТКИ В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА ДЛЯ ПЕЛЛЕТНЫХ КОТЛОВ

Багирян Б.А., Беспалова О.Н., Фадеева М. В., Зайнутдинов Р.Д.
Астраханский государственный университет, г. Астрахань

В сельском хозяйстве вследствие значительных энергозатрат на технологические процессы активно ведется поиск альтернативных источников энергии. Из сельскохозяйственных отходов можно получать разные виды топлива – горючие газы, жидкие топлива и углистые вещества. Соотношение и выход компонентов при переработке биомассы на энергоносители зависит от состава биомассы и технологии переработки.

Общие показатели растительных отходов при применении их в качестве энергетического сырья независимо от способа переработки являются: размер частичек – от нескольких миллиметров до 1,5-2 метров; плотность – 0,2-1,2 г/см³; содержание влаги зависит от вида культуры, нормированный показатель – 14% (в отходах овощных культур может достигать 80%); содержание золы – 4-20%; содержание азота – 0,4-4,5%; содержание серы должно быть не больше 0,25%; общее содержание минеральных веществ при производстве топлива практически не учитывается; энергосодержание дается в кДж/кг, кВт*ч/кг, т. у. т./т; содержание клетчатки при нормированной влажности – 5-40% [2].

Содержание клетчатки является одним из самых важных показателей при определении энергосодержания отходов, поскольку именно наличие углерода, определяет теплоту сгорания биомассы (теплота сгорания сельскохозяйственных культур различается незначительно и находится в пределах 15800-16000 кДж/кг).

Растительная клетчатка – естественный углеводородный ресурс, запасы которого не уступают нефти, но твердую клетчатку нельзя залить в топливный бак и дорого перерабатывать в жидкое биотопливо.

Углеводородный продукт растительного происхождения – биоклетчатка, химическую основу которой составляет «целлюлоза» – вещество сходное по химической структуре с сахаром и крахмалом, но более калорийное. Клетчатку нельзя залить в баки, но можно засыпать как пеллет, получаемый при ее не сложной химической модификации. Целлюлозное биотопливо в форме пеллет, это более дешевый и рациональный способ использовать растительную клетчатку в качестве возобновляемого топливного ресурса. Перевод растительной клетчатки в форму пеллет позволяет использовать ее как возобновляемый естественный источник углеводородного сырья, конкурентный по цене с ископаемыми углеводородами.

Для Астраханской области, богатой источниками растительной клетчатки, технологии использования пеллет в качестве топливно-химического сырья может составить альтернативу ископаемому топливу. Пеллеты можно получать из растительных отходов после сбора урожая, из сухой травы, соломы, листвы, опавшей с деревьев, и подобных источников биоклетчатки не имеющих полезного применения, но повсеместно доступных. Следовательно, пожнивные остатки сельскохозяйственных культур перспективно утилизировать в качестве энергетического сырья для пеллетных котлов [3].

Пеллетные котлы получили широкое распространение в Европе. На рынке теплотехнического оборудования представлены пеллетные котлы следующих торговых марок: Kunzel (Германия), Attack (Словакия), Jaspri (Финляндия), Verner (Чехия), Biomaster, D'Alessandro, FACI, Ferroli, Sime (Италия), Atmos, Kalvis, Opop, Protherm, Viadrus Альт-А (Россия), Станкоконструкция (Россия), Automatic-Лес (Россия).

Промышленный пеллетный котел – новый вид отопительных систем, получивший признание на отечественном рынке (рис.1).

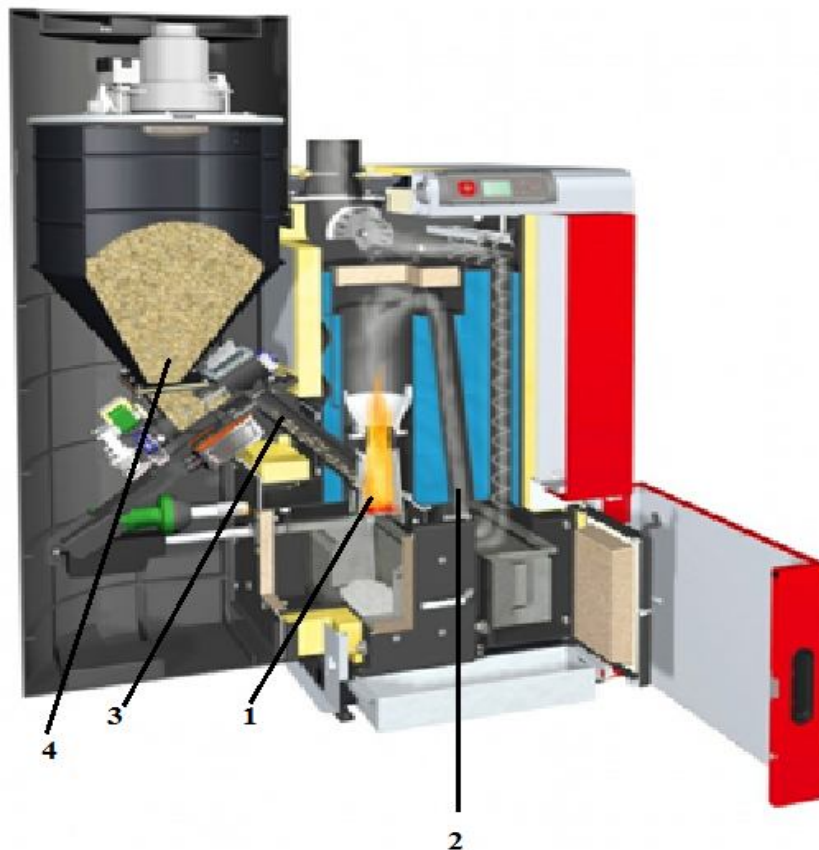


Рис. 1. 1 – горелка; 2 – теплообменник; 3 – транспортер для подачи пеллет;
4 – бункер для хранения пеллет

Схема пеллетного котла

Основная причина их столь широкой популярности состоит в надежности, безопасности, доступности топлива, в высоком уровне автоматизации и применении экологически чистого вида топлива. Он предназначен для обогрева помещений общей площадью от 200-250 м². Дополнительным продуктом является пар, который может использоваться для разных целей в сельскохозяйственных, деревообрабатывающих и других областях [1]. Этот вид оборудования рекомендуется устанавливать в следующих случаях:

1. недостаток технических возможностей для подключения газа;
2. высокая стоимость выполнения работ, связанных с проектировкой и подсоединением к центральному газовому трубопроводу;
3. ограничения по расходу теплоносителей;
4. желание быть независимым от традиционных видов топлива.

Благодаря особой конструкции пеллетных котлов, экологии складских и сельскохозяйственных помещений ничего не угрожает. Кроме этого, к преимуществам котла на пеллетах относятся следующие факторы: эффективно циркулирующий теплый воздух, низкий уровень потребления электроэнергии (в пределах 60 Ватт).

Таким образом, использование пеллетных котлов в сельском хозяйстве Астраханской области является целесообразным и экономически выгодным.

В заключении, отметим, что современные котлы на пеллетах практически ни в чем не уступают газовым или электрическим агрегатам, а в некоторых случаях они даже превосходят их своими техническими характеристиками, одной из которых является дешевизна в эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Варфоломеев, С.Д. Биотоплива / С.Д. Варфоломеев, Е. Н. Ефременко, Л. П. Крылова // Успехи химии. 2010. Т. 79. № 6. С. 544-564.
2. Назаренко, Л.В. Биотопливо: история и классификация видов биотоплива // Вестник МГПУ, серия «Естественные науки». 2012. № 2 (10). С. 16-32.
3. Патент РФ на полезную модель № 156317 Измельчитель тростника на пеллеты / А.И. Ряднов, Р. В. Шарипов, А.Л. Сальников, С.А. Давыдова / Заявитель и правообладатель – ФГБОУ ВО «Астраханский государственный университет» – заявка № 2014152403 от 25.12.2014, опубл. 10.11.2015, Бюл. № 31.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ САМОЛЕТЫ И БЕСПИЛОТНИКИ

Ахмадуллин Р.З.

Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа

На практике были испытаны первые электрические самолеты на аккумуляторах таких типов как: Sunrise, Solar Riser, Solar Challenger, Solair. Все эти аппараты в той или иной степени задействовали солнечные батареи, чтобы подпитывать аккумуляторы во время полета. Первый самолет, который был полностью на электричестве, был создан Кембриджским университетом. Этот самолет рассчитан на питание от сверхлегких 10-киловаттовых бесщеточных электродвигателей, которые работают на энергии от 12-ти литиево-полимерных элементов. Испытания самолета в течение 30 минут, в ходе которых была достигнута высота 1700 футов, были успешно завершены. Разработчики планируют провести ряд изменений в общем дизайне и силовой установке самолета с тем, чтобы он мог непрерывно летать на расстояние до 100 миль в течение двух часов от одного заряда. Так же использование электрических самолетов имеет ряд преимуществ.

- сокращение эксплуатационных затрат (например, затраты на топливо в зависимости от типа самолета снизятся в 5 – 10 раз по сравнению с двигателями внутреннего сгорания);

- повышение экологичности за счет сокращения расхода очень вредного этилированного бензина, также будет уменьшен шум от работы самолета;

- повышение безопасности за счет сокращения топлива на борту и т.д.

В качестве систем электроснабжения приняты: система переменного трехфазного тока с номинальным напряжением 208/115 В и частотой 400 Гц. В качестве вторичной системы при этом используется система постоянного тока с напряжением 27 В. На многих типах самолетов используется вторичная система трехфазного переменного тока с напряжением 36 В и частотой 400 Гц и первичная система постоянного тока с напряжением 27 В.

Так же использование аккумуляторов используется в военных целях, компания ModelMotors - один из ведущих производителей бесколлекторных безредукторных электродвигателей для беспилотных самолетов. Достоинство таких беспилотных аппаратов: малый вес и низкая цена.

Двигатели компании ModelMotors позволяют поднимать в воздух самолеты до 15 кг, этого вполне хватает для воздушной разведки и для наблюдения за объектами.

Основным преимуществом электромоторов в беспилотных летательных аппаратах до 15 кг, по сравнению с двигателем внутреннего сгорания: высокий КПД, это увеличивает дальность полета; высокие значения крутящего момента позволяют отказаться от использования редуктора и обеспечивают возможность использования непосредственного соединения двигателя и пропеллера большого диаметра, что благоприятно отражается на весе беспилотного аппарата и избавляет от лишних механических потерь; маленький вес электродвигателя позволяет получить простоту в обслуживании, большую надежность, связанную с отсутствием сложной системы подачи топлива.

Вышеперечисленные достоинства у этих двигателей достигаются также за счет того, что они не имеют щёточно-коллекторного узла, в котором щетки и пластины коллектора непрерывно размыкаются, что вызывает искрение, приводящее к потерям и создающее радиопомехи. Также на КПД влияет то, что щётки постоянно трутся о коллектор, изнашиваются и подгорают, ухудшая токопроводящую способность узла, что влечёт за собой уменьшение мощности двигателя.

Так же часть мощности двигателя тратится на трение между коллектором и щетками. Отсутствие у бесколлекторного двигателя щёточного узла позволяет достичь КПД 95 %. Это упрощает обслуживание двигателя, нет такой необходимости как чистить коллектор и менять щетки. Этим достигается высокая надежность двигателя. Внешний вид двигателя показан на рис. 1



Рис. 1. Бесколлекторный двигатель AXI 5360/20

Основные технические характеристики: “ масса двигателя – 1350 г; длина – 94 мм; диаметр – 89 мм; диаметр вала двигателя – 8 мм; количество используемых элементов питания – 10 *Li-Poly*; максимальный ток – 65 А/30 сек; рабочий ток – 20...59 А; ток без нагрузки при 30 В – 1,8 А; рекомендуемые пропеллеры до 30"×20"; максимальный КПД – 94%; внутреннее сопротивление – 68 мОм. ”

АНАЛИЗ СУПЕРМАХОВИКА В КАЧЕСТВЕ ЛУЧШЕГО НАКОПИТЕЛЯ ЭНЕРГИИ

Хасанова А.Д.

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

Приходило ли Вам в голову, почему супермаховик, который был изобретен еще в 1964 году, советским инженером Н.В.Гулием, судя по всем его безупречным качествам, до сих пор не стал лучшим накопителем энергии и не окружает нас повсюду? И то, что обычный маховик может стать лучшим накопителем энергии? Ведь в этом у супермаховика нет конкурентов. Для начала разберемся с тем, что представляет из себя супермаховик и какими качествами обладает, может это и станет путем решения данных проблем. Супермаховик — один из типов маховика, предназначенный для накопления механической энергии. В отличие от других маховиков способен сохранять больше количество кинетической энергии, благодаря конструктивным особенностям. За счёт этих особенностей способен хранить до 500 Вт·ч (1,8МДж) на килограмм веса. Современный супермаховик представляет собой барабан, изготовленный из композитных материалов, к примеру, намотанный из тонких витков стальной, пластичной ленты, стекловолокна или углеродных композитов. За счёт этого обеспечивается высокая прочность на разрыв и безопасность эксплуатации. При физическом разрушении супермаховик не разлетается на крупные части, как обычный маховик, а разрушается частично; при этом отделившиеся части тормозят барабан и предотвращают дальнейшее разрушение. Для уменьшения потерь на трение супермаховик помещается в вакуумированный кожух. Зачастую используется магнитный подвес. Законченный вид супермаховик принимает тогда, когда он способен запасать и отдавать энергию. Для этого создаётся мотор-генератор, где статором является барабан, а ротором — ось, вокруг которой он вращается. Таким образом, при подключении в сеть он будет запасать энергию, а при подключении нагрузки — отдавать.

Накопитель кинетической энергии предназначен для накопления, хранения и отдачи электроэнергии и работы в качестве резервных и аварийных источников питания ответственных категорий потребителей. На первый взгляд, в случае с супермаховиками нет смысла возиться со сравнительными оценками — будь то запасаемая на единицу массы энергия или эксплуатационные характеристики: теоретически они превосходят все имеющиеся альтернативные решения. И области применения напрашивались сами собой. Помещённый в вакуум, на магнитной подвеске, с КПД выше 90%, выдерживающий невообразимое число циклов заряда-разряда, способный работать в широчайших диапазонах температур, супермаховик способен вращаться годами и обещал фантастические вещи: автомобиль от одной зарядки мог бы бегать тысячи километров, а то и весь срок службы, электростанция с упрятым в фундамент многосотметровым супермаховиком запасала бы энергию, достаточную для освещения всей Земли, и так далее. В условиях российского рынка, кластер из нескольких таких накопителей способен обеспечивать выравнивание суточной неоднородности электрической нагрузки целого региона, заменяя собой дорогостоящие и громоздкие гидроаккумулирующие электростанции. Мы встречаем маховик повсюду, от гончарного круга и примитивных водяных насосов до транспортных средств XX века и космических гироскопов. Как аккумулятор энергии он замечателен тем, что его можно быстро разогнать («зарядить») и быстро же остановить (получив значительную мощность «на выходе»). Н. В. Гулиа прежде всего планировал видеть свое изобретение

как накопитель энергии для автомобилей и даже построил несколько образцов такого транспорта. Но, к великому сожалению автомобили, питающиеся от маховиков, не получили широкого распространения. Помимо этого, супермаховики могут быть использованы для обеспечения бесперебойного питания объектов высших уровней ответственности. Уникальные свойства супермаховика, обеспечивают отклик устройства на уровне сотых долей секунды, позволяя ни на секунду не прерывать подачу электроэнергии. Можно перечислить множество факторов успеха данного продукта на рынке. Одним из первых будет являться обеспечение минимальных потерь энергии при ее хранении, вывод вращения- позволяющий отбирать огромные мощности с небольшого количества кинетической энергии. Нельзя пропустить и прочную, качественную, подвергнутую передовой технологии обработку, дефектоскопированную заготовку массовых изделий. Основные узлы накопителя энергии не подвергаются износу, коррозии и пр. повреждениям, и по истечении срока службы или «морального устаревания» конструкции материал маховика –остается годным для дальнейшего использования. Низкая цена и малые эксплуатационные затраты обеспечивают коммерческую привлекательность для потребителей. Среди других накопительных технологий, а также в сравнении с супермаховиками, маховичные накопительные технологии имеют самые лучшие, недостижимые для других технологий, показатели по таким качествам, как мощность единичного агрегата, срок службы, эксплуатационные затраты, КПД, достигающий 98%, так же капитальные затраты. Использование супермаховиков для накопления энергии считается самым перспективным. Они используются для стабилизации скачков напряжения энергосети. В России единая энергосистема не нуждается в таких стабилизаторах, так как работает по более надёжной схеме. Но, проблема не возобновляемых источников энергии хотя и не будет решена, но это положит колоссальное начало к путям в решении глобального вопроса. В сравнении с электроаккумуляторами супермаховики выигрывают по всем показателям. Они долговечнее, проще и дешевле в изготовлении, и, что самое главное – экологически чище. И запасают гораздо большую энергию за в разы меньшее время. Также и отдают. Агрегат требует минимальные эксплуатационные затраты, необслуживаемый, полностью автоматизирован, отсутствие жестких требований по климатическому исполнению помещений для хранения, отсутствие нужды в инфраструктуре химической защиты.

К сожалению, были выявлены и недостатки маховиков, анализ которых неизбежен в связи с финансовыми и техническими просчётами. Прежде всего, необходимо понимать, что при аварии вся накопленная энергия выделится в лучшем случае в виде тепла, а причин для аварии больше чем достаточно. Обычно для использования в таких маховиках рекомендуют использовать магнитные подшипники, которые поддерживают на весу вращающийся маховик. При использовании постоянных магнитов трудно обеспечить равномерное магнитное поле по всему диаметру вращения, что приводит к биениям. Необходимо обеспечить идеальную динамическую балансировку маховика при разных оборотах. При вращении металлических частей в магнитном поле возникает индукционный ток, который своим магнитным полем тормозит вращение и уменьшат КПД системы. Общее количество энергии, запасенной в супермаховиках невелико по сравнению с количеством энергии, вырабатываемой электростанциями, поэтому система способна сглаживать только кратковременные пики потребления. Дополнительным недостатком супермаховика является отсутствие отработанной простой трансмиссии, позволяющей использовать его на транспорте. Недостатком супермаховиков является гироскопический эффект, обусловленный большим моментом

импульса вращающегося маховика, и препятствующий изменению направления оси вращения маховика.

Остается только гадать, почему Российские ученые не направят все свои силы, тем самым разработав идеальные условия для продвижения данного изобретения в более широкие масштабы. Ведь это связь между рынками и информационными технологиями в целом. Соответственно, развитие рынка, его рост или падение точно повторяют тенденции мировой отрасли информационных технологий. По мере развития информационных технологий увеличивается разрыв между существующим качеством энергоснабжения и требованиями к нему со стороны современного высокотехнологичного оборудования. С ростом зависимости различных бизнесов и компаний от высоких технологий растет потребность в защите информационной инфраструктуры от внешних факторов и форс-мажорных обстоятельств, тем самым увеличивается готовность предпринимателей к долгосрочным инвестициям.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Гулиа Н.В. Инерционные аккумуляторы энергии.-Воронеж: 1973г.- 240 с.
2. Гулиа Н.В. В поисках энергетической капсулы. –М.: 1984г.-144 с.
3. Золотов Е. Проклятье аккумуляции или Почему не слышно про супермаховик?// Компьютера.-2013г.-N 195.-М. 1-5.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА РАСЧЕТА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЭЦ

Бурцев С.Ю., Коршикова А.А.

Национальный исследовательский университет Московский энергетический институт,
г. Москва

Технико-экономических расчет станции выполняется одной из подсистем АСУТП ТЭЦ, чей основной задачей является определение технико-экономических показателей (ТЭП) (расход топлива на котел, удельный расход топлива энергоблока, расход перегретого пара, потери тепла с уходящими газами и т.д.) и анализ эффективности ведения режима работы электростанции [1].

Предлагается выделить подсистему расчета ТЭП в отдельную автоматизированную систему для автоматического выполнения расчетно-аналитических задач ТЭЦ, представляющую собой совокупность технических и программных средств, предназначенных для автоматического сбора, обработки, передачи и хранения параметров технологического процесса.

Автоматизированная система расчета (АСР) ТЭП должна представлять собой многоуровневую информационно-вычислительную систему с распределенной функцией выполнения измерений, централизованной функцией вычислений и распределенной функцией предоставления информации [2].

Основные цели создания АСР ТЭП являются:

- работа в реальном времени;
- получение объективной оценки эффективности использования оборудования и действий персонала;
- оперативная настройка алгоритма на состав работающего оборудования;
- повышение экономичности работы технологического оборудования;

- повышение надежности работы и оптимизация планирования и проведения ремонтов технологического оборудования;
- автоматизация расчёта ТЭП и ведение отчетной документации;
- улучшение условий и повышение производительности труда эксплуатационного персонала.

Основными подсистемами АСР ТЭП являются:

- информационно-измерительная [3] подсистема ТЭП объекта автоматизации должна создаваться для каждого объекта автоматизации и дополнять существующую систему контроля и управления технологического объекта; должна создаваться как законченная, с точки зрения реализуемых информационно-измерительных функций, подсистема с возможностью последующей ее интеграции в состав АСУТП объекта автоматизации или энергообъекта в целом, без перестройки, путем наладки информационного обмена между компонентами системы по стандартным протоколам, применяемым в промышленной автоматизации для систем реального времени;
- подсистема централизованного сбора технологической информации для сбора и предварительной обработки оперативных и ретроспективных данных от различных информационных и технологических систем и долговременного хранения технологической информации;
- подсистема коррекции измеряемых параметров для расчета ТЭП ТЭЦ на основе анализа материальных и тепловых балансов теплогенерирующего оборудования ТЭЦ;

Уравнение теплового баланса энергоблока в ГДж имеет вид:

$$Q_k^{bp} + Q_{nep}^{np} = Q_3 + (Q_{om}^{cym} - Q_{om}^{n6k} + Q_{nac}^{c6} + Q_{nep}^{omd}) \cdot (100 + \alpha_{nom}^{эк}) \cdot 10^{-2} + Q_{mz}^{cn} + Q_k^{cn} + Q_{mn}^{ox}$$

где Q_k^{bp} — выработка тепла брутто котлами; Q_{nep}^{np} — принятый переток тепла; Q_3 — расход тепла на производство электроэнергии; $Q_{om}^{cym}, Q_{om}^{n6k}$ — суммарный отпуск тепла с ТЭС и пиковым водогрейным котлам; Q_{nac}^{c6} — количество тепла полученное водой за счет нагрева ее в сетевых и перекачивающих насосах; Q_{nep}^{omd} — отданный переток тепла; $\alpha_{nom}^{эк}$ — относительная величина потерь, связанная с отпуском тепла от энергетических котлов; Q_{mz}^{cn}, Q_k^{cn} — расход тепла на собственные нужды турбогенератора и котлоагрегата соответственно; Q_{mn}^{ox} — потери теплового потока, обусловленные наружным охлаждением паропроводов свежего пара, пара промежуточного перегрева, питательной воды и другими потерями, связанных с транспортировкой тепла от котлоагрегата к турбине. Конечное значение перетока определяется как результирующая всех принимаемых и отдаваемых перетоков для каждого блока.

Уравнение материального баланса по газу имеет вид:

$$B_{zpn} - \sum_{i=1}^n B_{nk,i} - \sum_{j=1}^n B_{vk,i} = \Delta B$$

где $B_{zpn}, B_{nk,i}, B_{vk,i}, \Delta B$ — расход газа на газораспределительном пункте на i -ый паровой котел, на j -ый водогрейный котел, общий небаланс по газу, соответственно;

- подсистема расчета технико-экономических показателей и оценки погрешности расчета для обеспечения экономичной работы технологического оборудования;
- обеспечения оперативного персонала достаточной, достоверной и своевременной оперативной информацией об экономичности работы, представленной в наиболее удобной для восприятия форме, с целью оптимизации действий персонала;

- подсистема оптимизации режима работы оборудования электростанции решающую многокритериальную (снижение удельного расхода топлива, повышение маневренности энергоблока, повышение надежности работающего оборудования, повышение тепловой нагрузки станции и т.д.) задачу выбора оптимального управления энергоблоком;
- подсистема визуализации и предоставления отчетной информации для визуализации АСР ТЭП.

Результатом внедрения АСР ТЭП станет комплексное повышение эффективности работы электростанции за счет повышения производительности системы расчета ТЭП, сокращения затрат на топливное хозяйство при производстве тепловой и электрической энергии, оптимального управления режимами работы оборудования станции.

ЛИТЕРАТУРА

1. ПТЭ ЭСС-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ.
2. СТО 70238424.27.100.010-2011 Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) ТЭС. Условия создания. Нормы и требования.
3. СТО 70238424.27.100.078-2009 Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС. Условия создания. Нормы и требования.

ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ РЕКОНФИГУРАЦИЯ СЕТИ В ЗАДАЧЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ФУНКЦИОНАЛЬНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ С МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Мукатов Б.Б.

Национальный диспетчерский центр Системного оператора АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями», Республика Казахстан, г. Астана

В настоящее время во многих странах возрастает количество объектов малой генерации. Это объясняется стремлением потребителей к стабильности в условиях рыночной неопределенности развития электроэнергетики и цен на электроэнергию, снижению потерь электрической энергии при передаче, усилением требований к функциональности энергосистем, где под функциональностью понимается набор функций, предоставляемых системой и качество их выполнения.

Росту числа малой генерации также способствует потребность в замещении изношенных генерирующих мощностей в энергосистемах. В электроэнергетической системе (ЭЭС) Республики Казахстан доля генерирующих единиц тепловых электростанций эксплуатируемых более 30 лет составляет 59% от суммарной установленной мощности, для гидроэлектростанций данный показатель равен 56%. По состоянию на 2016 год средняя наработка генерирующего оборудования составляет порядка 75% от эксплуатационного ресурса.

По данным [1], в Российской Федерации доля мощностей подлежащей замене в связи с исчерпанием ресурса эксплуатации в 2015 году превышала 60% от всего эксплуатирующегося оборудования, а в текущем году ожидается увеличение данного показателя до 70%. При этом констатируется увеличение импорта в Россию оборудования малой генерации.

Строительство объектов крупной (концентрированной) генерации в современных условиях является трудной не всегда осуществимой задачей, что подтверждается опытом строительства в Республике Казахстан третьего энергоблока Экибастузской ГРЭС-2 мощностью 500 МВт и первой очереди Балхашской ТЭС (два энергоблока по 660 МВт), окончательные решения по строительству которых до сих пор не приняты. Напротив, в Республике растут темпы строительства малой генерации, так как они привлекательны для инвесторов, при этом не требуют участия государства. В период с 2009 по 2015 года в Казахстане введено в эксплуатацию объектов малой генерации объемом свыше 900 МВт (из них газотурбинные, парогазовые, газопоршневые и гидро электростанции - порядка 800 МВт, солнечные и ветровые электростанции - 100 МВт).

Ввод генерации в узлах потребления позволяет обеспечить повышенные требования к функциональности энергосистем для заинтересованных в этом потребителей. Примером использования данной возможности в Казахстане может служить развитие собственной генерации нефтегазовыми компаниями, потребность в электроэнергии которых полностью покрывается собственными электростанциями. При этом ряд компаний имеют практически 100% резерв маневренной генерации. Имелись случаи, когда сбалансированные промышленные площадки выделялись на изолированную работу при снижении частоты не превышающим допустимых значений.

Вместе с этим, массовое развитие малой генерации, преимущественно в распределительных сетях (РС), сопровождается появлением негативных явлений связанных с устойчивостью параллельной работы электростанций, ростом токов короткого замыкания (КЗ), усложнением релейной защиты, практической невозможностью традиционного (централизованного) подхода в организации управления режимами и др., которые в итоге становятся барьерами на пути развития малой генерации.

Наряду с негативными явлениями, ввод малой генерации дает энергосистемам повышенную способность к сбалансированному разделению на подсистемы, которая может быть основой обеспечения функциональности таких энергосистем и минимизировать негативное влияние малой генерации.

В настоящее же время развитие и эксплуатация энергосистем базируются на инвариантности схемы коммутации сети к их режимам, т.е. потенциал реконфигурации сети структурного характера недоиспользуется. Эффективность реконфигурации обеспечивается за счет возможности принудительного потокораспределения, улучшения показателей надежности путем повышения допустимых перетоков (снижением нерегулярных колебаний из-за снижения (вплоть до нуля) нагрузки в одной из подсистем), а также минимизации объемов управляющих воздействий на отключение нагрузки за счет регулирующего эффекта нагрузки в изолируемых подсистемах [2-3]. Возможные варианты реконфигурации для снижения перегрузки сетевого элемента или сечения показаны на рисунке 1, где Φ_0 – исходная функциональность системы, Φ – функциональность системы или подсистемы, полученной после реконфигурации.

Необходимость решения задач направленных на создание условий для свободной интеграции малой генерации в объединенные энергосистемы требует создания новых технологий автоматического управления режимами с применением искусственного интеллекта.

Ввиду невозможности применения централизованного подхода в сети с распределенной малой генерацией (РМГ), наличия у каждого из субъектов ЭЭС собственных целей, становится важной и актуальной задача перехода к децентрализованному - мультиагентному управлению режимом.

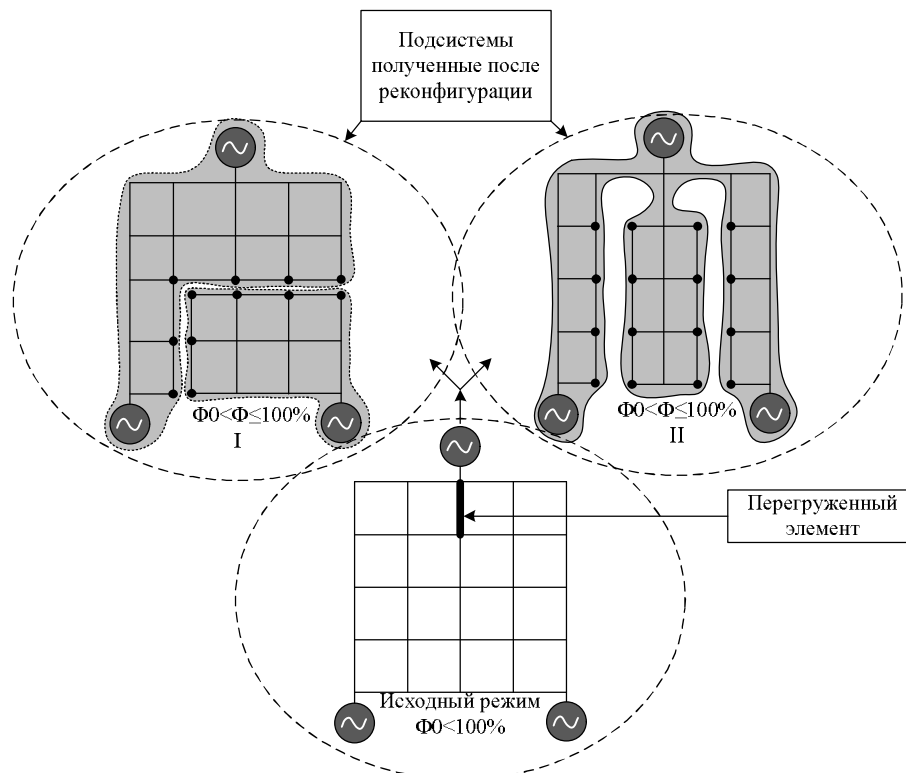


Рис. 1. Возможные варианты реконфигурации ЭЭС с перегруженным элементом

В рамках этой задачи были разработаны методы мультиагентной реконфигурации электрической сети, а также создано программное обеспечение моделирующее работу мультиагентной системы (МАС) по реконфигурации сети на основе этих методов [4].

С целью подтверждения эффективности разработанной МАС по сравнению с традиционным подходом в реконфигурации сети при возникновении аварийных нарушений, работа МАС была исследована на модели реальной электрической сети представляющей южные области энергосистемы Республики Казахстан.

На рисунке 2 показан результат моделирования действий агентов МАС в укрупненном виде, при снижении частоты в ЭЭС. При поиске сечения деления, на ПС Миргалимсай, выполнено разделение по шинам для обеспечения сбалансированности выделяемой подсистемы с учетом возможной комбинаторики схемы распределительного устройства. Пунктирными линиями выделены узлы, образующие подсистемы, переходящие на изолированную работу.

Сечения деления заданные для традиционной автоматики выделены на том же рисунке двойными сплошными линиями. Из рисунка видно, что сечения, полученные в результате работы МАС, охватывают большее количество потребителей при отделении изолированных «островов», тем самым снижая объем ограничений. Ограничения в южной части энергосистемы Казахстана в часы характерного максимума в декабре месяце при работе МАС меньше чем при работе традиционной автоматики деления примерно на 700 МВт.

Аналогичное моделирование задачи мультиагентной реконфигурации для снятия перегрузки сетевых элементов без выделения изолированных подсистем выполненное в [5,6] подтвердило работоспособность предложенных алгоритмов.

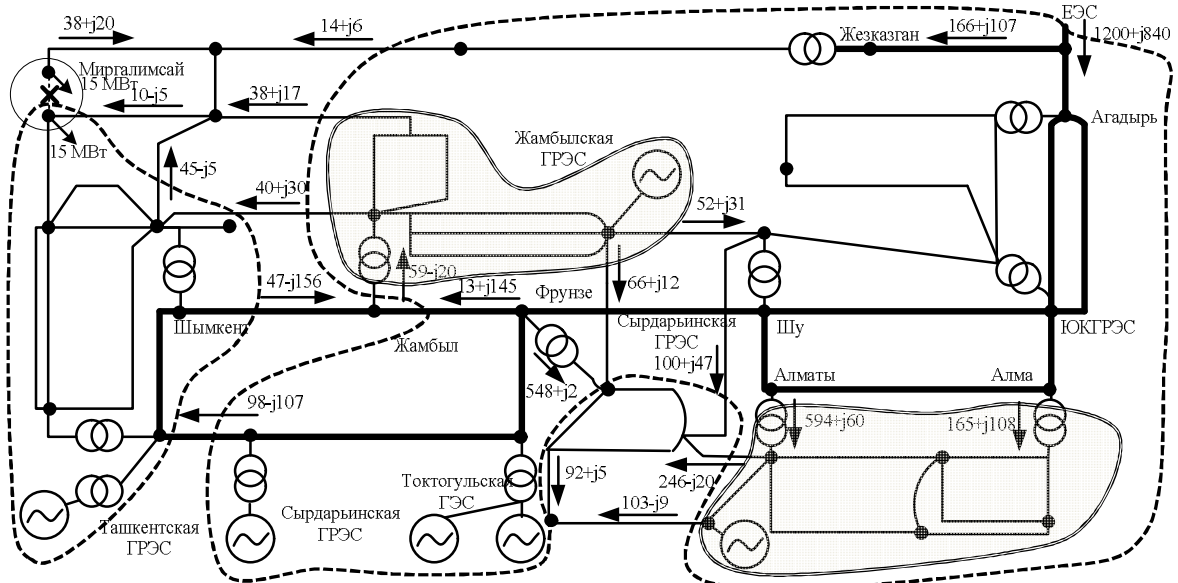


Рис. 2. Результат работы МАС при поиске сечений деления

Выводы:

Современные условия работы субъектов электроэнергетики способствуют активному развитию распределенной малой генерации, что в свою очередь позволяет, используя структурные свойства энергосистем с РМГ, повышать их функциональность за счет новых средств автоматики.

Задачи управления режимами в РС с РМГ целесообразно решать на основе децентрализованного подхода с применением систем искусственного интеллекта.

Проведенные исследования по мультиагентной реконфигурации ЭЭС свидетельствуют о перспективности и работоспособности мультиагентного подхода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рыхтер В.О., Зильберштейн О.Б. Тенденции развития рынка оборудования малой генерации // Интернет-журнал «Науковедение». – 2015. Т.7. - № 4. – С. 1–18.
2. Мукатов Б.Б., Фишов А.Г. Обеспечение живучести энергосистем при развитии распределенной генерации // Вестник Алматинского университета энергетики и связи. – 2013. – № 4 (23). – С. 6–15.
3. Фишов А.Г., Мукатов Б.Б. Использование превентивного деления электрической сети в режимах повышенного риска // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2014. – № 4. – С. 215–219.
4. Определение изменений коммутационного состояния электрической сети при мультиагентном управлении. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016610984. Рос. Федерация. заявл. 26.11.15; опубл. 20.02.16, Офиц. Бюллетень «Программы для ЭВМ. Топологии интегральных микросхем» № 2.
5. Мукатов Б.Б., Ефремов И.А., Фишов А.Г. Исследование реконфигурации электрических сетей с распределенной генерацией в аварийных режимах // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2014. – № 4 (25). – С. 90–103.
6. Фишов А.Г., Мукатов Б.Б. Реконфигурация электрических сетей с распределенной генерацией и мультиагентным управлением // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2015. Т. 326. № 9 - С. 143-152

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ГОРОДА ДУШАНБЕ.

Курбонов К.А., Сохибов Н.Ш., Юсупов А.А.

Таджикский технический университет имени М.С. Осими, Республика Таджикистан,
 г. Душанбе

Сеть города Душанбе т.е. сеть ОАО ШБШД состоит из 34 подстанций 110 кВ и 35 кВ, из которых 9 подстанций с высшим напряжением 35 кВ. Общая протяженность линий 0,4 – 10 кВ ДГЭС на 2014 г. составлял 2709, 9 км из которых 1146, 64 км воздушные ЛЭП, 1563,24 км кабельные линии.

До 1992 года городская сеть состояла из 22 подстанций 110 кВ и 35кВ, в 9 из которых имелись и эксплуатировались дугогасящие реакторы (ДГР) типа ЗРОМ и РЗДСОМ. В настоящее время из-за определённых событий 1992-1995 г.г. только на двух подстанциях имеются ДГР, которые практически не настроены.

Большая часть кабельных линий 6-10 кВ города 29-62 года как находится в эксплуатации. В осенне-зимнем периоде ежедневно в кабельной сети 6-10 кВ ШБШД отмечаются до 13-14 повреждений и отключений питания потребителей, питающихся от них. Во многих кабельных линиях установлены 5-15 соединительных муфт, что в 5 раз превышает норму. Согласно материалам кабельной службы ШБШД за первые 7 месяцев 2012 года (табл.1), при 27 подстанциях 110 кВ и 35 кВ, в кабельных линиях 6-10 кВ произошли 746 отказов из-за однофазного и двухфазного замыканий на землю и 757 отказов в кабелях 0,4 кВ.

Таблица 1. Количество аварийных отключений масляных выключателей за 2014 год

Январь		Июль	
6-10 кВ	275	6-10 кВ	6
Февраль		Август	
6-10 кВ	227	6-10 кВ	17
Март		Сентябрь	
6-10 кВ	146	6-10 кВ	14
Апрель		Октябрь	
6-10 кВ	110	6-10 кВ	14
Май		Ноябрь	
6-10 кВ	69	6-10 кВ	3
Июнь		Декабрь	
6-10 кВ	47	6-10 кВ	3
ИТОГО: авт. отключения МВ- 110 кВ – 1 МВ- 35 кВ – 5 МВ- 6-10 – 931			

Повреждения по видам энергетического оборудования, классам напряжения 6-10 кВ

Технические причины	Всего	КЛ	ВЛ	ТП	МВ
Нарушение изоляции	эл. 429	342	14	68	5

За период 2014 г. в ОАО «ШБШД» в эксплуатации находилось 1868 комплектов РЗ и А. За указанный период введена в эксплуатацию на базе существующей п/ст «Спортивная» новый силовой трансформатор. На данной п/ст кроме существующих трансформаторов 35/10 кВ Т-1, Т-2, установлен силовой трансформатор ТРДТН-110/10-

10 кВ мощностью 25000 кВА с установкой дифзащиты, газовой защиты с новейшими устройствами релейной защиты.

Итого по состоянию на 2014 года в эксплуатации находится:

- а) газовая защита трансформаторов - 48 комплектов
- б) дифзащита трансформаторов - 48 комплектов
- в) дистанционная защита ЛЭП-110 кВ - 9 комплектов
- г) дифзащита шин 110 кВ - 2 комплекта
- д) направленная земляная защита - 7 комплекта
- е) защита отходящих линий 1754 комплекта

За 2014 года защита сработала - 1050 раз,

правильно – 1045 раз.

отказы – 5 раз.

Количество АВР -ов на 2014 г составляет 87 комплектов, в течении года

АВР работало 42 раза, в том числе

АВР подстанций – 2 раз,

АВР собственных нужд на ТСН - 15раз,

АВР отходящих линий - 25 раза.

Отказы работы АВР - 1 раза

Защита трансформаторов в течении года работала:

а) по действию дифзащиты – 4 раз

правильно -3 раз

ложно – 1 раз.

б) по действию газовой защиты - 3 раз

правильно – 3 раз

ложно – нет.

по действию дифзащиты:

Вывод.

-основная доля находящихся в эксплуатации аппаратов защиты выполнена на электромеханической и микроэлектронной основе.

-парк технических средств аппаратов защиты морально и физически стареет, что требует постоянного увеличения трудозатрат на их эксплуатацию.

-увеличивается доля оборудования с практически отработавшим ресурсом. С учетом сказанного можно сделать вывод о необходимости пересмотра подходов к РЗА, сложившихся не только при ее эксплуатации, но и при разработке, проектировании, монтаже и наладке.

Главным недостатком большинства существующих защит является низкая эффективность, связанная с большим количеством оборудования устанавливаемого на линии. Для улучшения надежности и бесперебойности питания потребителей электроэнергией необходимо совершенствовать электрические сети, посредством внедрения новейших технологий.

Многие деревянные опоры ВЛ 6-10 кВ нуждаются в замене привязок к пасынкам, большинство воздушных проводов были установлены более 30 лет назад, с большим количеством линий, проработавшими более 25 лет. Больше количество соединений было произведено в течении этого периода. Для более эффективного эксплуатации и электроснабжения необходимо заменить провода существующих ВЛ-0,4-6-10 кВ проработавшие свыше 25 лет на новую, а так же на большую сечение. Постоянного увеличения трудозатрат на их эксплуатацию.

Пути совершенствования надежности электроснабжения

- Ввод многофункционального электрооборудования.

- Сокращение количества аппаратов защиты с сохранением и повышением надежности электроснабжения.
- Повышение пропускной способности ЛЭП.
- Установка быстродействующих устройств автоматического ввода резерва.
- Построение новой модели электрической сети, способной выполнить все эти условия в комплексе.

Главным недостатком большинства существующих защит является низкая эффективность, связанная с большим количеством оборудования устанавливаемого на линии. Для улучшения надежности и бесперебойности питания потребителей электроэнергией необходимо совершенствовать электрические сети, посредством внедрения новейших технологий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Отчеты Госэнергонадзора Республики Таджикистан
2. www.minenergo.tj
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. –М.: Энергоатомиздат, 1989г.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АВТОНОМНОГО И РЕЗЕРВНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА БАЗЕ ПРОПАН-БУТАНОВЫХ СМЕСЕЙ

Саяпина К.А., Рулев А.В.

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,
г. Саратов.

В современной мировой практике газо- и энергоснабжения промышленных объектов, удаленных от опорных пунктов энергоснабжения, широкое распространение находят децентрализованные системы газоснабжения потребителей, снабжаемых пропан-бутановыми смесями сжиженного углеводородного газа от резервуарных установок.

Среди промышленных объектов удаленных от основных пунктов энергоснабжения значительное развитие получают предприятия, выпускающие промышленную продукцию, мини-цеха модульного типа, перерабатывающие сельскохозяйственную продукцию, обрабатывающие и производящие сушку древесины, изготавливающие строительные материалы и конструкции, а также зерно- и животноводческие фермерские хозяйства с долей энергопотребления до 67000 МВт·ч/год при расходе СУГ до 600 кг/ч.

Широкое применение находят пропан, бутан и их смеси в химической промышленности, которые используются здесь как сырье, поставляются в сжиженном состоянии и перед поступлением в технологический процесс переводятся, как правило, в парообразное состояние в промышленных трубных испарителях.

В настоящее время для целого ряда промпредприятий, которые используют на нужды энергоснабжения прежде всего природный газообразный метан от трубопроводных систем газоснабжения, получает использование сжиженных углеводородных газов в качестве резервного топлива. При аварийном прекращении или недопоставках сетевого природного газа для отдельных промышленных предприятий возможны значительные материальные ущербы или отсутствие возможности

возобновления технологического процесса. Тогда при перебоях или недопоставках сетевого метана промышленные потребители используют резервуарные установки пропан-бутановых смесей на нужды резервного газоснабжения.

Децентрализованные системы энергоснабжения промышленных объектов имеет ряд требований, связанных с высокой величиной энергетической нагрузки. Здесь необходимо использовать высокопроизводительные испарители сжиженных углеводородных газов, способные обеспечивать бесперебойную регазификацию в течение суток в круглогодичном режиме с высоким уровнем надежности и безопасности. Промышленные испарители устанавливаются непосредственно на наружном воздухе с температурой до минус 40°C [1].

Как правило, полученная в результате регазификации в промышленных испарителях паровая фаза перегревается до температуры 60-70 °С. Такая особенность промышленных испарителей обусловлена использованием в них пропан-бутановых смесей с высоким, до 80 мол.% [2], содержанием бутановых фракций, имеющих высокую температуру конца кипения, равную 34-40 °С при рабочем давлении в испарителе 0,7-1,0 МПа.

Другой особенностью промышленных испарителей является более высокое выходное давление, устанавливаемое требованием проведения технологического процесса. Например, при подаче газа в промышленные печи, котлы и аппараты резки металла давление паровой фазы поддерживается в размере 0,02-0,05 МПа.

Сжиженный углеводородный газ имеет следующие преимущества перед другими видами топлива при отсутствии природного газа или ограничении к подключению к магистральному газопроводу: экономия топлива, за счет более высокого коэффициента полезного действия; отсутствие токсичных соединений в продуктах сгорания в отличие от твердого и жидкого дизельного топлива.

Зоной широкого применения сжиженных пропан-бутановых смесей являются: Ленинградская, Калининградская, Псковская, Московская, Хабаровская, Калининградская области, регионы Дальнего востока, республика Карелия и другие районы. Только за прошедшие 2 года было введено в эксплуатацию 47 промышленных объектов, использующих сжиженные пропан-бутановые смеси на нужды газоснабжения.

Все шире внедряются системы автономного и резервного электротеплоснабжения на основе пропана, бутана и их смесей.

Среди наиболее популярных в России и в мире поршневых агрегатов на дизельном и газовом топливе электрической мощностью 200–1500 и более кВт, применяемых для энергогазоснабжения удаленных населенных пунктов и промышленных предприятий, выделяют, прежде всего, агрегаты с непрерывным технологическим циклом.

Рынок автономных электростанций характеризуется широким диапазоном мощности при разных массогабаритных и ресурсных показателях базовых дизель-генераторов. При этом отмечается тенденция по смещению спроса с аварийных электростанций к электростанциям, работающим в базовом режиме и обладающим большим назначенным ресурсом. Особый интерес для потребителя представляют станции, работающие на газовом топливе.

Состояние отечественного рынка двигателей внутреннего сгорания определяется конкуренцией российских заводов-изготовителей и мировых лидеров в производстве дизельного энергетического оборудования. При этом российское оборудование отличается более низкой себестоимостью производства и эксплуатации, но, в отличие от импортных аналогов, требует больших затрат на капитальный ремонт и, соответственно, частых его остановок. Отсюда более низкие КПД (в среднем на 1,5–

2%, иногда до 10%), ресурс (у двигателей средней и большой мощности он меньше на 10–20 тыс. часов, у маломощных — в разы) и общая надежность. Это приводит к необходимости резервирования мощности электростанций, укомплектованных отечественными двигателями внутреннего сгорания. Тем не менее, опыт работы крупных промышленных компаний показывает, что при сложившемся уровне цен на оборудование в течение первых пяти лет эксплуатации суммарные затраты на строительство, эксплуатацию и ремонт станции из четырех рабочих и одной резервной отечественных установок оказываются на 30–40% ниже аналогичных затрат для станции с четырьмя рабочими импортными установками (без дополнительного резервирования).

Дизельные двигатели — самые популярные и распространенные приводы для получения электрической энергии в бытовых и полупромышленных масштабах. Модельный ряд дизельных электростанций, предлагаемый отечественными производителями, начинается с 60 кВт и заканчивается 3 МВт электрической мощности одного агрегата. Крупнейшие моторостроительные предприятия России, занимающиеся производством дизельных электростанций, расположены в Барнауле, Волгограде, Екатеринбурге, Коломне, Нижнем Новгороде, Санкт-Петербурге, Тутаеве, Чебоксарах, Ярославле.

Основное преимущество газопоршневых агрегатов перед дизельными — более дешевое топливо.

Даже при использовании в качестве резервного топлива сжиженной газовой смеси пропан-бутан стоимость единицы электрической энергии, произведенной на газопоршневой установке, при сложившихся на текущий момент ценах примерно в 1,3 раза ниже, чем на дизельной. Настройка газопоршневых агрегатов на конкретный вид топлива, как правило, незначительно влияет на его стоимость, но производится на заводе-изготовителе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Стаскевич Н.Л. Вигдорчик Д.Я. Справочник по сжиженным углеводородным газам. — Л.: Недра, 1986. — 543 с.
2. ГОСТ Р 52087-2003. Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия. — М.: Изд-во стандартов, 2003. — 8 с.

РОЛЬ ПРЕКУРСОРА В СИНТЕЗЕ ПРОТОНПРОВОДЯЩИХ ГИБРИДНЫХ МЕМБРАН ДЛЯ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Усманов Р.Т., Сипкина Е.И., Лебедева О.В.

Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск

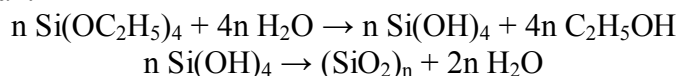
В современном мире прогрессивными темпами растет потребность в электроэнергии. Одним из экологически чистых источников энергии является топливный элемент. Среди них наиболее перспективными считаются твердополимерные топливные элементы, основной частью которых является протонпроводящая мембрана.

Основными производителями протонпроводящих мембран являются США-«Nafion», Япония «Flemion» и Россия «МФ-4СК», которым свойственны следующие недостатки: низкая устойчивость к воздействию температур и как следствие ограниченная температура эксплуатации и влажность, затратный синтез самих мембран

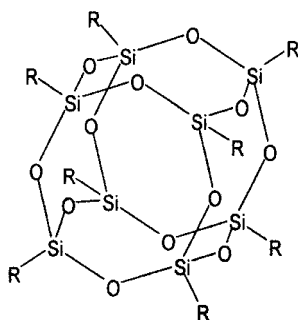
делает их дорогостоящими, что существенно затрудняет внедрение их в практическое применение [1, 2].

На основе сульфированных суспензионных сополимеров стирола (Ст) и аллилглицидилового эфира этиленгликоля (АГЭ) с использованием тетраэтоксисилана (ТЭОС) в качестве прекурсора нами получены органо-неорганические композиты, состоящие из полимерной матрицы с равномерно распределенными частицами гидратированного диоксида кремния.

При добавлении воды и водных растворов минеральных кислот происходит гидролиз ТЭОС с отщеплением этанола и одновременной его конденсацией гидроксипроизводных. Впоследствии, как было установлено, ТЭОС не только обеспечивает высокую химическую инертность к большинству реагентов, но и за счет образования остаточных силанольных групп, повышает транспорт протонов в гибридных мембранах:



В отличие от коммерческих полимеров, у которых линейная структура, ТЭОС образует сетчатую структуру, что положительно влияет на механические свойства конечных продуктов:



Согласно данным импедансной спектроскопии ионная проводимость сульфированных сополимеров АГЭ-СТ оказалась не достаточно высокой и составила $5,1 \cdot 10^{-4} \text{ См} \cdot \text{см}^{-1}$ (при 75% влажности и 298 К).

Протонообменные мембраны, сформированные из сополимеров АГЭ-Ст в присутствии ТЭОС, характеризуются высокой протонной проводимостью (до $1,1 \times 10^{-2} \text{ См} \cdot \text{см}^{-1}$) и ионообменной емкостью (3,5 мг-экв/г), а также значительной термической стойкостью и механической прочностью. Это позволяет рассматривать их как перспективные материалы для изготовления промышленных протонпроводящих мембран.

ЛИТЕРАТУРА

1. Добровольский Ю.А., Волков Е.В., Писарева А.В., Федотов Ю.А., Лихачев Д.Ю., Русанов А.Л. Протонообменные мембраны для водородно-воздушных топливных элементов // Российский химический журнал. – 2006. – Т. L. – № 6. – С. 95.
2. Ярославцев А.Б. Перфторированные ионообменные мембраны // Высокомолекулярные соединения. – А. 2013. – Т. 55. – № 11. – С. 1367-1392.
3. Pozhidaev Y., Lebedeva O., Sipkina E., Chesnokova A., Ivanov N. Synthesis and properties of hybrid materials for ion-exchange and complexing membranes // Advanced Materials Research. – 2013. – Т. 749. – С. 283-288.

4. Лебедева О.В., Чеснокова А.Н., Бадлуева Т.В., Сипкина Е.И., Ржечицкий А.Э., Пожидаев Ю.Н. Гибридные ионообменные мембраны на основе гетероароматических производных сульфокислот // Мембраны и мембранные технологии. – 2015. – Т. 5. – № 2. – С. 87.
5. Pozhidaev Y., Lebedeva O., Sipkina E., Chesnokova A., Ivanov N. Synthesis and properties of hybrid materials for ion-exchange and complexing membranes // Advanced Materials Research. – 2013. – Т. 749. – С. 283-288.
6. Lebedeva O.V., Chesnokova A.N., Badlueva T.V., Sipkina E.I., Rzhechitskii A.E., Pozhidaev Y.N. Hybrid ion-exchange membranes based on heteroaromatic sulfonic acid derivatives // Petroleum Chemistry. – 2015. – Т. 55. – № 5. – С. 333-338.
7. Lebedeva O., Pozhidaev Y., Sipkina E., Chesnokova A., Ivanov N. Copolymers and proton conducting films based on N-vinylpyrazole // Advanced Materials Research. – 2013. – Т. 749. – С. 71-76.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО РЕЗОНАНСА
В ПРОТЯЖЕННЫХ СЕТЯХ 35-110 кВ,
СОДЕРЖАЩИХ ВЫСШИЕ ГАРМОНИКИ ОТ АЛЮМИНИЕВЫХ ЗАВОДОВ**

Нехайчик Л.Ю., Тихонов А.А.

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск

По зарегистрированным данным с 1997 по 2012 годы в поселке Недокура Кежемского района Красноярского края в период летнего минимума нагрузки неоднократно происходили многочисленные повреждения бытовой техники, радиотелеаппаратуры, электроники из-за высокого уровня 11 и 13 гармоник в сети (1997, 1998, 2000, 2006, 2008 годы).

Высшие гармоники напряжения и тока в сетях электроснабжения являются частью общей проблемы электромагнитной совместимости (ЭМС) [1].

Для сетей 35-110 кВ Сибири характерна малая плотность нагрузок, большая протяженность сетей, высокий процент искажающих нагрузок. В основном за счет Аллюминиевых заводов Иркутска, Братска, Красноярска, Хакасии. Аллюминиевые заводы оказывают наиболее существенное влияние на уровни 11, 13, 23 и 25-й гармоник [2].

Измерения, проведенные в 1990-ых годах [2,3] в сетях 220 кВ, показали, что уровни 11 и 13 гармоник могут достигать 4% в сетях 220 кВ, примыкающих к Братскому и Саяногорскому аллюминиевым заводам.

В представленной работе проблема рассмотрена на примере реальной схемы электроснабжения п. Недокура Кежемского района (Рис.1.)

Такой анализ невозможно провести на реальном объекте. Поэтому была разработана имитационная (математическая) модель, которая адекватна реальному объекту, представленному на рис. 2 с учетом частотного спектра рассматриваемых процессов в диапазоне от 50 до 1000 Гц.

В качестве инструмента исследований был выбран программный комплекс «MatlabR2013b».

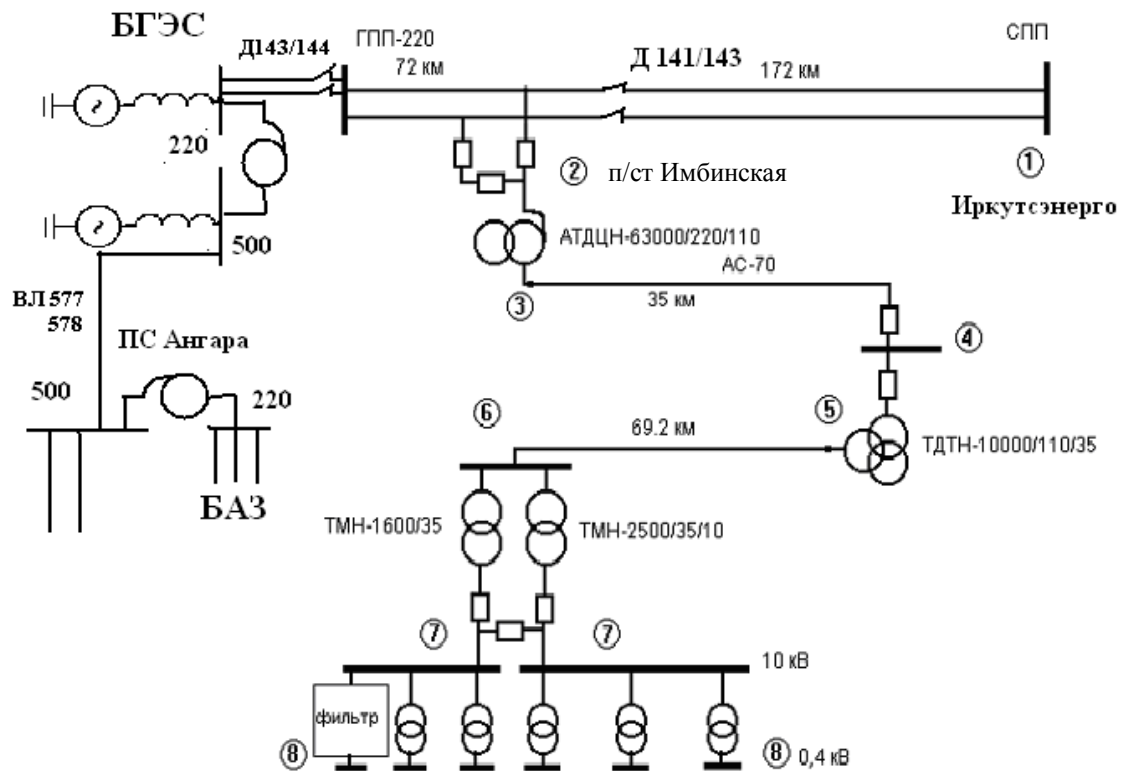


Рис. 1. Принципиальная схема сети питания ПС Недокура

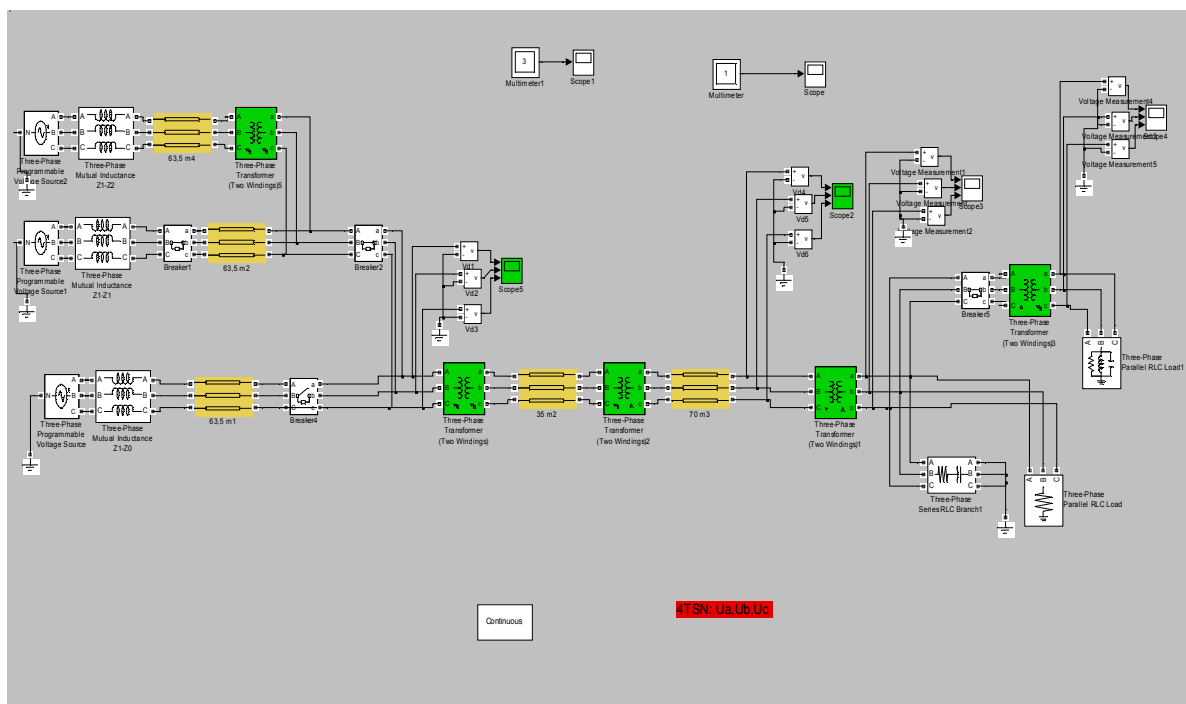


Рис. 2. Полная схема моделирования питания ПС Недокура в программном комплексе «Matlab R2013b»

На рис.3 в качестве иллюстрации представлены результаты расчета качества напряжения в питающей сети 0,4 кВ поселка Недокура и его частотного спектра для схемы рис.1 при питании от «Иркутскэнерго».

В расчетах было принято наличие 11 и 13 гармоник в источнике напряжения 220 кВ амплитудой 2% от основной гармоники, допускаемых ГОСТ-ом.

Сравнение результатов измерения качества напряжения прибором ППКЭ-1-50 в августе 2006 г., и результатов приближенной расшифровки осциллограммы с экрана электроннолучевого осциллографа с результатами расчета по имитационной (математической модели), убедительно показывают адекватность математической модели.

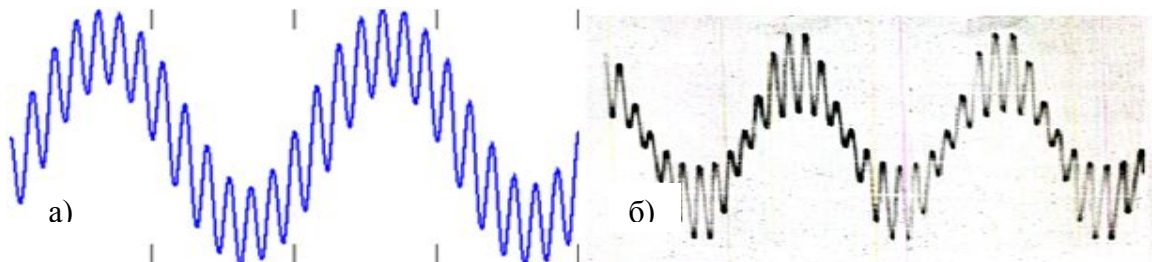


Рис. 3. Результаты расчета качества напряжения (а) и осциллограмма с экрана осциллографа (б) в сети 0,4 кВ п. Недокура при активной нагрузке порядка 50-100 кВт

По разработанной программе были проведены исследования амплитудно-частотных характеристик схемы и переходных процессов, возникающих в исследуемой схеме при наличии в источнике напряжения 11 и 13 гармоник. АЧХ и напряжение фиксировались, как на шинах 10 кВ, так и в сети 0,4 кВ ПС Недокура.

На рис. 4. приведена АЧХ на шинах 10 кВ ПС Недокура, из которой видно, что исследуемая сеть имеет три резонансные частоты: 350 Гц (7- гармоника), 675 Гц (13,5 - гармоника) и 950 Гц (19 - гармоника). Амплитуды указанных гармоник составляют от 70% до 80% от амплитуды частоты 50 Гц.

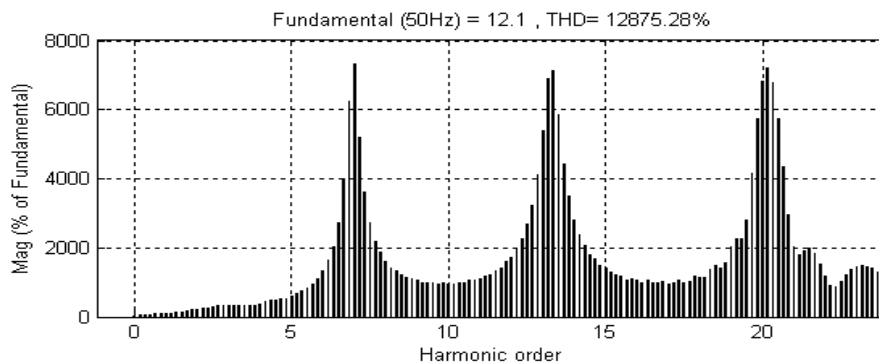


Рис. 4. АЧХ схемы питания п. Недокура при индуктивном и активном сопротивлении источника питания, соответственно 12,5 и 0,12 Ом (максимально возможные амплитуды резонансных частот без мер защиты)

Анализ проведенных исследований схемы сводится к следующему: параметры сети 110 кВ от ПС «Имбинская-220/110» до ПС Болтурино 110/35 и ВЛ 35 кВ длиной 70 км от ПС Болтурино 35/10 до ПС Недокура имеют в своем спектре собственную частоту $f_{рез2}=660-675$ Гц (13-13,5 гармоника). Поэтому 11 и 13 гармоники в этой схеме за счет совпадения частот (явление высокочастотного резонанса) усиливаются до амплитуд достигающих 40-50%, что является причиной повреждений электроники и бытовой техники в летние периоды минимума активной нагрузки.

Классическим способ устранения резонанса на высших гармониках напряжения является установка последовательных L-C фильтров, настроенных на соответствующую частоту.

Индуктивное сопротивление серийных реакторов на 10 кВ не превосходит 0,57 Ом при стоимости порядка 8 млн. руб. (в ценах 2014 г.) поэтому мощность батареи конденсаторов необходимой для фильтра 13 гармоники будет порядка 1400 МВАр (при стоимости порядка 2 млн. руб.). Таким образом, ориентировочная стоимость серийного фильтра для 13 гармоники на 10 кВ примерно 10 млн. руб. Поэтому такие фильтры устанавливаются преимущественно на шинах 10 кВ ГПП Алюминиевых заводов.

Установка таких фильтров в маломощных сетях электроснабжения потребителей представляется экономически не оправданной и технически не реализуемой из-за повышения напряжения за счет «емкостного эффекта» на питающих линиях 110-35 кВ большой протяженностью. Поэтому для рассматриваемой сети предложен следующий вариант: фильтр из индуктивности рассеяния трансформатора ТМ-630\10\0,4 кВ мощностью 250-630 кВА, индуктивное сопротивление которого раз в 20 выше, чем у реактора, и батареи конденсаторов (БК) в обмотке 0,4 кВ мощностью от 40 до 60 кВАр, что примерно в 20 раз ниже по сравнению с классическим реакторным фильтром. За счет этого ориентировочная стоимость такого «фильтра-трансформатора» составляет порядка 400 тыс. руб.

Расчет фильтра для 13 гармоники установленного непосредственно у потребителя нельзя проводить без учета индуктивных сопротивлений всех элементов схемы от 110 до 0,4 кВ, так как индуктивное сопротивление «трансформатора-фильтра» ТМ-630\10\0,4 кВ (10,3 Ом) соизмеримо с индуктивным сопротивлением ВЛ-35, поэтому выбор параметров «фильтра-трансформатора» был проведен по разработанной имитационной модели. При варьировании мощности (емкости) батареи конденсаторов от 20 до 100 кВАр и анализе АЧХ было установлено, что оптимальная мощность БК лежит в диапазоне 40-60 кВАр. На рис.5 приведены осциллограмма напряжения на шинах 10 кВ исследуемой схемы при установке «фильтра-трансформатора» на ПС с мощностью батареи конденсаторов 60 кВАр.

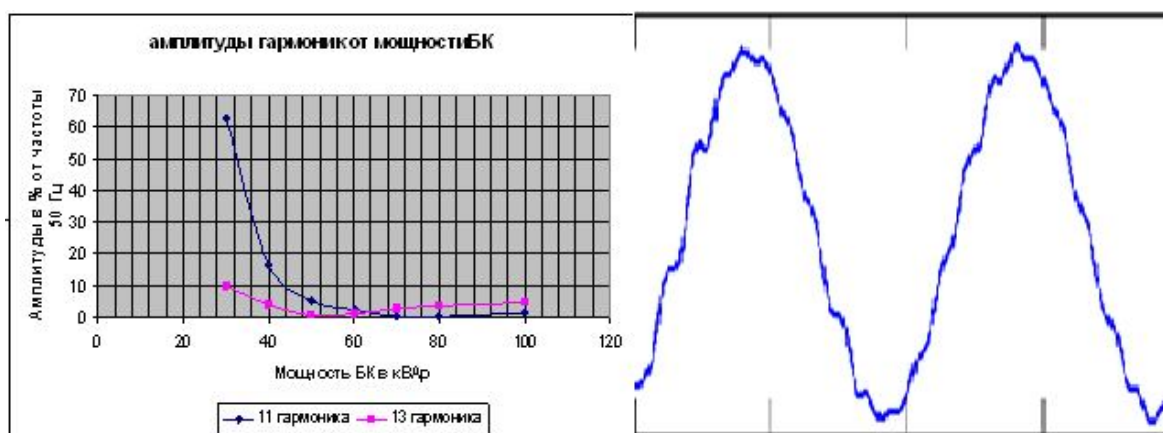


Рис. 5. Зависимость амплитуд 11 и 13 гармоник в сети 0,4 кВ ПС Недокура от мощности БК (а) и осциллограмма напряжения на шинах 10 кВ при мощности БК 60 кВАр (б)

Из приведенных зависимостей видно, что оптимальной мощностью БК является мощность 60-65 кВАр.

Выводы:

1. Для сетей 35-110 кВ ПАО «МРСК Сибири» характерна малая плотность нагрузок, большая протяженность сетей, высокий процент искажающих нагрузок. За счет Аллюминиевых заводов в сети генерируются, в основном 11 и 13 гармоники, уровень которых достигает 2% и более в питающей сети 220-500 кВ.
2. Параметры сети при наличии длинных и слабо нагруженных ВЛ 35-110 кВ усиливают эти гармоники за счет собственных резонансных частот близких к этим гармоникам (на примере ПС Недокура) до амплитуд достигающих 40-50%, что является причиной повреждений электроники и бытовой техники у потребителей в летние периоды минимума активной нагрузки.
3. Классический способ устранения резонанса на высших гармониках напряжения в виде фильтра из последовательно соединенного бетонного реактора и емкости (L-C фильтр) оказываются дорогостоящими и нереализуемыми из-за большой емкости. Поэтому наиболее экономичным является использование «фильтра-трансформатора» (мощностью 400-630 кВА) с батареей конденсаторов в обмотке 0,4 кВ мощностью 50-70 кВАр (определяется расчетами в зависимости от параметров схемы).

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
2. Курбацкий В.Г. Анализ распространения высших гармоник в электрических сетях // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ: Энергетика. - Минск. - 1993. - №11-12. - С.25-30.
4. Смирнов С.С., Коверникова Л.И. Влияние коммутаций в сети на режим высших гармоник // Пром. энергетика. – 2000. – №8. – С. 45–49.
5. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 331 с.

**ВОЗДУШНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР КАК РЕЗОНАНСНОЕ УСТРОЙСТВО
БЕСПРОВОДНОЙ ПЕРЕДАЧИ ЭНЕРГИИ**

Будько А.А., Исаев Ю.Н., Васильева О.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Аннотация.

Объектом исследования являются индуктивно связанные катушки различной конфигурации по типу воздушного трансформатора. В результате исследования рассмотрен один из основных способов беспроводной передачи энергии путем явления магнитно-резонансной индукции, получены резонансные характеристики индуктивно-связанных контуров и распределение плотности тока в поперечном сечении проводника в ComsolMultiphysics.

Введение.

Впервые опыты по беспроводной передаче энергии были продемонстрированы Николой Теслой в 1893 году на выставке в Чикаго. Он показал беспроводное освещение люминесцентными лампами в проекте Колумбовской всемирной выставки.

В настоящее время технологии беспроводной передачи электрической энергии переживают бурное развитие, связанное с огромным количеством потребителей, желающих получать энергию без проводов [1].

Способы беспроводной передачи энергии.

Понятие «беспроводная передача энергии» является собирательным термином, который относится к числу различных технологий для передачи энергии с помощью электромагнитных полей.

Возможные методы передачи беспроводной передачи электроэнергии представлены на рисунке 1 [2].

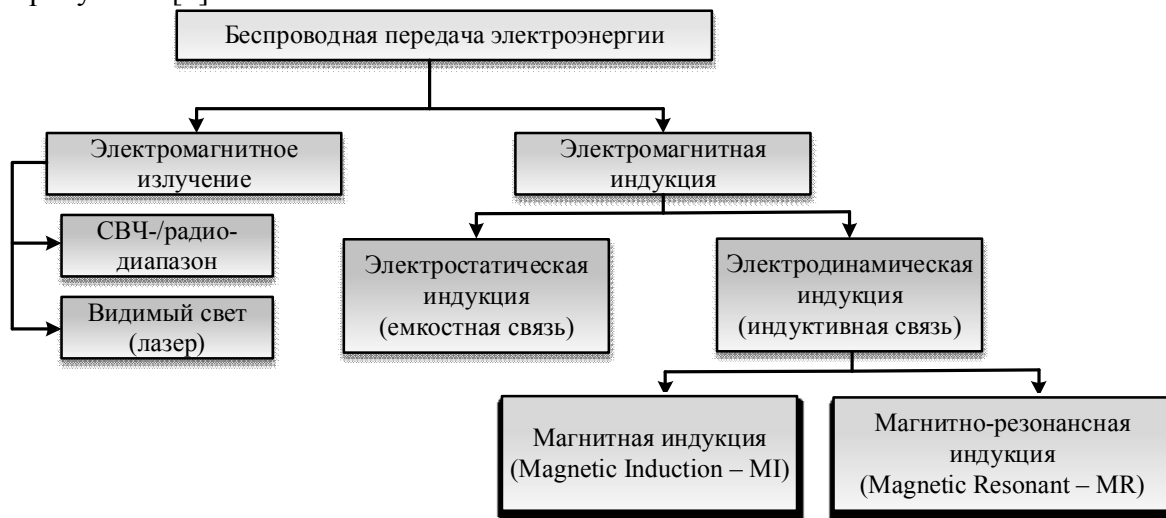


Рис. 1. Методы беспроводной передачи энергии

Создание модели.

Постановка задачи исследования сводится к тому, чтобы получить оптимальные параметры катушки при передаче энергии беспроводным путем с максимальной эффективностью на расстоянии, не превышающим размеры комнаты. Передающая катушка должна иметь такие размеры, чтобы она удовлетворяла условиям практичности и целесообразности ее установки.

В целях упрощения описания методики расчетов и построения электромагнитных полей возьмем катушку в форме круговых колец радиусом $R=0,25$ м выполненного из медного провода кругового сечения, имеющего радиус $r=5$ мм (рис. 2).

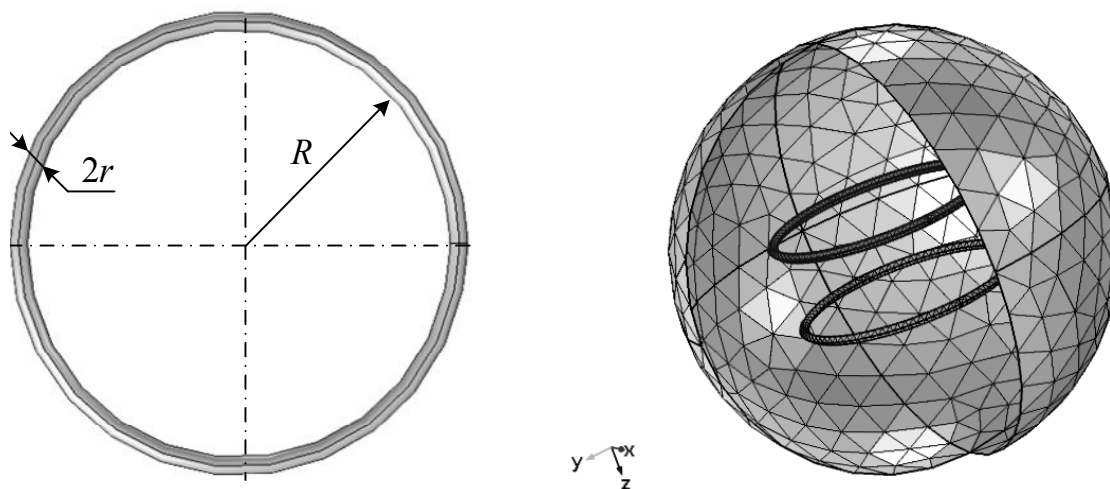


Рис. 2. Создание рабочей области системы двух колец

Сделаем расчет плотности распределения тока в поперечном сечении проводника с помощью системы уравнений Максвелла, которая позволяет получить уравнение для векторного магнитного потенциала \mathbf{A} .

Уравнение для постоянного тока, связывающее магнитную индукцию \mathbf{B} и векторный магнитный потенциал \mathbf{A} , описывается выражением [3]:

$$\mathbf{B} = \nabla \mathbf{A} = \begin{pmatrix} \mathbf{i} & \mathbf{j} & \mathbf{k} \\ \frac{\partial}{\partial x} & \frac{\partial}{\partial y} & \frac{\partial}{\partial z} \\ A_x & A_y & A_z \end{pmatrix} = \mathbf{i} \left(\frac{\partial}{\partial y} A_z - \frac{\partial}{\partial z} A_y \right) + \mathbf{j} \left(\frac{\partial}{\partial z} A_x - \frac{\partial}{\partial x} A_z \right) + \mathbf{k} \left(\frac{\partial}{\partial x} A_y - \frac{\partial}{\partial y} A_x \right) \quad (1)$$

Уравнение для постоянного тока, связывающее напряженность магнитного поля \mathbf{H} и вектор плотности тока \mathbf{J} , описывается выражением:

$$\nabla \mathbf{H} = \begin{pmatrix} \mathbf{i} & \mathbf{j} & \mathbf{k} \\ \frac{\partial}{\partial x} & \frac{\partial}{\partial y} & \frac{\partial}{\partial z} \\ H_x & H_y & H_z \end{pmatrix} = \mathbf{i} \left(\frac{\partial}{\partial y} H_z - \frac{\partial}{\partial z} H_y \right) + \mathbf{j} \left(\frac{\partial}{\partial z} H_x - \frac{\partial}{\partial x} H_z \right) + \mathbf{k} \left(\frac{\partial}{\partial x} H_y - \frac{\partial}{\partial y} H_x \right) = \mathbf{J} \quad (2)$$

Сочетая выражения (1) и (2) получаем уравнение Пуассона для векторного потенциала \mathbf{A} через плотность тока \mathbf{J} :

$$\Delta \mathbf{A} = \frac{\partial^2}{\partial x^2} \mathbf{A} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} \mathbf{A} + \frac{\partial^2}{\partial z^2} \mathbf{A} = \mathbf{J} \quad (3)$$

Для переменного тока, решая уравнение Гельмгольца относительно выражения (1) получается следующее выражение:

$$\left(j\omega\sigma - \omega^2 \varepsilon_0 \varepsilon \right) \mathbf{A} + \nabla \mathbf{H} = \mathbf{J}, \quad (4)$$

где $\omega = 2\pi f$ – угловая частота;

σ – удельная электрическая проводимость проводника;

ε – диэлектрическая проницаемость вещества;

ε_0 – диэлектрическая проницаемость в вакууме.

Чтобы провести расчет представленных выше уравнений, используем программно-математический пакет Comsol Multiphysics, работающего по принципу метода конечных элементов. Результаты расчетов представлены на рис. 3-5.

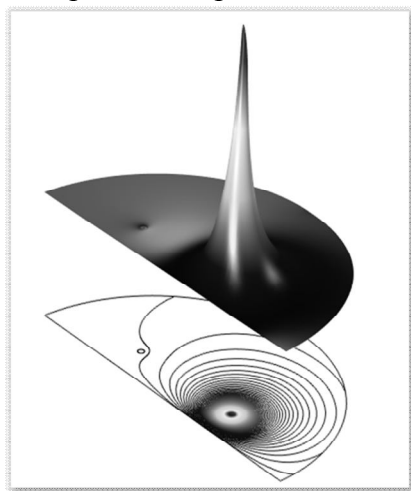


Рис. 3. Поле распределения вектора магнитного потенциала \mathbf{A} по поверхности катушки

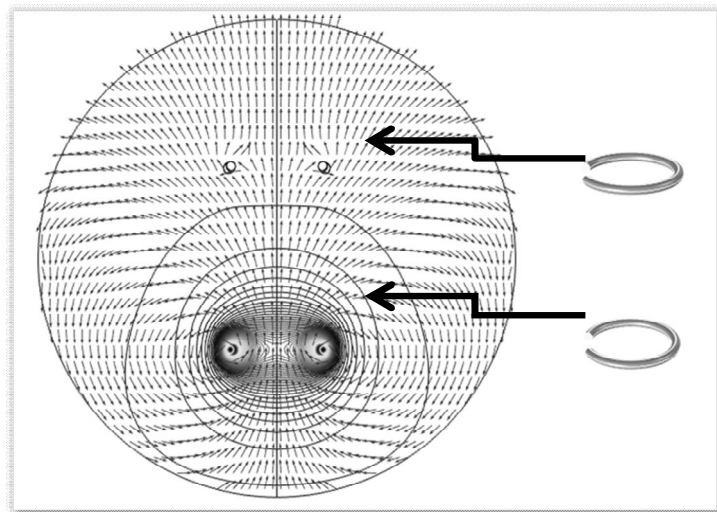


Рис. 4. Распределение поля магнитного потока в виде нормированных векторов, указывающих направление и интенсивность поля в виде изолиний

Вследствие скин-эффекта большая часть значения тока протекает в поверхностном слое катушки, таким образом, значительная часть поперечного сечения катушки становится неиспользуемой. Результаты моделирования распределения плотности тока J [А/м²] приведены на рисунке 5.

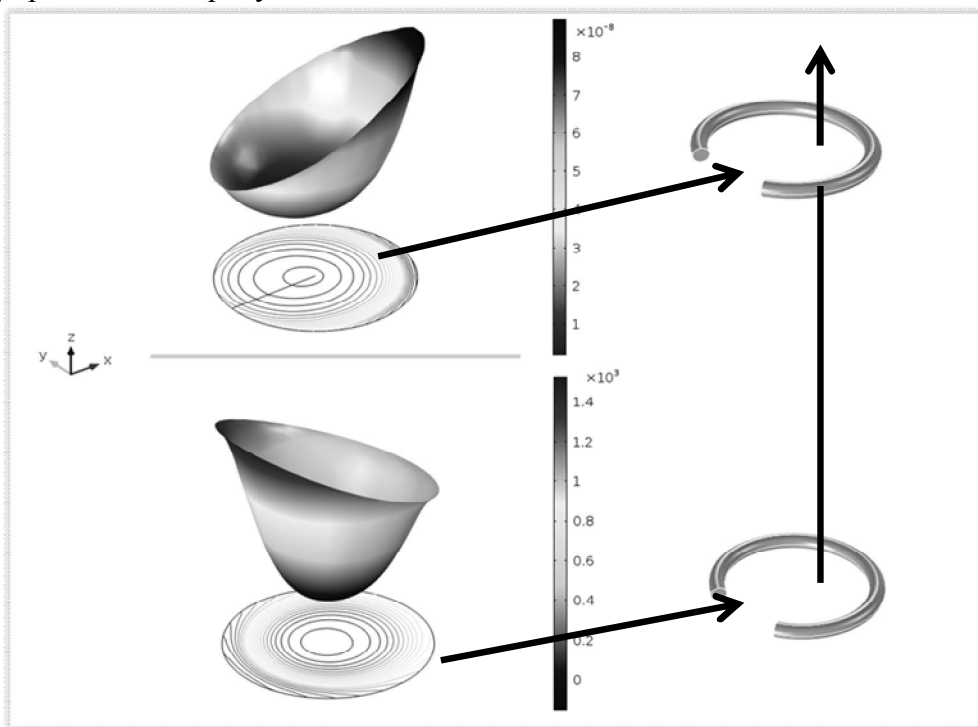


Рис. 5. Распределение плотности тока в поперечном сечении проводника при частоте $f=100$ Гц

Выводы.

В настоящей работе проведено изучение технологии беспроводной передачи энергии между двумя катушками. Несмотря на то что, данная технология в России не имеет должного уровня исследования и описания, она является перспективной в развитии интеллектуальных систем.

ЛИТЕРАТУРА

1. Kamil A. Grajski, R. Tseng, C. Wheatley. Qualcomm Incorporated. Loosely-coupled wireless power transfer: physics, circuits, standards. – IEEE, 2012.
2. Wireless power transfer. [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org>.
3. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теоретическая физика Т. 8: Электродинамика сплошных сред. – М.: Наука, 1992. – 664 с.

РОСТ УРОВНЕЙ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ – СДЕРЖИВАЮЩИЙ ФАКТОР РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ

Рахимов Дж.Б., Гусев Ю.П.

Национальный исследовательский университет Московский энергетический институт, г.Москва

Политика развития электроэнергетики большинства стран мира, направлены на повышение уровня благосостояния населения и дальнейшего развития экономики страны. В целях эффективного и надёжного исполнения вышеуказанных задач, в первую очередь осуществляется реализация повышения генерирующего потенциала, в том числе за счет строительства новых объектов и модернизации действующих генерирующих электростанций. При этом уровень токов коротких замыканий в сетях различного напряжения электроэнергетических систем (ЭЭС) в той или иной степени возрастают. Параметры установленного на электростанциях и подстанциях энергосистемы электротехнического оборудования могут оказаться не соответствующими возрастающим значениям токов КЗ, что приведет к росту аварийности и значительным затратам на восстановление работы ЭЭС. Таким образом, вопрос о проблеме роста уровней токов коротких замыканий в сетях ЭЭС становится актуальным. В данной работе на примере ЭЭС Таджикистана рассматриваются способы решения вышеуказанной проблемы.

Для моделирования ЭЭС Таджикистана был выбран программно – технический комплекс NEPLAN. NEPLAN является программное средство, применяемое во всем мире для сетевого планирования, моделирования и анализа. NEPLAN используется в более 80 странах мира и в более 600 электрических компаний.

Программный комплекс NEPLAN даёт возможность рассчитывать потокораспределение мощности в электрических сетях энергосистем методами итерации Ньютона – Рафсона, итерации по току, падением напряжения и установившийся режим по постоянному току. Расчеты токов коротких замыканий также выполняются методиками рекомендуемыми стандартами IEC909, IEC60909 2.1, ANSI 37.10 2.2, ANSI 37.13 и методом наложения.

Программный комплекс NEPLAN представляет собой набор из 42 модулей, каждый из которых предназначен для решения конкретной задачи, например расчета токов короткого замыкания, релейной защиты, надёжности, потокораспределения мощности и т.д. Фрагмент схемы расчетной математической модели энергосистемы Таджикистана представлен на рис.1.

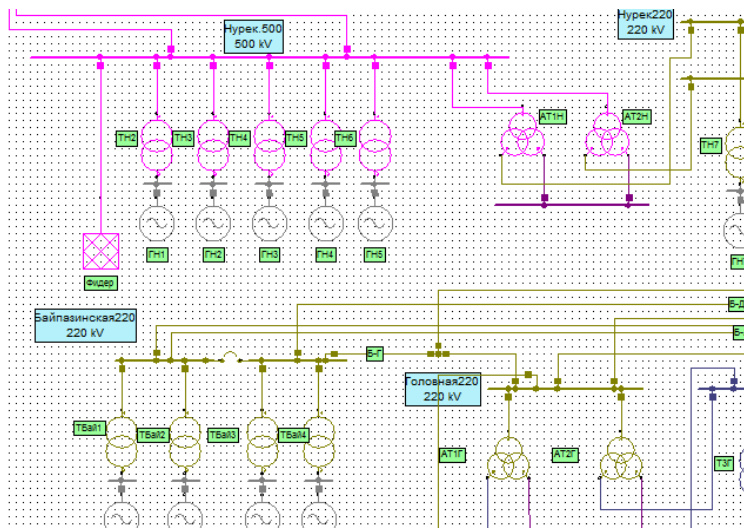


Рис. 1. Фрагмент схемы расчетной математической модели энергосистемы Таджикистана

В ходе расчета токов коротких замыканий на шинах подстанций и электростанций действующей ЭЭС Таджикистана программным комплексом NEPLAN определены максимальные уровни токов трехфазных и однофазных КЗ при включенном и отключенном положении шиносоединительных выключателей (ШВ). Для верификации расчетной модели использовались результаты расчета токов коротких замыканий в ЭЭС Таджикистана.

В таблице 1 приведены полученные значения максимальных токов КЗ на шинах подстанций и электростанций ЭЭС Таджикистана при включенном положении ШВ расчетным моделям и полученные данные о токах КЗ от ОАХК «Барки Точик».

Таблица 1. Величины максимальных токов КЗ на шинах подстанций и электростанций ЭЭС Таджикистана

Напряжение сети, кВ	Токи КЗ			
	Расчетные		Данные от ОАХК «Барки Точик»	
	$I_K^{(3)}$, кА	$I_K^{(1)}$, кА	$I_K^{(3)}$, кА	$I_K^{(1)}$, кА
110	20,302	24,926	17,24	19,545
220	26,503	27,116	27,515	34,769
500	13,22	13,4	13,8	17,28

Из таблицы 1 видно, что результаты расчета токов КЗ полученных с помощью математической модели и данные, полученные от ОАХК «Барки Точик» совпадают с учетом некоторых погрешностей. Минимальная погрешность составляет 3,7%, максимальная погрешность 15,1%.

Полученные результаты от математической модели токов КЗ с учетом увеличения выработки мощности на 25%, позволили построить интегральные кривые распределения максимальных уровней токов КЗ в сетях 110 – 220 кВ по числу узлов (рис.2 и рис.3).

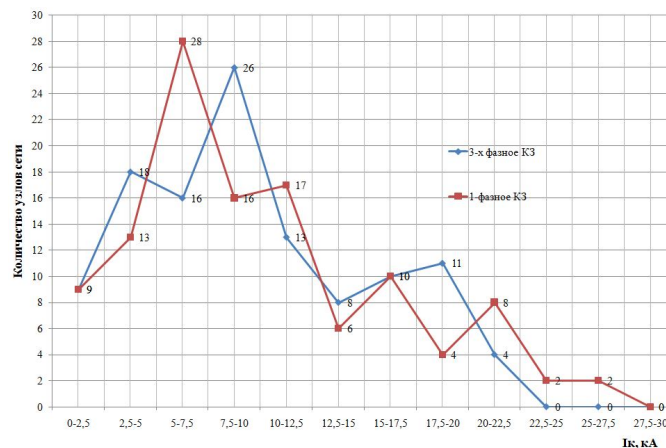


Рис. 2. Распределение токов КЗ на шинах 110 кВ подстанций и электростанций ЭЭС Таджикистан с учетом развития сети

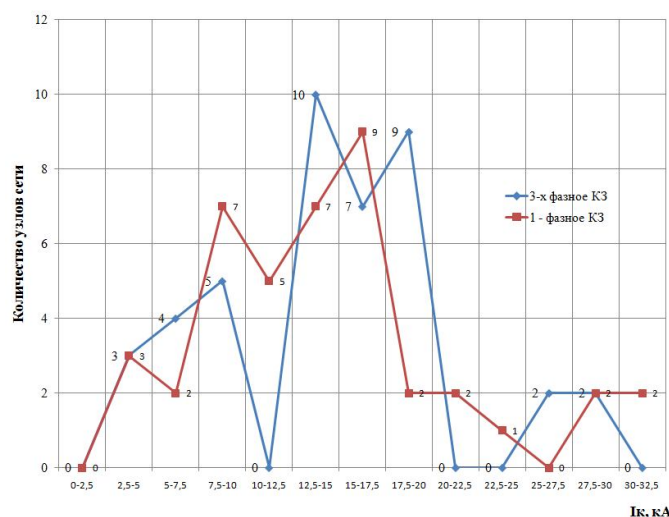


Рис. 3. Распределение токов КЗ на шинах 220 кВ подстанций и электростанций ЭЭС Таджикистан с учетом развития сети

Анализ кривых показывают, что максимальный уровень токов трехфазных и однофазных КЗ в подавляющем большинстве подстанций и электростанций не превышают 40 кА, причем максимальный уровень токов однофазных КЗ превышает токов трехфазных КЗ. Это обстоятельство приводит к необходимости проверки коммутационным способностям выключателей по току однофазного КЗ и утяжеляет условия работы выключателей, так как однофазные КЗ возникают чаще, чем трехфазные КЗ (соответственно 60-95% против 1-5% всех случаев КЗ в сетях).

Важно отметить, что в подстанции Джангал на 10 присоединениях установлены масляные выключатели типа МКП с номинальным током отключения 20 кА. Эти выключатели не способны отключить токов трехфазного и однофазного КЗ, так как в подстанции Джангал ток трехфазного КЗ составляет 20,437 кА, а ток однофазного КЗ составляет 24,165 кА. Для ограничения токов КЗ применили статического деления сети. При статической деление сети ток КЗ почти в 2 раза уменьшается. На рис.4 показаны результаты токов КЗ при статической деление сети.

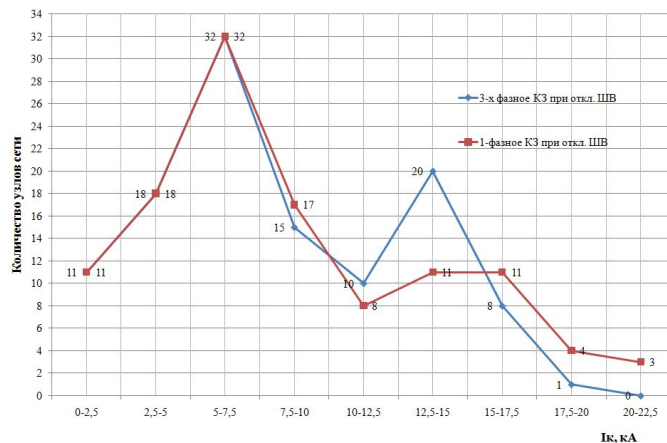


Рис. 4. Распределение токов КЗ на шинах 110 кВ подстанций и электростанций ЭЭС Таджикистан при статической деление сети

Как видно из рис. 4, токи КЗ при статической деление сети в 1,5 – 2 раза уменьшаются. Отрицательное влияние статического деления сети состоит в нарушении естественного потокораспределения активной мощности. Это сопряжено с ростом потерь мощности и напряжений. На рис. 5 показано уровни напряжений в электрических сетях 110 кВ рассматриваемой ЭЭС.

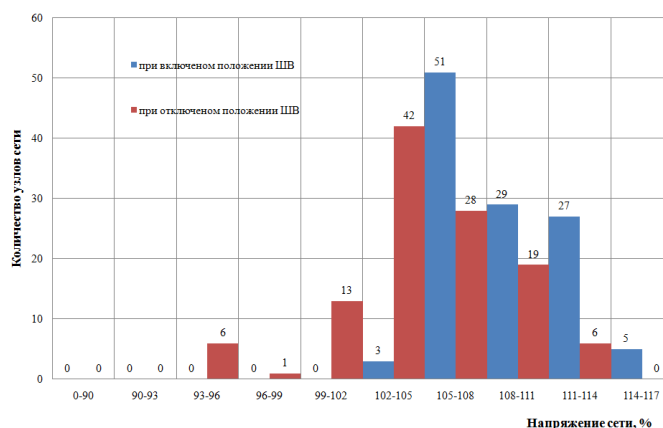


Рис. 5. Уровни напряжений в сетях 110 кВ ЭЭС при включенном и отключенном положении ШВ

Согласно ГОСТ 13109-97 2.4 нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения ΔU на выводах приемников электрической энергии должны соответствовать ± 5 и $\pm 10\%$ от номинального напряжения электрической сети. Из рис.5 видно, что при статическом делении сети отклонение напряжение в сети находится в области допустимости. Так, статическое деление в рассматриваемой ЭЭС в сетях 110 кВ и выше приводит к увеличению активной мощности с 106 МВт до 112,5 МВт. Здесь стоимость потерь электроэнергии в несколько раз меньше затрат на замену выключателей с необходимыми номинальными токами отключения. Следовательно, статическое деление сети объективно оказывается основным наиболее эффективной и малозатратным методом ограничения токов КЗ.

ВЫВОДЫ

1. Координация уровней токов КЗ в электрических сетях ЭЭС является важнейшим способом повышения надежности работы энергосистем.

2. Всем электроэнергетическим системам целесообразно рекомендовать провести работу по координации уровней токов КЗ в сетях различного напряжения и ввести эту работу в регламент работ эксплуатационных и технико – экономических служб.

ЛИТЕРАТУРА

1. IEC 60909-0. Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Calculation of currents. 2001. – 148 p.
2. IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis. ANSI/IEEE C37.010-1999. – 81 p.
3. Неклепаев Б.Н. Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах. - Москва: Энергия, 1978. – 152 с.
4. Межгосударственный стандарт ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» (введен в действие постановлением Госстандарта РФ от 28 августа 1998 г. N 338).- 52 с.

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПУТЕМ РЕГИСТРАЦИИ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ

Федосов Е. М., Зиялtdинова Л. Ф.

Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа,

В процессе эксплуатации высоковольтного оборудования (ВВО) очень часто выявляются различные технологические и конструкторские дефекты, таких как трещина, разъедание, неоднородность материалов изделия, наличия воздушных включений и т.д. Применение методов неразрушающего контроля так же способствует значительному уменьшению потерь по времени и сокращению материальных затрат при ремонте. Наиболее эффективным и новым методом выявления характерных для изоляции дефектов является метод измерения частичных разрядов, который определяет уровень микрокоронных разрядов в теле изоляции ВВО.

Частичный разряд – это искровой разряд небольшой мощности, который образуется внутри высоковольтной изоляции, или на ее поверхности. Наибольшую опасность для оборудования представляют не сами разряды, а результат их воздействия на изоляцию - периодически повторяющиеся частичные разряды разрушают высоковольтную изоляцию. Частичные разряды появляются в слабом месте оборудования под воздействием переменного напряжения и приводят к постепенному развитию дефекта и разрушению изоляции при дальнейшей эксплуатации оборудования, эти дефекты развиваются и растут [1]. Увеличение размеров дефекта приводит к дуговому пробое всего изоляционного промежутка. ЧР возникают в области локальных дефектов, т. е. в местах, где изоляция ослаблена, например, из-за наличия газовых включений (полостей) (рис 1. a,b,c,d), повышенной напряженности электрического поля у острых кромок металлических элементов изоляционных конструкций (электродов) (рис. 1 e,f) или нахождения проводящих частиц, внесенных в изоляцию при ее изготовлении или в ходе эксплуатации (рис. 1 g,h) .

Метод частичных разрядов эффективен для выявления дефектов в высоковольтной изоляции. Оценка амплитуды ЧР, повторяемости, мощности – неотъемлемая часть ЧР.

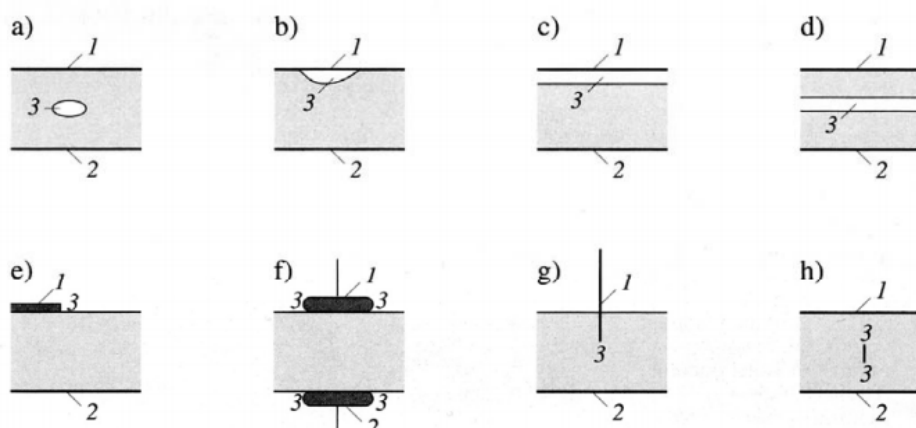


Рис. 1 Типичные примеры внутреннего ЧР:
 1,2 – электроды, 3 - область частичного пробоя

Метод отличается от ранее известных методов отсутствием разрушающего воздействия на изоляцию, так как подводимое к кабелю напряжение не превышает амплитуды номинального. Для оценки состояния изоляции ВВО и определения параметров ЧР, таких как повторения число ЧР можно воспользоваться схемой замещения изоляции, в которой происходят ЧР, показанной на рис. 2 [2].

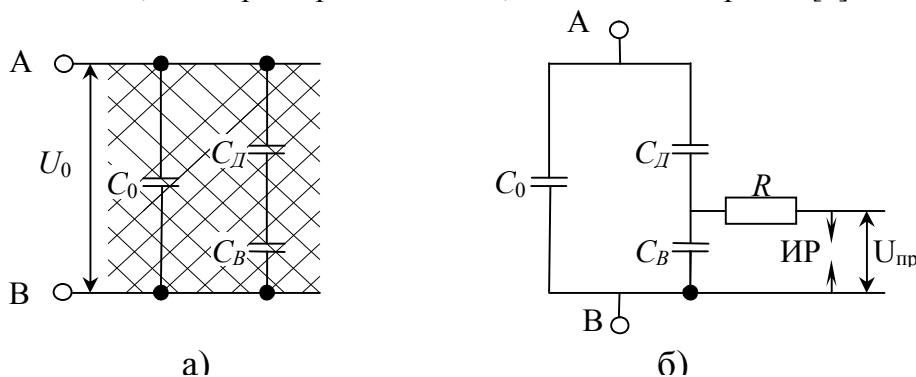


Рис. 2. Схема изоляции с воздушным включением (а) и схема замещения при ЧР (б).
 C_0 – емкость участка диэлектрика без включения C_B – емкость включения, C_D – емкость неповрежденного участка диэлектрика, включенного последовательно с газовым включением, ИР – разрядник, имитирующий пробой газового промежутка, R – сопротивление канала разряда, в котором рассеивается энергия разряда

За меру интенсивности единичного частичного разряда принимают так называемый кажущийся заряд:

$$Q = \Delta U \cdot C \quad (1)$$

При применении контактных методов измерений (тока и напряжения) основным параметром является кажущийся заряд Q , характеризующий реакцию цепи на ЧР в объекте контроля. Сложность задачи измерений здесь заключается в необходимости учета индивидуальных особенностей электрической схемы и конструкции объекта, параметров элемента связи объекта и измерительного устройства и от прочих факторов. В реальных эксплуатационных условиях задача измерений усложняется помехами, источники которых не могут быть устранены.

Наиболее распространен электрический метод регистрации ЧР. Принцип его состоит в регистрации скачка напряжения на изоляции Δu , пропорционального энергии частичного разряда, за время $10^{-7} \dots 10^{-8}$ с.

Опытным путем установлено, что при $q=10^{-16}..10^{-14}$ Кл происходит относительно медленное старение изоляции, а при $q=10^{-9}..10^{-6}$ Кл изоляция разрушается за очень короткое время и такие частичные разряды недопустимы даже при испытаниях повышенным напряжением.

В настоящее время ведущие позиции в мире по данному направлению занимает германская фирма SebaKMT. Одной из разработок фирмы SebaKMT является система диагностики CDS. Диагностика кабельных линий аппаратурой CDS позволяет получить так называемую интегральную оценку состояния изоляции. Диагностика при помощи системы CDS производится по принципу измерения возвратного напряжения (RVM) и тока релаксации (IRC).

Заключение о возможности эксплуатации делается исходя из нормированных параметров ЧР, полученных опытным путем. В настоящее время не накоплено достаточного опыта оценки состояния изоляции электрооборудования и прогнозирования ее остаточного ресурса по характеристикам ЧР.

К примеру, в таблице 1 приведены нормированные параметры ЧР для определения технического состояния кабельной линии с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 6-10 кВ, полученные в течение 10 лет ООО «Тест» (г.Пермь) [3]. Напряжение возникновения оказывает наиболее разрушающее действие при частых и наименьших значениях.

Таблица 1.

№	Диагностический параметр	Заключение о возможности эксплуатации			
		в течение 5 лет	в течение 1 года	Ремонт в течение 1 года	не подлежит
1	Уровень ЧР (Q), пКл	1 200	1200-5000	5000-10500	>10 500
2	Число ЧР (N), с ⁻¹	0,066	0,066-0,23	0,23-0,7	>0,7
3	Напряжение Возникновения ЧР, кВ	14	8 – 14	5-8	< 5

Техническое обслуживание и ремонт электрооборудования могут осуществляться на основании результатов технического диагностирования. Метод диагностики по частичным разрядам позволяет на ранней стадии определить процесс развития пробоя изоляции высоковольтного оборудования, что исключает аварийные ситуации на предприятиях и дает возможность в плановом порядке производить его ремонт [4].

ЛИТЕРАТУРА

1. Ф. Р. Кувандыков, Е. М. Федосов, Ф.Р. Исмагилов. Методы селекции сигналов частичных разрядов в силовых кабельных линиях. Электротехнические комплексы и системы./Материалы всероссийской научно-практической конференции,–Уфа, УГАТУ 2015. – с. 11-14
2. Федосов Е.М. Частичные разряды в элементах электротехнических комплексов: диссертация ... кандидата технических наук: 05.09.03. — Уфа, 2009. — 136 с.
3. Вдовико В.П., Частичные разряды в диагностировании высоковольтного оборудования., Новосибирск: Наука, 155 с., (2007).
4. E. Gockenbach and W. Hauschild. "The selection of the frequency range for HV on-site testing of extruded insulation cable systems," IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 16. no. 6. pp. 11-16. 2000.

АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ ДУГОВЫХ ЭЛЕКТРОПЕЧЕЙ

Шурыгин Ю.А.

Липецкий государственный технический университет, г. Липецк

По сравнению с развитыми и развивающимися странами Российская Федерация обладает значительной удельной энергоемкостью экономики. Существующий значительный нереализованный потенциал организационного и технологического энергосбережения составляет более 1/3 от общего потребления топливно-энергетических ресурсов. В рамках реализации энергетической стратегии России поставлена задача снижения удельной электроемкости ВВП к концу 2035 г. до уровня 39 % относительно показателей 2010 г. Сформулирована новая роль топливно-энергетического комплекса, которая заключается в переходе от «локомотива развития» к «стимулирующей инфраструктуре», обеспечивающей развитие отечественной экономики. Определенные изменения наблюдаются в правилах оплаты активной мощности и электроэнергии. Потребитель оплачивает за расчетный период среднее арифметическое максимальных значений почасовых объемов потребления электроэнергии в каждые рабочие сутки расчетного периода. Указанные максимальные значения вычисляются в устанавливаемые системным оператором плановые часы пиковой нагрузки. Реализованный переход от оплаты заявленной активной мощности к оплате фактической активной мощности изначально представляется более выгодным для потребителей электроэнергии. Однако отмеченные изменения сопровождаются увеличением стоимости активной мощности, величина которой в период с 01.07.2015 г. по 01.07.2019 г. увеличится на 30 % с 144686,52 руб./МВт · мес до 174208,71 руб./МВт · мес, соответственно. В сложившейся ситуации для энергоемких потребителей мероприятия организационного и технологического энергосбережения приобретают особую значимость.

Дуговые электропечи металлургических комбинатов являются наиболее энергоемкими приемниками электроэнергии, для которых характерен циклический режим работы. Организация электрических режимов группы электротермических установок положительно влияет на функционирование системы электроснабжения, а также позволяет сократить затраты предприятия на покупку электроэнергии и активной мощности. Для согласования графиков нагрузки группы дуговых электропечей предлагается использовать аппаратный комплекс, содержащий следующие функциональные части: пусковая; функциональная, предназначенная для ввода данных; метрологическая; логическая; исполнительная; передающая. Для включения аппаратного комплекса используется пусковая часть. Функциональная часть для ввода данных необходима для занесения информации о потреблении активной мощности производственными установками металлургического предприятия. Метрологическая часть выполняет функции контроля реализации технологических маршрутов. Логическая часть осуществляет анализ полученной информации и определяет моменты запуска дуговых сталеплавильных печей (ДСП) и агрегатов печь-ковш (АПК). Исполнительная часть предназначена для передачи сигналов на запуск дуговых электропечей оперативному персоналу. Передающая часть позволяет производить транспортировку информации между элементами аппаратного комплекса.

Структурная схема аппаратного комплекса представлена на рис. 1. Сплошными линиями указаны каналы, по которым происходит передача сигналов между элементами аппаратного комплекса, а пунктирными линиями – каналы, предназначенные для передачи сигналов на запуск в работу его элементов. Аппаратный

комплекс имеет: интеллектуальный терминал пуска комплекса (ИТПК); интеллектуальный терминал нагрузки (ИТН); интеллектуальный терминал мощности и технологического процесса (ИТМиТП); интеллектуальные терминалы первой группы ИТ1-1...ИТ1- $N_{\text{ДСП}}$ для числа $N_{\text{ДСП}}$ ДСП; интеллектуальные терминалы второй группы ИТ2-1...ИТ2- $N_{\text{АПК}}$ для числа $N_{\text{АПК}}$ АПК; интеллектуальные терминалы третьей группы ИТ3-1...ИТ3- $N_{\text{МНЛЗ}}$ для числа $N_{\text{МНЛЗ}}$ машин непрерывного литья заготовок (МНЛЗ); интеллектуальные терминалы четвертой группы ИТ4-М-1...ИТ4-М- $N_{\text{М}}$ для остальных производственных установок (ОПУ), используемых в технологических маршрутах, имеющих количество видов М и число в каждом из них $1 \dots N_{\text{М}}$.

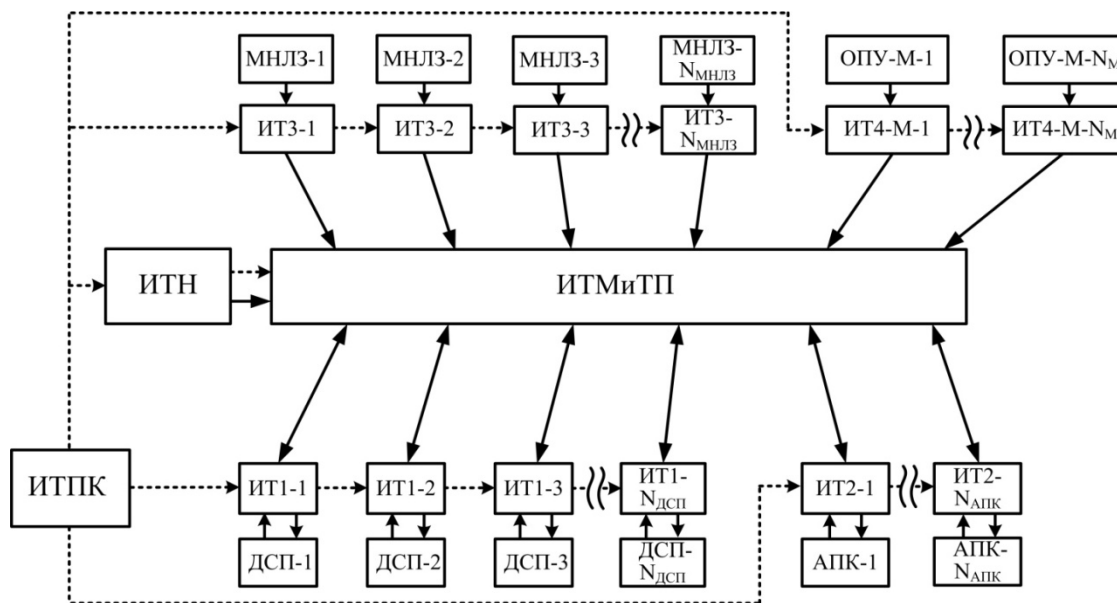


Рис. 1. Структурная схема аппаратного комплекса регулирования режимов ДСП и АПК

Каждая ДСП и каждый АПК выступают в качестве объектов регулирования. Можно выделить следующие состояния ДСП: 1 – начало периода расплава; 2 – окончание периода расплава (начало периода плавления); 3 – окончание периода доводки (начало простоя печи). Характерный пример графика нагрузки ДСП представлен на фигуре 2. Интервал времени 1-2 равен длительности периода расплава, 2-3 – продолжительности периодов плавления и доводки, 3-1 – времени простоя. При функционировании АПК можно выделить следующие состояния: 6 – начало периода работы; 7 – окончание периода работы (начало простоя агрегата). Характерный пример графика нагрузки АПК представлен на фигуре 3. Интервал времени 6-7 равен длительности периода работы АПК, а 7-6 – времени простоя АПК.

ИТПК непосредственно на интеллектуальные терминалы подает сигнал 0 на включение и сигнал 10 на отключение аппаратного комплекса. ДСП оснащаются интеллектуальными терминалами первой группы ИТ1-1...ИТ1- $N_{\text{ДСП}}$, каждый из которых выполняет функции: передает информацию о состоянии соответствующей ДСП на ИТМиТП, а именно в течение периода времени 1-2 передает сигнал 1, 2-3 – сигнал 2, 3-1 – сигнал 3; получает информационный сигнал от оперативного персонала о готовности соответствующей ДСП к запуску в работу, при неготовности к запуску ДСП передает на ИТМиТП сигнал 4, а при готовности к запуску ДСП – сигнал 5; подает сигнал оперативному персоналу на запуск соответствующей готовой к запуску ДСП при условии поступления с ИТМиТП сигнала на запуск соответствующей ДСП. АПК снабжаются интеллектуальными терминалами второй группы ИТ2-1...ИТ2- $N_{\text{АПК}}$,

каждый из которых выполняет функции: передает информацию о состоянии соответствующего АПК на ИТМиТП, а именно в течение периода времени 6-7 передает сигнал 6, 7-6 – сигнал 7; получает информационный сигнал от оперативного персонала о готовности соответствующего АПК к запуску в работу, при неготовности к запуску АПК передает на ИТМиТП сигнал 8, а при готовности к запуску АПК – сигнал 9; подает сигнал оперативному персоналу на запуск соответствующего готового к пуску АПК при поступлении с ИТМиТП сигнала на запуск соответствующего АПК. МНЛЗ оснащаются интеллектуальными терминалами третьей группы ИТ3-1...ИТ3- $N_{\text{МНЛЗ}}$, каждый из которых контролирует остаточное время разливки металла из ковша и передает эту информацию на ИТМиТП.

Для M числа видов ОПУ, используемых в технологических маршрутах, предназначены интеллектуальные терминалы четвертой группы ИТ4-М-1...ИТ4-М- N_M , каждый из которых контролирует остаточное время выполнения технологических операций на соответствующей производственной установке и передает эту информацию на ИТМиТП.

ИТН передает на ИТМиТП величину прогнозируемого потребления активной мощности металлургическим предприятием за каждый фиксированный час суток с 0^{00} до 24^{00} , а также допустимое значение активной мощности. Потребление активной мощности металлургическим предприятием за каждый фиксированный час суток складывается из активной мощности, потребляемой ДСП, АПК и остальными приемниками электроэнергии металлургического предприятия за соответствующий фиксированный час суток. Данные о величине прогнозируемого потребления активной мощности, потребляемой металлургическим предприятием за каждый фиксированный час суток с 0^{00} до 24^{00} , заносятся в ИТН ежедневно на последующие сутки вперед на основании прогноза, выполняемого коммерческим диспетчером. Величина допустимого значения активной мощности также вводится коммерческим диспетчером. В качестве допустимого значения активной мощности может выступать индивидуально выбранное для металлургического предприятия значение активной мощности.

ИТМиТП содержит информацию о реализуемых технологических маршрутах при плавке стали заданного сортамента, для каждого из которых известны: производственные установки, используемые в определенной последовательности, временные диапазоны выполнения производственных операций на каждой производственной установке, величина активной мощности, потребляемой каждой установкой. Корректировки заданного технологического маршрута заключаются в изменении последовательности использования производственных установок, продолжительности выполнения производственных операций на производственных установках, а также добавлении или удалении некоторых производственных установок, и вносятся в ручном режиме оперативным персоналом. ИТМиТП выполняет следующие функции: получает сигналы с интеллектуальных терминалов первой группы ИТ1-1...ИТ1- $N_{\text{ДСП}}$, второй группы ИТ2-1...ИТ2- $N_{\text{АПК}}$, третьей группы ИТ3-1...ИТ3- $N_{\text{МНЛЗ}}$, четвертой группы ИТ4-М-1...ИТ4-М- N_M , ИТН; контролирует длительности выполнения производственных операций на производственных установках каждого технологического маршрута и вычисляет диапазоны регулирования дуговых электропечей, допустимые для обеспечения непрерывности разливки стали при плавке определенного сортамента стали по соответствующему технологическому маршруту; корректирует величину прогнозируемого потребления активной мощности металлургическим предприятием за каждый фиксированный час суток в зависимости от введения выдержек времени перед пуском ДСП и/или АПК; сравнивает допустимое значение активной мощности и величину прогнозируемого

потребления активной мощности металлургическим предприятием за каждый фиксированный час суток с учетом введения выдержек времени перед пуском ДСП и/или АПК; подает сигнал на интеллектуальные терминалы первой группы ИТ1-1...ИТ1-N_{ДСП} на запуск каждой готовой к пуску ДСП с выдержкой времени, не превышающей длительность периода расплава ДСП, предыдущей по запуску, не выходящей за пределы диапазона регулирования дуговых электропечей, допустимого для обеспечения непрерывности разливки стали при плавке определенного сортамента стали по соответствующему технологическому маршруту; при величине прогнозируемого потребления активной мощности металлургическим предприятием за указанный фиксированный час суток, превышающей допустимое значение активной мощности, подает сигнал на интеллектуальные терминалы второй группы ИТ2-1...ИТ2-N_{АПК} на запуск каждого готового к пуску агрегата печь-ковш с возможным смещением электрического режима из указанного фиксированного часа суток в фиксированный час суток, следующий за указанным фиксированным часом суток, без нарушения непрерывности разливки стали при плавке определенного сортамента стали с использованием запускаемого агрегата печь-ковш по другому технологическому маршруту с введением выдержки времени перед запуском, не выходящей за пределы диапазона регулирования дуговых электропечей, допустимого для обеспечения непрерывности разливки стали при плавке определенного сортамента стали по соответствующему технологическому маршруту, обеспечивающей наименьшее значение потребления активной мощности металлургическим предприятием за фиксированный час суток, которое определяют как наибольшее из значения потребления активной мощности металлургическим предприятием за указанный фиксированный час суток и значения потребления активной мощности металлургическим предприятием за фиксированный час суток, следующий за указанным фиксированным часом суток.

Для повышения эффективности функционирования аппаратного комплекса предлагаемые организационные мероприятия по согласованию режимов группы дуговых электропечей следует предусматривать при планировании графика производства, что позволит существенно снизить фактическую активную мощность при обеспечении непрерывности разливки стали.

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Пашкевич И.А., Ермоленко М.В.

Государственный университет имени Шакарима, Республика Казахстан, г. Семей

В связи с постоянным ростом энергозатрат и уменьшением мировых запасов энергоресурсов, в последнее время в мире большое значение уделяется повышению энергоэффективности и энергосбережению. Одним из наиболее распространенных и наиболее используемых видов энергии в мире является тепловая энергия. Один из наиболее простых путей к экономии тепловой энергии – уменьшение тепловых потерь при получении или транспортировке нагретых теплоносителей. Для достижения данной цели используются теплоизоляционные материалы. Однако, несмотря на существование довольно большого разнообразия теплоизоляционных материалов, а также их постоянного совершенствования, до сих пор не до конца изучен вопрос о том, как влияют на их теплофизические свойства условия эксплуатации и хранения. К

основным свойствам теплоизоляционных материалов относятся средняя плотность, теплопроводность, влажность, влагопоглощение и морозостойкость. Влияние большей части условий эксплуатации на свойства теплоизоляционных материалов изучено довольно хорошо, и активно используется при их разработке. Однако характер влияния увлажнения материала на его теплофизические свойства изучен сравнительно хуже, и как правило редко рассматривается при их создании [1,2].

Целью данной работы является определение влияния увлажненности материала на коэффициент теплопередачи ограждающей конструкции. Для определения степени увлажненности теплоизоляционных материалов используется термогравиметрический анализатор влажности MS-50 (Рис. 1).



Рис. 1. Термогравиметрический анализатор влажности MS-50

Измерение температуры и коэффициента теплопередачи осуществляется цифровым термометром КИМО ТМ 200 (Рис. 2). Термометр имеет два выхода для подключения зондов (Pt100), а также подключаемый 4-х канальный модуль для термопар (тип К). Термометр ТМ 200 обладает памятью на 8000 измерений, выход на принтер. Любые подключаемые зонды распознаются измерителем температуры КИМО автоматически.



Рис. 2. Цифровой термометр КИМО ТМ 200 в полной комплектации

Работа выполняется на экспериментальной установке (Рис. 3), разработанной специалистами кафедры «Техническая физика и теплоэнергетика» Государственного Университета имени Шакарима города Семей. В состав установки входят электрический нагреватель (1), находящийся внутри металлической трубы (2), имитирующей трубопровод. К концам нагревателя подводятся клеммы (3), по которым к нагревателю подводится электрический ток. Вся конструкция заключается в

металлический вторичный корпус (4). Пространство между трубой и корпусом служит для заполнения теплоизоляционным материалом (5). На корпусе имеется три отверстия (6) для размещения термопар (7) и одно отверстие между нагревателем и трубой для размещения зонда термометра КИМО ТМ 200 (8).

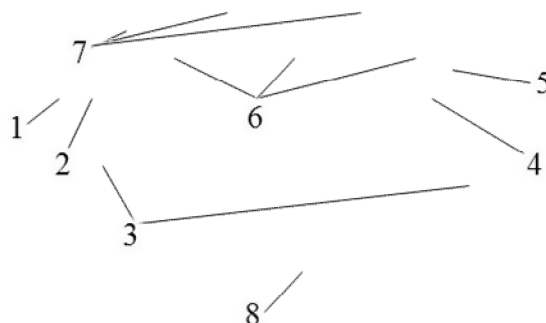


Рис. 3. Экспериментальная установка с подключенным цифровым термометром КИМО ТМ 200

Для исследования было выбрано несколько видов теплоизоляционных материалов. Каждый из них исследуется для различной степени увлажнения и температуры нагрева. Анализ полученных данных позволит проследить динамику изменения теплофизических свойств образцов с изменением условий их эксплуатации.

Результаты данного исследования можно использовать для выбора наиболее подходящего теплоизоляционного материала в зависимости от условий эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Oluyamo S.S., Adekoya M.A. Effects of dynamic compression on the thermal conductivities of selected wood products of particle sizes // International Research Journal of Natural Sciences – 2015. – Vol.3, – №. 2 , pp. 49 – 58.
2. Butcher T.A., Trojanowski R., Wei G., Worek M. Low Cost Polymer Heat Exchangers for Condensing Boilers – Brookhaven National Laboratory, 2015. – 41 p.

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА – НУЖНЫ СТИМУЛЫ РАЗВИТИЯ

Сошинов А.Г., Галушак В.С., Атрашенко О.С.

Камышинский технологический институт (филиал)

Волгоградский государственный технический университет, г.Камышин

В последние десятилетия проблемы возобновляемых источников энергии (ВИЭ) все чаще становится темой различных научных исследований, совещаний, форумов.

«Зеленая» энергетика в развитых странах мира обеспечивает 1/5 часть потребностей в энергоресурсах. Сегодня активно ведется выстраивание нового направления мировой энергетики, предполагающей доминирование ВИЭ в общем энергопотреблении и постепенное вытеснение традиционных ископаемых энергоресурсов.

Бурное развитие ВИЭ в ведущих странах мира в последнее десятилетие стало возможным лишь благодаря организационной и финансовой поддержке со стороны государств. В настоящее время в мировой практике существует несколько механизмов поддержки проектов электрогенерации на основе ВИЭ. Наиболее популярны из них

два: зелёные тарифы и зелёные сертификаты. В первом случае государство гарантирует приобретение у производителей электроэнергии из ВИЭ по специальным, более высоким тарифам. Их устанавливают для конкретного объекта на альтернативных источниках энергии на 20–25 лет, что обеспечивает хорошую рентабельность таких проектов. Во втором случае производитель по факту продажи на свободном рынке электроэнергии, сгенерированной на ВИЭ, получает специальный подтверждающий сертификат (подобная схема действует, например, в Швеции и Норвегии), который впоследствии может быть продан. Государство обеспечивает спрос на такие сертификаты, вводя законодательные требования на долю ВИЭ в энергетике страны, в том числе льготы для компаний, использующих ВИЭ, и штрафы для «грязных» компаний [1].

Оба механизма стимулируют конечных производителей зелёной энергии, при этом обеспечивается высокий рыночный спрос на оборудование для ВИЭ и, соответственно, конкурентное развитие производящих его предприятий. Всё это гарантирует привлечение в отрасль новых технологий и борьбу производителей за более низкую себестоимость «зелёной» электроэнергии.

Россия, как кажется на первый взгляд, с избытком обеспечена традиционными энергоресурсами. [2]

Однако, анализ энергобаланса показывает, то из всех добываемых в стране энергоресурсов около 2/3 экспортируется за рубеж, 45% - в натуральном виде, еще около 13% - в виде энергоёмкой продукции низкого передела (металл, удобрения и т.п.), около 6% - приходится на энергию, затрачиваемую на транспорт энергоресурсов и указанной продукции по территории России за рубеж. Но такая энергетическая политика страны уже в ближайшее время потребует серьёзной коррекции в сторону более рачительного использования энергоресурсов. Такие обстоятельства могут привести спрос на энергетические ресурсы внутри страны к еще более динамичному развитию, что повлечет за собой увеличение объемов добычи углеводородов [3].

Российское правительство разработало ряд документов, которые определяют регламент работы по внедрению у нас энергоэффективных технологий. Рассчитано их действие до 2030 года.

Финансирование мероприятий по энергосбережению осуществляется за счет: собственных средств предприятий; средств целевого фонда энергосбережения; средств инновационных фондов министерств и ведомств; средств субъектов федерации и местных бюджетов. Реализации государственной политики в сфере энергосбережения в РФ способствует развитая нормативная база. Среди правоустанавливающих документов федерального уровня необходимо назвать следующие акты:

- Закон РФ «Об энергосбережении» № 28-ФЗ от 3 апреля 1996 г.;
- Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 года (одобрены Правительством РФ, протокол № 39 от 23 ноября 2000 г.);
- Распоряжение Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р «Об энергетической стратегии России на период до 2030 года»;
- Федеральный закон № 261-ФЗ от 23 ноября 2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности»;
- Указ Президента РФ от 13 мая 2010 г. № 579 «Об оценке эффективности деятельности органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления городских округов и муниципальных районов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о

внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и/или частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

После тщетных попыток стимулирования развития ВИЭ в России через надбавки к рыночной цене электроэнергии 28 мая 2013 года Правительство РФ приняло Постановление № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» [4]. Разработчики данного постановления попытались обеспечить максимальное интегрирование механизма поддержки ВИЭ в существующую в стране специфическую архитектуру рынка электроэнергетики. Поддержка ВИЭ (предусмотрена для трёх видов: солнечной, ветровой энергетики и малой гидроэнергетики) осуществляется через ДПМ ВИЭ – договоры о предоставлении мощности, видоизменённые с учётом особенностей ВИЭ. Изменения, внесённые в стандартный ДПМ, обеспечивают работу объектов на ВИЭ по правилам, аналогичным тем, которые применяются к объектам электрогенерации, работающим в вынужденном режиме.

В самом факте применения механизма ДПМ (который, по сути, является торговлей гарантиями) для продажи нестабильной, зависящей от капризов погоды альтернативной энергии заложены противоречия.

Для адаптации всех участников рынка ВИЭ к новым условиям необходимо время. Потребуется разъяснения законодателей операторам на местах, разработка дополнительных подзаконных актов.

Согласно действующему законодательству, ВИЭ в России будут поддерживать в рамках ежегодных квот (целевых параметров), выделенных для каждого вида ВИЭ на период до 2020 года. Отбор инвестиционных проектов строительства генерирующих объектов на основе ВИЭ осуществляется на специализированных конкурсах, где устанавливаются предельные уровни капитальных затрат. Основным условием для получения максимальной финансовой помощи от государства является требование локализации, т.е. обеспечение производства части оборудования для проекта внутри страны.

Польза от экономичных приборов, работающих на возобновляемых источниках энергии понятна, и теперь перед учеными и промышленниками стоит главная задача – провести максимально обширную информационную кампанию, которая бы привела человечество к выбору экологически чистых технологий.

Ученые отмечают, что в нашей стране огромный потенциал для развития использования энергосберегающих технологий. Мы можем добиться показателя в 40% от всего количества потребления энергии [5].

Как результат, активный рост альтернативной энергетики в прошлые годы, эффекты масштабирования и технологического усовершенствования производства в отрасли привели к существенному удешевлению ВИЭ и достижению сетевого паритета во всё большем числе регионов мира (состояние паритета стоимости энергии, полученной из обычных источников и альтернативных). Тем не менее для стимулирования старта развития отраслей ВИЭ на новых рынках, особенно в странах, не имеющих острой нужды в энергетических ресурсах, всё ещё требуется государственная поддержка. Если такой поддержки не будет, то, под давлением растущих тарифов на электроэнергию и другие энергоносители начнутся процессы отделения несырьевых отраслей от энергоснабжающих организаций с переходом на собственные электрогенерирующие

мощности «зелёной» энергетики». Технологии «нулевого углеродного следа» уже находят своих приверженцев у таких монстров экономики как IKEA, Apple, Google. В нашей стране следует ожидать массового прихода «зелёной энергетики» прежде всего в сфере частного жилищного строительства[6].

Государство, с точки зрения улучшения экологии, должно быть заинтересованным в развитии ВИЭ и активно содействовать развитию этого нового направления в энергетике, прежде всего, путем создания стимулов для бизнеса. При этом участие государства в развитии ВИЭ не должно стать благотворительностью за счет налогоплательщика, а государственным бизнесом. Каждый затраченный бюджетный рубль на поддержку ВИЭ должен стать окупаемым, он, как показывают оценки и опыт других стран, может и должен приносить прибыль в бюджет в результате развития бизнеса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рынок возобновляемых источников энергии в России – 2013: информационно-аналитический отчет компании IBCentre.
2. Возобновляемые источники энергии в регионах Российской Федерации: проблемы и перспективы / О.С. Попель / Энергосовет. 2011. № 5 (18). С. 22-26.
3. Солнечные фотоэлементы или двигатель стирлинга - реалии и будущее солнечной энергетики/ Галуцак В.С., Сошинов А.Г., Атрашенко О.С., Копейкина Т.В. / Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2015. № 12-3. С. 385-388.
4. Постановление Правительства РФ от 28 мая 2013 года № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности».
5. Возобновляемые источники энергии для электроснабжения заповедников и природных парков / Атрашенко О.С., Галуцак В.С., Сошинов А.Г. / APRIORI. Серия: Естественные и технические науки. 2015. № 4. С. 4.
6. Проблемы развития возобновляемых источников энергетики в России / Сухоручкина Т.Ю., Атрашенко О.С. / Энерго- и ресурсосбережение: промышленность и транспорт. 2016. № 2 (14). С. 40-43.

РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОВЕЛОРИКШИ С ПИТАНИЕМ ОТ СОЛНЕЧНОЙ ПАНЕЛИ

Смирнов И.Н., Чурбанова С.А.

Вологодский государственный университет, г. Вологда

Электровелорикша – это трёхколёсный электровелосипед, предназначенный для перевозки людей и малых грузов, главной особенностью которого является работа при использовании альтернативного источника энергии (световой энергии солнца). Таким образом, электровелорикша может работать не только на ресурсе аккумулятора, но и на солнечной панели, постоянно подзаряжающей аккумулятор.

Актуальность проектируемой модели электровелорикши обусловлена тем, что она является привлекательным, удобным, экологически чистым видом транспорта. Предлагаемая разработка наглядно представляет для широкой общественности возможности использования альтернативных источников энергии. Применение солнечных панелей позволяет существенно увеличить пробег без подзарядки, а так же

срок службы аккумулятора. Кроме того, разработка экологичных видов транспорта в настоящее время является актуальной задачей, в том числе и энергетики.

Целью настоящей статьи является разработка электрической схемы электровелорикши с минимальным набором элементов, но не уступающей по надёжности и функционалу схемам традиционных электровелосипедов.

Определимся с минимальным перечнем элементов схемы, которая удовлетворяет основным требованиям:

1. Надёжность электроснабжения.
2. Приспособленность к ремонтам схемы.
3. Экономическая целесообразность.
4. Оперативная гибкость схемы.

Электрическая схема простейшего электровелосипеда включает в себя (рис. 1): источник тока, двигатель и переменный резистор (контроллер), введённый в разрыв цепи и регулирующий скорость вращения двигателя [1].

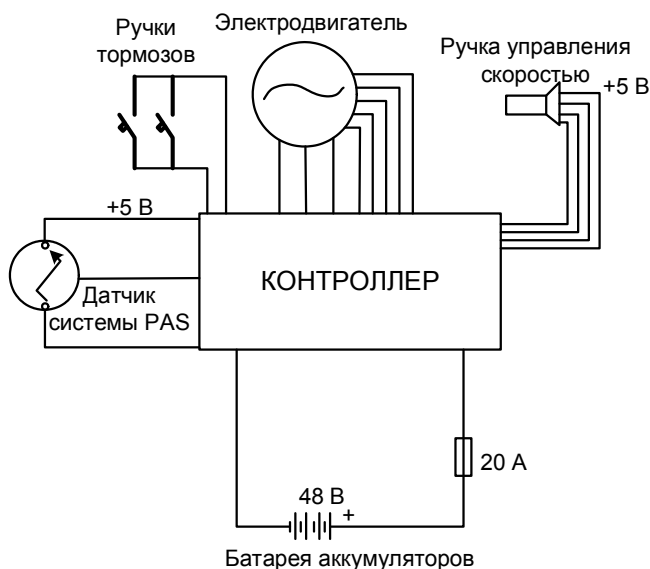


Рис. 1. Простейшая схема электровелосипеда

Электрическая схема, проектируемой модели электровелорикши, имеет ряд отличий от представленной выше схемы, а именно:

1. В качестве источника тока используется литий-ионная аккумуляторная батарея, которая постоянно подзаряжается от солнечной батареи.
2. Связующим элементом между солнечной панелью и аккумулятором выступает МРРТ контроллер, который внутри имеет трансформатор (медную катушку), посредством которого более высокое напряжение и номинальный ток от солнечной панели преобразуется в более низкое напряжение с прибавкой в силе тока.
3. В роли двигателя, выступает редукторное мотор-колесо, которое в отличие от других типов мотор-колес имеет большее значение крутящего момента, меньший вес и более высокую надёжность.
4. Дисплей предназначен для наглядного контроля заряда аккумулятора, отображения скорости, пробега, времени движения и температуры окружающей среды.

Упрощенная структурная схема электрической части электровелорикши отображена на рисунке 2.

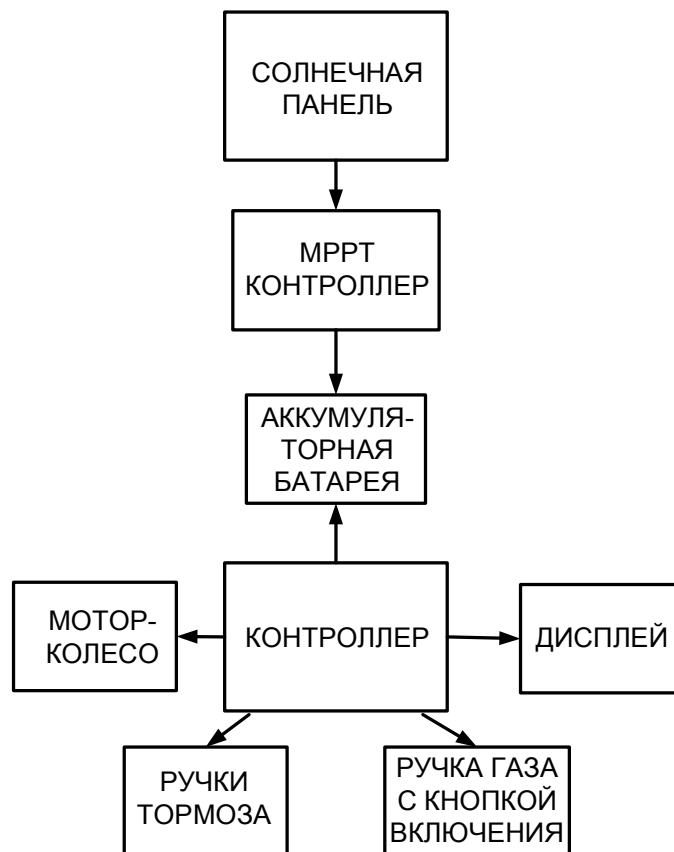


Рис. 2. Структурная схема электрической части электровелорикши

Принцип работы элементов схемы представлен ниже. Работа солнечной панели основана на фотогальваническом эффекте. Попадая на поверхность полупроводника, фотоны солнечного света вырывают электроны из его атомов. Под влиянием специального химического вещества, добавляемого в структуру материала, освобожденные электроны перемещаются в определенном направлении, в результате чего образуется электрический ток. Далее энергия, вырабатываемая солнечной панелью, передаётся аккумулятору через MPPT контроллер, который осуществляет проверку параметров тока и напряжения, на основе которых микропроцессорный блок вычисляет их наиболее оптимальное соотношение для выработки полной мощности [2]. Питание всех остальных элементов выполнено через контроллер от аккумуляторной батареи. Контроллер предназначен для подачи на мотор-колесо поступающей от аккумулятора энергии. Магнитное поле, создаваемое протекающим по обмоткам током, отталкивает и притягивает магниты ротора, что приводит колесо в движение. Основная задача контроллера – управление частотой вращения двигателя велосипеда [3]. Но у него есть другие дополнительные функции, которые можно разделить на:

1. Регулирование скорости вращения двигателя.
2. Управление крутящим моментом.
3. Защита двигателя.

Разработанная электрическая схемы электровелорикши с минимальным набором элементов удовлетворяют всем вышеперечисленным требованиям. Представлен принцип действия составляющих элементов схемы. Проектирование электрических схем, питание которых происходит от источников альтернативной энергии, является актуальной задачей в энергетике.

ЛИТЕРАТУРА

1. Электротранспорт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electrotransport.su>. Дата обращения: 18.10.2016
2. Алюнов, А.Н. Онлайн Электрик: Интерактивные расчеты систем электроснабжения [Электронный ресурс] / А.Н. Алюнов. – Режим доступа: <http://online-electric.ru>. Дата обращения: 19.10.2016
3. Motocarrello. Электромобиль для Илона Маска [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://motocarrello.ru>. Дата обращения: 18.10.2016

МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ ПЕРЕМЕННОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ИОНОВ С ПОМОЩЬЮ ИОННО-СЕЛЕКТИВНЫХ ЭЛЕКТРОДОВ

Иштыряков Н.А., Зарипова Р.С.

Казанский государственный энергетический университет, Казань

Среди большого разнообразия аналитических методов все большее внимание в нашей стране и за рубежом уделяется одному из наиболее перспективных направлений электроанализа – методу с применением мембранных датчиков (ионоселективных электродов). Этот метод анализа относится к числу наиболее перспективных современных методик, позволяющих быстро и точно определять концентрацию многих неорганических ионов и ряда соединений неионного характера.

Мембранный датчик представляет собой гальванический полуэлемент, состоящий из ионоселективной мембраны, внутреннего контактирующего раствора и внутреннего электрода сравнения. Другой полуэлемент образован внешним электродом сравнения, погруженным в стандартный электролит. Мембрана представляет собой эластичную прозрачную пленку толщиной 0,1÷1 мм из пластифицированного полимера с внедренным в неё ионофором. Ионофор – структура, пропускающая ионы из исследуемого раствора во внутренний раствор.

Применение таких датчиков основывается на измерении мембранных потенциалов. На границах мембраны возникает разность потенциалов, которая соответствует измеряемой концентрации.

Известно, что мембранный датчик является измерительной системой первого порядка, работа которой описывается эквивалентной схемой RC–цепочки.

Математическое уравнение справедливое для RC- цепочки имеет вид

$$\frac{dE}{dt} + \frac{1}{\tau} E = \frac{1}{\tau} E_{ycm}(t), \quad (1)$$

при условии, что $E(0)=0$. В уравнении (1) $E(t)$ – это текущая разность потенциалов мембранного датчика, $E_{ycm}(t)$ – это так называемая установившаяся разность потенциалов мембранного датчика, которая определяется концентрацией ионов в растворе, τ - постоянная времени.

Общее решение уравнения (1) даётся выражением

$$E(t) = e^{-\frac{t}{\tau}} \int_0^t dt' \frac{1}{\tau} E_{ycm}(t') e^{\frac{t'}{\tau}}.$$

Рассматриваемый метод измерения переменной концентрации ионов в растворе базируется на быстродействующем методе, предложенном В.А. Белавиным [1]. Согласно этому подходу проведём измерение мембранной разности потенциалов в моменты времени t_1 и $t_2 = t_1 + \Delta t$

$$E(t_1) = e^{-\frac{t_1}{\tau}} \int_0^{t_1} \frac{dt'}{\tau} E_{ycm}(t') e^{\frac{t'}{\tau}},$$

$$E(t_2) = e^{-\frac{t_2}{\tau}} \int_0^{t_2} \frac{dt'}{\tau} E_{ycm}(t') e^{\frac{t'}{\tau}},$$

при условии, что $\Delta t/\tau \ll 1$.

Вычислим $\Delta E = E(t_2) - E(t_1)$:

$$\Delta E = (e^{-\frac{t_2}{\tau}} - e^{-\frac{t_1}{\tau}}) \int_0^{t_1} \frac{dt'}{\tau} E_{ycm}(t') e^{\frac{t'}{\tau}} + e^{-\frac{t_2}{\tau}} \int_{t_1}^{t_2} dt' E_{ycm}(t') e^{\frac{t'}{\tau}}, \quad (2)$$

где

$$e^{-\frac{t_2}{\tau}} - e^{-\frac{t_1}{\tau}} = e^{-\frac{t_1}{\tau}} (e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} - 1) \cong e^{-\frac{t_1}{\tau}} (1 - \frac{\Delta t}{\tau} - 1) = -\frac{\Delta t}{\tau};$$

$$e^{-\frac{t_2}{\tau}} = e^{-\frac{t_1}{\tau}} e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \cong e^{-\frac{t_1}{\tau}} (1 - \frac{\Delta t}{\tau}). \quad (3)$$

В (2) разложим в ряд второй интеграл и подставим (3):

$$\Delta E = -(e^{-\frac{t_1}{\tau}} \int_0^{t_1} dt' E_{ycm}(t') e^{\frac{t'}{\tau}}) \frac{\Delta t}{\tau} + e^{-\frac{t_1}{\tau}} (1 - \frac{\Delta t}{\tau}) (e^{\frac{t_1}{\tau}} E_{ycm}(t_1) \frac{\Delta t}{\tau} + \frac{1}{2} e^{\frac{t_1}{\tau}} \cdot \frac{\Delta t^2}{\tau^2} (E_{ycm}(t_1) + \tau \frac{dE_{ycm}}{dt} \Big|_{t=t_1}) +$$

$$+ \frac{1}{m!} \cdot \frac{d^m}{dt^m} (\frac{1}{\tau} E_{ycm}(t) e^{\frac{t}{\tau}}) \Big|_{t=t_1} \Delta t_1^m + \dots)$$

Так как $\Delta t/\tau \ll 1$, то

$$\Delta E \approx -E(t_1) \frac{\Delta t}{\tau} + E_{ycm}(t_1) \frac{\Delta t}{\tau} + \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta t^2}{\tau^2} (E_{ycm}(t_1) + \tau \frac{dE_{ycm}}{dt} \Big|_{t=t_1}),$$

или

$$\frac{\Delta E}{\Delta t} + \frac{E(t_1)}{\tau} = \frac{E_{ycm}(t_1)}{\tau} (1 + \frac{\Delta t}{E_{ycm}(t_1)} \cdot \frac{dE_{ycm}}{dt} \Big|_{t=t_1}).$$

Если выполняется условие

$$\frac{\Delta t}{E_{ycm}(t_1)} \cdot \frac{dE_{ycm}}{dt} \Big|_{t=t_1} = \frac{\Delta E_{ycm}(t_1)}{E_{ycm}(t_1)} \ll 1,$$

то

$$\frac{\Delta E}{\Delta t} + \frac{E(t_1)}{\tau} = \frac{E_{ycm}(t_1)}{\tau} \quad \text{и} \quad E_{ycm}(t_1) = \tau \frac{\Delta E}{\Delta t} + E(t_1). \quad (4)$$

Таким образом, если за время измерения Δt изменение концентрации ионов в растворе значительно меньше, чем её величина в момент времени t_1 , то измеряя чувствительность $\frac{\Delta E}{\Delta t}$ и мембранную разность потенциалов $E(t_1)$ можно из (4) определить $E_{ycm}(t_1)$ и, следовательно, временную зависимость концентрации ионов в растворе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Р.С.Зарипова, В.А.Белавин. Исследование метрологических характеристик мембранного датчика для измерения концентрации ионов щелочных и щелочно-земельных металлов в водных средах // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2006. – №3-4. – С. 93-98.
2. Эггинс Б. Химические и биологические сенсоры. – М.: Техносфера, 2006. – 336 с.
3. Джексон Р. Новейшие датчики. – М.: Техносфера, 2006. – 384 с.

РАЗРАБОТКА И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СХЕМЫ ПАРОВАЗОЙ УСТАНОВКИ С ГЛУБОКОГО ОХЛАЖДЕНИЯ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ ГТУ ПРИМЕНЕНИЕМ ГРАДИРНИ

Осьминин С.Д.

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю. А.,
г. Саратов

При проектировании и эксплуатации паровозовых установок особое внимание уделяется снижению температуры уходящих газов после котла-утилизатора. Одним из направлений глубокого охлаждения газов ГТУ является отвод их через вытяжную башню градирни. При этом решаются две проблемы: охлаждение газов на выходе из котла-утилизатора и снижение избыточного увлажнения атмосферного воздуха вокруг градирни [1]. Поэтому разработка и оценка эффективности схемы глубокого охлаждения уходящих газов ГТУ с применением градирни является актуальной задачей.

Разработана схема глубокого охлаждения уходящих газов ГТУ применением градирни. Разработана методика оценки эффективности схемы глубокого охлаждения уходящих газов ГТУ и снижения влажности воздуха от башенной градирни испарительного типа.

Для глубокого охлаждения уходящих газов ГТУ применена схема их отвода через башенную градирню испарительного типа (рис.1).

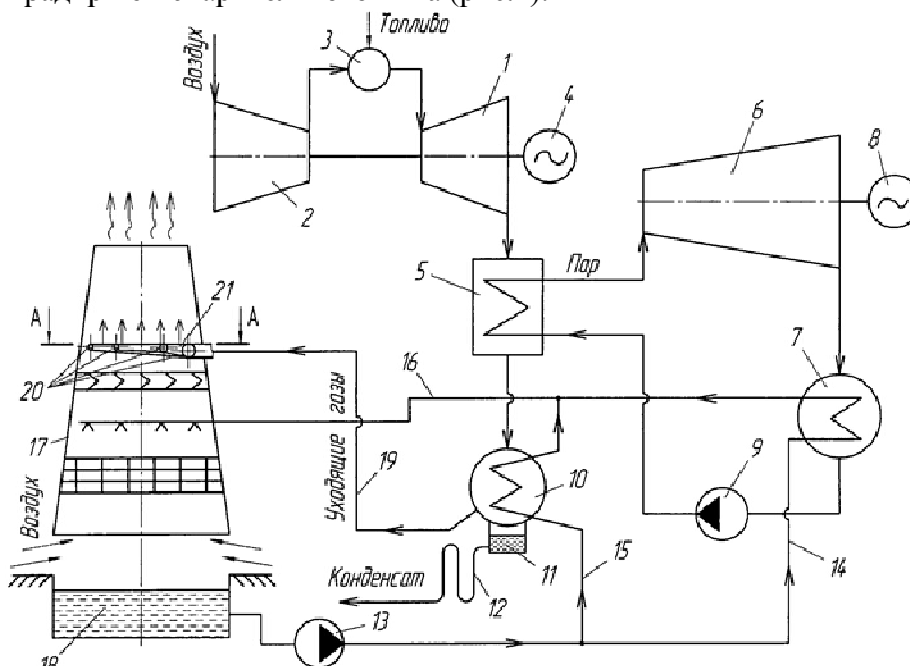


Рис. 1. Схема глубокого охлаждения уходящих газов ГТУ с применением градирни

Паровозовая установка схемы рис.1 содержит газотурбинную установку, состоящую из газовой турбины 1, турбокомпрессора 2, камеры сгорания 3 и электрогенератора 4, котел-утилизатор 5, паротурбинную установку, состоящую из паровой турбины 6 с конденсатором 7, электрического генератора 8 и питательного насоса 9, теплообменник-утилизатор 10 теплоты уходящих газов, снабженный конденсаторосборником 11 с гидрозатвором 12, систему оборотного водоснабжения, включающую циркуляционный насос 13, напорный трубопровод 14 к конденсатору 7 паровой турбины 6, напорный трубопровод 15 к теплообменнику-утилизатору 10

теплоты уходящих газов и сливной напорный трубопровод 16 к градирне, состоящей из вытяжной башни 17 и водосборного бассейна 18, трубопровод 19, соединяющий теплообменник-утилизатор 10 теплоты уходящих газов с распределительным устройством, установленным в вытяжной башне 17 градирни и состоящим из двух кольцевых перфорированных коллекторов 20 переменного поперечного сечения, соединенных между собой патрубком 21.

Рассчитана эффективность отвода уходящих газов ГТУ через градирню. Определена температура циркуляционной воды на выходе из градирни при различном объеме пропуска газов через градирню. Температура определялась исходя из баланса:

$$D_k \cdot (h_n^s - h_B^s) \cdot \eta_k = G_B \cdot (t_{2B} - t_{1B}) \cdot c_p \quad (1)$$

$$t_{1B} = t_{2B} - \frac{D_k (h_n^s - h_B^s) \cdot \eta_k}{G_B \cdot c_p} \quad (2)$$

При расчете также учитывалось снижение влажности атмосферного воздуха. Результаты расчета представлены в табл.1 и на рис.2.

Таблица 1. Результаты теплового расчета градирни

Расход уходящих газов □г, % от общего объема	40	60	80	100
Расход пара на конденсатор Дк, кг/с	129,1	129,1	129,1	129,1
Расход циркуляционной воды □в, м3/ч	10054	10054	10054	10054
Влажность воздуха φ, %	65	63	61	60
Температура на выходе из градирни t _{1в} , °С	30	29	28	27
Температура на входе в градирню t _{2в} , °С	38	35	33	30

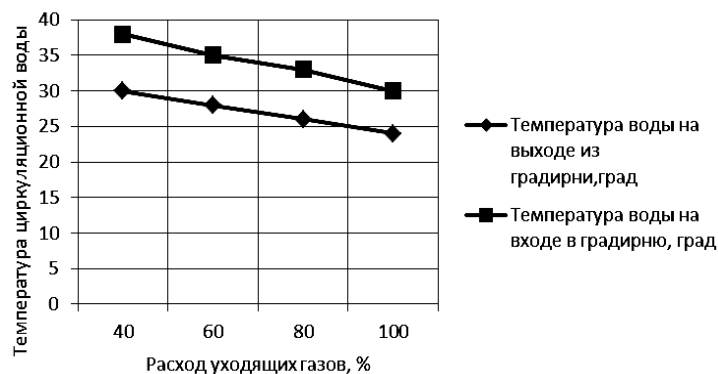


Рис. 2. Изменение температуры циркуляционной воды

Как видно из табл.1 и рис.2, что температуры циркуляционной воды на выходе из градирни и влажность воздуха при 100 % подачи уходящих газов через градирню снижаются на 10 %.

Самотяга градирни определялась по формуле [2]. Определяем самотягу градирни:

$$\Delta p = H \cdot \rho \cdot g \cdot (p_1 - p_2) \quad (3)$$

где p_1 , p_2 – плотность воздуха начальная и конечная; H – высота башни градирни; g – скорость свободного падения.

Получено, что при полном отводе уходящих газов ГТУ самотяга увеличивается на 30%, а общее сопротивление градирни возрастает на 15%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Буров В.Д. Тепловые электрические станции/В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров и др. -М.: Издательство МЭИ, 2005. С.380.
2. Пономаренко В.С. Градирни промышленных и энергетических предприятий/ В.С. Пономаренко, Ю.И. Арефьев.-М.: Энергоатомиздат, 1998, С. 376.
3. Патент №2453712 (RU)/ МПК F01K23/10. Парогазовая установка электростанций/Кудинов А.А. и др. //Б.И. №17 ,2012 .

КРИСТАЛЛИЧЕСКАЯ СТРУКТУРА И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СЛОЖНЫХ ОКСИДОВ СИСТЕМАХ (Sm, Gd)–Sr–Co–O

Маклакова А.В., Волкова Н.Е.

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина,
г. Екатеринбург

Перовскитоподобные оксиды $ABO_{3-\delta}$, содержащие в узлах А лантаноид, частично замещённый на щелочноземельный металл А'; в узлах В – атомы 3d-металла (Mn, Fe, Co), являются перспективными материалами для использования в качестве электродов высокотемпературных топливных элементов, кислородных датчиков, катализаторов дожигания выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания, кислородных мембран, магниторезисторов. Для успешной эксплуатации этих соединений необходимы знания условий их получения, границ существования, кристаллической структуры, зависимости физико-химических свойств от внешних термодинамических условий (температуры, давления кислорода). Поэтому целью данной работы явились изучение фазовых равновесий и определение кристаллической структуры и физико-химических свойств индивидуальных соединений, образующихся в системах (Sm, Gd)–Sr–Co–O.

Синтез образцов проводили по глицерин-нитратной технологии. Заключительный отжиг проводили при 1100°C на воздухе в течение 240 часов с промежуточными перетираньями и последующим медленным охлаждением на комнатную температуру. Фазовый состав полученных оксидов контролировали рентгенографически. Идентификацию фаз проводили при помощи картотеки JCPDS и программного пакета «freak». Определение параметров элементарных ячеек из дифрактограмм осуществляли с использованием программ «CeIRef 4.0», уточнение полнопрофильного анализа Ритвелда в программе «FullProf 2008».

Согласно результатам РФА в системах (Sm, Gd)–Sr–Co–O на воздухе установлено образование двух типов твердых растворов: $Sr_{1-x}Gd_xCoO_{3-\delta}$, $Sr_{2-y}Gd_yCoO_{4-\delta}$ и $Sr_{1-x}Sm_xCoO_{3-\delta}$,

$Sr_{2-y}Sm_yCoO_{4-\delta}$. Установлено, что однофазные сложные оксиды $Sr_{1-x}Gd_xCoO_{3-\delta}$ образуются при $0.1 \leq x \leq 0.4$ и $Sr_{2-y}Gd_yCoO_{4-\delta}$ - при $0.8 \leq y \leq 1.2$. Для твёрдых растворов $Sr_{1-x}Sm_xCoO_{3-\delta}$, $Sr_{2-y}Sm_yCoO_{4-\delta}$ область гомогенности лежит в следующем интервале составов: $0.05 \leq x \leq 0.50$ и $0.9 \leq y \leq 1.3$. Рентгенограммы всех однофазных оксидов удовлетворительно описываются в рамках тетрагональной ячейки пространственной группы I4/mmm (Рис. 1. Рентгенограмма сложного оксида $Sr_{0.6}Gd_{0.4}CoO_{3-\delta}$ (a), $Sr_{0.7}Sm_{1.3}CoO_{4-\delta}$ (b), обработанная по методу полнопрофильного анализа Ритвелда).

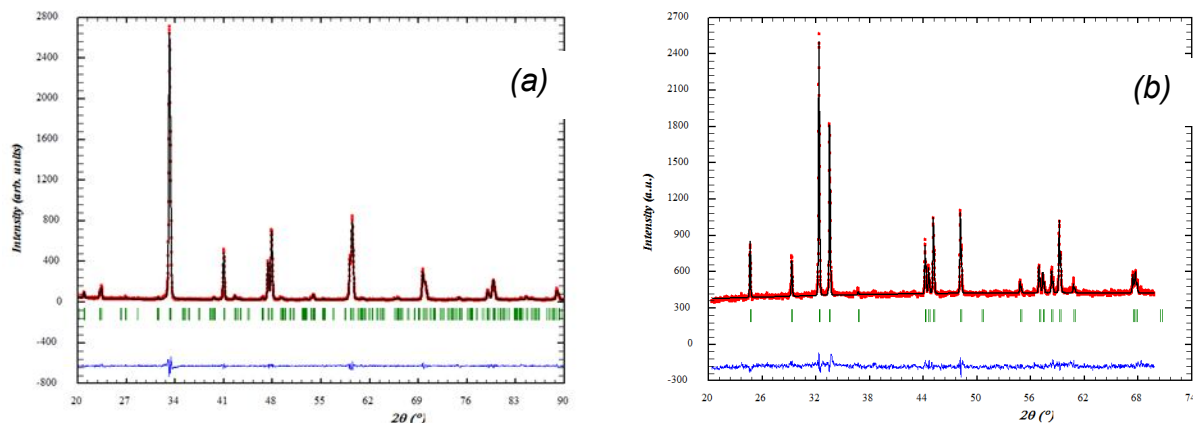


Рис. 1. Рентгенограмма сложного оксида $\text{Sr}_{0.6}\text{Gd}_{0.4}\text{CoO}_{3-\delta}$ (a), $\text{Sr}_{0.7}\text{Sm}_{1.3}\text{CoO}_{4-\delta}$ (b), обработанная по методу полнопрофильного анализа Ритвелда

Для всех однофазных оксидов были рассчитаны параметры элементарной ячейки и координаты атомов. Показано, что при увеличении концентрации ионов Gd (Sm) наблюдается уменьшение параметров и объёма элементарной ячейки для сложных оксидов, что связано с размерными эффектами.

По результатам РФА построены изобарно – изотермические разрезы диаграмм фазового состояния систем Sm–Sr–С–О и Gd–Sr–Сo–O.. при температуре 1100°C на воздухе.

МЕТОД ОЦЕНКИ НЕБАЛАНСА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ПО ИЗМЕНЕНИЮ МОЩНОСТИ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Глазырин Г.В., Гайдуков Ю.О.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

1. Введение

Нарушение баланса активной мощности в энергосистеме, вызывающее значительные отклонения частоты, является тяжелой аварией, которая может привести к остановке электростанций и отключению значительной части потребителей. Для предотвращения и ограничения развития таких аварий применяются устройства противоаварийной автоматики: автоматическая частотная разгрузка, автоматический частотный ввод резерва и автоматика ограничения повышения частоты. Эффективность перечисленных устройств во многом зависит от быстроты и точности оценки небаланса активной мощности в их измерительных и пусковых органах: чем раньше будет сформировано управляющее воздействие и точнее будет его дозировка, тем меньше по амплитуде и продолжительности будет отклонение частоты.

Для выявления аварийных режимов в устройствах частотной противоаварийной автоматики традиционно используются два признака: отклонение частоты от номинального значения и увеличение скорости изменения частоты [1, 2]. В первом случае срабатывание пусковых органов происходит, как правило, спустя 0,15–0,2 с после начала аварийного режима [2]. В течение этого времени частота изменяется от начального значения до уставки и происходит срабатывание реле частоты. Кроме того, для предотвращения ложной работы устройства обычно вводится выдержка времени на срабатывание 0,2–0,3 с, что приводит к увеличению времени действия автоматики до

0,35–0,5 с. Использование же скорости изменения частоты df/dt для выявления аварийного режима и оценки небаланса мощности затруднительно по следующим причинам:

- df/dt зависит от послеаварийной постоянной инерции и уменьшается с течением времени [2, 3];
- высокие скорости изменения частоты возможны и в нормальном режиме из-за качания роторов генераторов [3];
- для обеспечения удовлетворительной погрешности измерения df/dt требуется усреднение процесса на отрезке времени 0,2–0,3 с [3].

Таким образом, для выявления аварийного режима в устройствах частотной противоаварийной автоматики, как правило, требуется время 0,2–0,5 с. Более быстрое действие пусковых органов возможно лишь в отдельных случаях при использовании следующих признаков [2]: отключение агрегата, линии или трансформатора; наброс или изменение направления мощности по линии, трансформатору, сечению и т.д.

В статье предлагается новый метод выявления аварийных режимов и оценки небаланса активной мощности в энергосистеме для частотной противоаварийной автоматики, основанный на анализе изменения активной мощности генераторов электростанции.

2. Основная идея предлагаемого метода

На рис.1 показаны осциллограммы активной мощности и частоты на шинах Курейской ГЭС (входит в состав ОАО «Норильско-Таймырская энергетическая компания») при отключении в энергосистеме нагрузки мощностью около 100 МВт. Из осциллограмм видно, что одновременно с началом изменения частоты наблюдается скачкообразное уменьшение активной мощности станции, отдаваемой в систему. Аналогичный сброс мощности, но в меньшем масштабе, происходит и для каждого агрегата ГЭС в отдельности. Подобный характер переходного процесса обусловлен тем, что появившаяся после отключения нагрузки несбалансированная часть мощности турбин электростанции расходуется на увеличение частоты вращения роторов. Соответственно, отдаваемая в систему активная мощность уменьшается на величину .

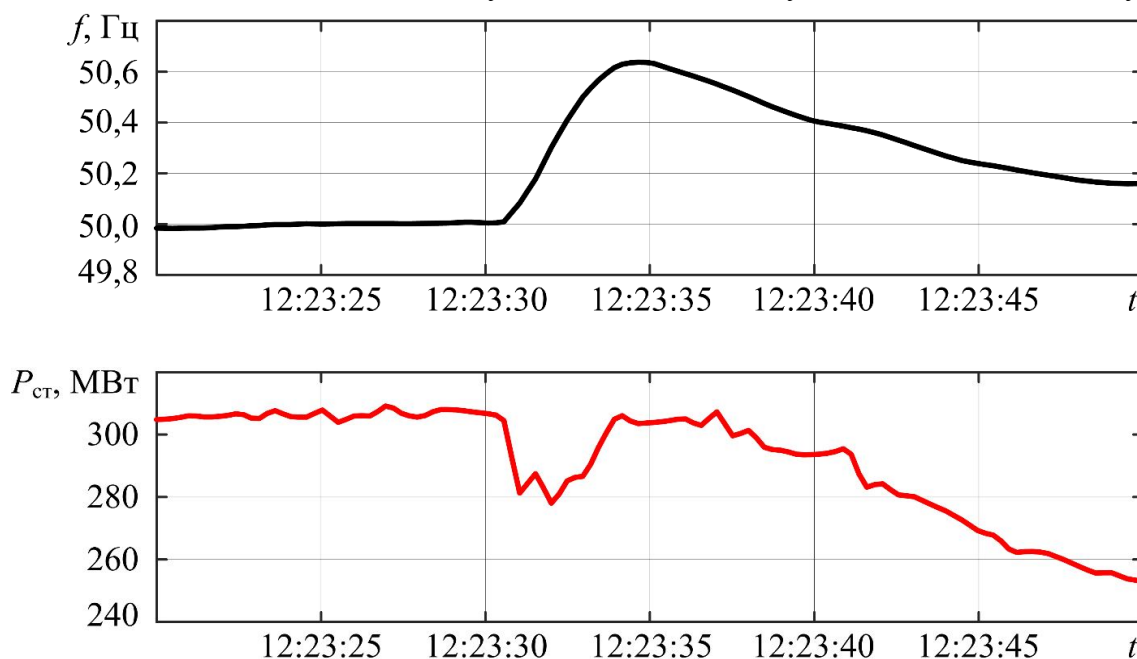


Рис. 1. Осциллограммы изменения частоты и активной мощности Курейской ГЭС при отключении в энергосистеме нагрузки 100 МВт

Таким образом, факт скачкообразного изменения активной мощности электростанции (или отдельного генератора) может использоваться как признак начала аварийного режима, связанного с нарушением баланса активной мощности. Кроме того, по величине такого скачка можно оценить и величину небаланса активной мощности в системе.

Если рассматривать электростанцию как один эквивалентный блок, можно записать уравнение движения ротора, связывающее небаланс мощности электростанции и частоту [4]:

$$T_{Jст} \frac{df^*}{dt} = \Delta P_{ст*}, \quad (1)$$

где $T_{Jст}$ – постоянная механической инерции станции, f^* и $\Delta P_{ст*}$ – частота и небаланс мощности станции в относительных единицах.

Аналогичное уравнение можно записать и для энергосистемы в целом:

$$T_J \frac{df^*}{dt} = \Delta P_*, \quad (2)$$

где T_J – постоянная механической инерции системы, ΔP_* – небаланс мощности в системе в относительных единицах.

Выразим из (1) и (2) производную частоты и приравняем полученные выражения:

$$\begin{aligned} \Delta P_{ст*} / T_{Jст} &= \Delta P_* / T_J, \\ \Delta P_* &= \Delta P_{ст*} T_J / T_{Jст}. \end{aligned} \quad (3)$$

Очевидно, что соотношение (3) справедливо и для мощностей, выраженных в именованных единицах:

$$\Delta P = \Delta P_{ст} T_J / T_{Jст}. \quad (4)$$

Таким образом, измерив скачок активной мощности электростанции, и зная постоянную инерции энергосистемы, можно рассчитать дефицит или избыток мощности в системе. Как и в случае оценки небаланса активной мощности по скорости измерения частоты, недостатком предлагаемого метода является использование послеаварийной постоянной механической инерции. Следует отметить, что, в отличие от производной частоты, величина скачка мощности может быть измерена цифровыми устройствами автоматики с высокой точностью в течение 1-2 периодов (20-40 мс) после начала аварии.

3. Отстройка от переходных процессов, не связанных с нарушением баланса активной мощности

Скачкообразное изменение активной мощности электростанции может происходить при следующих возмущениях в энергосистеме [5]:

1. включение и отключение генераторов и нагрузки;
2. коммутации на линиях связи электростанции с системой;
3. короткие замыкания;
4. несинхронное включение синхронных машин;
5. возникновение местной несимметрии в системе (например, отключение одной фазы ЛЭП).

Задачей предлагаемого метода является выявление первого из перечисленных переходных режимов. Поэтому необходима отстройка от остальных возмущений. Из-за их многообразия надежное выявление по скачку мощности всех аварий, связанных с нарушением баланса мощности, которое не приводило бы к ложным срабатываниям, не

представляется возможным. Вместо этого зададимся целью ускорить действие частотной автоматики, работающей по признаку отклонения частоты, в тех случаях, когда это выполнимо.

Отстройку от удаленных коротких замыканий и несинхронных включений генераторов на других электростанциях можно реализовать, ограничив минимальную величину скачка активной мощности: срабатывание следует разрешить только при $|\Delta P_{ст}| > \Delta P_{ст\ min}$. Для определения значения уставки $\Delta P_{ст\ min}$ необходимо моделирование указанных режимов в энергосистеме с расчетом изменения мощности рассматриваемой электростанции.

Несинхронные включения генераторов на электростанции, где выполняется замер скачка мощности, можно выявить непосредственным контролем состояния генераторных выключателей: после включения выключателя ускорение действия частотной автоматики должно блокироваться на время (можно принять значение в несколько десятков секунд).

Для отстройки от возникновения/исчезновения несимметрии в системе может быть использована блокировка по напряжению обратной последовательности на шинах электростанции с выдержкой времени на возврат: если $U^1(2) > U_{1\ max}^1(2)$, срабатывание автоматики по скачку мощности необходимо блокировать на время.

Коммутации на линиях связи электростанции с системой и близкие к электростанции короткие замыкания вызывают значительные скачки мощности станции, сравнимые со скачками при отключениях нагрузки и генераторов, и даже превосходящие их. Для поиска способов отстройки от таких возмущений выполнено математическое моделирование изменения активной и реактивной мощности в перечисленных режимах для упрощенной схемы энергосистемы и произведен анализ полученных осциллограмм.

ЛИТЕРАТУРА

1. Глускин И.З., Иофьев Б.И. Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Т. II – М., «Знак», 2011. – 528 с.
2. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. – 2-е изд., перераб. и доп. – М., Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.
3. Павлов Г.М., Меркурьев Г.В. Автоматика энергосистем. – Издание Центра подготовки кадров РАО «ЕЭС России», Санкт-Петербург, 2001. – 389 с.
4. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / Под ред. Л.А. Жукова. – М., Энергия, 1979. – 456 с.
5. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970, – 518 с.

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ГОРЕЛОЧНОГО УСТРОЙСТВА БЕСПЛАМЕННОГО ТИПА ДЛЯ ОГНЕВОЙ УТИЛИЗАЦИИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ОТХОДОВ

Суздальцев В.Е., Вислогузов Р.А., Долгов С.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Одной из наиболее приоритетных задач, поставленных перед мировым научным сообществом, является утилизация техногенных отходов, образующихся при производстве и человеческой жизнедеятельности. В зависимости от вида и назначения отходов в их составе может содержаться более 200 опасных соединений [1], способных нанести непоправимый вред человеку и окружающей среде. Учитывая темпы развития человечества, масштабы проблемы очевидны, поскольку даже в странах с передовыми технологиями утилизации доля перерабатываемых жидких отходов не превышает 60%. В результате отходы скапливаются в огромном количестве, создавая потенциальную опасность загрязнения окружающей среды.

В связи с вышеперечисленным разработка технических решений для утилизации жидких углеводородных отходов является актуальной задачей научных исследований.

Среди возможных путей утилизации можно выделить четыре основных направления: захоронение, регенерация, огневое обезвреживание и переработка для получения нового продукта [2].

По мнению авторов, к наиболее перспективному направлению можно отнести огневое обезвреживание. Это направление позволяет утилизировать даже локальные малотоннажные скопления отходных углеводородов, что дает возможность использовать её в труднодоступных регионах. При этом одновременно решается проблема энергообеспечения отдаленных от основных транспортных магистралей и труднодоступных районов.

Ранее при участии авторов были разработаны конструктивные модификации горелочных устройств беспламенного типа для огневой утилизации жидких топлив [3], в качестве которых использованы керосин марки ТС-1 и смесь отходов легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ). Физические исследования разработанных опорных моделей выполнялись на экспериментальных стендах, конструкции, принцип действия и методика испытаний которых описаны ранее [3].

Обзор исследований, произведенных на математических моделях, и анализ результатов натурных испытаний [3] позволяют заключить, что во всех изученных горелочных устройствах из-за низкой скорости смесеобразования в пористом слое процесс полного окисления топлива требует высокого избытка воздуха ($\alpha=2-6$). Снижение коэффициента избытка воздуха относительно этих значений приводит к превышению нормативных уровней по недожогу топлива, горение при этом выходит за пределы реакционной зоны, то есть в «неэкологичном» факельном режиме, использующем диффузию атмосферного кислорода в качестве окислителя.

Целью работы определено тестирование посредством численного моделирования конструктивного исполнения и компоновки элементов горелочных устройств, направленное на интенсификацию смесеобразования в пористом слое при избытках воздуха, близких к стехиометрическим.

С применением программного комплекса Ansys Multiphysics произведено математическое моделирование фронта горения при различных условиях истечения и получены детальные профили полного и статического давления, температуры и концентрации компонентов в зоне горения. Исходными данными для математического моделирования являлись геометрические и режимные параметры выбранной модели

горелочного устройства [3]. По результатам исследования предложена модернизированная система огневой утилизации жидких углеводородных отходов в виде теплогенерирующей установки (рис. 1), в которой:

- камера сгорания (2) выполнена в виде полого цилиндра, что исключает утечку топливовоздушной смеси через стены камеры;
- воздушный инжектор (5) выполнен с перфорациями вдоль всей длины, что обеспечивает равномерную подачу воздуха в камеру сгорания по направлениям: снизу вверх и из центра – к периферии (топливным инжекторам);
- топливные инжекторы (4) равномерно расположены вокруг воздушного инжектора, что позволяет обеспечить равномерное перемешивание окислителя (воздуха) и топлива.

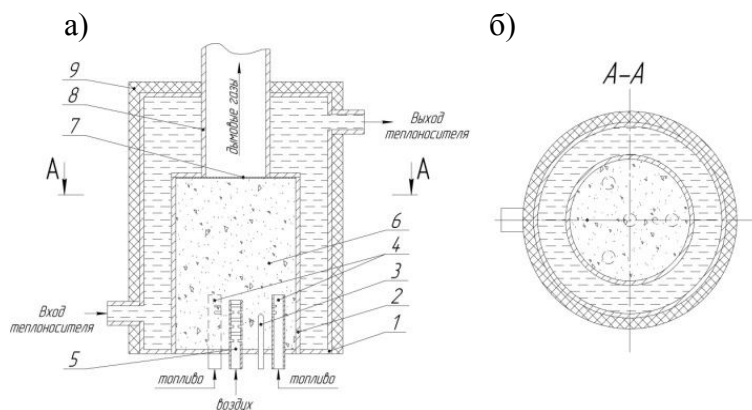


Рис. 1. Продольный (а) и поперечный (б) разрезы теплогенерирующей установки на жидких углеводородных отходах: 1 – корпус; 2 – камера сгорания; 3 – запальный элемент; 4 – топливные инжекторы; 5 – воздушный инжектор; 6 – пористый наполнитель (криптол); 7 – стальная сетчатая насадка; 8 – канал продуктов сгорания; 9 – тепловая изоляция

В ходе вариативного исследования установлено, что при начальной температуре пористого слоя ниже температуры воспламенения топлива сходимость решения уравнений установившегося режима горения и теплообмена не достигается. На основании этого можно заключить, что из-за тепловой инерции пористого наполнителя автотермическое горение в изучаемом горелочном устройстве возможно только в случае предварительного прогрева пористой среды выше температуры воспламенения топлива. Именно раскаленная фракция наполнителя является источником зажигания.

Контурные графики скорости химической реакции и массовой доли окислителя (рис. 2) позволяют оценить геометрические размеры реакционной зоны, выделить области кинетического и диффузионного горения. Жидкое топливо, двигаясь в слое разогретого пористого наполнителя, разогревается и испаряется. На наружных границах топливной струи происходит её диффузия в воздушный поток. Образованная топливовоздушная смесь воспламеняется, формируя узкий фронт кинетического горения, в котором выгорает не более 50 % топлива. Так, вблизи перфораций топливных инжекторов наблюдаются наибольшие значения скорости химической реакции – 200 моль/(м³·с). Дальнейшее горение происходит в диффузионном режиме по мере смесеобразования, в результате чего фронт горения занимает треть объема пористой засыпки (рис. 2,а). Средняя расчетная скорость реакции в этой области 90 моль/(м³·с). Эти данные имеют практическую значимость для расчета интегральных характеристик утилизации углеводородных отходов.



Рис. 2. Распределение скорости химической реакции, кмоль/(м³·с), (а) и массовой доли кислорода, кг/кг, (б) в продольном сечении камеры сгорания

Несмотря на то, что зона реакции локализована в нижней части камеры сгорания, благодаря прогреву дымовыми газами и теплопроводности в пористом слое распределение температур по объему камеры сгорания имеет близкий к равномерному характер (рис. 3). Следует отметить, что в стационарном режиме значения температуры гранул наполнителя уравниваются с температурой омывающего их потока дымовых газов.

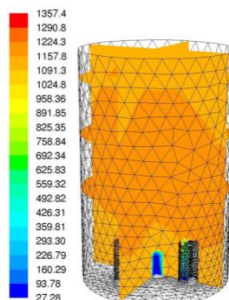


Рис. 3. Распределение температуры (К) в продольном сечении камеры сгорания

Максимальное значение температуры в зоне горения (1357 К) не превышает 1473 К – порога образования «воздушных» окислов азота NO_x [4]. В связи с этим можно утверждать, что сжигание жидких углеводородных отходов в данном устройстве будет сопровождаться низкими выбросами этих вредных веществ в окружающую среду.

Результаты математического моделирования предлагаемого к применению устройства огневой утилизации жидких углеводородных отходов показали, что оно обладает рядом особенностей:

- тепловая инерция наполнителя затрудняет регулирование мощности, а также требует времени для прогрева устройства и перехода в автотермический режим;
- равномерное тепловыделение в камере сгорания делает возможным организацию полезного теплосъема с использованием рубашки охлаждения;
- низкие температуры в реакторе являются фактором снижения выбросов оксидов азота и ряда других вредных веществ при огневой утилизации жидких углеводородных отходов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Филатов Д.А., Селявский В.Ю. Потенциал использования углеводородокисляющих микроорганизмов для утилизации отработанных масел, а также жидких органических радиоактивных отходов // Сб. науч. трудов XI Междунар. конф. студ. и молодых ученых «Перспективы развития фундаментальных наук». – Томск: ТПУ, 2014. – С. 520–523.

2. Григоров А.Б. Комплексная переработка отработанных моторных масел // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2012. – № 5. – С. 40–44.
3. Долгов С.В., Ключко К.И., Табакаев Р.Б. Испытания горелочного устройства // Вестник Казанского государственного технического университета им. А.Н. Туполева. – 2014. – № 2. – С. 38–41.
4. Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 240 с.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ В ВЫХОДНОМ УСТРОЙСТВЕ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАГНЕТАТЕЛЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Винтер М.Ю., Бубнов А.Д., Блинов В.Л.

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»,
г. Екатеринбург

Центробежные нагнетатели природного газа (ЦБН) являются основной рабочей машиной компрессорных станций отечественных газопроводов. В большинстве случаев они выполняются одно- или двухступенчатыми и представляют собой стационарные турбомашинны сравнительно большой массы [1].

Основными элементами проточной части одноступенчатого нагнетателя являются входная улитка, рабочее колесо, диффузор и выходная улитка. От аэродинамического совершенства каждого из них зависит эффективность ЦБН в целом.

В настоящей работе проводится численное исследование работы выходной улитки ЦБН. Существует несколько типов выходных улиток: трапецевидная, боковая и сборная камера [2, 3].

Трапецевидная образуется двумя коническими и одной внешней стенкой. Характер течения сильно зависит от угла раскрытия боковых стенок. Чем больше угол, тем выше потери давления в улитке. В то же время с уменьшением угла сокращаются радиальные габариты улитки, форма перехода к круглому патрубку выходного диффузора становится более логичной, уменьшаются потери трения, т.к. меньше площадь смоченной поверхности. Кроме того, данный тип улиток создаёт окружную неравномерность в своём начальном сечении. Это может приводить к нестационарным нагрузкам на ротор, особенно опасным при больших давлениях на нерасчётных режимах.

Боковые улитки могут располагаться как со стороны нагнетания, так и всасывания в зависимости от компоновки проточной части. Спиральная часть улитки отделена от диффузора осесимметричным каналом, что уменьшает влияние улитки на окружную неравномерность. Поток в них движется по винтовым траекториям, а ЦБС прижимает его к стенкам, препятствуя возникновению срывов. Поперечные сечения следует выполнять в виде окружностей во избежание лишнего вихреобразования.

При больших давлениях из-за риска повреждения ротора вследствие окружной неравномерности применяют сборные камеры с постоянным по центральному углу сечением. Течение в них неупорядоченно из-за зависимости расхода газа от центрального угла, но на нерасчётных режимах значительно выше возможность выравнивания параметров потока по окружности. Роль языка улитки при умеренных давлениях играет разделительное ребро. При высоких давлениях от данного элемента отказываются.

Для исследования выбран центробежный нагнетатель типа Н-370-18-1 производства НЗЛ, предназначенный для сжатия природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам. Привод нагнетателя осуществляется от газотурбинной установки мощностью 10 МВт. Нагнетатель выполнен в виде одноступенчатой центробежной машины с рабочим колесом двухъярусной конструкции и лопаточным диффузором. За диффузором расположена кольцевая сборная камера постоянного сечения [4].

На основании чертежной документации разработана трехмерная твердотельная модель сборной камеры. Численные исследования течения [5] в сборной камере осуществлялись в программном комплексе Ansys CFX. В качестве граничных условий на входе в улитку использовались поля полного давления, полной температуры и скоростей на выходе из диффузора. Для их получения предварительно моделировалось течение в рабочем колесе и лопаточном диффузоре, расчеты которых проводились в осесимметричной постановке с интерфейсом между доменами типа Stage. На выходе из сборной камеры задавался массовый расход. В качестве рабочего тела был выбран метан CH₄ (модель – Aungier Redlich Kwong). В качестве модели турбулентности использовалась модель k-ε.

Изменение режима работы ЦБН моделировалось варьированием расхода рабочего тела на выходе из сборной камеры. На каждом из режимов оценивались потери полного давления по формуле (1):

$$\Delta P = \frac{P_{вх} - P_{вых}}{P_{вх}} \quad (1)$$

где $P_{вх}$ – полное давление на входе, $P_{вых}$ – полное давление на выходе.

В ходе исследования проведена оценка влияния числа элементов расчетной области на величину потерь полного давления в сборной камере (Таблица 1. Исследование сеточной сходимости). Критериями сеточного разбиения служили минимальный и максимальный размеры элементов расчетной области. При построении сетки вблизи стенок использовалось 10 призматических слоев, фактор роста принимался равным 1,2. Анализ проводился на режиме работы при массовом расходе 350 кг/с. На рис. 1 представлены полученные результаты. Из рисунка видно, что при количестве элементов расчетной области более 6 млн. ячеек изменение расчетного коэффициента потерь полного давления не происходит, следовательно, такая точность сеточного разбиения принимается достаточной. Сеточная модель объема сборной камеры представлена на рис. 2.

Таблица 1. Исследование сеточной сходимости

№ п/п	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Значение			
				0,4	1,4	4,6	8,0
1	Количество элементов	n	млн ед.	0,4	1,4	4,6	8,0
2	Время расчёта	t	час	0,8	1,9	6,1	10,2
3	Потери	ΔP	%	3,62	2,56	1,76	1,65
4	Макс. размер элемента	h _{max}	м	0,030	0,020	0,010	0,006
5	Мин. размер элемента	h _{min}	м	0,0030	0,0020	0,0010	0,0008

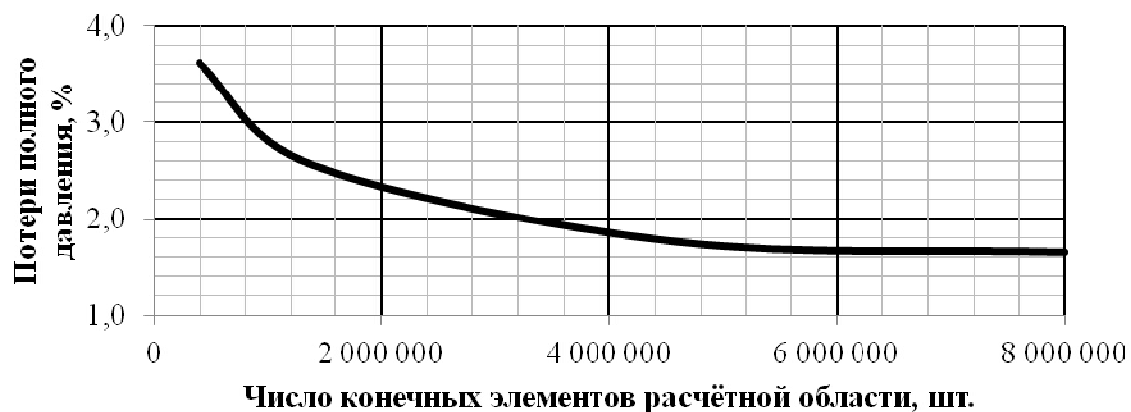


Рис. 1. Влияние числа элементов расчетной сетки на точность определения потерь

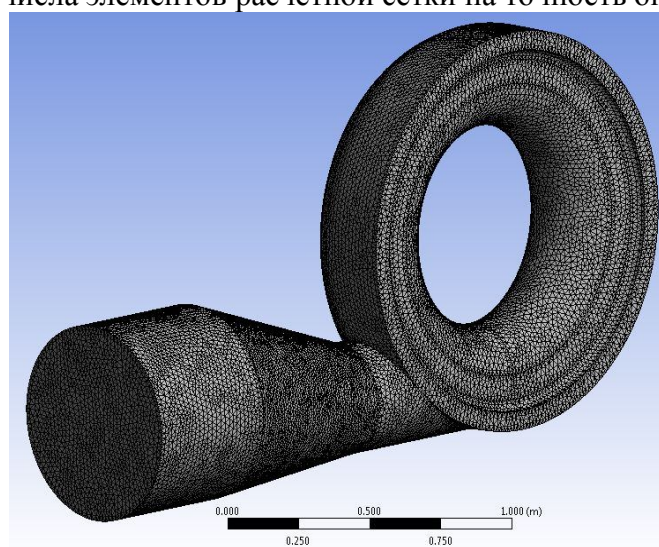


Рис. 2. Кольцевая сборная камера

На основании обработки результатов расчетов построена зависимость потерь полного давления в сборной камере при изменении режима работы ЦБН (Рис. 3. Зависимость потерь от расхода газа). Для использования этих данных при анализе эффективности работы центробежного нагнетателя на различных режимах эксплуатации получена зависимость (2):

По данным испытаний получена зависимость потерь давления от расхода (2):

$$\Delta P = 2 \cdot 10^{-5} G^2 - 1,6 \cdot 10^{-3} G + 0,315 \quad (2)$$

где G – массовый расход рабочего тела.



Рис. 3. Зависимость потерь от расхода газа

Дальнейшим этапом исследования является поиск путей совершенствования выходного устройства исследуемого ЦБН. Для этих целей планируется исследование боковой улитки переменного сечения.

Для анализа боковой улитки задаются постоянным внешним радиусом, соответствующим сборной камере штатной конструкции (Рис.4. Боковая улитка). Далее рассчитываются внутренние радиусы в зависимости от центрального угла сечения по формуле [2]:

$$R_H = e^{\left(\ln R_5 - \frac{G\theta}{360\rho_5 c_{u5} R_5 b_5} \right)} \quad (3)$$

где R_H – нижний ограничивающий радиус, R_5 – радиус выхода потока из диффузора, G – массовый расход на номинальном режиме, θ – центральный угол сечения, ρ_5 – плотность потока на выходе из диффузора, c_{u5} – окружная составляющая абсолютной скорости потока на выходе из диффузора, b_5 – ширина участка на входе в улитку.

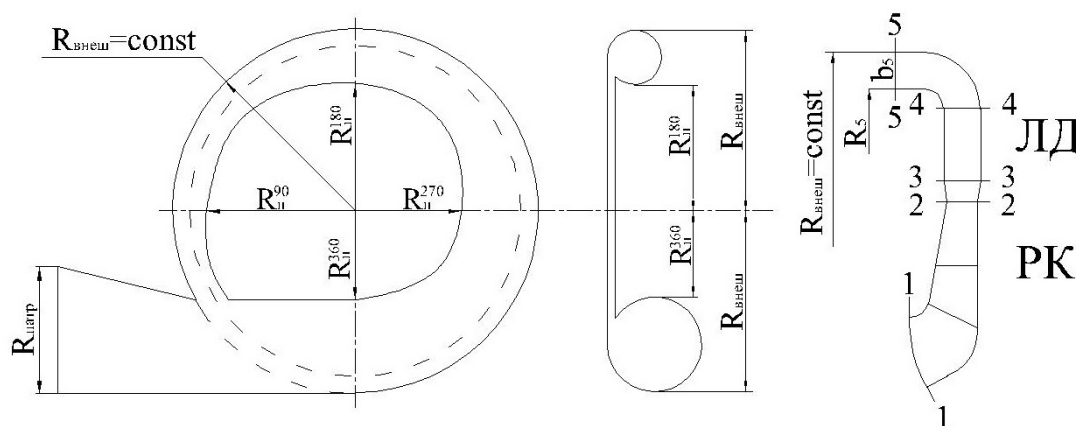


Рис. 4. Схема боковой улитки и проточной части ЦБН

Реализованный подход к численному моделированию течения в выходной камере ЦБН позволяет оценивать потери полного давления в ней. При этом расчеты проводятся без учета течения в проточной части, что значительно упрощает численную модель, способствует улучшению сходимости решения, сокращает затраты времени и ресурсов на решение задачи. Для оценки скоростей и направления течения на входе в камеру целесообразно проводить предварительное моделирование упрощенной модели проточной части ЦБН (рабочее колесо и диффузор). На основании такого подхода можно проводить сравнение выходных устройств различной конфигурации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Б.С. Ревзин, А.В. Тарасов Особенности конструкций одно- и двухступенчатых нагнетателей природного газа. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2000. – 102 с.
2. Галёркин Ю.Б. Турбокомпрессоры. Рабочий процесс, расчёт и проектирование проточной части. – М.: ООО «Информационно-издательский центр «КХТ», 2010. – 596 с.
3. Мифтахов А.А., Зыков В.И. Входные и выходные устройства центробежных компрессоров. – Казань: Изд-во «Фэн», 1996. – 198 с.
4. Б.С. Ревзин, И.Г. Горюнова. Особенности конструкций одноступенчатых центробежных нагнетателей природного газа.– Екатеринбург: УГТУ, 1997.– 31 с.
5. Блинов В.Л. Выбор параметров расчетной модели при решении задач многокритериальной оптимизации плоских компрессорных решеток // Компрессорная техника и пневматика. – 2015. - № 1. – С. 36 – 42.

РАЗВИТИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В КАЗАХСТАНЕ

Ашурова З.Р., Жанарбекова М.Ж.

Государственный университет имени Шакарима, Республика Казахстан, г. Семей

Ветроэнергетика - это отрасль энергетики, которая специализируется на преобразовании кинетической энергии воздушных масс в атмосфере в электрическую, механическую, тепловую или в любую другую форму энергии, удобную для использования в народном хозяйстве. Преобразование может осуществляться ветрогенераторами (для получения электрической энергии), ветряными мельницами (для преобразования в механическую энергию) и другими. Энергия ветра является следствием активности Солнца, поэтому она относится к возобновляемым видам энергии.

Ветроэнергетика является бурно развивающейся отраслью. К началу 2016 года, общая установленная мощность всех ветрогенераторов составила 432 гигаватта. Эта мощность превзошла суммарную установленную мощность атомной энергетики, однако на практике, в среднем за год мощность ветрогенераторов в несколько раз ниже установленной мощности, в то время как АЭС почти всегда работает в режиме установленной мощности. В 2014 году количество электрической энергии, произведённой всеми ветрогенераторами мира, составило 706 тераватт-часов (3 % всей произведённой человечеством электрической энергии). Крупные ветряные электростанции включаются в общую сеть, более мелкие используются для снабжения электричеством удалённых районов. На рис. 1 показано, какое количество энергии произведено ветрогенераторами в различных странах в 2014 году (для Дании данные представлены для 2015 года) [1].

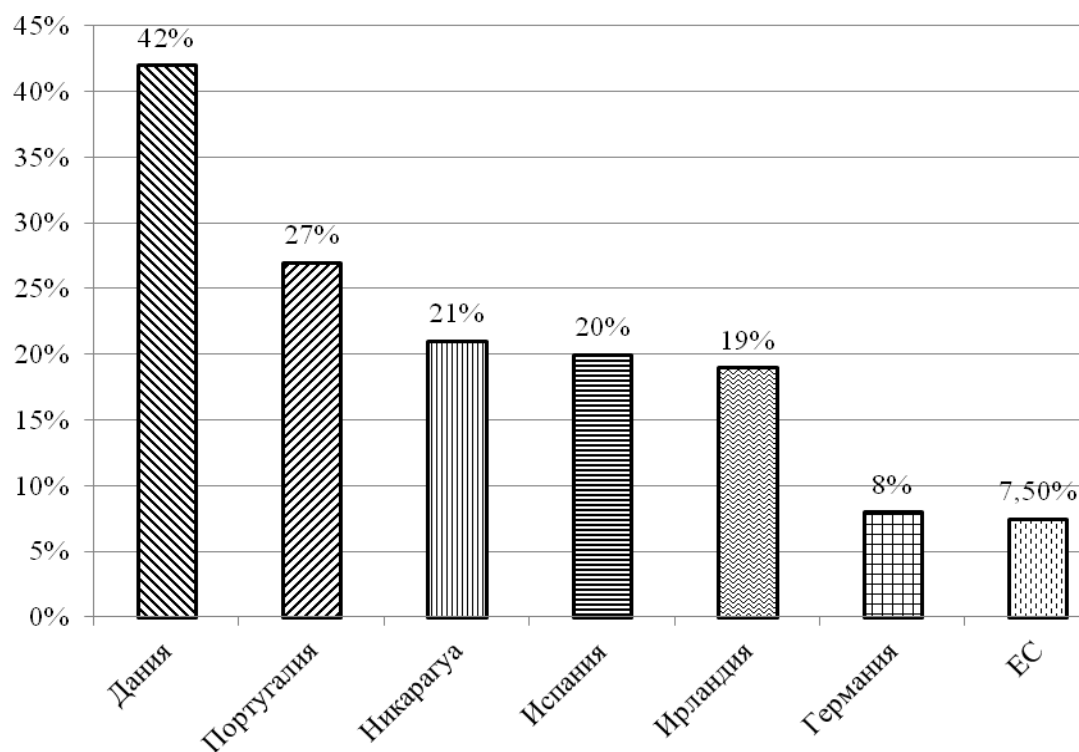


Рис. 1. Количество энергии, произведенное ветрогенераторами

В 2014 году 85 стран мира использовали ветроэнергетику на коммерческой основе. По итогам 2015 года в ветроэнергетике занято более 1 000 000 человек во всем мире (в том числе 500 000 в Китае и 138 000 в Германии) [2].

Энергия ветра доступна и более экологична. Но надо учитывать, что сооружение ветряных электростанций сопряжено с некоторыми трудностями технического и экономического характера, замедляющими распространение ветроэнергетики.

Перспективы использования ветроэнергетики в Казахстане определяются наличием соответствующих ветроэнергетических ресурсов. Казахстан исключительно богат ветровыми ресурсами. Порядка 50% территории Казахстана имеет среднегодовую скорость ветра от 4 до 5 м/с, а ряд районов имеет скорость ветра 6 м/с и более, что предопределяет очень хорошие перспективы для использования ветроэнергетики. По оценкам экспертов, Казахстан, одна из стран мира, с наиболее подходящими условиями для развития ветроэнергетики. Ветреные места расположены в Прикаспии, в центре и на севере Казахстана, на юге и юго-востоке Казахстана. Учитывая плотность мощности ВЭС на уровне 10 МВт/км² и наличие значительных свободных пространств можно предполагать возможность установки в Казахстане нескольких тысяч МВт мощности ветряных электростанций.

По некоторым данным теоретический ветропотенциал Казахстана составляет около 1820 млрд. кВт.ч в год. Для точной оценки ветропотенциала перспективных мест необходимы специальные метеоисследования с использованием метеомачт высотой от 30 до 80 м в течении как минимум одного года. Полученные метеоданные используются для расчета годовой выработки электроэнергии ветроустановками. Результаты расчетов используются для подготовки технико-экономического обоснования строительства ВЭС.

Казахстанскими специалистами совместно с международными специалистами из Германии были определены перспективные места для строительства ВЭС на основании анализа метеоданных с учетом следующих факторов:

- доступность линий электропередач и подстанций для выдачи мощности;
- топография местности и высота над уровнем моря;
- наличие транспортных коммуникаций;
- наличие потребителей энергии;
- возможность строительства ВЭС;
- наличие предварительных проработок по строительству ВЭС.

Восемь мест в разных регионах Казахстана были выбраны для исследований ветропотенциала с целью обоснования строительства ВЭС. В дальнейшем предполагается продолжение таких исследований [3]. Введены и запланировано строительство ВЭС в Восточно-Казахстанской, Северо-Казахстанской областях, в пригороде Ерементау (Акмолинская область) и в Алматинской области [4].

Казахстан относится к III и IV районам по скоростным показателям ветра. В Джунгарских воротах и Шелекском коридоре среднегодовая скорость ветра составляет порядка 7,5 м/с и 5,8 м/с на высоте 10 м с потенциалами 525 Вт/м² и 240 Вт/м², соответственно [5].

На основании изучения и обобщения имеющихся данных был составлен СВОТ-анализ, оценивающий перспективы развития ветроэнергетики (табл. 1).

Таблица 1. SWOT-анализ

Сильные стороны	Слабые стороны	Возможности	Угрозы
Наличие соответствующих ветроэнергетических ресурсов.	Эффективность работы зависит от времени года, времени суток, погодных условий и географического положения.	Снижение затрат на обеспечение электроэнергией отдаленных населенных пунктов.	Угроза для фауны.
ВЭС не загрязняют окружающую среду.	Необходимость аккумуляции энергии.	Экономия на строительстве новых линий электропередачи.	Неустойчивость к природным кактаклизмам.

ЛИТЕРАТУРА

1. <http://machinepedia.org>
2. <http://www.gpedia.com/ru>
3. <http://led-ca.net>
4. <http://www.rfc.kegoc.kz>
5. <http://www.rfc.kegoc.kz/http://led-ca.net/http://wrtb.kzhttp://wrtb.kz/>

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ОМСКОЙ ТЭЦ-5 КАК ОСНОВА НАДЕЖНОЙ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Константинович М.Ю., Щебетова К.А., Панкратова М.А.
Омский государственный университет путей сообщения, г. Омск

Главной задачей по обеспечению надежного энергоснабжения является повышение эффективности использования установленного энергетического оборудования.

Повышение эффективности использования установленного оборудования тепловых электростанций (ТЭС) достигается решением вопроса об устранении ограничений мощности.

Ограничения мощности тепловых электростанций – серьезная проблема. Она влияет на надежность, долговечность и экономичность работы всего оборудования ТЭС. [1]

Одной из причин таких ограничений является недостаточное охлаждение циркуляционной воды, а, следовательно, нерациональная работа системы технического водоснабжения (СТВ) в целом.

Система обратного технического водоснабжения ТЭЦ должна отвечать следующим требованиям:

- обеспечение надежности вытяжных башен градирен;
- повышение надежности систем водораспределения градирен и увеличение их пропускной способности;
- повышение охлаждающей эффективности за счет применения эффективных оросителей;
- снижение капельного выноса из градирен;
- увеличение и выравнивание потоков воздуха за счет применения воздухорегулирующего устройства.[2]

Обратимся к объекту исследования. Система технического водоснабжения Омской ТЭЦ-5 оборотная с градирнями, состоит из двух очередей и обеспечивает эксплуатацию двух турбин ПТ-80/100-130/13 ПО «ЛМЗ» (ст. №№1,2), двух турбин Т-175/210-130 ОАО «ТМЗ» (ст. №№3,4), одной турбины Т-185/220-130 ОАО «ТМЗ» (ст. №5) и их вспомогательного оборудования.[3]

Рассмотрим состояние основных частей системы технического водоснабжения.

Градирни подвержены значительным разрушениям:

- засоренные и поломанные сопла разбрызгивают и распределяют воду над оросителем неравномерно. Из-за неравномерного орошения внутри градирни возникают турбулентные хаотичные взаимогасящие воздушные потоки, нарушающие тяговое усилие;

- повышение гидравлической нагрузки на градирню приводит к срыву чашек отражателей сопел, а при небольших расходах факел сворачивается в пленку, дробления струи не происходит;

- разрушение блоков оросителя падающим льдом;

- коррозионное разрушение и расслаивание асбестоцементных листов в блоках оросителей;

- уменьшение проектного расстояния между листами блоков в результате засорения карбонатными отложениями, механическими взвешьями и др.

Вышеперечисленные повреждения уменьшают проходное сечение, снижают площадь контакта с водой и создают завихрения воздушных потоков внутри градирен, что приводит к неравномерности орошения и, как следствие вызывает недоохлаждение циркуляционной воды в градирнях.

Таблица 1. Отклонения фактических параметров работы градирен от расчетных

Очередь СТВ	Станционный номер градирни	Отклонение фактического значения от расчетного по:			Фактическая температура охлажденной воды (среднее по режимам значению)
		гидравлической нагрузке	недоохлаждению	суммарной нагрузке на градирни (среднее по режимам значению)	
		м ³ /ч	°С	Гкал/ч	
I	ст. №1	-4990,0	0,4	-170,3 (на 30% меньше расчетного значения)	27,1
	ст. №2	-4630,0	9,6		
	ст. №3	-620,0	2,8		
II	ст. №4	-7766,7	0,9	-48,1(на 26% меньше расчетного значения)	24,6

Примечание: «+» больше расчетного значения, «-» - меньше.

Из таблицы 1 видно, что эффективного охлаждения циркуляционной воды в градирнях не происходит. Недоохлаждение достигает 9,6°С.

На Омской ТЭЦ-5 применена, установленная в 2014 г., система реагентной обработки циркуляционной воды, предотвращающая: образование карбонатных отложений, коррозию в теплообменных трубках конденсаторов и биологические обрастания. Реализованная система обработки недостаточна, а именно, отсутствует обработка подпиточной воды.

Циркуляционные насосы работают при повышенном, относительно расчетных значений, гидравлическом сопротивлении сети, параметры их работы при этом хуже номинальных. [4]

Температурные напоры конденсаторов не соответствуют номинальным. Наибольшие отклонения наблюдаются на второй очереди станции. Температурный напор конденсатора турбины ст. № 5 хуже нормативного значения на $\Delta T_{\text{н}} = 2,5^{\circ}\text{C}$.

Для приведения температурного напора конденсаторов первой и второй очереди в соответствие с нормативными значениями необходимо регулярно проводить их чистку.

Установленных контрольных измерительных приборов недостаточно для контроля работы системы технического водоснабжения Омской ТЭЦ-5 в полном объеме.

На основании анализа результатов проведенных исследований следует, что система технического водоснабжения Омской ТЭЦ-5 не обеспечивает надежную и эффективную работу генерирующего оборудования. Ни один из элементов СТВ не отвечает требованиям нормативно-технической документации в полном объеме.

Кроме того, ухудшенное техническое состояние СТВ и ее элементов приводит к росту удельных расходов условного топлива для выработки электрической и тепловой энергии. Фактические значения удельных расходов условного топлива для выработки электрической энергии составляют $351,39 \text{ г}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$, тепловой – $156,66 \text{ кг}/\text{Гкал}$.

Основным источником ухудшения показателей работы СТВ и ТЭЦ в целом является техническое состояние конденсационных устройств паровых турбин и градирен. Общая доля ограничений установленной электрической мощности, вызванных неудовлетворительным состоянием конденсационных устройств составляет $111,7 \text{ МВт}$ или 42% от суммарного объема ограничений. Ограничения электрической мощности, вызванные неудовлетворительным техническим состоянием градирен, составляют $94,3 \text{ МВт}$, или 36% от суммарного объема ограничений

Итак, основными причинами ограничений установленной электрической мощности Омской ТЭЦ-5и ухудшения надежности работы станции являются:

- неудовлетворительное техническое состояние конденсаторов;
- неудовлетворительное техническое состояние градирен;
- недостаток циркуляционной воды в системе, обусловленный повышенным гидравлическим сопротивлением сети.

ЛИТЕРАТУРА

1. <http://www.irvik.ru>
2. Абрамов Н.Н. Водоснабжение. –М.: Стройиздат, 1974.–326 с.
3. Производственная инструкция. ТЭЦ-5. – Омск, 1998.
4. Комплексное обследование и испытание технического водоснабжения Омской ТЭЦ
5. Технический отчет. – Омск: Компания «ИРВИК», 2010.

ЭЛЕКТРОГЕНЕРАТОР ДЛЯ ВЕТРОУСТАНОВКИ С МАЛЫМ МОМЕНТОМ СТРАГИВАНИЯ

Ряполов С. А., Янченко А. В.

Комсомольский-на-Амуре государственный технический университет,
г. Комсомольск-на-Амуре

Одним из основных требований к ВЭУ является обеспечение малого момента страгивания [1]. Это дает возможность ветроустановке вырабатывать ЭДС в условиях низкоэнергетических ветровых потоков. Для обеспечения малого момента страгивания необходимо решать следующие задачи: во-первых, уменьшать инерционность вращающихся частей ВЭУ (минимальная масса ротора и лопастей); во-вторых, минимизировать стартовое трение в подшипниках, в-третьих, снижать магнитное тяжение ротора к статору. Наибольшую проблему создают, как правило, магнитные силы, так как в генераторах часто используют постоянные магниты с большим остаточным потоком. Для радикального решения этой проблемы хорошую перспективу имеют электрогенераторы аксиального (дискового) типа. Несмотря на увеличение диаметра таких генераторов (при мощности 1 кВт диаметр достигает 400 мм), при использовании высококоэрцитивных магнитов конструкция позволяет убрать сердечник в обмотке за счет ее малой толщины, что исключает силы магнитного тяжения и спрямления между статором и ротором и минимизирует момент страгивания ВЭУ. На Рис.1,а показана схема такого генератора с неподвижной обмоткой, находящейся между двумя слоями постоянных магнитов. Такая схема обеспечивает максимальную индукцию в обмотке, но удвоение количества магнитов определяет высокую стоимость генератора. Оптимальную стоимость дает схема на Рис.1,б с одним слоем магнитов и полюсными наконечниками при замкнутой магнитной цепи. Исследования показали, что при большой площади полюса для снижения стоимости редкоземельных магнитов типа «неодим-железо-бор» полюс можно делать мозаичным, составляя его из магнитов малого размера. При этом однородность магнитного поля в обмотке остается высокой.

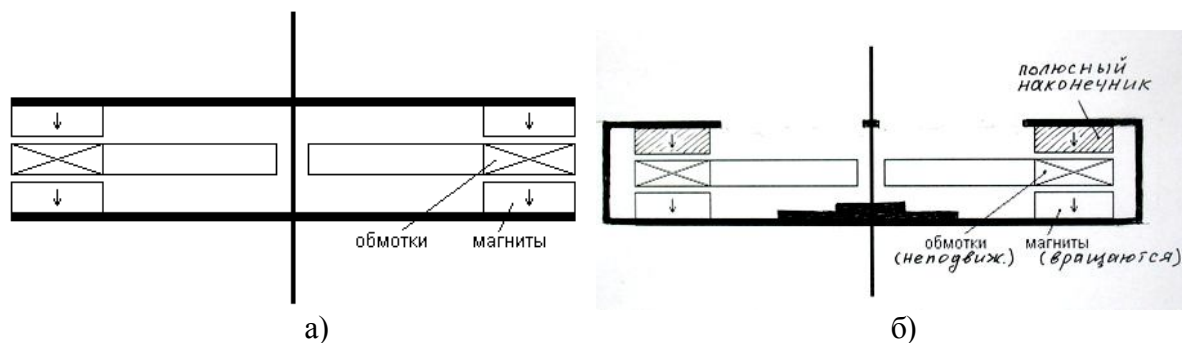


Рис. 1. Схема электрогенератора на постоянных магнитах аксиального (дискового) типа: а) – двухроторный вариант с неподвижными обмотками статора между магнитами; б) – однороторный вариант с неподвижными обмотками статора между магнитами и полюсными наконечниками

Низкооборотный (многополюсный) электрогенератор на постоянных магнитах с плоскими катушками статора без сердечников позволяет существенно снизить момент страгивания генератора и ветроустановки в целом. Существуют различные варианты исполнения низкооборотных генераторов. Вариант исполнения двухроторного генератора с фиксацией статора на внешних шпильках представлен на Рис.2.



Рис. 2. Генератор с двухслойным ротором с фиксацией статора на внешних шпильках в сборе (1- фиксирующие шпильки статора , 2 – основание для крепления статора)

При матмоделировании процессов в таком генераторе необходимо проверить равномерность (плоскопараллельность) магнитного поля в зазоре генератора. При моделировании поля с помощью программы “ElCut student” такая геометрия поля подтвердилась (Рис.3).

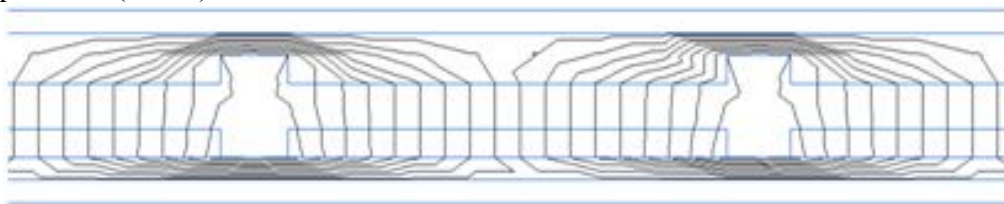


Рис. 3. Картина магнитного поля в зазоре

Для математического моделирования электромагнитных процессов в генераторе можно воспользоваться эквивалентной электромагнитной схемой замещения (Рис.4).

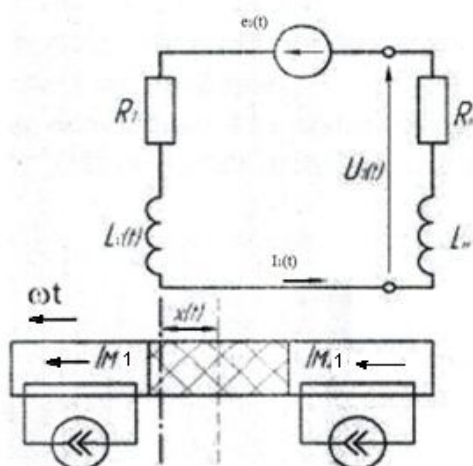


Рис. 4. Эквивалентная электромагнитная схема замещения генератора

Здесь $L_1(t)$, R_1 - индуктивность и активное сопротивление рабочей обмотки;

L_H , R_H - сопротивление нагрузки; $e_1(t)$ - ЭДС, наводимая в рабочей обмотке при перемещении магнитов.

Согласно эквивалентной электромагнитной схеме, уравнение электрического равновесия можно записать в виде:

$$e_1(t) - i_1(t) \cdot (R_1 + R_n) + i_1 \cdot \frac{dL_1(t)}{dt} + (L_1 + L_f) \cdot \frac{di_1(t)}{dt}.$$

Постоянные магниты моделируются эквивалентной фиктивной обмоткой возбуждения, включенной на источник тока:

$$I_i = \frac{F_i}{w_i}$$

причем

$$I_n = I_{m1}, \\ w = 1.$$

Выражение для напряжения нагрузки запишется в виде:

$$U_1(t) = i_1(t) \cdot R_n + L_f \cdot \frac{di_1(t)}{dt}.$$

Полученная система уравнений полностью описывает электромагнитные процессы в генераторе, учитывает изменение параметров в зависимости от координаты полюсного деления. Система имеет периодические коэффициенты, вследствие чего точное аналитическое решение ее представляется сложной математической задачей. Решение уравнений выполнено численным методом с использованием программы Mathcad. На Рис. 5 приведены временные диаграммы напряжения и тока для различных режимов работы генератора. На графиках пунктирной линией показано напряжение, сплошной - ток.

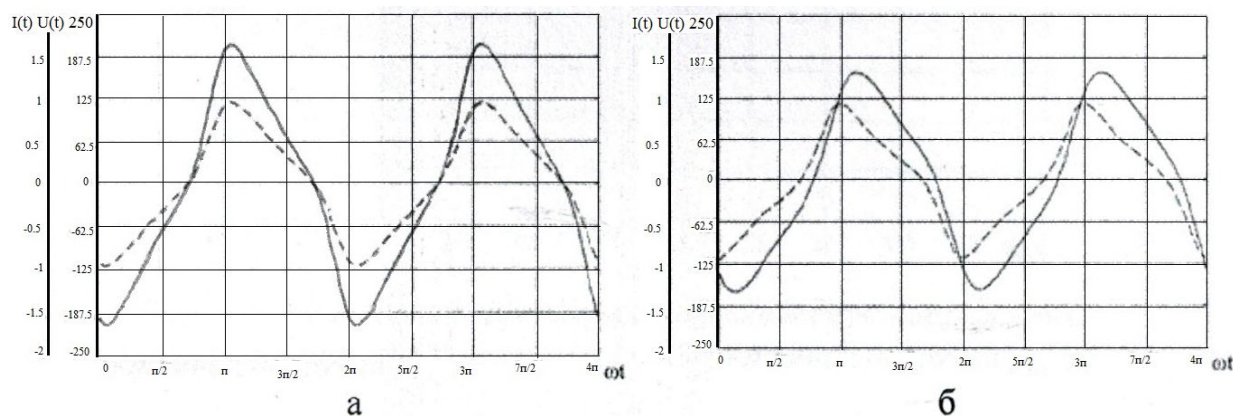


Рис. 5. Напряжение и ток обмотки генератора при работе: а - активная нагрузка ($R=73$ Ом); б - активно - индуктивная нагрузка ($R=73$ Ом, $L=0.1$ Гн)

Таким образом, индуктивная составляющая сопротивления нагрузки приводит к существенному искажению кривой выходного напряжения генератора. В целом предложенная математическая модель позволяет провести исследование установившихся электромагнитных процессов генератора.

Электромагнитные силы, действующие в генераторе, могут быть подразделены на три вида: собственно электромагнитные силы взаимодействия токов в катушках статора с основным магнитным полем (от постоянных магнитов); силы магнитного тяжения между ферромагнитными деталями, несущими магнитный поток; электродинамические усилия взаимодействия между проводниками с током, а также проводниками с током и ферромагнитными поверхностями.

Первый вид сил определяет возникающий электромагнитный момент M_{Σ} (для генератора - противомoment) между подвижным ротором и неподвижным статором.

Второй вид сил (магнитного тяжения) в магнитоэлектрических генераторах определяет так называемый момент страгивания, если неподвижная и вращающаяся части (статор и ротор) имеют ферромагнитные сердечники и постоянные магниты. Данные силы пропорциональны и индукции в квадрате.

Удельная сила магнитного тяжения (на единицу поверхности рабочего зазора) в (кг/см²):

$$p_{\text{тн}} = 4 \cdot B_{\text{воз}}^2,$$

Оценим возникающую силу и момент от магнитного тяжения в конкретном генераторе [2]. С учетом площади одного полюса $S_{\text{п}} = 54 \text{ см}^2$ и количества полюсов $n_{\text{п}} = 16$ возникает сила магнитного тяжения (кг):

$$F_{\text{тн}} = p_{\text{тн}} \cdot S_{\text{п}} \cdot n_{\text{п}},$$

Сила $F_{\text{тн}}$ действует между верхним и нижним ротором и не является моментом страгивания. При наличии сердечника статора момент страгивания генератора мог бы составить (кг·м):

$$M_{\text{тн}} = F_{\text{тн}} \cdot \frac{d_{\text{рот}}}{2},$$

Момент страгивания составляет 43.8 кг·м или 4.4 Н·м, что составляет примерно 10% от M_{Σ} .

Электродинамические силы между проводниками при токе $I = 15 \text{ А}$ считаем несущественными: $F_{\text{элн}} < 1\% F_{\text{тн}}$.

Таким образом, исключив ферромагнитный сердечник статора мы уменьшим момент страгивания до момента трения в подшипниках, которым можно пренебречь.

Минимизация момента страгивания позволит ветроустановке работать при низких скоростях ветра, менее 5 м/с, расширить временной и географический диапазон применения ветрогенераторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кривцов В.С., Олейников А.М., Яковлев А.И. Неисчерпаемая энергия. Кн.1. Ветрогенераторы. – Харьков: Нац.аэрокосм.ун-т «ХАИ», Севастополь. Нац. Технический университет, 2003г. – 400с.
2. Ряполов С. А. Электрогенератор для ветроустановки в условиях низкоэнергетических ветровых потоков/Ряполов С. А., Янченко А. В.//Сборник материалов46-й НТК студентов и аспирантов. – Комсомольск – на – Амуре ФГБОУ ВПО «КнАГТУ», 2016 – с. 516 – 518.

МИНИ-ТЭС БИНАРНОГО ЦИКЛА НА БАЗЕ ГАЗОПОРШНЕВОЙ УСТАНОВКИ И ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ

Марасанов Н.В., Щинников П.А.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

Малая генерация является одним из путей развития энергетики. Сегодня это направление находит все более широкое применение в нашей стране [1, 2].

В статье предлагается технология производства электроэнергии на основе газопоршневой установки и паровой турбины, связанных единым технологическим процессом [3]. На рынке сегодня представлено большое количество двигателей внутреннего сгорания широкой линейки мощностей, и часто совершенствование технологических процессов для подобных установок идет по пути создания когенерационных и тригенерационных систем, позволяющих обеспечить повышение коэффициента использования топлива. Вместе с тем существует возможность повышения КПД энергоустановки по отпуску электроэнергии на базе ДВС при обеспечении принципа комбинирования аналогичного парогазовым установкам (ПГУ). В этом случае «горячим источником» для паросилового контура комбинированной установки является выхлоп ДВС, а не газовой турбины (Рис. 1. Принципиальная схема комбинированной мини-ТЭС)

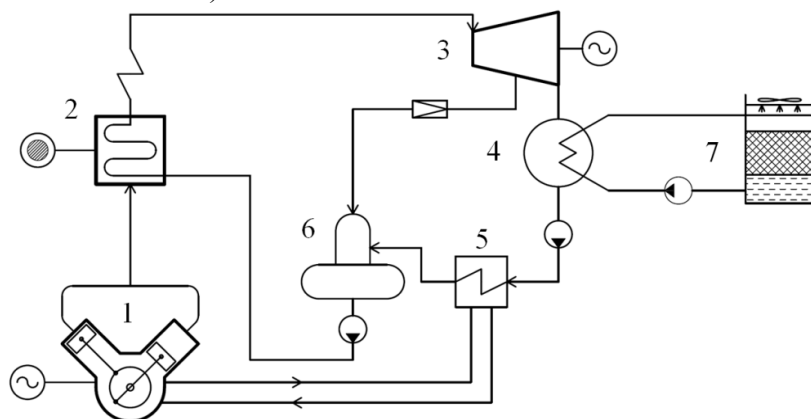


Рис. 1. Принципиальная схема комбинированной мини-ТЭС

1 - ГПУ; 2 – котел-утилизатор с дымовой трубой; 3 – паровая турбина; 4 – конденсатор; 5 – теплообменник рубашки охлаждения ГПУ; 6 – деаэратор; 7 – вентиляторная градирня

Выхлопные газы газопоршневой установки (ГПУ) поступают в котел-утилизатор и там нагревают питательную воду до состояния перегретого пара. Пар совершает работу в паровой турбине и поступает в конденсатор. Затем основной конденсат проходит через теплообменник, где происходит его нагрев. Данный теплообменник обеспечивает утилизацию теплоты контура охлаждения ГПУ. В деаэраторе основной конденсат очищается от газов и нагревается паром из отбора турбины и в виде питательной воды поступает в котел-утилизатор.

Котел-утилизатор может представлять собой конструкцию, состоящую из трех контуров и барабана, последовательно обеспечивающих нагрев воды, испарение, сепарацию пара и его перегрев (Рис. 2. Компоновочная схема котла-утилизатора).

В качестве газопоршневой установки решено было использовать Jenbacher JMS 620 JS. Выбор ГПУ обусловлен высокими заявленным электрическим КПД (44,1%) и температурой выхлопных газов (425 °С), так как последняя позволит обеспечить относительно высокую температуру острого пара в паросиловом контуре.

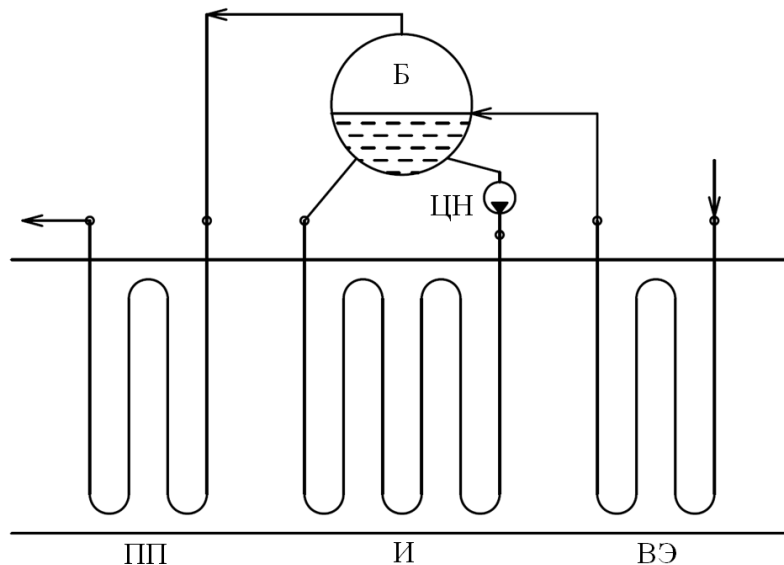


Рис. 2. Компоновочная схема котла-утилизатора

Б – барабан; ВЭ – водяной экономайзер; И – испаритель; ПП – пароперегреватель;
 ЦН – циркуляционный насос

В результате расчетов котла-утилизатора, проведенных с учетом положений, определены его тепловая мощность, паропроизводительность и некоторые другие характеристики (Таблица 1. Основные характеристики котла-утилизатора).

Таблица 1. Основные характеристики котла-утилизатора

Наименование параметра	Величина
Тепловая мощность котла, МВт	1,57
Паропроизводительность, т/ч	2,0
Давление пара в барабане, бар	43
Давление острого пара, бар	39
Температура острого пара, °С	400
Температура питательной воды, °С	111
Расход газов, тыс. нм ³ /ч	13,6
Температура газов на входе, °С	425
Температура уходящих газов, °С	167
Габаритные размеры, м	
Длина	11,4
Ширина	5
Высота (без учета барабана)	6

Можно видеть, что, во-первых, теплового потока от покидающих ГПУ дымовых газов достаточно для того, чтобы сгенерировать около 2 т/ч пара с температурой $\approx 400^\circ\text{C}$, во-вторых – габаритные размеры котла-утилизатора позволяют выполнить его в модульной компоновке.

Дальнейшими расчетами показано, что полученный в котле-утилизаторе острый пар позволяет обеспечить работу паровой турбины мощностью около 0,5 МВт. Термодинамические и конструктивные характеристики турбины, определенные с учетом положений [4], представлены в таблице (Таблица 2. Характеристики паровой турбины).

Таблица 2. Характеристики паровой турбины

Наименование параметра	Величина
Мощность турбины, кВт	475
Расход пара, кг/с	0,566
Давление пара перед/после стопорного клапана, МПа	3,9/3,78
Располагаемый теплоперепад, кДж/кг	1064
Давление в конденсаторе, кПа	10
Давление в нерегулируемом отборе, МПа	0,15
Расход пара в нерегулируемом отборе, кг/с	0,0021
Число ступеней, шт	11
Внутренний относительный КПД, %	78
Высота лопаток последней ступени, мм	87
Периферийный диаметр последней ступени, мм	550
Длина ротора турбины, мм	1380

Совместно с конструкторскими расчетами проведен расчет энергопотоков в мини-ТЭС в целом по методу энергобалансов (1), когда всем входным потокам энергии в элемент установки соответствуют все выходные потоки с учетом потерь.

$$\sum Q_{\text{вх}} = \sum Q_{\text{вых}} + \sum Q_{\text{пот}} \quad (1)$$

В этом выражении $Q_{\text{вх}}$, $Q_{\text{вых}}$ – энергетические потоки на входе и выходе из установки или ее элемента, кВт; $Q_{\text{пот}}$ – энергетические потери, кВт.

КПД установки по отпуску электроэнергии определяется по формуле (2).

$$\eta = \frac{N_{\text{ГПУ}} + N_{\text{ПТУ}}}{Q_{\text{ГПУ}}} = \frac{N_{\text{ГПУ}} + N_{\text{ПТУ}}}{B Q_{\text{H}}^{\text{p}}} \quad (2)$$

Здесь $N_{\text{ГПУ}}$, $N_{\text{ПТУ}}$ – мощность газопоршневой и паротурбинной установок соответственно, кВт; $Q_{\text{ГПУ}}$ – теплота, подведенная к ГПУ, кВт; B – расход топлива, м³/с; Q_{H}^{p} – низшая рабочая теплота сгорания топлива, кДж/м³.

На рис. 3 показана диаграмма энергетических потоков рассматриваемой установки, откуда видно, что КПД по отпуску электроэнергии для нее составляет 50%.

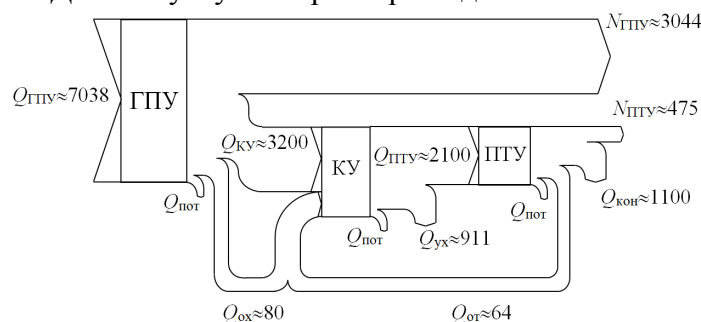


Рис. 3. Диаграмма энергетических потоков

$N_{\text{ГПУ}}$, $N_{\text{ПТУ}}$ – электрическая мощность ГПУ и ПТУ соответственно; $Q_{\text{ГПУ}}$ – подведенный с топливом к установке тепловой поток; $Q_{\text{КУ}}$, $Q_{\text{ПТУ}}$ – подведенный к котлу-утилизатору и паровой турбине тепловой поток; $Q_{\text{ох}}$, $Q_{\text{от}}$ – тепловой поток от охлаждающего ДВС контура и в нерегулируемом отборе; $Q_{\text{ух}}$ – тепловой поток с уходящими газами; $Q_{\text{к}}$ – тепловой поток с охлаждающей конденсатор водой; $Q_{\text{пот}}$ – тепловые потери в элементах установки; цифрами показаны количественные оценки энергетических потоков в кВт

Разработана методика исследования комбинированной мини-ТЭС, заключающаяся в определении конструктивных, термодинамических технико-экономических параметров и характеристик основного оборудования предложенной технологии. Кроме того, методика учитывает оценку капиталовложений в оборудование и себестоимость продукции предлагаемой мини-ТЭС (Таблица 3. Техничко-экономические показатели мини-ТЭС).

Таблица 3. Техничко-экономические показатели мини-ТЭС

Наименование показателя	Величина
Расход натурального топлива, м ³ /с	0,207
Расход условного топлива, кг/кВт·ч	0,246
Низшая теплота сгорания топлива, кДж/м ³	34000
Число часов использования, час/год	6000
Установленная мощность, кВт	3519
Отпуск электроэнергии, кВт·ч/год	20,9·10 ⁶
Коэффициент собственных нужд, от ед.	0,01
Мощность оборудования собственных нужд, кВт	31,2
КПД установки нетто, %	50
Капиталовложения, руб	80,3·10 ⁶
Издержки, руб/год	26,02·10 ⁶
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	1,24
Себестоимость электроэнергии при работе ГПУ в автономном режиме, руб/кВт·ч	1,34

Техничко-экономические расчеты [5] показали, что дополнительная мощность для выработки электроэнергии в паросиловом контуре составит $\approx 0,5$ МВт, при этом КПД установки в целом по отпуску электроэнергии возрастет на 6% даже без учета оптимизации термодинамических, схемных и конструктивно-компоновочных параметров.

ЛИТЕРАТУРА

1. Щинников П.А., Синельников Д.С. Энергоснабжение при малоэтажном строительстве при отсутствии инфраструктуры. / Известия высших учебных заведений. Строительство. – №7, 2015. – с. 58-64
2. Щинников П.А., Бородихин И.В., Ноздренко Г.В. Комбинированная технология теплоснабжения на композитном жидком топливе с применением внутриквартальных двигателей внутреннего сгорания. / Новости теплоснабжения. – 2002. -№ 7. – с. 47-49.
3. Григорьева О.К., Боруш О.В. Расчет тепловых схем теплофикационных паротурбинных установок. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – 63 с.
4. Щинников П.А. Проектирование одноцилиндровой конденсационной турбины: учебное пособие / П.А. Щинников. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 83 с.
5. Ларионов В.С., Ноздренко Г.В., Щинников П.А., Зыков В.В. Техничко-экономическая эффективность энергоблоков ТЭС: учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1998. – 31 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДВИГАТЕЛЕЙ ВНЕШНЕГО СГОРАНИЯ

Бурмистров Н.А., Ростунцова А.А.¹

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю. А.,
г. Саратов

¹ Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени
Н.Г. Чернышевского, г. Саратов

Рассмотрена возможность промышленного использования двигателей внешнего сгорания как альтернативного вида энергии и возможность его применения на тепловых и атомных электростанциях для утилизации сбросной теплоты. Разработан алгоритм расчета и получена зависимость КПД двигателя Стирлинга от термодинамических параметров. Определены численные значения КПД в зависимости от используемого рабочего тела и его температуры.

Основным направлением развития современной экономики является поиск перспективных технологий энергопреобразования и производство новой техники на основе высокоэффективных термодинамических циклов с использованием возобновляемых энергоресурсов. Переход на новый технологический уровень связан, прежде всего, с энергосбережением и сокращением доли использования традиционных энергоресурсов. Перспективным направлением при этом является разработка и широкое внедрение энергетических установок на основе двигателей внешнего сгорания, использующие цикл Стирлинга. Низкий уровень шума, малая токсичность отработавших газов, работа на различных видах топлива, большой ресурс, соотношение размеров и массы, хорошие характеристики крутящего момента – все эти параметры дают возможность двигателям Стирлинга в ближайшее время значительно «потеснить» двигатели внутреннего сгорания [1-4].

Коэффициент полезного действия (КПД) современных двигателей внутреннего сгорания составляет 30-40 %, т.е. до 70% тепловой энергии отводится в атмосферу. Одним из возможных направлений утилизации теплоты являются ее трансформация в электрическую энергию при помощи двигателей внешнего сгорания, использующие цикл Стирлинга.

Поэтому внедрение двигателей внешнего сгорания на тепловых электростанциях и в частности на АЭС для утилизации сбросной теплоты является актуальной задачей.

Основные технические характеристики предлагаемых сегодня на рынке энергетических установок на основе двигателей Стирлинга, в зависимости от фирмы производителя, колеблется в следующих пределах [5]:

- удельная стоимость от 1300\$ до 8000\$ за киловатт установленной мощности;
- моторесурс от 2000 до 80000 часов;
- эффективный КПД от 10% до 38%.

Анализ информации различных технических источников [4,5] и данные паспортов производителей энергетических установок показывает, что в настоящее время практически все выпускаемые двигатели внешнего сгорания являются аналогами двигателей Стирлинга, созданные в середине прошлого столетия голландской компанией «Philips». Эти разработки предназначались, в основном, для автомобилестроительных фирм и компаний, разрабатывающих энергоустановки для военных нужд, таких как, «General Motors», «Ford Motor», «MAN-MBW» и др. [1-3]. За последнее время появились новые объединения, например, европейский швейцарско-немецкий концерн, включающая в себя компании «Stirling Systems AG» (Schweiz) и «Stirling Systems GmbH» (Deutschland), транснациональная компания, в состав которой

входят американские, японские, итальянские и немецкие фирмы (“Merloni Termosanitari (MTS Group)”, “Bosch Group”, “Rinnai”, “Infinita”), использующие двигатели внешнего сгорания в промышленных условиях.

Одним из способов повышения эффективности ТЭС и АЭС является утилизация тепловой энергии, теряемой в процессе преобразования. Использование даже части теряемой энергии может позволить решить задачи энергопотребления для собственных нужд тепловых электростанций. При этом тепловые сбросы станций могут быть переведены в высокопотенциальное тепло с помощью двигателей внешнего сгорания. Двигатель внешнего сгорания представляет собой тепловую машину, в которой рабочее тело движется в замкнутом объёме. Его работа основана на периодическом нагреве и охлаждении рабочего тела с извлечением энергии из возникающего при этом изменения объёма рабочего тела. Основным принцип работы двигателя Стирлинга заключается в постоянно чередуемых процессах нагревании и охлаждении рабочего тела в закрытом цилиндре. В роли рабочего тела выступает воздух, но также может использоваться водород и гелий.

Получена зависимость КПД двигателя Стирлинга от термодинамических параметров. Из термодинамики известно, что давление, температура и объём идеального газа взаимосвязаны и следуют закону:

$$P \cdot V = n \cdot R \cdot T \quad (1)$$

где P - давление газа; V - объём газа; n - количество молей газа; R - универсальная газовая константа; T - температура газа, °К.

Это означает, что при нагревании газа его объём увеличивается, а при охлаждении — уменьшается. Это свойство газов и лежит в основе работы двигателя Стирлинга. Термодинамический цикл Стирлинга представлен на рис. 1.

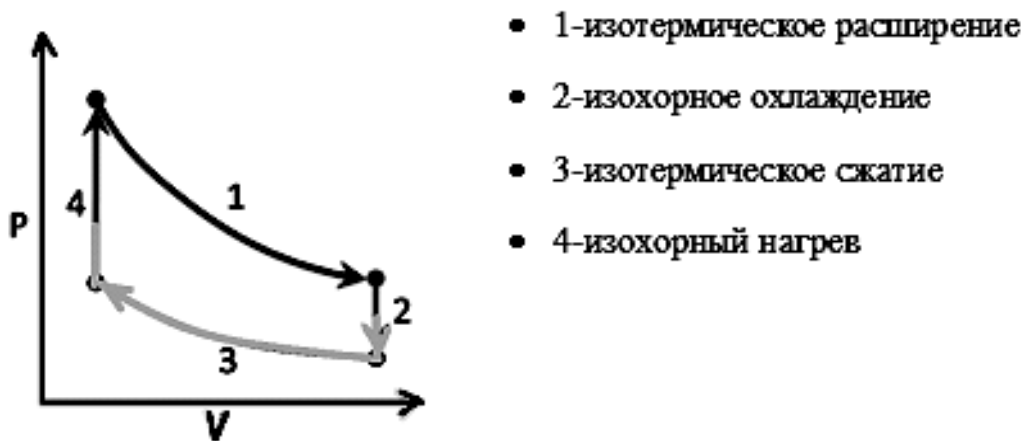


Рис. 1. Термодинамический цикл Стирлинга

Цикл Стирлинга состоит из четырёх фаз и разделён двумя переходными фазами:

1. Нагрев и перекачивание вытеснителем горячего газа вверх и одновременно изотермическое расширение.
2. Изохорное охлаждение.
3. Изотермическое сжатие и перекачивание вытеснителем охлажденного газа вниз.
4. Изохорное нагревание.

Таким образом, при переходе от тёплого источника к холодному источнику происходит расширение и сжатие газа, находящегося в цилиндре, за счёт чего можно получить полезную работу.

Работа газа в процессах 2 и 4 равна нулю, в процессе 1 положительна и равна

$$A_1 = nRT_1 \cdot \ln \frac{V_2}{V_1}, \quad (2)$$

а в процессе 3 она отрицательна и равна

$$A_2 = -nRT_2 \cdot \ln \frac{V_2}{V_1}, \quad (3)$$

где T_1 - это температура зоны нагрева, а T_2 – температура зоны охлаждения, n – количество вещества газа, V_2 – это объем газа после нагрева, а V_1 – после охлаждения (первоначальный объем). Тогда общая работа совершенная газом за цикл равна

$$A = nR \cdot \ln \frac{V_2}{V_1} \cdot (T_1 - T_2), \quad (4)$$

Теплота получается в процессах 4 и 1

$$Q = Q_4 + Q_1 = \frac{i}{2} nR(T_1 - T_2) + nRT_1 \cdot \ln \frac{V_2}{V_1}, \quad (5)$$

где i – количество степеней свободы газа.

Коэффициент полезного действия равен:

$$\eta = \frac{A}{Q} = \frac{nR \cdot \ln \frac{V_2}{V_1} \cdot (T_1 - T_2)}{\frac{i}{2} \cdot n \cdot R \cdot (T_1 - T_2) + n \cdot R \cdot T_1 \cdot \ln \frac{V_2}{V_1}} = \frac{T_1 - T_2}{\frac{i}{2 \ln \frac{V_2}{V_1}} \cdot (T_1 - T_2) + T_1}, \quad (6)$$

По полученной зависимости (6) проведена оценка КПД двигателя внешнего сгорания в зависимости от рабочего тела и температуры. Для получения достаточного количества энергии используют нагрев:

- гелия от 25 до 700 градусов, КПД цикла будет равен 35,6 %;
- водорода от 38 до 705 градусов, КПД цикла будет равен 35,8 %.
- при нагреве воздуха от 25 до 100 градусов КПД равен 16% (при использовании цикла Карно КПД получится равным 20%).

ЛИТЕРАТУРА

1. Круглов М.Г. Двигатели/ М.Г. Круглов, В.Н. Даннличев, С.И. и др. - М.: Машиностроение, 1977. – 150 с.
2. Ридер, Г.Т. Двигатели Стирлинга / Г.Т. Ридер, Ч.К. Хупер.; пер. с англ. М.: Машиностроение, 1986. – 464 с.
3. Уокер, Г. Двигатели Стирлинга./ Г. Уокер; пер. с англ. М.: Машиностроение, 1985. – 408 с.
4. Кукис В. С. / Двигатель Стирлинга вчера, сегодня, завтра/ В.С. Кукис, В. А. Романов, Ю. А. Постол. // Ползуновский альманах. АлтГТУ. 2009. том 1. №3. С.83-85.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТОНПРОВОДЯЩИХ МЕМБРАН В ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ

Коноваленко А. А., Пожидаев Ю.Н.

Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск

Топливные элементы (ТЭ) предназначены для преобразования энергии топлива непосредственно в электрическую и тепловую энергию. Топливные элементы и созданные на их основе энергоустановки обладают целым рядом преимуществ по сравнению с другими источниками энергии: высокий коэффициент полезного действия, возможность снижения вредных выбросов, бесшумность работы и т.д. [1-3]. Основным и самым главным недостатком ТЭ является их высокая стоимость.

В качестве топлива для ТЭ в основном используются водород, а в качестве окислителя – кислород или воздух. Существуют различные виды ТЭ. Например, такие как: щелочные, фосфорнокислотные, карбонатнорасплавные, твёрдооксидные и твёрдополимерные [3].

Среди перечисленных топливных элементов на сегодняшний день наиболее перспективными являются твёрдополимерные топливные элементы. Главным компонентом таких ТЭ является протонпроводящая мембрана.

Первой стабильной по многим критериям явилась протонпроводящая мембрана на основе сополимера тетрафторэтилена и перфторированного сульфосодержащего мономера общей формулы:



В дальнейшем, на основе Нафiona были получены и другие модифицированные мембраны. Пример этих мембран и их характеристики описаны в таблице 1.

Таблица 1. Протонопроводящие мембраны и их характеристики

Тип мембраны	Толщина, мкм	Поверхностное сопротивление Ом · см ⁻²	Удельная электропроводность, См · см ⁻¹
Нафion-115	100	1.23	8.13·10 ⁻³
Нафion-115-SiO ₂	100	0.92	1.07·10 ⁻²
Нафion-115-SiO ₂ - ФВК	120	0.45	2.67·10 ⁻²

Коммерческие мембраны: “Nafion” (США), “Flemion” (Япония), “Aciplex-S” (Япония), “Dowmembrane” (США), МФ-4СК (Россия), имеют существенные недостатки такие как: низкая термическая стабильность, ограничения по диапазону рабочих температур (до 100 °С) и влажности, а также высокая стоимость ограничивают их практическое применение.

Для получения более дешёвых и в то же время не уступающих по характеристикам зарубежным мембранам, был применён золь-гель синтез. Данным методом получают мембраны, которые имеют высокую химическую и термическую стабильность неорганической матрицы и функциональные свойства органического компонента [4-6].

Таким образом, целью работы явилось получение протонпроводящих мембран на основе азотсодержащих гетероциклических соединений 1-винилпиразола с метилметакрилатом (Впир-ММА), 1-винилпиразола с винилхлоридом (Впир-ВХ), 4-винилпиридина с 2-гидроксиэтилметакрилатом (4-ВП-ГЭМА) золь-гель методом и исследование их характеристик.

В ходе золь-гель синтеза получены мембраны, обладающие ионообменной емкостью порядка 10^{-2} См/см. Характеристики полученных мембран представлены в таблице 2.

Таблица 2. Ионообменная емкость, удельная электропроводность и энергия активации протонного переноса экспериментальных и промышленных мембран (относительная влажность, $\varphi = 75\%$)

Показатель		Мембрана				
		Впир-ВХ	Впир-ММА	ВП-ГЭМА	Nafion 212	МФ-4СК
Ионообменная емкость, мг·экв/г		1,6	1,3	2,1	0,95	0,84
σ , См/см· 10^{-2}	T=303K	0,54	0,78	0,914	1,4	0,8
	T=318 K	0,59	0,82	1,21	1,8	1,4
	T=338 K	0,64	0,89	1,55	3,0	2,9
	T=353 K	0,76	0,94	1,85	3,6	4,3

Допированные ортофосфорной кислотой мембраны на основе азосодержащих гетероциклических соединений показали более высокую ионообменную емкость по сравнению Nafion 212 и МФ-4СК. Модуль упругости мембранного материала составил 313 МПа в отличие от мембран Nafion 212 (160, 132 Мпа) [7-10].

Таким образом, полученные мембраны можно рассматривать как перспективные для дальнейших исследований в качестве мембранных материалов для топливных элементов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Pozhidaev Y., Lebedeva O., Bochkareva S., Sipkina E. Hybrid composites from silicon materials and nitrogenous heterocyclic polybases // *Advanced science letters*. – 2013. – Т. 19. – № 1. – С. 309-312.
2. Шаглаева Н.С., Михалева А.И., Сарапулова Г.И., Лебедева О.В., Халиуллин А.К., Заварзина Г.А., Волков А.Н. Дегидрохлорирование в процессе сополимеризации N-винил-4,5,6,7-тетрагидроиндола с винилхлоридом или винилиденхлоридом // *Известия Академии наук. Серия химическая*. – 1997. – Т. 46. – № 12. – С. 2267.
3. Пожидаев Ю.Н., Шаглаева Н.С., Лебедева О.В., Бочкарева С.С., Сафронов А.П., Воронков М.Г. Соплимеры на основе продуктов гидролиза тетраэтоксисилана с поли-N-винилазолами и поливинилпиридинами // *Журнал прикладной химии*. – 2007. – Т. 80. – № 8. – С. 1346-1349.
4. Лебедева О.В., Пожидаев Ю.Н., Сипкина Е.И., Чеснокова А.Н., Иванов Н.А., Раскулова Т.В., Покровская М.А. Синтез и свойства сополимеров и композитов на основе винилглицидилового эфира этиленгликоля и винилхлорида // *Пластические массы*. – 2013. – № 9. – С. 35-39.
5. Annenkov V.V., Lebedeva O.V., Danilovtseva E.N., Mikhaleva A.I. Synthesis and polyelectrolyte properties of carboxyl-containing copolymers of 1-vinyl-4,5,6,7-tetrahydroindole // *Высокомолекулярные соединения. Серия А*. – 2001. – Т. 43. – № 9. – С. 1560-1564.
6. Шаглаева Н.С., Лебедева О.В., Пожидаев Ю.Н., Султангареев Р.Г., Бочкарева С.С., Еськова Л.А. Органо-неорганические композиты на основе тетраэтоксисилана и азотистых полиоснований // *Журнал физической химии*. – 2007. – Т. 81. – № 3. – С. 406-409.

7. Lebedeva O.V., Chesnokova A.N., Badlueva T.V., Sipkina E.I., Rzhechitskii A.E., Pozhidaev Y.N. Hybrid ion-exchange membranes based on heteroaromatic sulfonic acid derivatives // *Petroleum Chemistry*. – 2015. – Т. 55. – № 5. – С. 333-338.
8. Lebedeva O., Pozhidaev Y., Sipkina E., Chesnokova A., Ivanov N. Copolymers and proton conducting films based on N-vinylpyrazole // *Advanced Materials Research*. – 2013. – Т. 749. – С. 71-76.
9. Pozhidaev Y., Lebedeva O., Sipkina E., Chesnokova A., Ivanov N. Synthesis and properties of hybrid materials for ion-exchange and complexing membranes // *Advanced Materials Research*. – 2013. – Т. 749. – С. 283-288.
10. Лебедева О.В., Чеснокова А.Н., Бадлуева Т.В., Сипкина Е.И., Ржечицкий А.Э., Пожидаев Ю.Н. Гибридные ионообменные мембраны на основе гетероароматических производных сульфокислот // *Мембраны и мембранные технологии*. – 2015. – Т. 5. – № 2. – С. 87.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОЭТАНОЛА ИЗ РАСТИТЕЛЬНОГО СЫРЬЯ НА ОСНОВЕ СОКА АРБУЗА КАК АЛЬТЕРНАТИВНОГО ТОПЛИВА ДЛЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОЙ ТЕХНИКИ

Багирян Б.А., Фадеева М.В., Зайнутдинов Д.Р., Давыдова С.А., Ковалев В.Б.
Астраханский государственный университет, г. Астрахань

На сегодняшний день разработками альтернативной энергетики и ее внедрением занимаются ученые 50 стран. Особый интерес направлен на получение биотоплива для сельскохозяйственной техники, который обусловлен тремя важными аспектами:

- Биотопливо – производит меньше выбросов выхлопных газов, которые способствуют образованию смога, загрязнению воздуха и глобальному потеплению.
- Биотопливо – не является производным от невозобновляемых ископаемых ресурсов, таких как нефть, газ и уголь.
- Биотопливо – способствует энергонезависимости.

Особое внимание уделяется возобновляемым источникам энергии, получаемым из растительного сырья (рапс, пшеница, подсолнечник и др.), что способствует развитию биоэнергетики и приближению цен на сырье к их энергетическому эквиваленту.

Применительно к сельскохозяйственному производству в Астраханской области несомненный приоритет принадлежит биотопливу из растительного сырья на основе сока арбуза. Сок арбуза – это источник легко ферментируемых сахаров для производства этанола (биоэтанол – обычный этанол, получаемый в процессе переработки растительного сырья для использования в качестве биотоплива). Мировое производство биоэтанола в 2015 году составило 35,8 млрд. литров, из которых 44% пришлось на Бразилию и 43,9% – на США. В России создание биоэтанольной отрасли остается на этапе проектирование и внедрение.

Около 20% астраханских арбузов каждый год остаются в поле из-за повреждений поверхности или неправильной формы. Подсчеты ученых (Уэйн Фиш и его коллеги из сельскохозяйственной лаборатории в Оклахоме, США) показали, что при технологическом процессе, позволяющем получить 0,4 грамма этилового спирта из 1 грамма сахара, с одного гектара бахчи можно получить 220 литров этанола [1].

Методы производства

Известный с давних времён способ получения этанола – спиртовое брожение органических продуктов, содержащих углеводы (виноград, плоды и т. п.) под действием ферментов дрожжей и бактерий. Аналогично выглядит переработка крахмала, картофеля, риса, кукурузы, и проч. Реакция эта довольно сложна, её схему можно выразить уравнением:



В промышленных масштабах этиловый спирт получают из сырья, содержащего целлюлозу (древесина, солома), которую предварительно гидролизуют. Образовавшуюся при этом смесь пентоз и гексоз подвергают спиртовому брожению. Сок арбузов, оставленных на бахче из-за косметических дефектов, может стать важным источником биотоплива. Анализ энергетической ценности сока арбуза показан в таблице 1.

Таблица 1. Анализ энергетической ценности сока арбуза

Вещества	Количество	% от нормы в 100 г
Энергетическая ценность	113.04 кДж	1.6%
Волокна	0.4 г	2%
Вода	92.6 г	3.9%
Зола	0.4 г	-
Крахмал и декстрины	0.1 г	-
Моно- и дисахариды (сахара)	5.8 г	max 100 г
Глюкоза (декстроза)	2.4 г	-
Сахароза	2 г	-
Фруктоза	4.3 г	-

В биотехнологии большинство процессов проводят в водной среде, и на выходе имеет место раствор ценных продуктов [2]. Спирт выделяют и обезвоживают при помощи многостадийного и энергоёмкого процесса дистилляции. К тому же необходимость разрушения водно-спиртового азеотропа дополнительно увеличивает стоимость процесса. Применение нового метода СК-сепарации водно-спиртовых сред экономически более выгодно и эффективно, поскольку не связано с разрушением азеотропов [3].

По своему производству биоэтанол дешевле, чем бензин, не засоряет двигатели сельскохозяйственной техники сажей и копотью, имеет высокое октановое число, равное 108. На сегодня для адаптации двигателей сельскохозяйственных машин биоэтанол целесообразнее использовать в смеси с бензином. Так, смесь Е-85 означает, что в ее составе содержится 85% биоэтанола и 15% бензина. В перспективе для развития агротехнического сектора (при выпуске новой сельскохозяйственной техники), необходимо усовершенствовать двигатель и автозаправочную систему на усовершенствованную модель, приуроченную к использованию биоэтанола [4].

Вывод

Таким образом, создание биоэтанольной отрасли в нашей стране и в регионе, внесет вклад в развитие аграрного сектора, поможет в решении социально-экономических проблем, окажет положительное влияние на экономику в целом, а также способствует достижению национально-статических целей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Попова, И.Ю. Производство биотоплива с использованием сверхкритических сред как актуальная проблема современной энергетики. Сверхкритические флюиды: теория и практика // Сверхкритические Флюиды: Теория и Практика: [Электронный ресурс]. Copyright. – © ЗАО «ШАГ». – 2007. – № 4. – С. 85-95. – Режим доступа: http://www.scf-tp.ru/articles/2007_04/.
2. Wilson, R.C. Upstream and Downstream Processing. New York, 1986.
3. Огарков, А.П. Необходима государственная программа использования возобновляемых источников энергии // Экономика сельского хозяйства России. – 2007. – № 3. – С. 15-16.
4. Шилова, Е.П. Опыт применения альтернативных видов топлива для автомобильной и сельскохозяйственной техники: Науч. аналит. обзор [Текст] / Е.П. Шилова, И.В. Крюков, Н.Н. Толкачев [и др.]. – М.: ФГНУ «Росинфор-магротех», 2006. – 96 с.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

Мамаев З.И., Богданова Е.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Распределение и регулирование тепловой энергии как внутри, так и снаружи зданий в соответствии с потребностью являются одними из основополагающих подходов энергосбережения. Один из методов регулирования тепловой энергии является применение балансировочных клапанов

Балансировочный клапан представляет собой простой вентиль. Но есть отличие. Данным клапаном можно выполнить точную регулировку в нужном месте трубопровода. А благодаря наличию измерительных отводов на этой детали, появляется возможность при использовании приборов сделать проверку и установить точные значения на разных участках трубопровода.

Необходимость использования балансировочных клапанов в тепловых узлах в настоящее время не вызывает никакого сомнения, так как они позволяют точно отрегулировать подачу тепла по всей системе обогрева здания. Благодаря данным клапанам можно сделать гидравлическую балансировку трубопровода, что позволит предотвратить вероятность возникновения ситуаций, когда в один радиатор подается избыточный объем теплоносителя, в то время как в другой подается недостаточное количество. Устанавливаемые тепловыми сетями вентиль не позволяет учесть изменяющиеся во времени параметры и оперативно провести наладку теплового узла.[2]

Потребление воды из тепловой сети, распределяется на отопление, ГВС и вентиляцию:

$$G_d = G_v + G_h + G_o,$$

где

G_d — расчетный расход из тепловой сети в тепловой пункт, кг/ч;

G_v — расход воды на вентиляцию;

G_h — расход воды на горячее водоснабжение;

G_o — расход воды на отопление.

Уместно возникает задача рационального использования воды в тепловом пункте в соответствии с проектом. Эту задачу легко решить с помощью ручных балансировочных клапанов «BROEN BALLOREX». Они позволяют производить балансировку и гидравлическое регулирование, ограничение расхода, открытие и закрытие потока рабочей среды в системе, а так же измерение температуры рабочей среды и расхода при помощи штатного расходомера.

Рассмотрим двухступенчатую схему присоединения водоподогревателей ГВС (СП 41-101-95, рис. 4).[1] Данная схема является наиболее современной, при установке отопительных приборов, поскольку в этом случае исключается попадание грязной воды из тепловой сети в контур отопления здания и риск загрязнения клапанов радиаторов минимален.

На рис. 1 показана принципиальная схема (соответствующая СП) с установленными балансировочными клапанами. На схеме отсутствуют насосы, регулирующие клапаны с электроприводом у теплообменника ГВС 2-й ступени и теплообменника отопления, насосы, запорная арматура и т.п., которые необходимы в полных схемах.

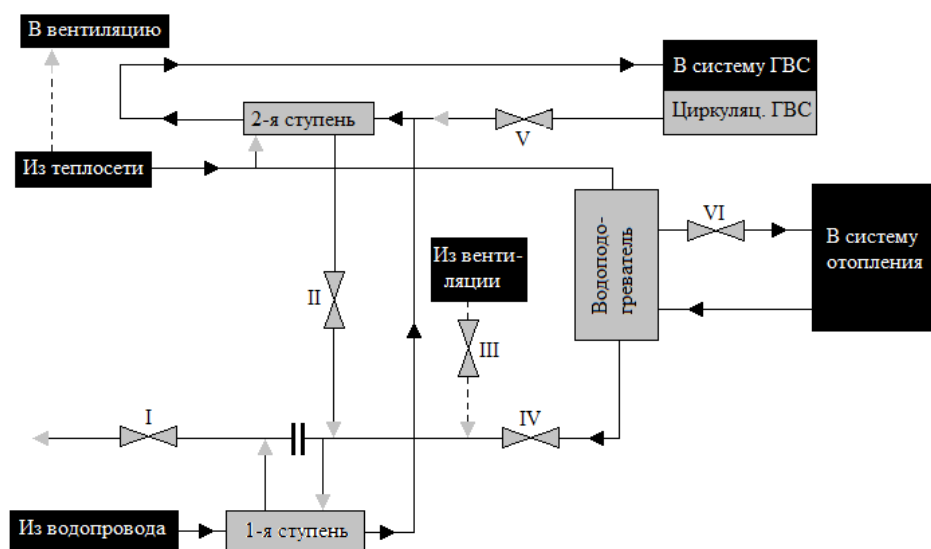


Рис. 1. Схема теплового пункта с балансировочными клапанами

В данной схеме можно выделить пять циркуляционных гидравлических контуров: три первичных и два вторичных.

К первичным контурам можно отнести:

- контур через теплообменники ГВС 1-й и 2-й ступеней;
- контур через калориферы вентиляции;
- контур через теплообменник отопления;

К вторичным:

- контуры отопления;
- контуры циркуляции ГВС;

Гидравлическое сопротивление состоит из сопротивлений теплообменников, трубопроводов, арматуры.

Увязка гидравлики — это достаточно сложная задача, даже если система была спроектирована со всеми необходимыми расчетами. При монтаже выявляются дополнительные факторы, которые нельзя учесть заранее: сужения, окалина, засоры, замена оборудования и т.п.[2]

Оптимальный вариант — увязывание гидравлики с последующим регулированием расходов балансировочным клапаном. В данном случае эффективно применить установку шести балансировочных клапанов «BROEN BALLOREX». (рис. 1).

Клапан I — используется для регулирования общего потребления в тепловом пункте, а также балансировки нескольких тепловых пунктов между собой. Как показывает опыт, применение хотя бы этого балансировочного клапана влечет к снижению потребления и существенной экономии энергии.

Клапан II — дает возможность обеспечить проектный расход через теплообменник 2-й ступени при открытом на нем регулирующем клапане.

Клапан III — необходим для регулировки потребления через калориферы вентиляции.

Клапан IV — применяется для увязывания гидравлики через контур теплообменника отопления при полностью открытом регулирующем клапане. Все части балансировочного клапана «BROEN BALLOREX» сделаны из латуни, вопрос с коррозией не возникает, даже при большом содержании кислорода в воде.

Клапан V — гарантирует проектное потребление в линии циркуляции горячего водоснабжения. Возможность замера температуры на балансировочном клапане «BROEN BALLOREX» допускает регулирование не только расход воды, но и температуры в линии циркуляции.

Клапан VI — дает возможность получить проектный расхода во вторичном контуре системы отопления здания. Клапан компенсирует избыточный напор циркуляционного насоса.

Использование балансировочных клапанов позволяет оптимизировать работу тепловых пунктов, обеспечивая проектные расходы на всех нагрузках и, соответственно, проектную теплоотдачу и корректную температуру обратной воды. При этом достигается значительная экономия энергии и увеличение срока службы оборудования.[2]

ЛИТЕРАТУРА

1. Проектирование тепловых пунктов СП 41-101-95; дата введения 07.01.1996.
2. Пырков В. В. Современные тепловые пункты. Автоматика и регулирование.— К.: И ДП «Такі справи», 2007.— 252 с.: ил. ISBN 966-7208-35-4.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Кудрявцев Д.А., Петринчик В.А.

Вологодский государственный университет, г. Вологда

В 2010 году принят Закон РФ «О теплоснабжении» [1], в котором введено новое понятие «...радиус энергоэффективности...».

«Радиусом энергоэффективного теплоснабжения» [1] называют максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения. В Ф3-190 [1] предполагалось, что будет выпущен подзаконный акт, определяющий и уточняющий это понятие. Методики расчета радиуса энергоэффективности были рассмотрены, например, В.Н. Папушкиным [2].

Учитывая, что до сих пор это понятие не уточнено, мы попытались дать свое собственное определение понятия энергоэффективности и использовать его для анализа тепловых сетей при разработке схем теплоснабжения.

Городские территории постоянно застраиваются новыми домами – потребителями теплоты – и большинство из них необходимо подключить к централизованной системе теплоснабжения. Этим обусловлено увеличение нагрузки на котельные. Изменение энергоэффективности систем теплоснабжения при увеличении нагрузки является важной задачей энергоэффективности.

Авторами подготовлено техническое решение, позволяющее решить данную задачу. Техническое решение подготовлено к регистрации как «НОУ-ХАУ» в Вологодском государственном университете.

Техническое решение «Способ определения энергоэффективности системы теплоснабжения» позволяет показать необходимые и достаточные условия для перехода к неэнергоэффективному состоянию системы теплоснабжения.

За параметр энергоэффективности тепловой сети вместо радиуса нами выбран тариф на отпускаемую тепловую энергию в системе котельная – тепловые сети – потребитель. Изменение (увеличение) нагрузки будет отражаться в изменении тарифа на отпускаемую тепловую энергию. Например, новая тепловая сеть после изменения нагрузки может стать энергоэффективной (тариф снижается) или наоборот. Полагаем, что при изменении тарифа в меньшую сторону тепловая сеть считается энергоэффективной, а при изменении тарифа в большую сторону сеть переходит в состояние неэнергоэффективности, при котором любые дальнейшие воздействия на тепловую сеть приводят к росту тарифа.

Тариф на тепловую энергию рассчитывается по следующей зависимости [3]:

$$T_r = \frac{Z_1 + Z_2}{Q - Q_{\text{тп}}}, \quad (1)$$

где Q – общая выработка теплоты на котельной, Гкал;

$Q_{\text{тп}}$ – тепловые потери, Гкал;

T_r – тариф на отпускаемую тепловую энергию, руб./Гкал;

Z_1 – постоянная составляющая затрат тарифа, включающая ремонт, зарплату, налоги, амортизацию и другие затраты, не зависящие количественно от выработки тепловой энергии;

Z_2 – затраты на топливо.

Из переменной составляющей затрат тарифа исключаем подпиточную воду, электроэнергию и другие затраты, зависящие от выработки тепловой энергии, так как по сравнению с топливом их влияние незначительно.

Вторая составляющая может быть представлена в виде:

$$Z_2 = \frac{1}{r\eta} T_r (Q_0 + Q_{\text{тп}}), \quad (2)$$

где $Q_0 = Q - Q_{\text{тп}}$ – количество теплоты, поступающей к потребителям, Гкал;

Q – общая выработка теплоты на котельной, Гкал;

$Q_{\text{тп}}$ – тепловые потери, Гкал;

r – теплота сгорания топлива, Гкал/м³;

η – КПД брутто, %;

T_r – тариф на природный газ, руб./Гкал.

Преобразуем (1) с учётом (2):

$$T_r = \frac{Z_1 + Z_2}{Q - Q_{\text{тп}}} = \frac{Z_1 + Z_2}{Q_0}.$$

Покажем параметры тарифа в удельном соотношении, где удельное соотношение вычисляется по зависимости:

$$\psi = \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2}.$$

Для апробации результатов данной статьи используем в качестве базы данных информацию по котельным среднего города РФ.

На гистограмме (рисунок 1) показано удельное соотношение топлива в тарифе на отпускаемую тепловую энергию ψ .

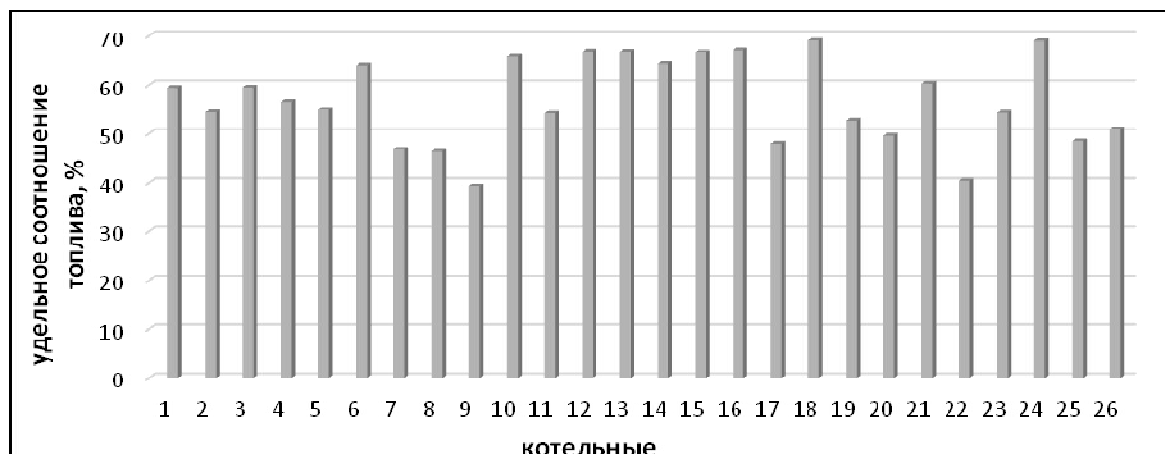


Рис. 1. Гистограмма, отображающая затраты на топливо в тарифе на отпускаемую тепловую энергию по котельным среднего города РФ в 2012 году

Видно, что в 2012 году удельное соотношение у большинства котельных более 50% и эти системы теплоснабжения находятся «за пределами радиуса энергоэффективности». При изменении Z_2 в большую сторону, приводящую к увеличению удельного соотношения ψ , тариф котельных с $\psi > 50\%$ увеличился по сравнению с 2012 годом и имеет дальнейший рост. Такие системы теплоснабжения попадают в зону энергетической неэффективности ($\psi > 50\%$), что является одним из критериев перехода системы к неэнергоэффективному состоянию.

На рисунке 2 показан график изменения среднего тарифа по котельным при увеличении тепловой нагрузки.

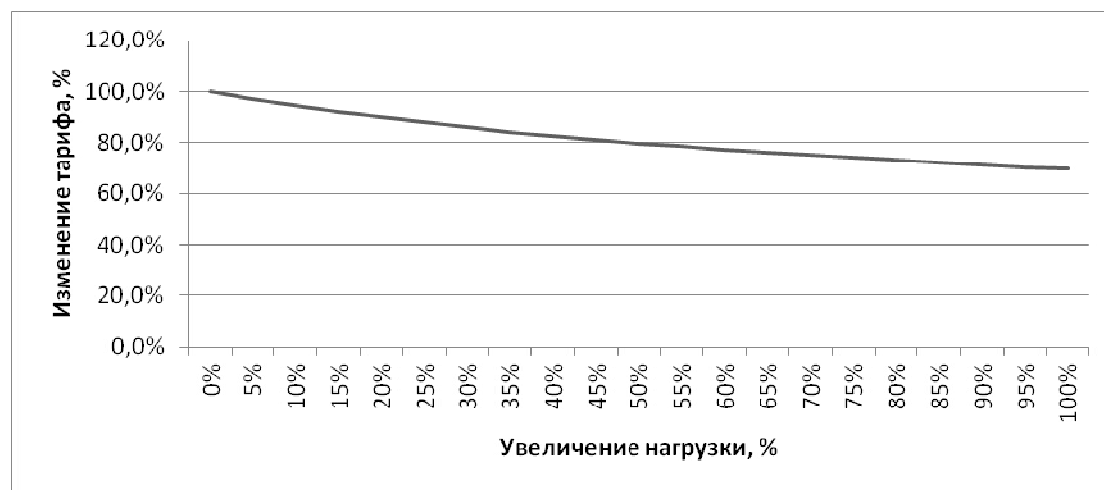


Рис. 2. Изменение среднего тарифа при увеличении нагрузки

Как видно из рисунка 2, при увеличении нагрузки (при прочих равных) тариф (стоимость) на отпускаемую тепловую энергию снижается.

Выводы:

1. Предложена методика для определения необходимых и достаточных условий для перехода к неэнергоэффективному состоянию системы теплоснабжения;
2. Определено влияние повышения нагрузки на тариф (стоимость) на отпускаемую тепловую энергию.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон от 27.07.2010 N 190-ФЗ (ред. от 01.12.2014) "О теплоснабжении" [Электронный ресурс] / Консультант Плюс. – Режим доступа: <http://base.consultant.ru/>.
2. Папушкин В.Н. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое/ В.Н. Папушкин// Новости теплоснабжения – 2010 – №9
3. Постановление правительства РФ от 22.10.2012 N 1075 (ред. от 02.10.2014) "О ценообразовании в сфере теплоснабжения" [Электронный ресурс]/КонсультантПлюс. Режим доступа: <http://base.consultant.ru/>.

ПРОБЛЕМЫ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕПЛОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Веретенников А.С., Юрченко И.О., Курков С.П.

Кузбасский государственный технический университет, г. Кемерово

В 1992 году произошел активный переход к рыночной системе экономики с помощью приватизации, в энергетике данный переход оправдали привлечением частных инвестиций для строительства электростанций. В данной статье произведем расчет показывающий, что в условиях конкурентного рынка, строительство электростанций для частных инвесторов непривлекательны.

Для расчетов возьмем данные о стоимости постройки третьего блока Харанорской ГРЭС мощностью 215 МВт – 11,6 млрд.руб. (в ценах 2012 года) [1]. (Блок работает на угле). Все данные приводим из расчета стоимости строительства 1 МВт. Предположим, что инвестор берет в банке кредит для строительства 1 МВт мощности – 53,9 млн. руб. при курсе доллара в 31 руб. (по курсу декабря 2012 года) – \$1,7 млн. Примем средний срок строительства 5 лет, процент по кредиту – 14% [2], срок окупаемости – 5 лет. (Строительство – 5 лет + 5 лет возврата кредита). Коэффициент загрузки генерации – 0,8. (В примере расчетов, приняты условия приближенные к идеальным, предоставление кредита на длительный срок, высокий коэффициент загрузки генераторов и др.) После окончания строительства наступает период возврата инвестиций. В цену электроэнергии, выдаваемую электростанцией, инвестор должен будет включать составляющую, из которой формируется средства для погашения кредита, потраченного на строительство.

Произведем расчет инвестиционной составляющей для каждого выданного в сеть 1 МВт.ч для того, чтобы окупить вложенные средства.

Для постройки электростанции инвестор должен брать в банке в начале каждого года 1/5 от всей суммы необходимой для постройки, т.е. по \$348 тыс. Годовые проценты банка составят – \$49 000 в год. Через 5 лет, т.е. после окончания строительства, инвестор будет должен банку \$2,6 млн, принимая, что курс доллара не

менялся. Для расчетов с заемщиками, банки используют т.н. аннуитетные платежи. Аннуитетный платеж – платеж для погашения кредита равными долями в течение всего срока займа. Для погашения всей задолженности в течении 5 лет, инвестор должен будет ежегодно отдавать банку \$764 тыс. (23,6 млн. руб). Если инвестор заключит т.н. договор «предоставления мощности» (ДПМ), то электростанция, после включения в сеть, будет получать от рынка плату за мощность.

Примем, что инвестор заключил с рынком договор поставки мощности (ДПМ), с оплатой мощности по цене (КОМ 2016 по ОЭС Сибири) – 189 тыс. руб/МВт в месяц, годовая стоимость оплаты за мощность ~ 2,3 млн. руб. Оставшуюся сумму необходимо получить от продажи электроэнергии на оптовом рынке, выработанной генератором. Для получения на рынке 21,4 млн. руб за год, в цене электроэнергии поставленной на оптовый рынок, должна быть заложена сумма в 3055 руб за МВтч при среднем за год коэффициенте загрузки генератора 0,8, (инвестиционная составляющая) для возврата кредита в банк. Кроме инвестиционной составляющей, ценовая заявка должна учитывать себестоимость производства и прибыль инвестора. Поэтому, ценовая заявка не может быть менее 3500 руб/МВт.ч. В настоящее время, цена электроэнергии на оптовом рынке ОЭС Сибири составляет порядка 750 руб/МВт.ч.

При сегодняшних правилах оптового рынка, электростанция с ценовой заявкой в 3500 руб/МВт.ч не будет включена в график и соответственно инвесторы не смогут вернуть средства, потраченные на строительство.

Разумеется, прежде чем вкладывать немалые деньги в строительство электростанций инвесторы просчитывают возможность возврата затраченных денег и получения прибыли. Повышение цены на оптовом рынке электроэнергии до уровня в 3500 руб/МВт.ч невозможно даже в условиях дефицита мощности. Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что строительства электростанций, за счет частных инвестиций, не возможно.

Существует два основных источника финансирования строительства электростанций – бюджетные средства государства и получение средств на ОРЭМ (включение инвестиционной добавки в цену на электроэнергию). Исходя из стоимости постройки 1 МВт мощности для строительства новой генерации (ТЭС на угольном топливе) в 1% в год от потребления ОЭС Сибири, потребуются, ориентировочно, 15,3 млрд. руб в год.

Рассмотрим вариант формирования инвестиций для строительства новой генерации путем включения инвестиционной составляющей в цену электроэнергии для покупателей. Если необходимый объем денег для строительства 1 МВт новой генерации в год, собирать со 100 МВт покупателей, то инвестиционная составляющая в цене этих покупателей составит 61 руб/МВт.ч. Другими словами, для строительства ежегодно генерации в объеме 1 % от потребления, необходимо к цене электроэнергии для покупателей на оптовом рынке добавлять 61 руб/МВт.ч.

Модель рынка, в которой решается задача формирования инвестиционной составляющей в тарифах всех покупателей называется «Единый покупатель». [3, 4]. Финансирование строительства новых электростанций в данной модели происходит из текущих платежей на оптовом рынке за электроэнергию, что дает возможность постройки новых генераций без банковских кредитов. Некая организация, назовем ее «Закупочное агентство», покупает электроэнергию у всех Поставщиков и за расчетный период формирует средневзвешенную цену поставок электроэнергии Поставщиками. Расчетный период может быть любым (час, сутки, месяц). Для получения средств для финансирования новых электростанций цена электроэнергии для покупателей должна включать в себя сумму средневзвешенной цены поставщиков и инвестиционной составляющей.

Возможности снижения цен на электроэнергию на оптовом рынке для покупателей

Наиболее эффективным способом снижения цен для покупателей ОЭС Сибири – является оплата выработки ГЭС по тарифам ФСТ (В настоящее время функцию установления регулируемых тарифов выполняет Федеральная антимонопольная служба – ФАС). При сегодняшних правилах оптового рынка гидроэлектростанциям оплачивают выданную электроэнергию по тем же ценам, как и тепловым электростанциям – ценам, сложившимся на оптовом рынке («рынке на сутки вперед» (РСВ) и «балансирующем рынке» (БР)).

Структура расходов на производство электроэнергии на ГЭС определяется следующим образом: амортизационные отчисления, зарплата, налог на продажу электроэнергии, водный налог, затраты на ремонт оборудования, эксплуатационные расходы, определенная норма прибыли. Эти расходы учитываются при расчетах тарифов ФСТ для ГЭС. В Сибири тарифы ФСТ для ГЭС в 2016 году составляют порядка 20 руб./МВт.ч. Цена электроэнергии на рынке «на сутки вперед» в ОЭС Сибири в настоящее время находится в пределах 700 – 750 руб./МВт.ч. Стоимость поставок на оптовый рынок от тепловых и гидроэлектростанций на одном уровне, несмотря на большую разницу в себестоимости производства электроэнергии.

Поскольку доля ГЭС в ОЭС Сибири составляет от трети до половины общей выработки (в зависимости от сезона), то при оплате ГЭС по тарифам ФСТ, цена электроэнергии для Покупателей уменьшается в ОЭС Сибири в среднем на 35-40% в год.

Проведенные расчеты показали, что можно добиться уменьшения цены на электроэнергию для покупателей ОРЭ на 10 % при замене маржинального ценообразования на средневзвешенную стоимость поставки.

Вывод

1. При действующей в ЕЭС России модели оптового рынка электроэнергии затруднено строительство новых генераций. Без привлечения бюджетных средств государства невозможно привлечь частных инвесторов в сферу энергетики.

2. Одним из вариантов решения проблемы, без привлечения бюджетных средств, может служить введение «инвестиционной» добавки к цене всех покупателей.

ЛИТЕРАТУРА

1. [интернет ресурс] «РИА Новости» <http://vspress.ru/tretij-blok-xaranorskoj-gres-gotovyat-k-rabote/>
2. [интернет ресурс] <http://www.klerk.ru/bank/articles/73366/>
3. Шурупов В.В. О некоторых проблемах конкурентного оптового рынка электроэнергии (на основании анализа работы рынка во второй ценовой зоне)// Энергорынок октябрь 2013
4. Беляев Л.С, Шурупов В.В. Сравнительный анализ моделей оптового рынка электроэнергии// Энергоэксперт 2008 № 7

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ МОНИТОРОВ ПЕРСОНАЛЬНЫХ КОМПЬЮТЕРОВ

Титов Е.В., Кобаков А.С., Львов П.С.

Алтайский государственный технический университет имени И.И. Ползунова,
 г. Барнаул

Сегодня промышленное производство в целом, как и автоматизация промышленных процессов, развивается очень интенсивно. Развитие производства как правило влечёт за собой расширение использования электротехнологий. Соответственно, увеличивается количество применяемых источников электромагнитного поля, их мощность, и интенсивность генерируемых полей. В ряде случаев параметры электромагнитных полей, создаваемых данными источниками, могут превышать принятые нормативные параметры в десятки раз [1-3].

Для контроля уровней электромагнитных излучений (ЭМИ) в Алтайском государственном техническом университете им. И. И. Ползунова (АлтГТУ) проводятся исследования параметров электромагнитных полей от различных источников.

В таблице 1 представлены результаты исследований напряженности электрического поля мониторов персональных компьютеров, полученные с использованием контрольно-измерительной аппаратуры ПЗ - 50 и ПЗ - 41 в различных нормируемых диапазонах частот на расстоянии 0,1 м от центра каждой внешней поверхности источников излучения (выделены значения, превышающие предельно допустимые уровни - ПДУ).

Таблица 1. Результаты измерения напряженности электрического поля мониторов

Модель монитора	Область измерения	Напряженность электрического поля E, В/м					
		приборы с соответствующими насадками					
		ПЗ-50	ПЗ-41 АП-3	ПЗ-41 АП-3	ПЗ-41 АП-3	ПЗ-41 АП-3	ПЗ-41 АП-3
		частоты					
		50 Гц	0,03 МГц	3 МГц	30 МГц	50 МГц	300 МГц
Монитор с электроннолучевой трубкой «LG»	спереди	4	15,15	4,93	5,11	4,46	4,33
	сзади	8	12,29	4,23	4,46	4,43	3,77
	слева	2	10,31	3,47	3,33	3,95	4,78
	справа	2	10,02	4,21	2,86	3,10	3,04
	сверху	2	20,85	5,88	4,9	4,75	5,64
	снизу	8	10,93	2,21	2,14	2,52	3,29
Монитор с электроннолучевой трубкой «Flatron 793 FT»	спереди	2	27,4	6,44	5,41	5,21	8,16
	сзади	18	13,78	4,73	4,09	5,39	4,97
	слева	2	9,85	5,42	4,58	3,46	5,51
	справа	2	12,68	5,52	4,57	4,02	5,42
	сверху	2	15,38	4,42	4,26	5,19	6,89
	снизу	3	10,97	4,57	4,45	3,77	5,39

При длительности воздействия свыше 8 ч в сутки ПДУ напряженности электрического поля составляет 25 В/м, 2,5 В/м, 15 В/м, 10 В/м и 3 В/м соответственно для излучений частотой 50 Гц, 0,03 МГц, 3 МГц, 30 МГц и 50 – 300 МГц [2, 3].

Измеренная кратность превышения ПДУ достигала: для монитора с электроннолучевой трубкой «LG» на частотах: 0,03 МГц, 50 МГц и 300 МГц соответственно 8,3, 1,6 и 1,9; для монитора «Flatron 793 FT» на частотах: 0,03 МГц, 50 МГц и 300 МГц соответственно 11, 1,8 и 2,7.

Факт превышения установленных норм приводит к выводу о необходимости проведения плановых детальнейших исследований электромагнитных полей от различных источников излучения. Расширить информативную базу можно с помощью компьютерного моделирования электромагнитных излучений, которое позволяет получать картины распределения электрического и магнитного полей в заданном пространстве.

На рис. 1 показана сформированная трехмерная картина распространения электрического поля частотой 0,03 МГц от монитора с электроннолучевой трубкой и системного блока компьютера, установленных на рабочем столе. На картине электрического поля показано распределение модуля напряженности электрического поля от источников излучений в виде изоповерхностей, окрашенных в различные цветовые оттенки в зависимости от величины напряженности поля. На картине указана также шкала модуля напряженности электрического поля в В/м, с помощью которой можно визуально определить числовое значение характеристики исследуемого поля в соответствии с разным оттенком характеристики данного поля в любой области моделируемого пространства.

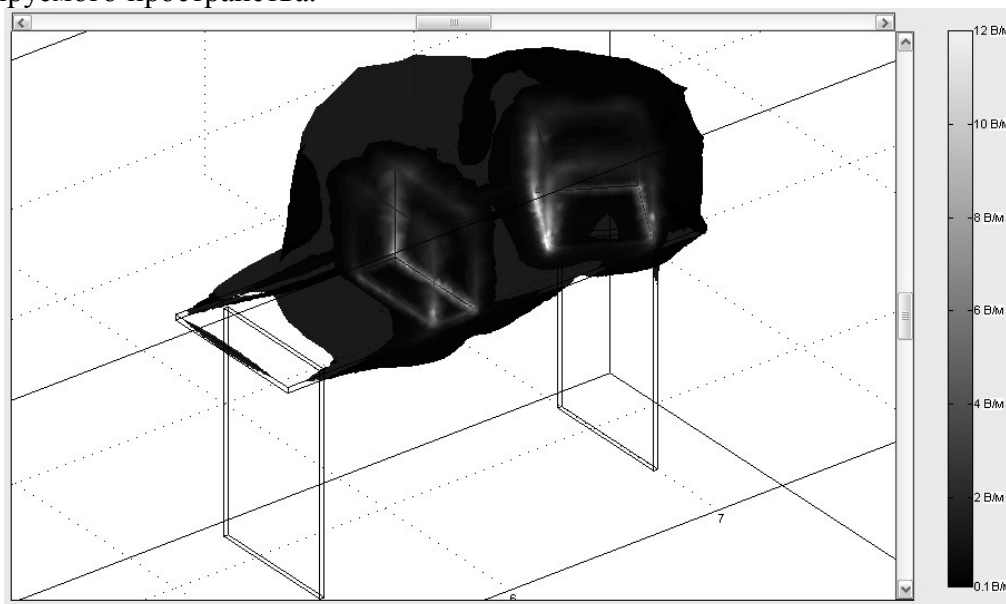


Рис. 1. Картина распределения электрического поля

Результаты экспериментальных исследований и компьютерного моделирования ЭМИ являются важным звеном в цепи оценки пространственной карты электромагнитной обстановки для алгоритмических обоснований внедряемых защитных мероприятий.

ЛИТЕРАТУРА

1. http://www.beztrud.narod.ru/statya/emb_bud.html
2. СанПиН 2.1.2.1002-00. Санитарно-эпидемиологические требования к жилым зданиям и помещениям.
3. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИЙ ОАО «ДУШАНБИНСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ»

Курбонов К.А., Сохибов Н.Ш., Юсупов А.А.

Таджикский технический университет имени М.С. Осими, Республика Таджикистан,
г. Душанбе

ОАО Душанбинская горэлектросеть (ДГЭС) образована в 1940 году. ДГЭС распределяет электроэнергию в столице - г. Душанбе. Распределяет электроэнергию в г. Душанбе. Годовое распределение электроэнергии составлял в 2015 году 2,7037 млрд. кВт*ч, из которых 2,2145 млрд.кВт*ч получено потребителями, а 18,1 % составляли потери энергии. В первой половине 2014 года в город передана 1, 571 млрд. кВт*ч, что естественно больше этого показателя прошлого 2013 года. ДГЭС на своем балансе имеет 33 подстанций, из которых 25 на напряжении 110 кВ, а 8 подстанций - на 35 кВ. Общая установленная мощность 57 трансформаторов указанных 32 подстанции города составляет 1040, 6 МВА, из которых на долю подстанций 35 кВ приходится 140, 7 МВА.

Подстанции ДГЭС по подключенной нагрузке можно разделить по назначению на промышленные и коммунально - бытовые.

К 2015 г. на балансе города находились 1708 трансформаторных пунктов (ТП) 6-10 кВ, из которых 759 относились к ДГЭС. В связи с расширением границ города и некоторыми другими административно – техническими реорганизациями теперь на балансе горэлектросети находятся 1290 ТП, а на балансе других предприятий города – 1840 ТП.

Общая протяженность линий 0,4 – 10 кВ ДГЭС на 2015 г. составлял 2709, 9 км из которых 1146, 64 км воздушные ЛЭП, 1563,24 км кабельные линии.

Тенденции изменения электрических нагрузок свидетельствуют о неуклонном росте потребления в промышленности, коммунально – бытовом секторе и транспорте.

Электропотребление и нагрузки в бытовом секторе в целом увеличились до максимального уровня. Этот процесс сопровождается значительным увеличением населения и возрастанием коммунально-бытовых и производственных нагрузок. Некоторую специфику в график электропотребления некоторых престижных районов вносят нагрузки новых дачных поселков и микрорайонов. Но в целом сложилась ситуация, при которой трансформаторы в районах с преобладающей бытовой и промышленной нагрузкой работают со значительной нагрузкой, особенно в сетях пригородной местности.

Согласно решению № 14-04 от 09.03. 2004 г. опытной проектной организацией по заданию энергосистемы республики выполнена работа «Определение технических потерь электрической энергии в сетях ОАХК «Барки Точик» напряжением 500 -0,4 кВ», в которой технические потери электрической энергии от общего поступления на 2003 г. составляют 15,8 %. При отсутствии ввода новых ЛЭП 220 кВ из-за перегруженности оборудования указывается, что ежегодный рост потерь может составить 2-5 %.

Фактические потери в энергосистеме заметно превышают 16 %. Постановка учета электроэнергии в системе и по настоящее время не соответствует требованиям. Нет учета электроэнергии в цепях трансформаторов собственных нужд (ТСН) почти всех подстанций города, не установлены полагаемые согласно ПУЭ (п.1.5.41) счетчики технического учёта на вводах НН, СН и отходящих ЛЭП 6-35 кВ. Если согласно вышеуказанной работы проектного института суммарные технологические потери в подстанциях энергосистемы могут, составить не более 54 млн. кВт*ч, то только в двух предприятиях электросети – ЦЭС и г. Душанбе в 2007 г. по расчетам энергосбыта

«Барки Точик» они составили 56 млн.кВт*ч, что являются явным преувеличением факта, возможно направленное на скрытии коммерческих потерь.

В системе отсутствует полагаемый механизм надзора и требования к снижению потерь в целом и к снижению потерь на собственные нужды. Почти 60 % ТСН подстанций горэлектросети не имеют счетчики электроэнергии. Исходя из вышеизложенных нет возможности объективной оценки коммерческих потерь. Проведенные выборочные измерения загрузки ТСН подстанций города указывают на правильность нашего утверждения.

В таблице 1 приведена статистика средней загрузки части ТСН ДГЭС за 2013 год. Результаты показывают, что суммарная нагрузка указанных ТСН не превышает 47,7 кВт, а средний коэффициент загрузки трансформаторов всего 5, 86 %.

Таблица 1. Статистика средней загрузки части ТСН ДГЭС

№ п/п	Подстанция	Трансформатор собственных нужд, мощность, кВА	Измеренная нагрузка, А	Загрузка ТСН, %	Загрузка ТСН при $\cos\varphi=0,85$, кВт
1.	«ГТМ»	ТСН-1, 63 ТСН-2, 36,5	6,0 6,0	6,26 10,8	3,35 3,35
2.	«Спортивная»	ТСН-1, 25 ТСН-2, 40	2,5 10,0	6,6 16,45	1,4 5,6
3.	«РЭЗ»	ТСН, 25	≈0,0	2,0	0,43
4.	«Советская»	ТСН-1, 63 ТСН-2, 100	7,5 7,0	7,83 4,6	4,19 3,91
5.	«Фирдавси»	ТСН, 40	≈ 0,0	2,0	0,68
6.	«Душанбе»	ТСН, 40	≈ 0,0	2,0	0,68
7.	«Шахри»	ТСН, 100	≈0,0	2,0	1,7
8.	«Бахор»	ТСН-1, 40 ТСН-2, 40	5 5	8,22 8,22	2,8 2,8
9.	«Центральная»	ТСН-1, 25 ТСН-2, 30	12 ≈0	31,6 2	6,7 0,51
10.	«Истиклол»	ТСН, 30	3,0	6,58	1,68
11.	«Вахдат»	ТСН, 160	5,0	2,05	2,8
12.	«Анзоб»	ТСН, 40	0,0	2,0	0,68
13.	«Винзаводская»	ТСН-1, 30 ТСН-2, 30	7 ≈0,0	15,35 2,0	3,9 0,51
ИТОГО, кВА		957,5			47,7
Расход эл. энергии за месяц, кВт.ч.		$W=47,7 \times 24 \times 30=34322$			

Число ТСН на 33 подстанциях города равно 62, из которых 33 трансформатора 10/0,4 кВ общей мощностью 3748 кВ*А и 29 ТСН 6/0,4 кВ – 1957 МВ*А. Даже при 10 % - ной среднегодовой нагрузки всех ТСН этих подстанций годовой расход электроэнергии не превысит 5 млн. кВт*ч, тогда как по данным энергосбыта в 2006 г. эти расходы указаны равными 25 млн.кВт*ч, а в 2007 г. – 15,17 млн.кВт*ч, что в 3-5 разов превышают возможное.

В табл. 2 приведены показания реализации электроэнергии по данным контролирующего учреждения и энергосбыта, откуда видно, что разница в этих

показаниях доходит до 5,25 – 9,2 %, что при годовой реализации в 2 млрд. кВт*ч может составить 100-180 млн.кВт*ч.

Исследование загрузки трансформаторов выявило проблему: часть трансформаторов следует отнести к разряду перегруженных.

Расчетные данные свидетельствуют о том, что часть силовых трансформаторов подстанции подошли, а некоторые и перешли порог нагрузочной способности с учетом необходимости ремонта и внеплановых отключений. С учетом дополнительных заявок потребителей многие из перечисленных подстанций, требуют серьезной реконструкции с увеличением установленной мощности трансформаторов. Такая реконструкция требует больших инвестиций.

На одной из подстанции максимальная загрузка одного трансформатора достигал 135 %, а другого 46 %. Это приводит к увеличению нагрузочных потерь. Оптимизировать потери можно без увеличения мощности трансформаторов. Нужно включить трансформаторы на параллельную работу, тем более что секционный выключатель на напряжении 35 кВ можно включить.

Таблица 2. Итоговые показатели реализации электроэнергии за ноябрь-декабрь
 месяцы 2012 г. по г. Душанбе, млн. кВт ч.

месяцы	ноябрь		раз- ность, %	декабрь		разность, %
	по подсчету			по подсчету		
Показатели головного учета	ОИ ЭН	Энерго- сбыта		ОИ ЭН	Энерго-сбыта	за декабрь
Прием	130,508	124,0	5,25	198,72	191,02	4,03
Потери	21,533	19,72	9,72	38,75	38,120878	1,65
Производствен- ные нужды ТЭЦ	3,00	3,00	0,0	3,8	3,8	0,0
Полезный отпуск	105,974	101,28	4,63	156,17	149,161	4,7

Ожидаемый эффект:

- минимизируются потери электроэнергии не менее чем на 24 %;
- снизится средний коэффициент загрузки до 0,9-0,93;
- улучшатся показатели качества электрической энергии.

Выводы

Вышеуказанное является дополнительным свидетельством необходимости выполнения указаний ПУЭ и ПТЭ и основой фактической оценки технических и коммерческих потерь и использования как расчетных электрических счетчиков, так и счетчиков технического учета.

ЛИТЕРАТУРА

1. Отчеты Госэнергонадзора Республики Таджикистан
2. www.minenergo.tj

УСТРОЙСТВО, ВЫПОЛНЯЮЩЕЕ ФУНКЦИЮ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ ЛЕСТНИЧНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Кольцов В.В., Зарипова Р.С.

Казанский государственный энергетический университет, г.Казань

Современное человеческое общество немислимо без повсеместного использования света. Осветительные установки создают необходимые условия освещения, которые обеспечивают зрительное восприятие, дающее около 90% информации, получаемой человеком от окружающего его мира. Экономия электроэнергии в осветительных установках имеет важное значение, так как в России на нужды освещения расходуется до 13 % вырабатываемой электроэнергии. Это и понятно, так как качественное освещение определяет комфортные условия жизнедеятельности, а без искусственного электрического освещения решить эту проблему невозможно. Среди способов сокращения расхода электроэнергии на нужды освещения одним из наиболее эффективных является применение систем управления освещением. Достижения современной электроники позволили создать полностью автоматизированные системы управления освещением, обеспечивающие наиболее комфортные условия освещения и одновременно значительную экономию электроэнергии.

Управление осветительными сетями, а значит, и освещением превратилось в техническую задачу, от решения которой во многом зависят условия эксплуатации осветительной установки, осуществление хорошего и легко управляемого освещения, а также создание предпосылок для рационального расходования электроэнергии.

В данной работе решается задача проектирования автоматизированной системы управления лестничным освещением. В задачу входит анализ исходных данных на предмет оптимального выбора структурной схемы и типа электронных компонентов, входящих в состав устройства, а также согласование отдельных узлов по уровням сигналов на их входах и выходах и их нагрузочной способности.

Автоматическое управление освещением осуществляется при помощи автоматов, работающих на основе применения часовых механизмов, фотоэлементов или фотосопротивления. При нажатии кнопки автомата освещение включается, при следующем нажатии кнопки освещение выключается. Включенная электрическая лампочка через некоторое время автоматически выключается. Автоматический выключатель построен таким образом, что позволяет подключать любое количество кнопок.

Устройство построено на микросхеме 4013, содержащей два D-триггера. Один из триггеров работает в нетиповой роли триггера Шмитта. При нажатии одной из кнопок на входе триггера появится нарастающий фронт. Триггер работает как двоичный счетчик, следовательно, при каждом нажатии кнопки состояние выхода будет изменяться на противоположное. Когда на инверсном выходе триггера появляется высокий логический уровень, на базе транзистора появляется положительное напряжение и транзистор закрывается. Когда напряжение на инверсном выходе упадет до уровня массы, транзистор открывается и течет отрицательный ток через управляющий электрод триака. Триак открыт – электрическая лампа светится.

Устройство удобно использовать в тех случаях, когда необходимо включать и выключать освещение из разных мест, а также для автоматического выключения освещения. Его также можно использовать как часть нетиповой сигнализационной системы, которая при обнаружении передвижения в зоне датчиков (инфракрасные, ультразвуковые, микроволновые и т.п.) включает на определенное время освещение.

ЛИТЕРАТУРА

1. Данилов Н.И., Щелоков Я.М. Основы энергосбережения: Учебник. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2006. – 564 с.
2. Джексон Р.Г. Новейшие датчики. – М.: Техносфера, 2007. – 384 с.
3. Айзенберг Ю.Б. Справочная книга по светотехнике. – М.: Знак, 2006. — 972 с: ил.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УСКОРЕНИЯ УРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЭС

Митрофаненко А.Ю., Абеуов Р.Б.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Анализ расчетов динамической устойчивости (ДУ) показывает, что наиболее тяжелыми с точки зрения обеспечения ДУ генераторов электростанций являются отключения сетевых элементов (воздушных линии) действием устройств резервирования при отказе выключателя (УРОВ), при трехфазных коротких замыканиях (КЗ) с отказом линейного выключателя. Такие возмущения приводят к возникновению кратковременного асинхронного режима (АР) генераторов (1–4 цикла), и только в тех случаях, когда КЗ происходит на воздушных линиях электропередачи (ВЛ) в непосредственной близости от шин электростанции – до 30% от длины ВЛ [1]. Несмотря на то, что длительность асинхронного режима является относительно небольшой, однако не для всех генераторов электроэнергетической системы (ЭЭС) она является допустимой.

Одним из известных способов позволяющих исключить возможность возникновения даже кратковременного АР, при таких возмущениях, является повышение скорости срабатывания устройств релейной защиты – в рассматриваемом случае ускорение УРОВ [2]. Однако, использование постоянного ускорения может привести к неселективному действию УРОВ, так как в этом случае оно будет осуществляться при КЗ любого вида, на всём протяжении ВЛ.

Для применения этого способа с целью обеспечения ДУ генераторов ЭЭС необходима разработка УРОВ, которое бы осуществляло ускорение только в случаях возникновения трехфазных КЗ в непосредственной близости от шин электростанции.

Для осуществления указанных действий устройство должно состоять из двух функциональных блоков, непосредственно УРОВ и вычислительного блока (ВБ), устройства вычисления места повреждения (УВМП) и устройства вычисления обратной последовательности (УВОП).

За основу, в качестве схемы устройства резервирования при отказе выключателя, приняты стандартные схемы с дублированным пуском или контролем исправностей цепей [2, 3]. Для обеспечения распознавания устройством резервирования при отказе выключателя вида и места КЗ, при которых необходимо осуществлять ускорение в него должны быть интегрированы УВОП и УВМП [3, 4]. Схема алгоритма предлагаемого устройства резервирования при отказе выключателя с ускорением приведена на Рис. 1.

Данная схема позволяет работать, как при обычном резервировании, так и при ускоренном. Ускорение означает, что УРОВ срабатывает без выдержки времени при выполнении условий: наличии активного сигнала от УВМП и УВОП.

Наличие УВОП в рассматриваемом алгоритме схемы УРОВ позволяет распознать среди всего массива коротких замыканий только трёхфазные КЗ, поскольку составляющая обратной последовательности тока КЗ присутствует во всех видах КЗ,

кроме трёхфазных. Работа УВОП основана на вычислении тока обратной последовательности и его сравнении с допустимой уставкой по току.

Интеграция УВМП в схему рассматриваемого УРОВ продиктована необходимостью вычисления расстояния до места КЗ и сравнения его с заданной уставкой.

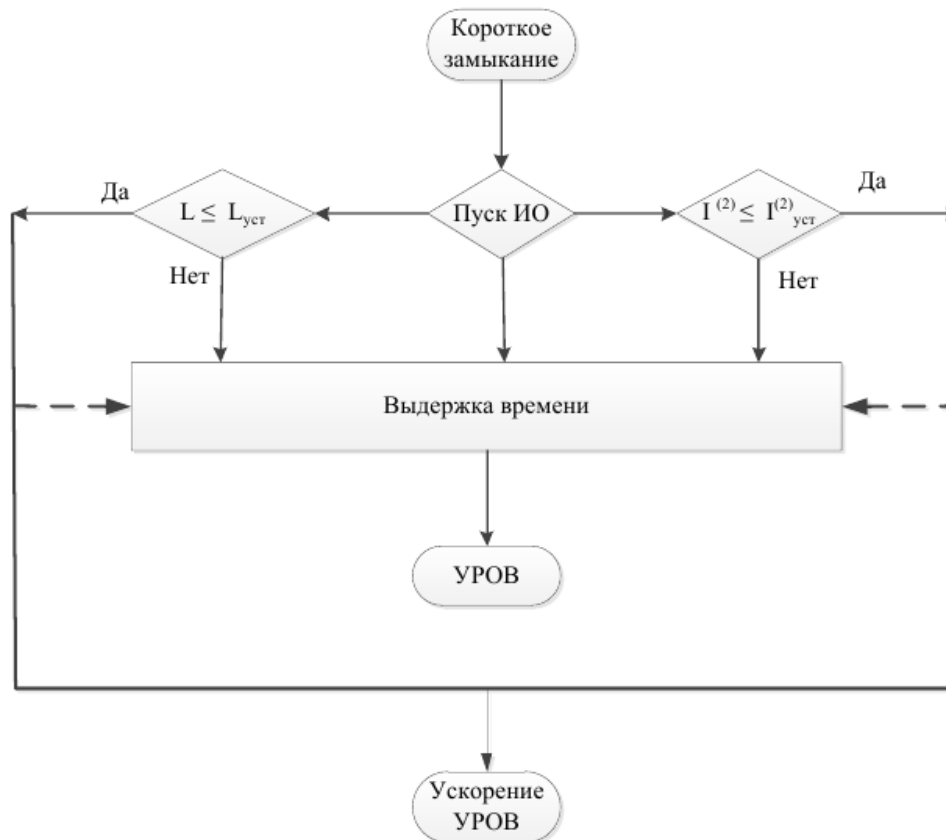


Рис. 1. Структурная схема алгоритма модели УРОВ с ускорением

Ускорение УРОВ работает только при наличии двух активных сигналов, в остальных случаях (когда имеется только один активный сигнал) УРОВ действует по обычной схеме (пунктирные линии).

УРОВ запускается одновременно с действием основных защит при КЗ (блок «Пуск ИО»). Блок «Выдержка времени» необходим для формирования, необходимой выдержки на срабатывание УРОВ. Это выдержка формируется из времени отключения выключателя, времени возврата элемента контроля тока и времени запаса [3]. Кроме того, при выполнении пусковых условий выполняется формирование сигнала на запрет АПВ и выдается команда на отключение выключателей.

Важной проблемой разработки УРОВ является блок УВМП. Логичным решением здесь является установка устройства определения места повреждения (ОМП), однако как показывает опыт эксплуатации этих устройств [5] погрешность расчета удалённости замыкания не соответствует требованиям, указанным в заводских инструкциях (разброс до 40% длины ВЛ от места КЗ), в результате чего высока вероятность ложного срабатывания разрабатываемого устройства. Следует также отметить, что использование современных устройств ОМП в качестве органов определения расстояния в разрабатываемом УРОВ, потребует внесения ряда изменений в конструкцию серийно выпускаемых ОМП, что приведёт к дополнительным финансовым затратам.

Наиболее предпочтительным, видится использование в качестве органа определения электрической удалённости КЗ, в составе разрабатываемого УРОВ, первой ступени дистанционной защиты ВЛ, сопротивление которой отстроено от 30 % от длины линии:

$$Z_{сз}^I = 0,3 \cdot Z_{л}$$

Известно, что первая ступень дистанционной защиты срабатывает без выдержки времени [3]. Это даёт возможность использования её в качестве активного сигнала для срабатывания ускорения УРОВ в целях обеспечения ДУ синхронных генераторов ЭЭС. Оставшийся участок ВЛ должна охватывает вторая ступень дистанционной защиты, которая при необходимости может срабатывать с ускорением, отстроенной от первой ступени.

Иллюстрация работы разрабатываемого УРОВ, отражена на логической схеме реализации алгоритма УРОВ (Рис. 2).

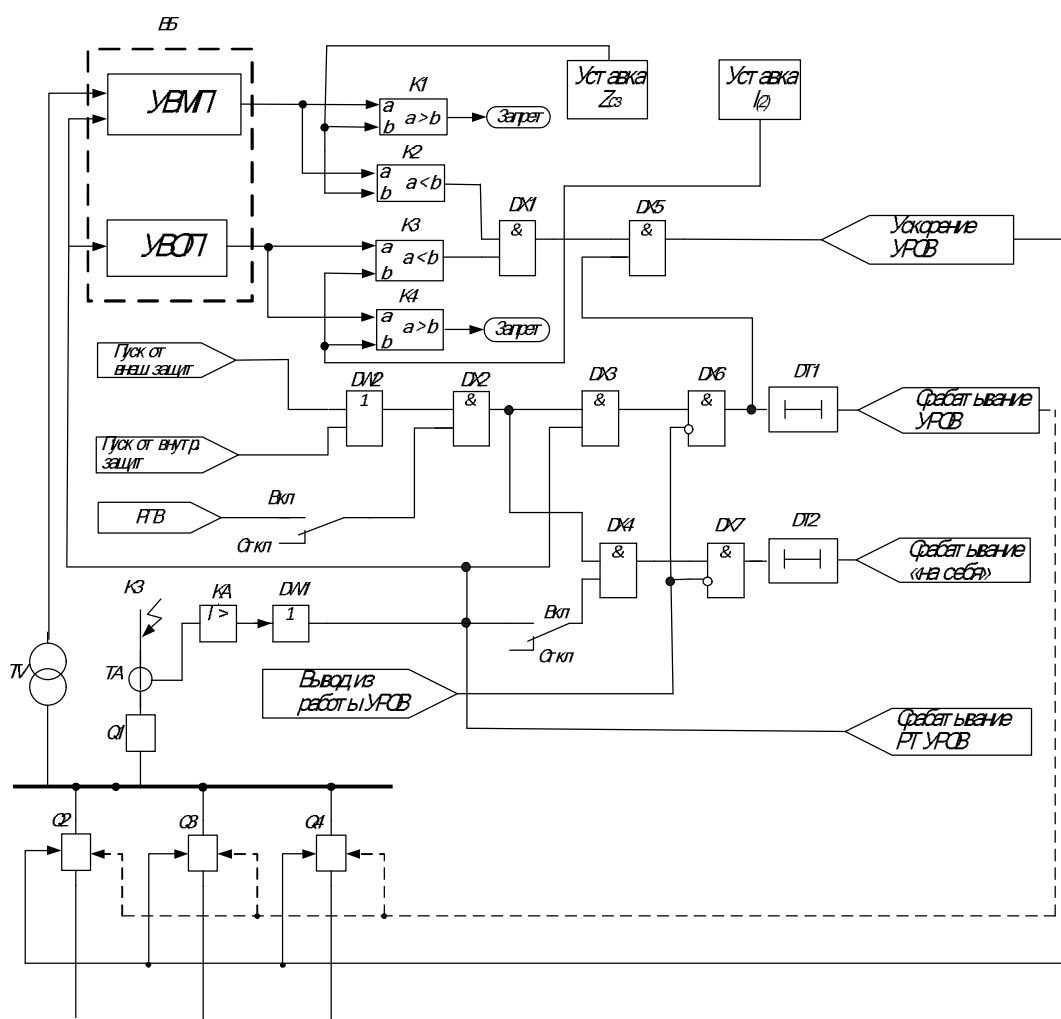


Рис. 2. Логическая схема реализации алгоритма УРОВ

Данное устройство УРОВ является универсальным, поскольку работает как при ускорении, так и при обычном резервировании. С помощью переключателей имеется возможность задания одной из стандартных схем УРОВ, с дублирующим пуском от защит с использованием сигнала от реле положения РПВ и автоматической проверкой исправности выключателя. Срабатывание УРОВ данной схемы возможно только при сработавшем органе тока КА.

Сигнал стандартного пуска УРОВ формируется следующим образом. При КЗ в некоторой точке на защищаемом присоединении, защита ВЛ формирует сигнал отключения (пуск от внешних либо от внутренних защит). Этот сигнал фиксируется схемой УРОВ и подводится через логический элемент DW1 к элементу DX3. При этом на еще не отключившемся выключателе Q1, элемент DX6 формирует сигнал пуска УРОВ через элемент задержки DT1 с заданной выдержкой времени. Если по истечению времени выключатель Q1 не отключится, то элемент задержки DT1 формирует команды отключения на все присоединения (штрихпунктирная линия), через которые ток подтекает к месту короткого замыкания (Q2, Q3, Q4). При срабатывании УРОВ, также формируется сигнал на запрет АПВ. В ином же случае, если Q1 отключится раньше, чем истечёт время выдержки DT1, схема приходит в исходное состояние вследствие исчезновения сигнала на выходе токового элемента КА.

Основной особенностью разрабатываемого УРОВ является наличие цепочки ускорения, позволяющей обеспечить динамическую устойчивость генераторов ЭЭС. Для обеспечения распознавания устройством резервирования при отказе выключателя вида и места КЗ, при которых необходимо осуществлять ускорение, с ним должны быть синхронизированы УВОП и УВМП (вычислительный блок ВБ).

Цепочка ускорения УРОВ должна прийти в действие только при наличии активного сигнала поступающего от УВОП и УВМП. Для этого в схеме предусмотрены компараторы (K1, K2, K3, K4), которые сравнивают полученные сигналы от ВБ с ранее заданными уставками. При выполнении заданных уставками условий сигналы проходят в логический элемент DX1, и далее с активным сигналом на действие УРОВ, через элемент DX5 происходит формирование сигнала на отключения всех присоединений данной секции шин, без выдержки времени (сплошная линия).

Для оперативного вывода из действия функции УРОВ в схеме предусмотрен вход «Вывод УРОВ». Отключение производится подачей на инверторный вход повторителей положительного сигнала (DX6, DX7), в результате чего происходит блокировка сигнала на данных элементах.

Предлагаемая схема УРОВ с ускорением может стать достаточно эффективным средством обеспечения ДУ генераторов при трехфазных КЗ на ВЛ, входящих в схему выдачи мощности электростанций.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шабалина Ю. В., Абеуов Р. Б. Исследование влияния повышения быстродействия УРОВ на динамическую устойчивость генераторов ЭЭС // Электроэнергетика глазами молодежи: сборник докладов V международной молодежной научно-технической конференции, Т. 1. — С. 411-414
2. Таубес И.Р. Устройство резервирования при отказе выключателя 110 – 220 кВ. – М: Энергоатомиздат, 1988.-88 с.
3. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007, 549 с.
4. Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие для вузов. – М: Издательский дом МЭИ, 2010-336 с.
5. Гура Д. Н., Корольков А.Л. Оценка точности работы приборов ОМП с использованием метода натуральных испытаний на ЛЭП 220-330 кВ //Электроэнергетика глазами молодежи: сборник докладов VII международной молодежной научно-технической конференции, Т. 1. — С. 325-328

КОТЕЛЬНЫЙ АГРЕГАТ П-67 «БЕРЕЗОВСКАЯ ГРЭС»

Осипова У.Д.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

На сегодняшний день ПАО «Березовская ГРЭС» – это динамично развивающееся предприятие, расположенное в 250 км от Красноярска, по соседству с Березовским угольным разрезом. Государственная районная электрическая станция (ГРЭС) – основной потребитель Березовского угля связана с разрезом открытым 15-километровым угольным конвейером производительностью около 4500 т/ч, аналогов которому нет в России. Уникальный, не имеющий аналогов котлоагрегат П-67, обладает Т-образной компоновкой и подвесной системой поверхностей нагрева. Котлоагрегат имеет паропроизводительность 2650 т/ч и закритические параметры острого пара (Острый, иначе сухой, это перегретый выше температуры конденсации при данном давлении пар.) [2].

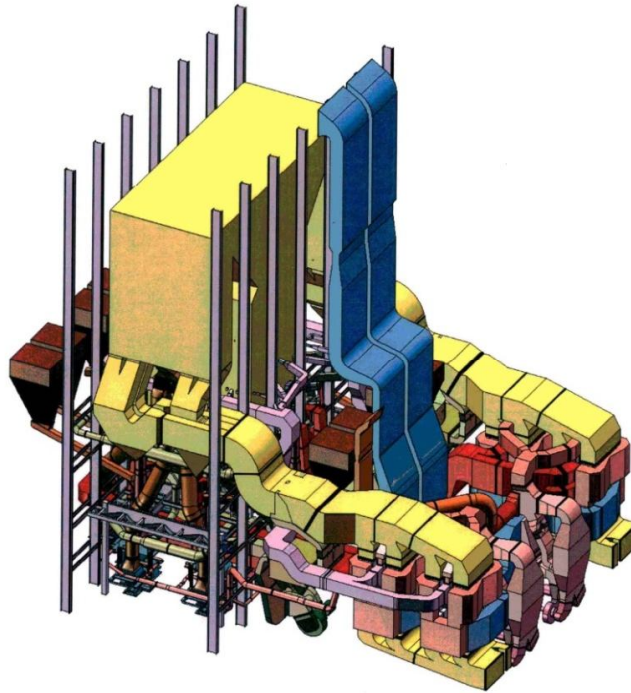
Прямоточный однокорпусный котел Пп-2650/255 (П-67) (рис. 1) предназначен для работы в блоке 800 МВт с одновальнoй турбиной К-800-240 и рассчитан для сжигания бурых углей Канско-Ачинского бассейна[1].

Топочная камера открытая, призматическая, квадратного сечения, полностью экранирована вертикальными панелями из плавниковых труб и оборудована тангенциальными щелевыми горелками, установленными в четыре яруса на четырех стенах, что создает единый вращающийся факел. Все стены топочной камеры и газоходов выполнены цельносварными из плавниковых труб, стены конвективных шахт выполнены с увеличенным шагом труб.

Над топкой и в горизонтальном газоходе размещены ширмовые поверхности нагрева, причем первые по ходу газов ширмы цельносварные из плавниковых труб. Конвективные поверхности расположены в опускных шахтах в зоне умеренных температур. Все конвективные поверхности подвешены на подвесных трубах. Экономайзер мембранного типа. Регулирование температуры перегрева первичного пара производится впрысками, регулирование температуры перегрева вторичного пара — байпасированием паропарового теплообменника. Для подогрева воздуха применен трубчатый воздухоподогреватель. Для снижения температуры уходящих газов и повышения к.п.д. электрофильтров использована система производства избыточного воздуха.

При номинальной нагрузке и гарантийном топливе (березовский бурый уголь =15671 кДж/кг (3740 ккал/кг)) имеет следующие параметры [1]:

- паропроизводительность 736,1 (2650) кг/с (т/ч);
- давление свежего пара 25 (255) МПа (кгс/см²);
- температура свежего пара 545 С;
- расход пара через вторичный;
- пароперегреватель 607,2 (2186) кг/с (т/ч);
- давление вторичного пара 3.6 (36,8) МПа (кгс/см²);
- температура вторичного пара 545 С;
- температура уходящих газов 140 С;
- температура горячего воздуха 335 С;
- КПД котла (брутто) 90,94%;
- емкость пароводяного тракта до ВЗ 396 м³;
- емкость пароводяного тракта за ВЗ 219 м³.



Котёл ст.№3. Берёзовская ГРЭС. Общий вид.

Рис 1. Паровой котел П-67

Котлоагрегат П-67 спроектирован с учетом всех современных технических требований [2]:

- принято однокорпусное исполнение двух независимо регулируемых потока рабочей среды;
- стены топки и газоходов котла выполнены из цельносварных газоплотных трубных панелей;
- каркас котла и каркас здания совмещены и все поверхности нагрева (кроме ТВП) подвешены к каркасу. ТВП вынесен за ячейку котла и установлен на собственном фундаменте.

Учитывая особенности сжигания березовского угля, отличающегося прежде всего, как и все угли Канско-Ачинского месторождения, высокой шлакуемостью поверхностей нагрева, при создании данного котла были приняты следующие конструктивные и технические решения [3]:

- применена тангенциальная топка квадратного сечения, в которой, как показывает отечественный и зарубежный опыт, обеспечивается более совершенная аэродинамика процесса и более равномерное распределение тепловых потоков по периметру топочных экранов, что весьма важно для предотвращения их шлакования;
- выполнение топки с низким тепловым напряжением ее сечения;
- многоярусное расположение горелок, при котором обеспечивается низкое теплонапряжение яруса горелок и лучистой поверхности в зоне активного горения;
- подогрев воздуха до относительно невысокой температуры (335 С);

- применение системы пылеприготовления с прямым вдуванием пыли в топку, использование мельниц-вентиляторов и сушки топлива, имеющего умеренную влажность (33%), дымовыми газами с относительно низкой температурой (680 С), отбираемых из поворотной камеры. Суммарная доля рециркуляции газов в нижнюю часть топки с учетом газов, проходящих через мельницы, и газов, дополнительно введенных непосредственно через горелки, может быть при этом доведена до 25-30%;
- для уменьшения температуры на выходе из топки вверх топочной камеры подаются рециркулирующие газы, забираемые из газохода после водяного экономайзера; для уменьшения механического недожога в низ холодной воронки через систему сопел подается горячий воздух;
- для очистки радиационных, ширмовых и конвективных поверхностей нагрева предусмотрена система комплексной очистки;
- золоудаление принято твердым, что единственно возможно при низкотемпературном сжигании, оно осуществляется 5-ю шнековыми золоудалителями;
- для увеличения надежности работы НРЧ в растопочном режиме применена естественная циркуляция рабочей среды, обеспечивающая приемлемые весовые скорости в панелях НРЧ, действие контура циркуляции обеспечивает увеличение расхода среды через панели НРЧ при 30% растопочном расходе на 37%.

Выводы:

Котел выполнен подвесным к конструкциям здания. На газоплотных стенах котла выполняется тепловая изоляция. Котел поставляется укрупненными блоками. Благодаря значительной высоте топочной камеры, подаче газов рециркуляции через горелки и в верхнюю ее часть снижается температура газов в ядре горения и на выходе из топки. Для уменьшения механического недожога в низ холодной воронки через систему сопел подается горячий воздух. Имеется комбинированная система очистки поверхностей нагрева котла от внешних золовых загрязнений. Система пылеприготовления прямого вдувания с мелющими вентиляторами и газовой сушкой топлива. Отбор газов на сушку производится в районе поворотной камеры котла.

Конструкция котла обеспечивает условия, необходимые для ремонта отдельных узлов котла. Основные технические решения по котлу — газоплотная подвесная конструкция, компоновка и конструкция поверхностей нагрева, параметры пара и высокая единичная мощность — соответствуют современным тенденциям и требованиям мирового котлостроения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция по эксплуатации парового котла П-67, ПАО «Березовская ГРЭС», 2014г.
2. Топливоподача ПАО «Березовская ГРЭС» — режим доступа:
http://otherreferats.allbest.ru/physics/00103374_0.html , свободный, дата обращения 18.10.2016 г.
3. Котел паровой П-67 800 МВт — режим доступа:
<http://aozio.ru/nuclear/oborudovanie-dlya-teplovoj-energetiki/kotlyi-parovye/kotel-parovoj-p-67-800-mvt.html>, свободный, дата обращения 18.10.2016 г.

МЕТОДИКА И АЛГОРИТМ ИДЕНТИФИКАЦИИ СОСТОЯНИЯ МАСЛОПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Керимкулов Н.Н., Левин В.М.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

В [1,2] доказано, что метод статистической байесовской идентификации состояний силовых маслонаполненных трансформаторов (СМТ) по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов (ХАРГ) обладает высокой достоверностью (до 97%) получаемых оценок и отличается тем, что позволяет идентифицировать наличие либо отсутствие дефекта в СМТ, по крайней мере, по трехуровневой шкале состояний: Π_1 – «норма», Π_{21} – «норма с незначительным отклонением», Π_{22} – «норма со значительным (критическим) отклонением», а также определять возможный характер и степень опасности прогнозируемого дефекта [2].

В данной статье предлагается расширить возможности метода за счет построения граничных функций типа $\phi'_0(x_j)$, где $x_j (j=\overline{1,m})$ – комплекс диагностических параметров (признаков), характеризующих состояние компонентов изоляционной системы трансформатора. Указанные зависимости моделируют границу раздела классов состояний СМТ в двумерном признаковом пространстве, на плоскости с координатами $\phi(A)$ и x_j . При этом в качестве x_j для целлюлозы могут быть использованы диагностические параметры, контролируемые по результатам высоковольтных испытаний трансформатора: $K_{аб}$ – коэффициент абсорбции; $tg\delta_{и}$ – тангенс угла диэлектрических потерь, для масла – параметры, контролируемые по результатам физико-химического анализа: $U_{пр}$ – пробивное напряжение; W – влагосодержание и тангенс угла диэлектрических потерь масла – $tg\delta_{м}$. Принятый набор контролируемых параметров достаточно информативен для оценки состояния элементов изоляционной системы СМТ в случае обнаружения признаков дефекта по ХАРГ.

Повреждение изоляции сопровождается повышением интенсивности процессов газовыделения и увеличения концентраций диагностических газов, растворенных в масле СМТ. При этом характер повреждения (дефекта) соответствует определенному составу диагностических газов и их соотношению.

Для разработки моделей идентификации параметров бездефектного состояния СМТ должны быть сформированы вариационные ряды диагностических признаков $\phi(A)$ и $x_j (j=\overline{1,m})$ на интервале ΔT эксплуатации выбранной однородной группы СМТ. Сложность заключается в том, что контроль диагностических параметров изоляции x_j и ХАРГ СМТ имеет разную периодичность [3]. Поэтому величина интервала ΔT эксплуатации должна быть достаточной для получения представительных выборок синхронизированных по времени данных. Сформированные ряды вариант попарно могут рассматриваться как составляющие m двумерных случайных величин $(\phi(A), x_j)$, $j=\overline{1,m}$ геометрически представляющих собой случайные точки на плоскости с координатами $\phi(A)$ и x_j [4]. Область распределения двумерных случайных величин $(D_j, j=\overline{1,m})$ условно можно разделить на четыре зоны, каждая из которых соответствует одному из классов состояний «норма» и «норма с отклонением»

отдельно по параметрам $\phi(A)$ и x_j . Следует отметить, что формирование каждой из зон областей распределения случайных величин зависит от состава имеющихся в наличии обучающих выборок данных. В реальных условиях эксплуатации СМТ формирование областей распределения усеченного вида, содержащих дихотомию классов D_j^{11} и D_j^{12} , представляется достаточным для идентификации бездефектного состояния элементов изоляционной системы трансформатора по параметрам x_j , $j = \overline{1, m}$.

Для каждого из распределений двумерных случайных величин определяются числовые характеристики в виде $M[\phi(A)/x_j]$, $\sigma[\phi(A)/x_j]$ - условных математического ожидания и среднеквадратического отклонения. Далее в координатах каждой из зон области распределения случайных величин ($D_j, j = \overline{1, m}$) вычисляются эмпирические точки $\phi'_0 = M_1 + k \cdot \sigma_1$, принадлежащие m границам раздела классов состояний СМТ и производится аппроксимация граничных функций $\phi'_0(x_j)$ зависимостями вида

$$\phi'_0 = A \cdot \exp[B \cdot x_j], \quad (1)$$

где A и B - константы вычисления, k - эмпирически задаваемый коэффициент, изменяемый в пределах $2 \div 3$ и имеющий смысл коэффициента распространения. Экспоненциальная форма аппроксимирующего полинома является более предпочтительной, так как обеспечивает лучшее описание процесса деградации органических материалов под воздействием вредных факторов.

Авторами разработан алгоритм экспресс оценки состояния СМТ с применением сформированных моделей. Разработанный алгоритм содержит три функциональных блока. Блок 1 предназначен для формирования диагностической статистики в процессе эксплуатации рассматриваемого трансформаторного оборудования. Блоки 2 и 3 служат соответственно для выполнения расчетов с целью получения моделей идентификации и непосредственной идентификации параметров состояния СМТ.

При получении нового результата ХАРГ для одного из СМТ обследуемой группы, по которому стандартные критерии прогнозируют развивающийся дефект с признаками повреждения бумаги и/или масла, по выражению (1) на основе последнего из зафиксированных для данного СМТ измерения вычисляются значения граничных функций. С учетом найденных значений запускаются решающие правила и уточняется действительное состояние СМТ "норма" или "норма с отклонением". На рис.1 и в табл.1,2 представлены расчеты, иллюстрирующие некоторые этапы формирования моделей идентификации состояний СМТ по разработанной методике.

Для иллюстрации разработанного подхода рассмотрена группа из 26 однородных СМТ (автотрансформаторы 220 кВ), находящихся в одинаковых условиях эксплуатации. Интервал эксплуатации СМТ, на котором сформирована ретроспектива диагностических данных, составляет 14 лет (2001 - 2014). Объем каждой из обучающих выборок включает 240-250 компонентов, что обуславливает достаточную достоверность статистических вычислений. В качестве тестовых измерений ХАРГ в табл.2 представлены концентрации АТ-3 подстанции Агадырь. Приведенные измерения характеризуются превышением граничных концентраций характерных газов: CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , CO .

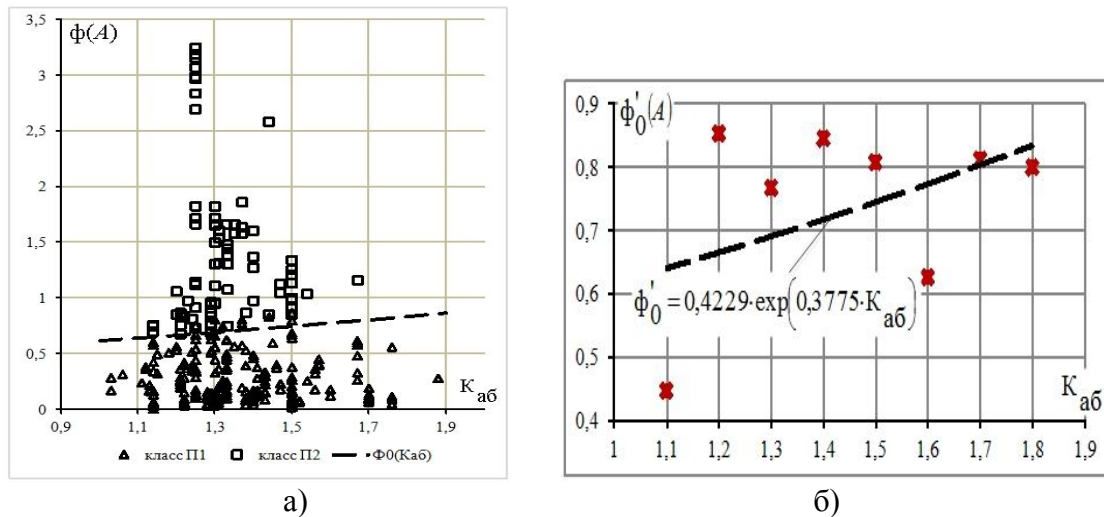


Рис. 1. а) Дихотомия классов D_j^{11} и D_j^{12} случайной величины $(\Phi(A), K_{аб})$;
 б) Эмпирические точки и экспоненциальная аппроксимация $\Phi'_0(K_{аб})$

Таблица 1. Результаты аппроксимации граничных функций (1)

Диагностический параметр	Константы вычисления, о.е.			Ошибки распознавания, %	
	A	B	k	ε_1	ε_2
$K_{аб}$, о.е.	0,4229	0,3775	2,5	3,6	0
$tg\delta_{и}$, %	0,9056	-0,7891	2,0	4,2	5,4
$U_{пр}$, кВ	1,5615	-0,0120	2,0	4,0	4,1
W , %	0,6836	0,1098	2,5	2,4	2,5
$tg\delta_{м}$, %	0,5478	299,87	2,5	5,1	4,9

Таблица 2. Измеренные концентрации диагностических газов АТ-3 ПС Агадырь

Дата	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	C_2H_2	CO_2	CO
25.11.13	0,00211	0,02501	0,04565	0,00636	0,00009	0,13198	0,02630
22.01.14	0,00212	0,02527	0,04807	0,00672	0,00011	0,10787	0,02425
12.02.14	0,00374	0,02819	0,04787	0,00661	0,00025	0,10571	0,03202
27.02.14	0,00337	0,02685	0,04739	0,00658	0,00023	0,10080	0,02837

По критериям [5] в трансформаторе прогнозируется развивающийся дефект типа "перегрев" в диапазоне высоких температур ($\theta \geq 700$ °С), предположительно имеет место перегрев масла, дефектом затронута бумажная изоляция ($CO_2/CO \leq 5$). Компоненты матрицы функций (1), рассчитанные по данным табл.2, имеют следующие значения $\Phi(A) = (3,070; 3,246; 3,184; 3,155)^t$. Полученный результат порождает тревогу за состояние изоляции СМТ. Для проверки обоснованности этой тревоги требуется применение разработанных моделей. Для этого следует, используя результаты предыдущих высоковольтных испытаний и ФХА АТ-3 подстанции Агадырь от 24.01.2013 ($K_{аб} = 1,25$ о.е.; $tg\delta_{и} = 0,296$ о.е.; $U_{пр} = 85$ кВ; $tg\delta_{м} = 0,19$ о.е.; $W = 0,00065$ %), по формуле (1) с применением данных табл.1 рассчитать значения граничных точек $\Phi'_0, j = \overline{1,5}$, $\Phi'_0 = (0,67791; 0,71696; 0,56307; 0,69801; 0,66569)^t$.

В рассмотренном примере, несмотря на развивающийся термический дефект, характеристики бумажной изоляции и масла АТ-3 не подвержены существенным отклонениям от нормы (состояние оцениваются как «норма»). Это подтверждено результатами высоковольтных испытаний и ФХА АТ-3 подстанции Агадырь, зафиксированными 27.02.2014 ($K_{аб} = 1,25$ о.е.; $tg\delta_{и} = 0,234$ о.е.; $U_{пр} = 69,8$ кВ; $tg\delta_{м} = 0,25$ о.е.; $W = 0,0005$ %).

Выводы:

1. Интеллектуальная диагностика трансформаторов базируется на применении информативных моделей и алгоритмов экспертной оценки, обеспечивающих идентификацию эксплуатационного состояния оборудования по комплексу ключевых параметров.

2. Предложенный подход расширяет возможности базового метода статистической (байесовской) идентификации дефектов в СМТ по результатам ХАРГ и основан на формировании статистических зависимостей, связывающих обобщенный признак повышения концентраций растворенных в масле газов с рядом основных диагностических параметров изоляционной системы трансформатора.

3. Методика формирования и применения указанных зависимостей обеспечивает достоверную ($\geq 90\%$) идентификацию бездефектного состояния бумаги и масла трансформатора даже в условиях, когда по критериям ХАРГ прогнозируется наличие развивающегося дефекта, затрагивающего изоляцию.

4. Разработанные модели и алгоритм их реализации позволяют адаптировать точность идентификации (снизить суммарную ошибку) к реальным условиям эксплуатации трансформаторного оборудования за счет настройки параметров вычислительного процесса. Выполненные по реальным диагностическим данным для группы однотипных СМТ 220 кВ расчеты подтверждают эффективность разработанного подхода и позволяют рекомендовать его для применения в системе экспресс оценки состояния и планирования ремонтов трансформаторного оборудования электрических сетей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Долгов М.В., Керимкулов Н.Н., Левин В.М. Совершенствование эксплуатации трансформаторов на основе технологии диагностического мониторинга и моделей нечеткой логики // Материалы VI международной научно-технической конференции Электроэнергетика глазами молодежи, г. Иваново. – 2015. – С. 448-451.
2. Левин В.М. Идентификатор состояний маслonaполненного трансформаторного оборудования на основе анализа растворенных газов // Известия Вузов Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2014. – №5. – С. 22-26.
3. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования / Под общ. ред. Б. А. Алексеева, Ф. Л. Когана, Л. Г. Мамиконянца. – М.: НЦ ЭНАС, 1998. – 256 с.
4. Гмурман В.Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике: Учеб. пособие для студентов вузов / В.Е. Гмурман. – М.: Высш. шк., 2004. – 404 с.
5. РД 153-34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. – М.: НЦ ЭНАС, 2000. – 25 с.

ПОЛУЧЕНИЕ ВЫСОКОЭМИССИОННОГО МАТЕРИАЛА С ПОМОЩЬЮ МЕХАНИЧЕСКОЙ АКТИВАЦИИ В РЕЖИМЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГОРЕНИЯ

Закусилов В.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Развитие ускорительной техники требует вмешательства множества областей науки, необходимых для решения проблем различного характера. Одной из таких проблем является обеспечение более эффективной работы вакуумных установок генерирующих потоки отрицательно заряженных частиц. Основным элементом подобных установок является катодный узел, от материала которого зависят такие эксплуатационные характеристики, как: работа выхода, температура плавления, плотность тока эмиссии, электропроводность, механическая прочность; при этом наибольшее влияние на эффективность работы оказывает малая величина работы выхода. В таблице 1 [1–3] приведена сравнительная характеристика некоторых материалов применяемых для производства катодов.

Таблица 1. Сравнение характеристик свойств материалов катодов

Материал катод	Работа выхода, эВ	Температура плавления, К	Температурный интервал, К	Скорость испарения, кг/(м ² ·с)	Плотность тока эмиссии, А/см ²
W	7,98	3653	2000	10^{-7} – $4 \cdot 10^{-3}$	0,1–1
Ta	7,88	3290	2270–2570	$3 \cdot 10^{-8}$ – $3 \cdot 10^{-7}$	0,1–1
Nb	6,87	2741	2270–2570	$3 \cdot 10^{-7}$ – $3 \cdot 10^{-6}$	0,1–1
W–Th	3,36	2028	1970–2070	$5 \cdot 10^{-11}$ – $5 \cdot 10^{-10}$	2–10
TiC	3,60	3140	2070–2270	10^{-6} – 10^{-5}	0,3–3
ThO ₂	3,51	3050	1870	10^{-8}	2–4
Y ₂ O ₃	3,49	2415	1770	10^{-8}	0,05
LaB ₆	2,68	2740	1670–2270	$3 \cdot 10^{-9}$ – $3 \cdot 10^{-4}$	600–1980

Анализ данных приведённых в таблице 1 показывает, что гексаборид лантана обладает рядом преимуществ перед другими материалами и имеет высокие эмиссионные характеристики, а также устойчив к ионной бомбардировке в агрессивных газовых средах и способен работать в условиях пониженного вакуума [2].

Изготовление катодов из гексаборида лантана с использованием методов порошковой металлургии включает ряд последовательных операций представленных на рис. 1 [2].

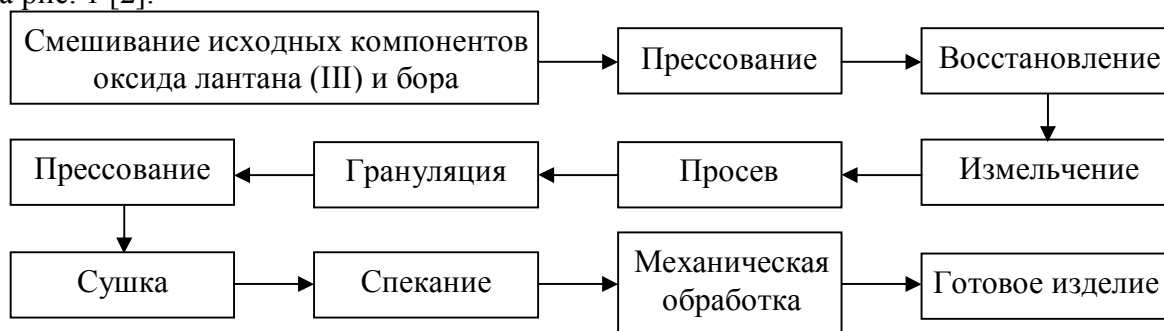


Рис. 1. Технологическая схема изготовления катодов из гексаборида лантана

Несмотря на наличие разнообразных технологий изготовления катодов из гексаборида лантана LaB_6 существует ряд нерешённых проблем связанных с используемыми методами получения, а именно: отравление конечного продукта в результате процесса синтеза; использование технологически сложного оборудования; а также большие затраты энергии на длительное проведение синтеза и отжига продуктов [2].

Перспективным способом получения гексаборида лантана LaB_6 лишенным вышеперечисленных недостатков является самораспространяющийся высокотемпературный синтез (СВС), получивший своё название за счёт самоподдерживающегося послойного распространения волны горения, образованной локальным инициированием, с последующим получением твёрдых продуктов [4].

Для получения катода из гексаборида лантана с высокими эксплуатационными характеристиками необходима предварительная механическая активация шихты, позволяющая обеспечить достаточную микронапряжённость системы и размер частиц для протекания равномерного фронта волны горения.

Целью работы является изучение влияния механической активации на параметры исходной смеси реагентов для получения высокоэмиссионных материалов на основе гексаборида лантана методом СВ-синтеза.

В исследовании были использованы химически чистые порошки оксида лантана (III) и бора ($\text{La}_2\text{O}_3+\text{B}$). Реагенты были тщательно перемешаны в кубическом смесителе и подвергнуты механическому воздействию в шаровой планетарной мельнице типа АГО-2С. В качестве мелющих тел были использованы металлические шары диаметром 4 мм, а соотношение массы шаров к массе обрабатываемого материала составляло 10/1. Для изучения влияния параметров механоактивации были проведены эксперименты с изменением частоты вращения активирующей мельницы в интервале от 10 до 40 Гц и варьированием времени от 5 до 30 минут.

На рис. 2 представлены фотографии порошков (сделанные с помощью растрового электронного микроскопа Philips SEM 515), наглядно демонстрирующие изменение размера частиц до и после механического воздействия в мельнице-активаторе.

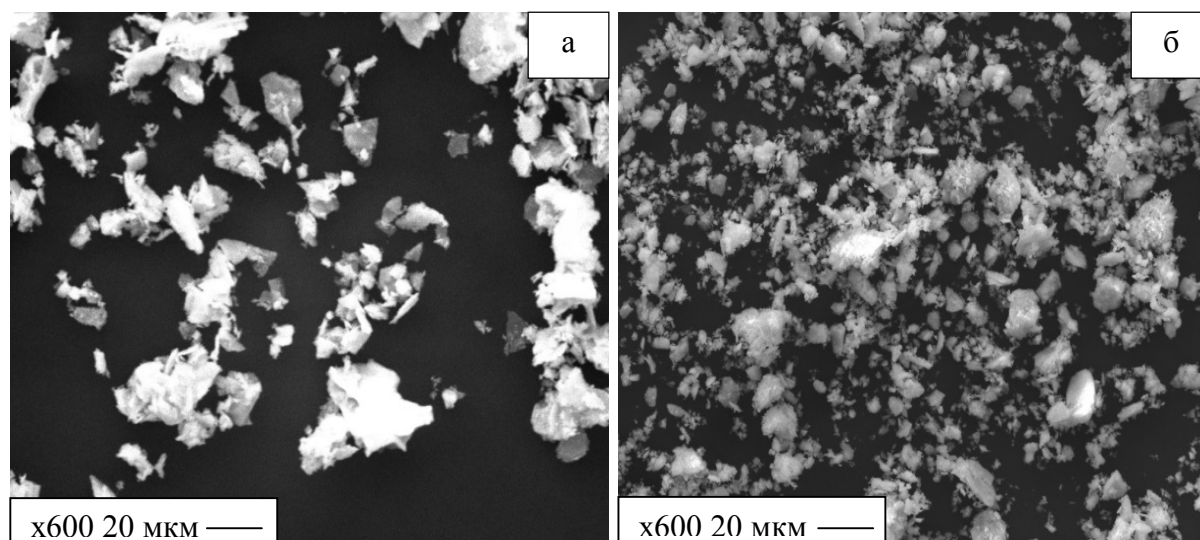


Рис. 2. Снимки порошков смеси ($\text{La}_2\text{O}_3+\text{B}$) при увеличении в 600 раз:
а – до механоактивации; б – после механоактивации $f=30$ Гц $t=10$ мин

Проанализировав полученные снимки можно легко заметить, что после проведения механической активации размер частиц значительно уменьшился.

Для численного определения изменений среднего линейного размера частиц до и после механической активации был проведен анализ гранулометрического состава шихты с использованием лазерного анализатора размера частиц SALD-7101. Анализ полученных распределений по размерам показал, что при увеличении частоты вращения активирующей мельницы с 10 до 30 Гц наблюдается уменьшение среднего линейного размера, однако после увеличения частоты до 40 Гц, происходит укрупнение частиц и образование агломератов препятствующих равномерному распределению фронта волны горения.

Изучение влияния времени механической активации показало, что наименьший средний линейный размер частиц 6,3 мкм достигается при частоте вращения 30 Гц в течение 25 минут. На рис. 3 представлено распределение по размерам при механической активации в режиме $f=30$ Гц, $t=25$ мин.

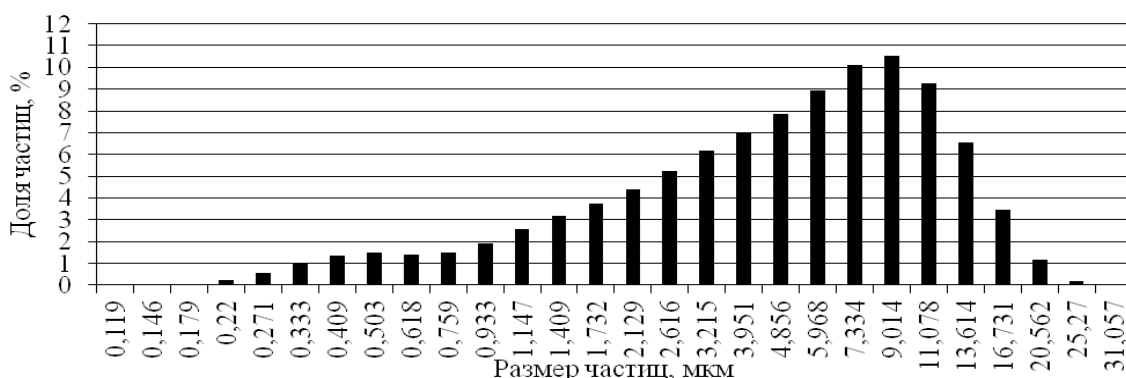


Рис. 3. Гистограмма распределения частиц смеси ($\text{La}_2\text{O}_3+\text{B}$) по размерам в режиме активации $f=30$ Гц, $t=25$ мин

После проведения механической активации в различных режимах образцы смеси порошков ($\text{La}_2\text{O}_3+\text{B}$) были подвергнуты СВ-синтезу в специальной установке, а полученный продукт был отправлен для проведения рентгенофазового анализа, по результатам которого удалось установить, что максимальный выход химической реакции с получением 93 масс.% гексаборида лантана наблюдается при наименьшем среднем линейном размере частиц 6,3 мкм, полученных в результате механического воздействия с частотой 30 Гц в течение 25 минут.

Выводы. В настоящей работе выявлено, что в результате проведения предварительной механической активации реагентов происходит диспергирование частиц, приводящее к увеличению площади контакта частиц, что повышает скорость протекания реакции и улучшает равномерность протекания волны горения, способствуя получению однородных и цельных образцов. Для системы ($\text{La}_2\text{O}_3+\text{B}$) получены экспериментальные зависимости между параметрами механической активации и свойствами конечного продукта. Установлены параметры механического воздействия ($f=30$ Гц, $t=25$ минут), при которых наблюдается максимальный выход химической реакции с получением 93 масс.% гексаборида лантана.

ЛИТЕРАТУРА

1. Фоменко В.С. Эмиссионные свойства материалов – 4-е изд., перераб. и доп. – Киев: Наукова думка. – С. 167 – 187.
2. Высокоэффективный эмиттер электронов на основе гексаборида лантана / Керсанов В. С., Малахов Н. П. Морозов В. В. И др. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 152 с.

3. Управление процессом самораспространяющегося высокотемпературного синтеза двухкомпонентных борсодержащих материалов ядерно-энергетических установок / Демянюк Д.Г., Долматов О.Ю., Исаченко Д.С., Семенов А.О. // Известия ТПУ. – 2010. №4. – С. 23 – 29.
4. Мержанов А. Г., Мукасыян А. С. Твердопламенное горение. – М.: Тороус пресс, 2007. – 336 с.

ЖИДКОСОЛЕВЫЕ ЯДЕРНЫЕ РЕАКТОРЫ КАК ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ СПАСЕНИЕ ОТ ОКИСЛЕНИЯ ОКЕАНА

Сабитова Р.Р.

Государственный университет имени Шакарима, Республика Казахстан, г. Семей

Введение

На протяжении десятков миллионов лет океаны Земли сохранили относительно стабильный уровень кислотности. Именно в пределах этой устойчивой окружающей среды богатая и разнообразная жизнь в морях возникла и процветала. Но исследования показывают, что этот древний баланс в настоящее время нарушен из-за стремительного падения показателя кислотности pH. Его причина кроется в поглощении океанами около трети созданных человеком выбросов углекислого газа, это примерно 22 млн. тонн в день. [1]

За последние 300 миллионов лет, pH океана была слегка щелочной, в среднем около 8,2. Сегодня она составляет около 8,1. Падение на 0,1 единицы pH представляет собой 25-процентное увеличение кислотности за последние два столетия. Прогнозы показывают, что к концу этого века продолжающиеся выбросы могут снизить pH океана еще на 0,5 единиц. Формирующие панцирь животные, включая кораллы, устрицы, креветки, омары, многие планктонные организмы, и даже некоторые виды рыб могут серьезно пострадать. Это скажется не только на морских обитателях, но и на той части человечества, главным источником заработка и питания которого они являются.

Не меньшее беспокойство вызывает тот факт, что океаны, продолжающие поглощать больше углекислого газа, могут уменьшить свою фильтрующую производительность. Это означает, что вырабатываемой двуокиси углерода будет становиться больше в атмосфере, способствуя дальнейшему усугублению глобального изменения климата. [2]

Когда углекислый газ растворяется в океане, образуется угольная кислота (H_2CO_3), диссоциирующая на карбонат (CO_3^{2-}) и гидрокарбонат-ионы (HCO_3^-) с количественным доминированием последних. Гидрокарбонаты – неустойчивые соединения: при дефиците растворенного углекислого газа они разлагаются до CO_2 и подщелачивают воду ($\text{HCO}_3^- \rightarrow \text{OH}^- + \text{CO}_2$). Эта особенность объясняет слабощелочное динамическое равновесие, сложившееся в Мировом океане за сотни миллионов лет, которое обеспечивается подщелачивающим действием океанических солей, в частности, растворенных в морской воде гидрокарбоната кальция ($\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$) и магния, ослабляющих подкисление воды CO_2 , то есть играющих роль буфера.

Карбонатный буфер океана гасит подкисляющее действие CO_2 , поддерживая pH морской воды на слабощелочном уровне (чуть выше 8), и это очень стабильный показатель. Но при значительном увеличении концентрации CO_2 эффективность

буфера снижается: предполагается, что за триста последних лет рН поверхностного 70-метрового слоя Мирового океана снизился на 0,1, с 8,25 до 8,15, что соответствует почти 30-процентному увеличению концентрации ионов водорода (шкала рН логарифмическая). [4]

На сегодня учеными уже разработан ряд решений, позволяющих справиться с угрозой. В частности, помочь в этом деле может жидкосолевой ядерный реактор.

Жидкосолевые ядерные реакторы

Реактор на расплавах солей (жидкосолевой реактор, ЖСР, MSR) является одним из видов ядерных реакторов деления, в которых основной охлаждающей жидкостью является смесь расплавленных солей, которая может работать при высоких температурах, оставаясь при этом при низком давлении.

По мнению Алекса Каннары – профессора, работающего в сфере инженерии и экологии, тепло, вырабатываемое от реактора MSR (ЖСР) можно использовать для получения осадка в виде известняка и доломита (карбонатные минералы), которые бы сбрасывались в морские воды, тем самым повышая уровень рН (рис. 1). Аналогичным образом может использоваться оксид кальция (негашеная известь), полученный из известняка или другой похожей породы. Повышение карбонатов скажется и на восстановлении процесса кальцификации водных организмов. Так же выявляется и дополнительное преимущество – выделение кислорода из воды в атмосферу. [3]

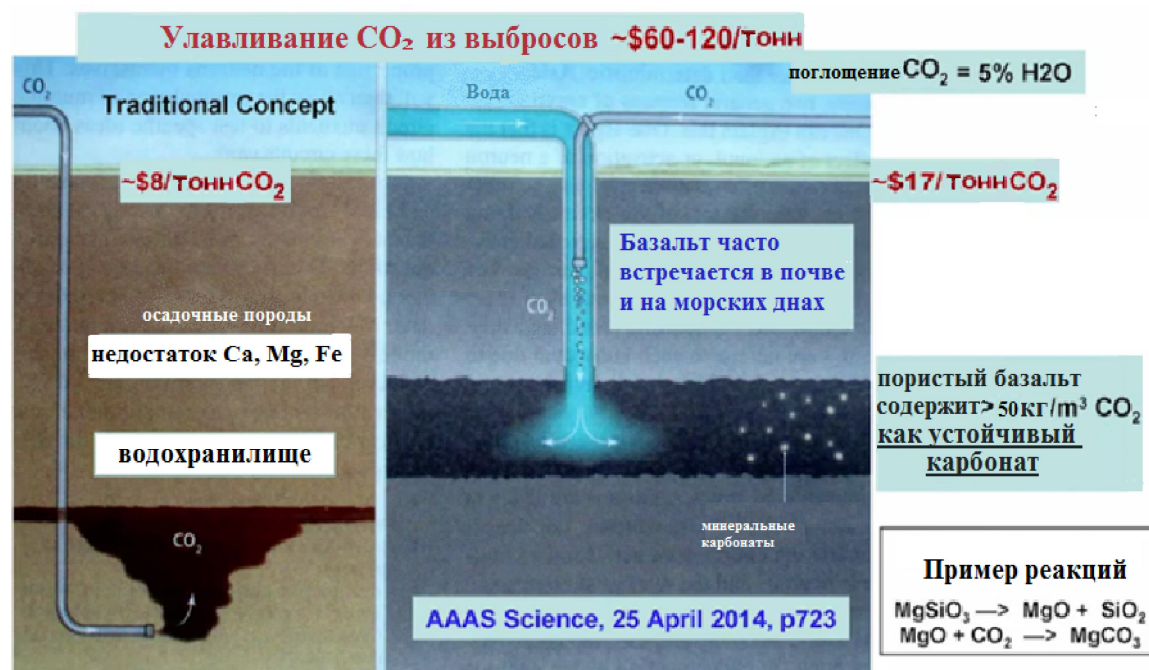


Рис. 1. Принцип действия предложенного метода сброса гидрокарбонатов

Более того, именно ядерные реакторы, в которых используются расплавленные соли, позволяют получить так называемую безуглеродную электроэнергию. Конечно, полностью исключить выбросы углекислого газа на реакторах ЖСР не получится, но его количество будет сведено к минимуму. Особенно в свете сравнения с другими популярными методами производства электроэнергии, к примеру, ТЭС, на которых сжигается ископаемое топливо.

Помимо этого, Каннара подчеркивает, что ЖСР можно с успехом использовать для улавливания CO₂ посредством специальных современных установок, которые в итоге

позволят получить из него синтетические углеводороды. Протекание процесса обеспечат все те же реакторы на жидких солях за счет вырабатываемой энергии. Отметим, что эта мысль только на словах может показаться фантастической или неосуществимой. В частности, ранее ученым уже удалось разработать технологию, позволяющую создавать углеводородное топливо посредством задействования неорганических молекул. К примеру, таким образом, удалось получить синтетический этан и метан в условиях высокого давления и температуры. Еще один плюс идеи Каннары заключается в том, что человечество не только очистит океан от излишков CO₂, восстанавливая щелочную среду, но и попутно «подкопит» углеводородов, которые при необходимости можно тоже использовать в качестве источника энергии. [4, 5]

Выводы

На предстоящей всемирной специализированной выставке Астана Экспо-2017 «ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО», в которой ожидается более 100 стран-участниц и международных организаций, будут продемонстрированы достижения и перспективы в сфере использования возобновляемых источников энергии и такие их преимущества, как экологическая чистота, низкая стоимость эксплуатации и безвредность для окружающей среды. В связи с тем, что данная выставка ставит перед собой такие важные цели как борьба с изменением климата и снижение выбросов углекислого газа проблема окисления океана является одной из актуальных и возможна будет решена с помощью одного из типов ядерных реакторов, являющегося самым безопасным и надежным источником ядерной энергии- реактора на расплаве солей. Строительство данной ядерной установки даст возможность экспериментального подтверждения идеи, основанной на подщелачивании вод океана путем сбрасывания в них карбонатов, а также позволит не только сократить выбросы парниковых газов, но и обеспечить энергией, которая может использоваться как для поставленных целей, так и для потребительских нужд.

ЛИТЕРАТУРА

1. Окисление океана. Мировой океан [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://www.oceanavt.ru>.
2. Энергия будущего. История Казахстана [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <http://e-history.kz/ru>.
3. Реактор на расплавах солей. Baza-referat.ru [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <http://wreferat.baza-referat.ru>.
4. Жидкосолевые ядерные реакторы как потенциальное спасение от окисления океана. Атомная энергия [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <http://www.atomflot.com>.
5. The many ways that molten salt reactors can fight the other CO₂ scourge – ocean acidification [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: <http://www.the-weinberg-foundation.org>.

РАЗРАБОТКА И АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИИ ВЫПАРНОГО АППАРАТА БЛОКА РАЗДЕЛЕНИЯ НЕФТЕШЛАМА

Сурикова А.Н.

Вологодский государственный университет, г. Вологда

Среди установок для утилизации и переработке нефтешламов имеется широкая конкуренция со стороны отечественных и зарубежных производителей, но предлагаемые ими установки и технологии утилизации нефтешламов существенно дороже, сложнее, менее эффективны и менее производительны.

Анализ рынка в нашей стране показал, что массовое производство установок для переработки нефтешламов практически отсутствует. В настоящее время преобладающими видами технологий утилизации нефтешламов являются: методы термического выпаривания или выжигания, центрифугирования с использованием флокулянтов, экстракции, гравитационного уплотнения, вакуумфильтрации, фильтрпрессования, замораживания.

Однако, применение перечисленных технологических методов для разделения на составляющие вещества, рекультивации и утилизации нефтешламов является чрезвычайно высокоэнергозатратным и требует применения очень сложных и дорогостоящих технических систем. Как правило, такие установки не обеспечивают высокую производительность и качество переработки нефтешламов.

Таким образом, отсутствие высокоэффективных установок, высокая стоимость (в нашей стране и зарубежом), низкая энергоэффективность существующих систем, качество переработки, производительность установок для утилизации нефтешламов являются основными сдерживающими факторами широкого распространения их в нашей стране.

Блоки разделения нефтешламов (БРНШ) служат для удаления влаги из масловодяных эмульсий с помощью процесса выпаривания. Исследование тепловой работы одной из таких установок показало, что они имеют низкую тепловую эффективность, и, в результате, невысокую производительность. Это связано, в частности, с недостаточной изученностью процессов тепло- и массообмена, протекающих внутри выпарного аппарата установки.

При рассмотрении процессов массообмена в установке в целом, протекающие при выпаривании капель дисперсной влаги из масловодяной эмульсии на испарительных поверхностях, остались без внимания, точнее, принималось, что эти процессы протекают очень быстро и не влияют на производительность и эффективность осушки нефтешлама.

На рис. 1 показана принципиальная схема выпарного аппарата установки БРНШ. Корпус выпарного аппарата выполнен в виде стального цилиндра, снаружи покрытого тепловой изоляцией. В нижней части выпарного аппарата находятся трубы нагревателя, обогреваемые изнутри водой или паром, в верхней части аппарата находятся полки испарителя.[1]

Рассмотрим работу выпарного аппарата, в режиме выпаривания влаги из нефтешлама, которому предшествует режим нагрева нефтешлама до температуры выпаривания. Теплота от греющего теплоносителя передается через стенки труб нагревателя к нефтешламу, омываемому наружную поверхность труб за счет свободной конвекции. Нефтешлам, подогретый до температуры, на несколько градусов превышающей температуру насыщения водяного пара, забирается циркуляционным насосом ЦН из нижней части выпарного аппарата, и подается в его верхнюю часть, где через отверстия в подводящей трубе вытекает на полки испарителя, служащие для

создания массообменной поверхности нефтешлама. Под действием силы тяжести нефтешлам стекает с полки на полку испарителя, где и происходит процесс выпаривания влаги из нефтешлама за счет его теплоты, и наконец, охлажденный нефтешлам возвращается обратно в нижнюю часть аппарата. Образовавшийся выпар откачивается из аппарата вакуумным насосом, где конденсируется за счет смешения с охлаждающей водой. Процесс выпаривания происходит обычно под вакуумом при абсолютном давлении внутри аппарата $p = 0,015 \div 0,045$ МПа, и температуре нефтешлама – $55 \div 80$ °С.

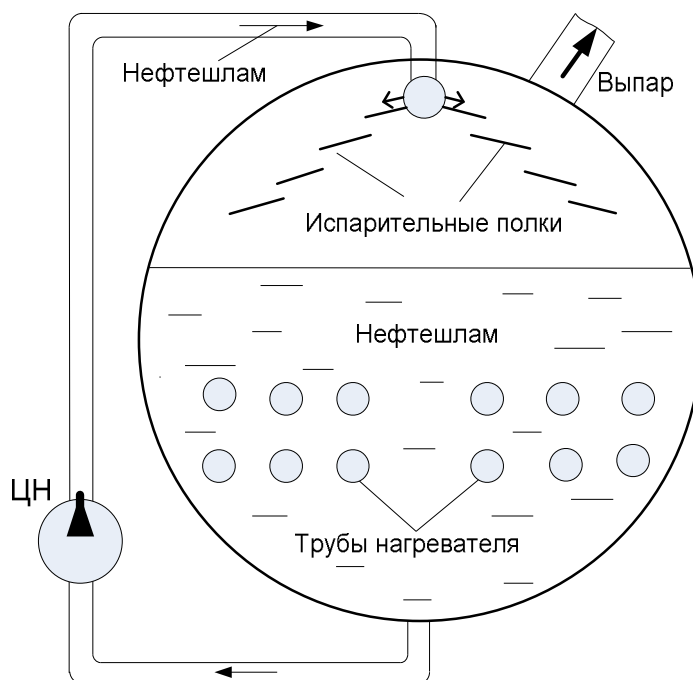


Рис. 1. Принципиальная схема выпарного аппарата БРНШ

Экспериментальные исследования установки БРНШ-3 показали, что в режиме выпаривания выход пара из выпарного аппарата при достаточно больших значениях влагосодержания и диаметра капель намного меньше величины максимальной производительности. В этом случае производительность установки определяется тепловым потоком, подводимым к нефтешламу, и для увеличения производительности установки достаточно увеличить площадь поверхности нагрева и температурный напор [2]. Однако при малых величинах влагосодержания и диаметра капель величина максимальной производительности по выпариванию резко снижается, и производительность установки будет определяться этой величиной.

Таким образом, при мелкодисперсных эмульсиях, когда капли влаги имеют маленький диаметр, вплоть до 0,2 мкм, или в конце процесса выпаривания, когда влагосодержание стремится к нулю, площадь поверхности нагрева перестает влиять на производительность установки. При этих условиях производительность начинает определяться числом и длиной испарительных полок, а также расходом циркулирующего нефтешлама.

Из опыта эксплуатации установки БРНШ-3 известно, что в конце процесса выпаривания начинает ухудшаться вакуум внутри выпарного аппарата (растет абсолютное давление), и производительность резко снижается. В этом случае наступает равенство действительного выхода пара и максимальной производительности

установки, и процесс выпаривания после этого обычно прекращают. Остаточное содержание влаги при этом обычно составляет 1–3 % по массе нефтешлама [3].

Наиболее эффективно повысить максимальную производительность установки можно за счет увеличения числа полок испарителей вдвое, причем, ширина полок не влияет на максимальный выход пара, однако расстояние по высоте между соседними полками не должно быть слишком маленьким, иначе при перетекании слоя эмульсии с полки на полку не будет перемешивания ее слоев и не будет возникать «свежая» поверхность эмульсии. Очевидно, что при одних и тех же размерах корпуса выпарного аппарата число полок, увеличенное вдвое) теоретически может быть сделано бесконечно большим, однако на практике это число не может быть больше D/h_{\min} , где D – внутренний диаметр цилиндрического корпуса выпарного аппарата; h_{\min} – минимальное расстояние по высоте между соседними полками. Так, если $D = 1,7$ м, $h_{\min} = 0,005$ м, то максимальное число полок составит $2N = 340$, что в несколько десятков раз превышает число полок в выпарном аппарате БРНШ-3. В этом случае степень осушки нефтешлама может быть намного более глубокой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лукин С.В., Сеницын Н.Н., Сурикова А.Н. Тепловой расчет установки по выпариванию влаги из нефтепродуктов // Вестник Череповецкого государственного университета. – 2015. – № 4 (65). – С. 33 – 37.
2. Лукин С.В., Сеницын Н.Н., Сурикова А.Н. Повышение тепловой эффективности блока разделения нефтешлама // Промышленная энергетика. – 2016. – № 2. – С. 33 – 37.
3. Лукин С.В., Сурикова А.Н. Оптимизация числа выпарных ступеней установки разделения нефтешлама // Вестник Череповецкого государственного университета. – 2015. – № 6 (67). – С. 14 – 19.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ЭФФЕКТОВ ПРИ ТЕРМИЧЕСКОМ РАЗЛОЖЕНИИ БИОМАССЫ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ БРИКЕТИРОВАНИЮ

Ибраева К.Т., Астафьев А.В., Суздальцев В.Е.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Проблема обеспечения топливом ресурсодефицитных регионов актуальна по настоящее время. Эти регионы, как правило, не имеют собственных запасов энергетически ценных топлив (каменного угля, нефти или природного газа), или разработка расположенных здесь месторождений экономически нецелесообразна. В результате энергообеспечение осуществляется за счет привозного топлива, в стоимость которого включены транспортные издержки. Это приводит к существенному удорожанию топлива и отражается на тарифах тепло- и электроэнергетики.

В связи с этим необходимо стремиться к вовлечению местных ресурсов сырья, пригодных для сжигания и не требующих огромных капиталовложений на его добычу. В качестве одного из возможных вариантов такого сырья может рассматриваться биомасса, которая является экологичным и возобновляемым ресурсом, расположенным на поверхности земли.

Главными сдерживающими факторами использования биомассы в качестве топлива являются малая теплотворная способность и сложности транспортировки даже на

небольшие расстояния: биомасса имеет низкую насыпную плотность, слеживается, крошится, а также смерзается при низких температурах воздуха. Поэтому её перевозка на расстояния более чем 25-30 км экономически нецелесообразна [1]. В связи с этим необходимо повышение её калорийности и транспортабельности.

При изучении вопроса повышения энергетических свойств биомассы для последующего сжигания авторами выделена теплотехнологическая переработка, как одно из наиболее часто публикуемых направлений исследований. Это направление подразумевает получение энергетических топлив путем термического воздействия на биомассу. Применительно к твердым органическим видам сырья, к которым и относится биомасса, авторами выделено два варианта теплотехнологической переработки: торрефикация топливных брикетов [1] и получение твердого композитного топлива [2]. В связи с тем, что механизм поведения органического сырья при теплотехнологической переработке до конца не изучен и зависит от множества факторов, как внешних (температура, давление, скорость нагрева), так и внутренних (состава топлива, минеральной части, влажности и др.), то в каждом конкретном случае необходимо проведение экспериментальных исследований для получения полной картины переработки (материальных и тепловых балансов, характеристик продуктов, тепловых эффектов). Целью работы ставится исследование теплового эффекта пиролиза биомассы применительно к её теплотехнологической переработке.

В работе исследованы пробы торфа, доставленных с двух месторождений Томской области, и древесная щепа из нескольких типов древесины (сосна, береза, осина). Все пробы выдержаны до воздушно-сухого состояния. Для оценки теплового эффекта переработки были проведены термогравиметрический (ТГ) и дифференциальный термический (ДТА) анализы на микротермоанализаторе STA 449C (Netzsch, Германия). Скорость нагрева выбрана согласно [4] равной 10 °С в минуту. Анализы выполнены в инертной среде (гелий) с целью исключения влияния кислорода на точность результатов исследования.

Дифференциально термический анализ (рис. 1) показал, что при температуре биомассы порядка 400 °С в неё начинают протекать реакции, сопровождающиеся экзотермическим эффектом. Выделение тепла продолжается до температуры ~550 °С, затем снова наблюдаются экзотермические процессы меньшей интенсивности.

В интервале температур 150-400 °С также наблюдаются экзотермические реакции. Однако для древесной щепы величина настолько мала, что можно говорить об отсутствии каких-либо тепловых превращений в этом диапазоне температур. При нагреве образцов торфа № 1 и № 2 в интервале температур 220–330 °С наблюдались экзотермические тепловые эффекты, равные 100 и 60 кДж/кг соответственно.

Эти особенности необходимо учитывать в случае термического брикетирования или торрефикации торфа. Нагрев некоторых видов торфа свыше 220 °С может привести к возникновению экзотермических реакций и последующему самовозгоранию торфа. Упоминание о подобных эффектах, встречающихся при торрефикации древесных пеллет с целью повышения потребительских свойств, приведено в работе [5], согласно которой нагрев пеллет до температуры 220–250 °С приводил к повышению их температуры до 700-800 °С.

В целом же результаты ДТА-анализа позволяют сделать вывод, что нагрев всех исследованных образцов биомассы сопровождался суммарным экзотермическим эффектом, который для древесной щепы составил – 1164кДж/кг, торфа № 1 – 1535 кДж/кг, торфа № 2 – 791 кДж/кг. Это показывает возможность автотермического протекания теплотехнологической переработки при температурах свыше 400 °С.

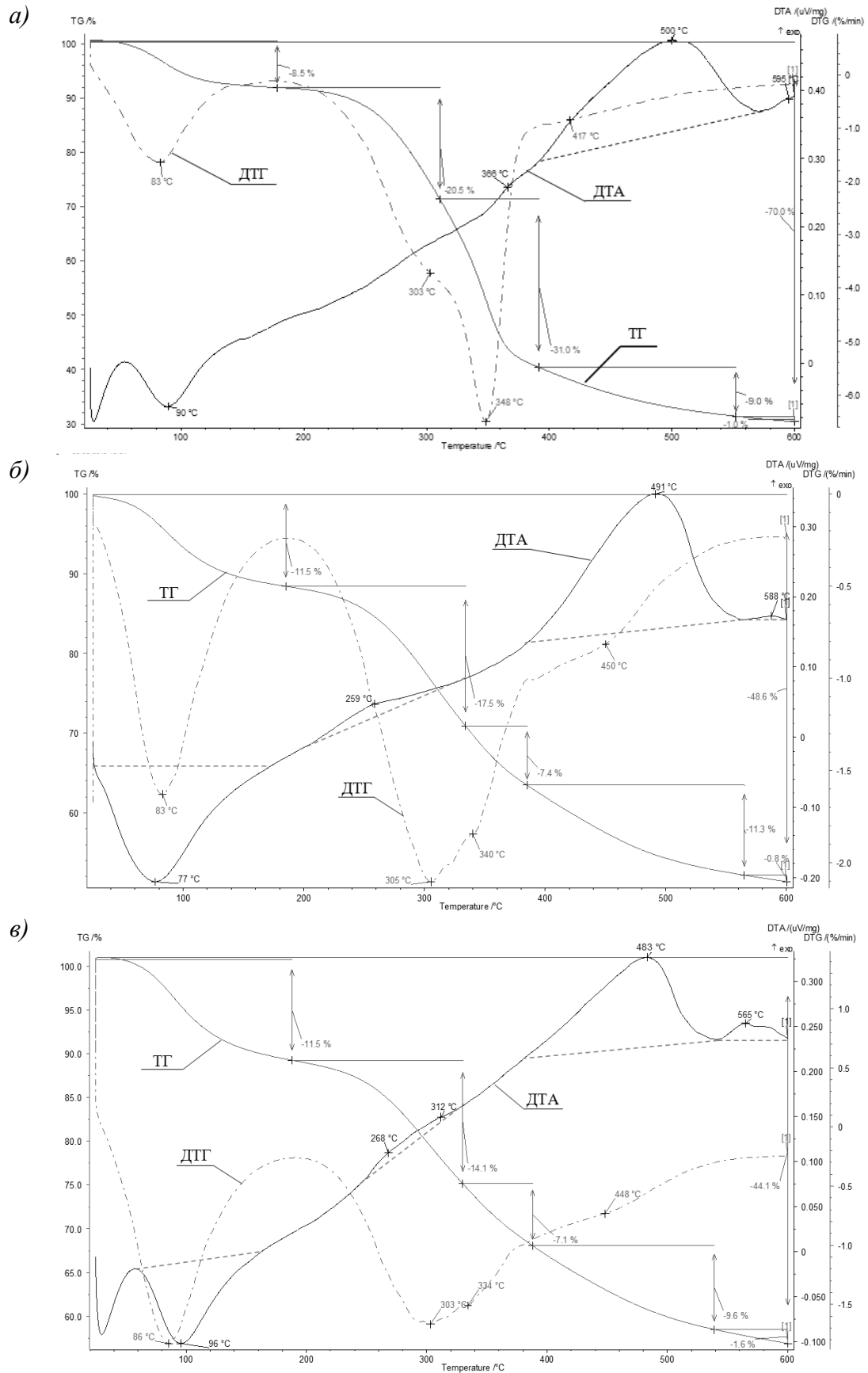


Рис. 1. Результаты дифференциального термического анализа биомассы: а) – образец щепы №1; б) – образец торфа № 1; в) – образец торфа № 2

Результаты термогравиметрического анализа показывают, преобладание твердого остатка среди всех продуктов, получаемых при переработке торфа (выход твердого остатка составляет более 60%), что позволяет прийти к выводу о целесообразности переработки торфа в твердые продукты. Прочие (жидкие и газообразные) продукты имеют небольшой выход и потребуют большого расхода исходного сырья при переработке. Переработка древесной щепы целесообразна как в твердое, так и в газообразное топливо.

Выводы

Результаты исследования тепловых эффектов, возникающих при нагреве биомассы, показали, что термическая переработка исследуемых образцов сопровождалась протеканием экзотермических реакций при температуре свыше 400 °С. Отмечено, что термическое прессование или торрефикацию торфа необходимо проводить при температурах ниже 220 °С, так как в некоторых видах торфа уже при данной температуре возможно протекание экзотермических реакций, способных привести к самовозгоранию.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-38-50124 (мол_нр).

ЛИТЕРАТУРА

1. Боярко Г.Ю., Бернатонис П.В., Бернатонис В.К. Торфяная промышленность России и мира. Анализ состояния и перспективы развития // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 6. – С.56–61.
2. Fagernäs L., Kuoppala E., Arpiainen V. Composition, utilization and economic assessment of torrefaction condensates // Energy & Fuels. – Vol. 29. – 2015. – P. 3134–3142.
3. Табакаев Р.Б., Казаков А.В., Заворин А.С. Термическое обогащение низкосортного твердого топлива // Химия твердого топлива. – 2015. – № 5. – С. 3–9.
4. Табакаев Р.Б. Теплотехнология получения твёрдого композитного топлива из низкосортного органического сырья: Автореферат ... дис. канд. техн. наук. – Красноярск: СФУ, 2015. – 20 с.
5. Зайченко В.М. Повышение потребительских свойств твердого топлива из биомассы // Энергосбережение. – 2014. – № 3. – С. 66–68.

ВЛИЯНИЕ НЕСИНУСОИДАЛЬНОЙ НАГРУЗКИ НА РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Волынцева О.А., Гаврилова А.Е., Груздев И.М., Шелюг С.Н.

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина,
г. Екатеринбург

Исследования, проводимые в последнее время как в России [1-3], так и за рубежом [4, 5], показали, что в электрических сетях растет доля нелинейной и несинусоидальной нагрузки. Они в свою очередь обуславливают появление нормальных несимметричных и несинусоидальных режимов электрических сетей. Методики расчета и анализа таких режимов сопряжены с серьезными сложностями и требуют существенной модификации общепринятых алгоритмов моделирования электрических сетей базирующихся на допущении о симметричности и синусоидальности нагрузок и элементов электрической сети [6].

Оценка несимметричных режимов трехфазных электрических систем производится с использованием метода симметричных составляющих [7] и метода фазных координат [8].

Метод фазных координат является естественным представлением трехфазной системы передачи электрической энергии, т.к. позволяет моделировать взаимное влияние фаз и земли друг на друга в условиях действия несимметричных напряжений и протекания несимметричных токов. Такой подход обуславливает и сложность применения этого метода на практике. Учет взаимоиндукций в линиях и трансформаторах достаточно сложен. Для решения указанной проблемы применяются различные методы, но и они сталкиваются с рядом ограничений. Можно указать два основных подхода: моделировании линий и трансформаторов решетчатой схемой из RLC-элементов (присутствует физическая интерпретация) или формальный матричный подход [8].

Необходимо отметить, что указанные выше подходы реализованы в большинстве своем для несимметричных синусоидальных систем. Анализ несинусоидальных режимов существенно усложняется из-за появления нелинейных взаимосвязей между параметрами электрических режимов и поведением элементов электроэнергетической системы. Также необходимо обратить внимание на частое появление мгновенной несимметрии параметров электрических режимов (отличие от нуля суммы мгновенных фазных величин) при симметрии действующих значений. Данное явление в настоящее время никак не учитывается в расчетах установившихся режимов.

Известно, что если в однородном проводнике протекает постоянный ток, то плотность тока одинакова в разных точках сечения проводника. Иное наблюдается при переменном токе. Плотность тока оказывается не одинаковой по сечению: она наибольшая на поверхности и наименьшая на оси проводника. Указанное явление объясняется возникновением вихревого электрического поля электромагнитной индукции. Изучение явления поверхностного эффекта было описано в [9, 10]. В дальнейшем описание поверхностного эффекта было включено в учебники по электротехнике [11,12] в которых был формализован вывод соответствующих уравнений.

Необходимо учесть, что для анализа несинусоидальных режимов электрических сетей используется методика представления несинусоидального сигнала суммой синусоидальных с частотами кратными частоте промышленного сигнала (разложение на гармонические составляющие). Методика предложена Жаном Батистом Жозефом Фурье (1768-1830) в [13]. Применительно к электрическим сетям развитие теории гармонического анализа началось в 1920-30-х годах [14,15]. В это время были обнаружены искажения формы кривой, обусловленные статическими преобразователями [4].

Иследуя эффект в цилиндрических координатах с использованием уравнений Максвелла и электромагнитной индукции, с последующим применением функций Бесселя, можно получить уравнения для активного и реактивного сопротивлений:

$$R_n = R_1 \cdot \sqrt{n}, \quad X_n = X_1 \cdot \sqrt{n}, \quad B_n = B_1 \cdot n, \quad (1)$$

где n – номер гармоники;

R_1, X_1 и B_1 – активное, реактивное сопротивление и реактивная проводимость линии соответственно на первой гармонике.

Необходимо отметить, что общепринятый подход к расчету величины реактивного сопротивления на высших гармониках предполагает использование уравнения $X_n = X_1 \cdot n$. Такой подход не учитывает влияние поверхностного эффекта.

$$i_n(t) = i_k(t) + C \cdot \frac{du_k(t)}{dt} + C \cdot \frac{u_k(t) + R(i(t)) \cdot \left[i_k(t) + C \cdot \frac{du_k(t)}{dt} \right] + L(i(t)) \cdot \frac{d \left(i_k(t) + C \cdot \frac{du_k(t)}{dt} \right)}{dt}}{dt} \quad (5)$$

В первом и втором методе несинусоидальный сигнал будет разложен на гармонические составляющие [4]. Будет выполнен расчет для каждой гармоники в отдельности с последующим восстановлением результирующего сигнала. В первом случае сделаем допущение об одинаковой степени искажения напряжений и токов по фазам. Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчета установившихся режимов

Коэффициент искажения синусоидальности, %		Расчетное напряжение балансирующего узла, кВ					
		УУН		Распределённые параметры		Мгновенные значения	
Напряжение	Ток	Уф	Ул	Уф	Ул	Уф	Ул
0	0	69,15	119,72	69,01	119,53	69,10	119,69
		69,15	119,72	69,01	119,53	69,10	119,69
		69,15	119,72	69,01	119,53	69,10	119,69
1,5	5,6	69,23	120,01	69,67	120,54	69,97	120,98
		70,26	120,21	70,65	121,01	71,13	121,54
		70,56	120,34	71,05	121,34	71,75	121,87
1,5	15,5	72,13	121,76	72,34	121,98	72,57	121,76
		73,21	122,56	73,65	122,79	73,91	122,56
		72,98	122,98	73,08	123,19	73,98	123,88

Во втором расчете несинусоидальность тока будет различная по фазам, но действующие значения будут совпадать. Результаты расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2. Результаты расчета установившихся режимов

Коэффициент искажения синусоидальности, %		Расчетное напряжение балансирующего узла, кВ					
		УУН		Распределённые параметры		Мгновенные значения	
Фаза	Ток	Уф	Ул	Уф	Ул	Уф	Ул
А	25,5	72,56	121,45	71,61	121,15	71,63	120,52
В	32,4	71,43	120,51	70,31	120,01	70,32	121,10
С	15,5	70,34	119,67	69,12	119,72	70,00	120,61

По результатам работы можно сделать следующие выводы:

1. Описаны различные расчетные уравнения электрического режима при протекании не синусоидальных токов с учетом поверхностного эффекта.
2. Выполнен расчет режима части электрической сети в условиях протекания несинусоидальной нагрузки
3. Выполнено сравнение результатов расчета при разной степени искажения синусоидальности формы протекающего тока

ЛИТЕРАТУРА

1. Плотников М.П. Моделирование несинусоидальных режимов двухцепных воздушных линий электропередачи: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.14.02 – Братск, 2015. – 151 с.

2. Боровиков В.С., Волков М.В., Иванов В.В и др. Опыт корпоративного обследования электрических сетей 110 кВ Сибири: Монография. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 228 с.
3. Акимжанов Т.Б. Разработка методики расчета добавочных потерь в воздушных линиях электропередачи и оценки их уровня в электрических сетях: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.14.02–Томск, 2015–168 с.
4. J. Arrillaga, N.R. Watson Power System Harmonics, Second Edition. John Wiley and Sons Ltd, 2003. 412 p.
5. L.C.O. Oliveira, G.A.e Melo, J.B. Souza, C.A. Canesin, B.D. Bonatto, F.N. Belchior, M. Oliveira, E.A., Mertens Jr. «Harmonic Propagation Analysis in Electric Energy Distribution Systems», IEEE, 2011
6. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 595 с.
7. Fortescue C.L. Method of symmetrical coordinates applied to the solution of polyphase networks. Trans. AIEE, vol. 37, Pt. II, pp. 1329-1347. 1918.
8. Крюков А.В., Закарюкин В.П. Моделирование электромагнитных влияний на смежные ЛЭП на основе расчета режимов энергосистемы в фазных координатах: монография. – Иркутск : Изд-во Иркут. гос. ун-та путей сообщения. – 2009. – 120 с.
9. Ollendorff F., Potentialfield der Electrotechnik, Berlin, 1932
10. Carson J.R. - Wave propagation in overhead with ground return. The Bell system technical journ. Vol.5, p.539.1926.
11. Черданцев И.А. Теория переменных токов, издание третье, переработанное. М.: Энергоиздат, 1932 – 500 с.
12. Шимони К. Теоертическая электротехника. М.Мир, 1964 – 776 стр
13. Fourier J.B.J. Theorie analytique de la chaleur. Paris, 1822.
14. Rissik H. The memory are current convertor. London: Pitman, 1935
15. 7. Read J.C. The calculation of rectifier and invertor performance characteristics // J.IEE, P.II 1945. Vol. 92.
16. Возисова О.С., Шелюг С.Н. Реактивная мощность в несинусоидальных системах. Электроэнергетика глазами молодежи труды VI международной научно-технической конференции. ответственный редактор: Тютиков В.В., д.т.н., профессор, проректор по научной работе ИГЭУ. 2015. С. 75-78.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОПРОМЫСЛА

Лесный И.П.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Актуальной задачей, требующей высокоэкономичного и относительно легко реализуемого решения при освоении любого месторождения, расположенного в отдаленных регионах с низкоразвитой или отсутствующей инфраструктурой, является задача надежного обеспечения промысла электроэнергией.

Трансформаторная подстанция (ТП) – это электроустановка, которая предназначена для преобразования (повышения или понижения) напряжения в сети переменного тока и распределения энергии.

Трансформаторная подстанция состоит из:

- силовых трансформаторов;
- распределительного устройства (РУ) ;

- устройства автоматического управления;
- защиты;
- вспомогательных сооружений;

Трансформаторные подстанции изготавливают, как правило, на заводах. Затем они доставляются на место установки в абсолютно собранном виде или отдельными блоками. Такие трансформаторные подстанции называют комплектными или КТП.

КТП могут быть представлены с двумя видами корпусов:

- бетонными (КТПБ) ;
- металлическими (КТПм) ;

Назначение КТП

КТП, КТП НУКомплектные трансформаторные подстанции (КТП) наружной установки (КТП НУ) предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением до 10 кВ.

Применяются в системах электроснабжения объектов нефтяной и газовой промышленности, сельского хозяйства, горнорудной промышленности.

Основные преимущества КТП:

- поставляются на объект отдельными блок-модулями с установленной аппаратурой;
- возможность исполнения коммерческого учета электроэнергии по высокой стороне;
- возможность применения в комплексе АСУ ТП;
- применение собственных схем АВР по высокой стороне;
- полная заводская готовность;
- покрытие металлоконструкции методом холодного цинкования.

Распределительное устройство (КРУ) — сложная электрическая установка, служащая для приёма и распределения электрической энергии.

Распределительное устройство состоит из набора коммутационных аппаратов, соединительных и сборных шин, средств учёта, измерения и вспомогательных устройств РЗА(устройства релейной защиты и автоматики).

Область применения

Комплектные распределительные устройства используются для внутренней и для наружной установки (тогда сокращенно они называются КРУН). КРУ используются там, где необходимо компактное размещение распределительного устройства. В частности, КРУ применяют на городских станциях, электрических подстанциях, для питания объектов нефтегазовой индустрии (буровые установки, газо- и нефтепроводы), для снабжения током электричеством судов.

Если содержимое КРУ заключено в оболочку, заполненную элегазом, то РУ сокращенно обозначают КРУЭ. Элегаз — это специальный электротехнический газ, представляющий собой шестифтористую серу(SF₆). Он является основным изолятором в элементах ячеек с элегазовой изоляцией.

Тип исполнения камер КРУ определяется номинальными параметрами входящей в них аппаратуры и схемой главных цепей. По согласованию с заводом-изготовителем допускается изготовление шкафов КРУ по схемам заказчика.

Как правило, шкаф КРУ разделён на 4 основных отсека: 3 высоковольтных - кабельный отсек (ввода или линии), отсек выключателя и отсек сборных шин; и 1 низковольтный - релейный шкаф.

Автоматический ввод резерва (АВР) — метод защиты, предназначенный для бесперебойной работы сети электроснабжения. Реализован с помощью

автоматического подключения к сети других источников электропитания в случае аварии основного источника электроснабжения.

АВР может подключить отдельный источник электроэнергии (генератор, аккумуляторная батарея) или включить выключатель, разделяющий сеть, при этом перерыв питания может составлять всего 0.3 — 0.8 секунд.

Основные потребители электроэнергии УКПГ и ДКС согласно требованиям СТО Газпром 2-6.2-149-2007 "Категорийность электроприемников промышленных объектов ОАО "Томскгазпром" относятся к первой категории по ПУЭ в отношении надежности электроснабжения. В составе электроприемников площадок имеются потребители особой группы первой категории – это системы АСУ и КИП, аварийное электроосвещение аварийная вентиляция.

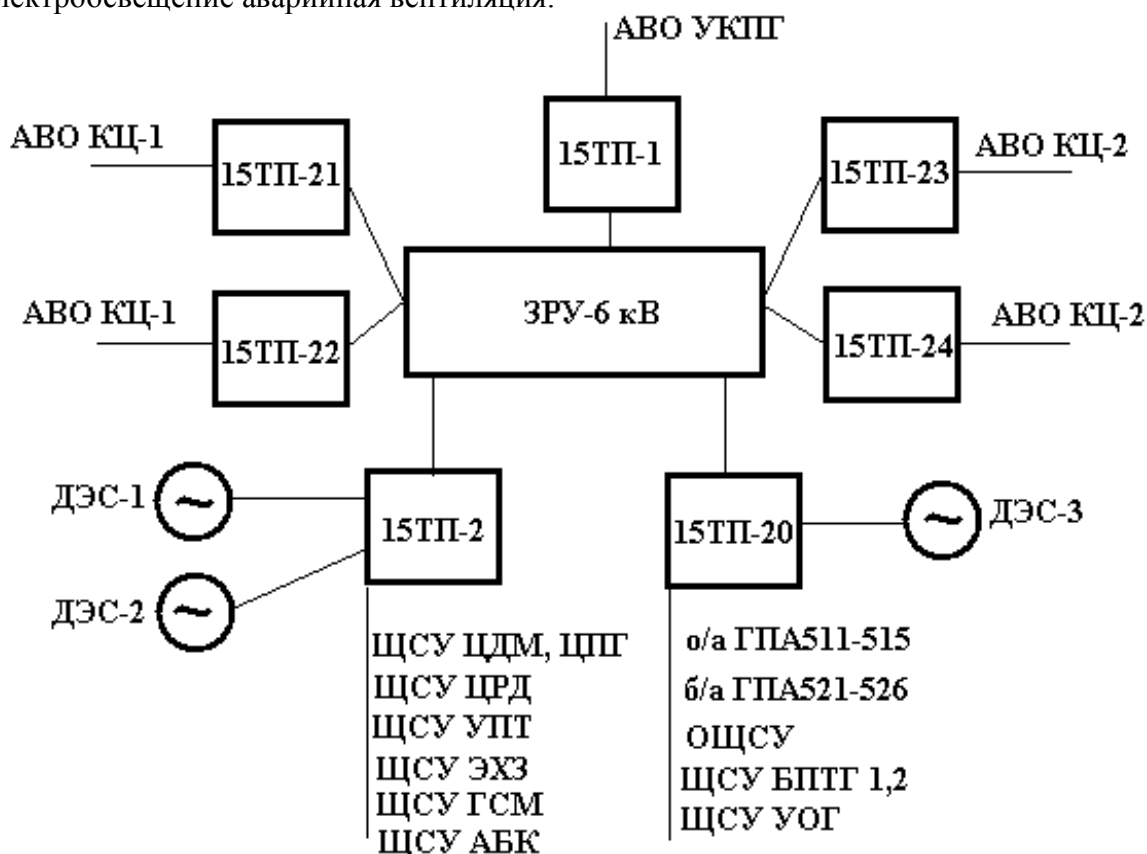


Рис. 1. Блочная схема электроснабжения промысла

Основными электроприемниками на промыслах являются асинхронные электродвигатели технологических и сантехнических механизмов с напряжением 380/220 В и электроосвещение (220 В). Для их питания на площадках в центрах нагрузок установлены двухтрансформаторные КТП 6/0,4 кВ. Подстанции выполнены на переменном оперативном токе и оборудованы релейными защитами, автоматикой и сигнализацией.

Компенсация реактивной мощности и учет электроэнергии электромеханическими счетчиками предусмотрен в ЗРУ-6 кВ на линейных ячейках и на стороне 0,4 кВ КТП.

На площадке УКПГ-5 расположено две комплектные трансформаторные подстанции:

- КТП 1 (15ТП-1) - 2х1600 кВА;
- КТП 2 (15ТП-2) - 2х1600 кВА;

От КТП-2 осуществляется питание электроприемников потребителей АВО газа, от КТП-1 - расположенных в остальных зданиях и сооружениях УКПГ (цеха подготовки газа, цеха регенерации ДЭГа и метанола, установки подогрева теплоносителя, водонасосной, ППА, БВП, АБК, и др.).

На площадках ДКС расположено пять комплектные трансформаторных подстанций:

- КТП ПЭБа (15ТП-20) – 2х1000 кВА (для КЦ-1 и КЦ-2);
- КТП АВО газа № 1 (15ТП-21) – 2х1000 кВА (в КЦ-1);
- КТП АВО газа № 2 (15ТП-22) – 2х1000 кВА (в КЦ-1);
- КТП АВО газа № 1 (15ТП-23) – 2х1000 кВА (в КЦ-2);
- КТП АВО газа № 2 (15ТП-24) – 2х1000 кВА (в КЦ-2).

От РУ-0,4кВ КТП и щитов НКУ, расположенных в ПЭБе, запитаны потребители газоперекачивающих агрегатов и объектов вспомогательного назначения, от РУ-0,4 кВ КТП и щитов НКУ КТП АВО газа – потребители АВО газа.

Для питания электроприемников и управления электроприводами 0,4 кВ предусмотрены низковольтные комплектные устройства (НКУ), которые размещены в помещениях электрощитовых. При небольшом количестве потребителей аналогичное электрооборудование принято в виде распределителей, сборок автоматических выключателей и магнитных пускателей. Электрообогрев греющими лентами и кабелями использован для обеспечения работоспособности наружных кранов газовой обвязки в холодное время года.

Внутриплощадочные сети 6 кВ и 0,4 кВ – кабельные с прокладкой по технологическим и специально сооруженным кабельным эстакадам.

Жизнедеятельность при отключении внешних источников электроснабжения обеспечивается аварийными дизельными электростанциями единичной мощностью 500, 630 кВА, подключенными к РУ-0,4 кВ КТП, системами постоянного тока (напряжением 220 В, 110 В и 24 В), системами бесперебойного питания (380/220 В, 50 Гц).

На УКПГ установлены две дизельные электростанции (КАС-500 и КАС-630), на ДКС – одна дизельная электростанция (КАС-500). Автоматическое включение ДЭС осуществляется при исчезновении напряжения от основных источников.

На ДКС установлена система постоянного тока напряжением 220 В, которая включает аккумуляторные батареи 6 OPzS 600, зарядно-подзарядные агрегаты (2хВАЗП-380/260-40/80 УХЛ4) и щиты постоянного тока. Для организации напряжений 110 В на ДКС применены шкафы ШУОТ2403 и имеющие в своем составе аккумуляторы и подзарядные выпрямители. Аккумуляторные батареи всех напряжений работают в режиме постоянного подзаряда и обеспечивают потребителей электроэнергией в течение не менее 30 минут при отключении источников переменного тока.

Для формирования бесперебойного питания напряжением ~220 В применены агрегаты бесперебойного питания типа АБП-6,3 на площадках УКПГ (в БППП) и на площадках ДКС (в ПЭБах).

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ В РОССИИ

Киселева Е.М.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

В настоящее время из-за роста городов и строительства коттеджных поселков существует проблема их теплофикации от централизованных ТЭЦ. Присоединение потребителей происходит в разных точках электрической сети, часто удалённых от «центров генерации», в различных энергорайонах и энергоузлах, в которых возникает дефицит генерируемых мощностей. Существующие котельные не справляются с нагрузкой, тепловые и электрические сети изнашиваются, их реконструкция и новое строительство из-за проблем с финансированием не получают развития. Это может препятствовать подключению новых потребителей. Одной из существующих проблем является несовершенство правил регулирования теплоснабжения и ценообразования (тарифы и цены на тепло и электроэнергию высокие). С каждым годом эти проблемы усугубляются.

Исходя из этого, целесообразно определять локальные места потребления и применять к ним соответствующее направление энергоснабжения.

На сегодняшний день интенсивно развивается такое направление, как распределённое производство энергии. Распределённая малая генерация представляет собой объекты малой мощности на традиционных энергоносителях (природный газ, мазут, уголь, вода). Объекты малой генерации могут быть построены возле или внутри крупных предприятий, связанных в один цикл производства (производство сахарного песка, нефтепереработка, сжигание попутного газа при нефтедобыче, добыча каменного угля и т.д.). Тем самым малая генерация способствует снижению зависимости потребителя от централизованного энергоснабжения и его состояния.

Классификация распределённого производства энергии:

1. По объектам малая генерация делится на:
 - ТЭЦ;
 - ГЭС;
 - дизельные электростанции;
 - газотурбинные установки;
 - газопоршневые станции;
 - другие.
2. По мощности:
 - микроэлектростанции мощностью до 100 кВт;
 - миниэлектростанции мощностью от 100 кВт до 1 МВт;
 - малые электростанции мощностью более 1 МВт.
3. По назначению:
 - электроснабжение;
 - теплоснабжение;
 - горячая вода;
 - другое.

Преимущества малой распределённой генерации:

- 1) Установки локальной энергетики имеют высокий коэффициент полезного действия - более 60 процентов;
- 2) Энергообъекты локальной энергетики обладают высокой экологичностью;

3) Малая генерация обладает высокой надежностью энергоснабжения, что обусловлено щадящим режимом работы привода электрогенератора, особенно газопоршневого агрегата;

4) Объекты малой генерации обладают высокой ремонтпригодностью, ремонт на месте;

5) Объектам малой генерации свойственен малый срок окупаемости.

Но так как это направление только приобретает широкое распространение в РФ, существует масса недостатков распределенного производства энергии, как на техническом, так и на законодательном уровне. Одни из них:

1) Административные барьеры и отсутствие полноценной законодательной базы;

2) Получение разрешения на строительство объектов малой генерации затруднено большим количеством контролирующих инстанций, коррумпированностью и большими временными затратами;

3) Отсутствие механизма взаимодействия с крупными генерирующими и сбытовыми компаниями;

4) Отсутствие четких правил, стандартов в части проектирования, строительства и снабжения газом объектов малой энергетики;

5) Отсутствие технических условий на подключение энергоисточников к системе;

6) Средства государственного стимулирования малой генерации отсутствуют.

В России это направление не находит должного места в перспективном планировании развития системы. Отсутствует методологический подход к оценке эффективности объектов малой генерации. Еще нет осознания того вклада, который распределенная выработка энергии может внести в общее развитие системы и ее модернизацию, и нет осмысленной государственной политики на этот счет. Отсюда следует отсутствие участия государства в регулировании энергоснабжения, однако, многие специалисты обсуждают слабость основных положений существующих законов, а также нарастающие негативные тенденции на рынке тепловой энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Л.С.Беляев, А.В.Лагереv, В.В.Посекалин; Отв. ред. Н.И.Воропай, Энергетика XXI века: Условия развития, технологии, прогнозы. – Новосибирск: Наука, 2004, 386 с.
2. Усачев И.Н., Историк Б.Л., Школянский Ю.Б., Лунаци М.А., Малая и нетрадиционная энергетика России. – Новости электротехники, 2003, № 3, с. 54-57; № 4, с. 77-79.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТИПОВ ПРОВОДОВ НА БОЛЬШИХ ПЕРЕХОДАХ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ

Сухоручкина Т.Ю., Журавлева И.А., Шевченко Н.Ю.

Камышинский технологический институт (филиал)

Волгоградского государственного технического университета, г. Камышин

Для повышения пропускной способности и надежности при сооружении больших переходов через водные преграды, горные ущелья и т.п. возникает потребность в применении проводов нового поколения с повышенной нагревостойкостью, высокой механической прочностью и малой стрелой провеса [1].

Актуальной задачей является технико-экономическое сопоставление вариантов применения современных типов проводов на больших переходах.

На мировом рынке в сфере производства классических и специальных типов проводов выступают несколько десятков компаний. Основными поставщиками современных типов проводов на Российский рынок являются: Nexans (Бельгия); Lumpi-Berndorf

(Австрия); J-Power Systems (Япония), CTC (Composite Technology Corporation) США(Калифорния) и 3М США(штат Миннесота).

Создание высокотемпературных (рабочая температура 150 –200⁰ С) проводов с малой стрелой провеса требует применения материалов с пониженным значением температурного коэффициента линейного расширения (характеризует относительную величину изменения размера провода с изменением его температуры). Примеры материалов, используемых для изготовления высокотемпературных проводов приведены в таблице 1[2, 5].

Таблица 1. Материалы, используемые для изготовления высокотемпературных проводов

№ п/п	Материал	$k_T, 10^{-6} /^{\circ}\text{C}$
1	Высокопрочная сталь марки EST	11,5
2	Металлокомпозит (Al + Al ₂ O ₃)	6,0
3	Железоникелевый сплав (Invar)	3,7
4	Полимеркомпозит	1,6

При использовании высокотемпературных проводов требуется большая прочность конструкций опор, натяжных и поддерживающих зажимов. Для увеличения надёжности больших переходов ВЛ следует рассматривать в качестве вариантов сооружения переходных опор применение опор анкерного типа [3].

В России разработан ряд проектов больших переходов воздушных линий электропередачи через водные преграды с применением проводов нового поколения.

– переход ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС – Соболи-1,2 через Камское водохранилище общей протяжённостью 2,08 км с применением высокотемпературного провода ACS из стали, плакированной алюминием. Данное решение позволило уменьшить высоту переходной опоры на 50м и сократить сметную стоимость строительства на 17% по сравнению с использованием провода АС500/336 (2009 год);

– переход ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС – Ухта – Микунь через реку Печора выполнен аналогичным проводом. Сметная стоимость строительства сокращена на 15% (2009 год);

– в 2011 году построен специальный переход ВЛ Балаково через реку Волга с применением ВТП ACS, что позволило уменьшить высоту переходных опор со 165 до 125 метров и сократить сметную стоимость строительства на 14%;

– переходы ВЛ 500 кВ Советско – Соснинская – Парабель через реки Обь и Васюган выполнены с применением ВТП TACSR/ACS на опорах индивидуального изготовления из труб, что позволило уменьшить высоту переходной опоры на 40м по сравнению с вариантом использования провода АС (2012 год).

Во всех вышеперечисленных примерах применение проводов нового поколения на больших переходах с учётом оптимизации конструкций опор перехода и фундаментов к ним позволяют существенно сократить стоимость строительства переходов за счёт уменьшения материалоемкости конструкций опор и фундаментов, а также сокращения трудозатрат на их изготовление и монтаж [4].

Разработано четыре варианта модернизации ВЛ 220 кВ через Камское водохранилище (табл.2). За исходный вариант взят переход на опорах АТ133 высотой 154 м с проводом АCSR - 500/336 (максимальная стрела провеса составила 145,6 м.)

Таблица 2. Варианты модернизации ВЛ 220 кВ через Камское водохранилище

Наименование	Ед. изм.	Провода			
		АCSR 500/336	TACSR/ACR 521-A20SA	AERO-Z-504-2Z	GTACSR-550
Марка провода		АCSR 500/336	TACSR/ACR 521-A20SA	AERO-Z-504-2Z	GTACSR-550
Диаметр провода	мм	37,5	29,7	27,45	29,3
Стрела провеса	м	145,6	86	67,2	68,7
Длина провода	км	12,74	12,58	12,52	12,53
Вес провода	т	50,96	43,82	17,8	24,3
Стоимость 1т провода / стоимость провода всего	тыс.руб.	153 / 7 796,88	248 / 10 867,36	918 / 16 340,4	248/ 6026
ШИФР опоры		АТ133 (АТ155-22)	ПП330-2/79,5	ПП330-2/79,5	ПП330-2/79,5
Общая высота опоры	м	154	106	106	106
Масса опоры	т	410	154	154	154

Произведен механический расчет и определены стрелы провеса. Произведено технико-экономическое сравнение четырех вариантов применения современных типов проводов на больших переходах.

При использовании высокотемпературного провода TACSR/ACR потребовалась опора высотой уже 106 м. При этом стрела провеса составила 86 м.

Аналогично были рассчитаны варианты с проводом AERO-Z-504-2Z (максимальная стрела провеса – 67,2 м) и с термостойким проводом со стальным сердечником и зазором GTACSR-550 (максимальная стрела провеса составила 68,7м).

Результаты технико-экономических расчетов показали экономическую целесообразность применения проводов нового поколения для строительства больших переходов (рис.1). Сметная стоимость строительства дана в ценах 2016 г без учета транспортных перевозок.

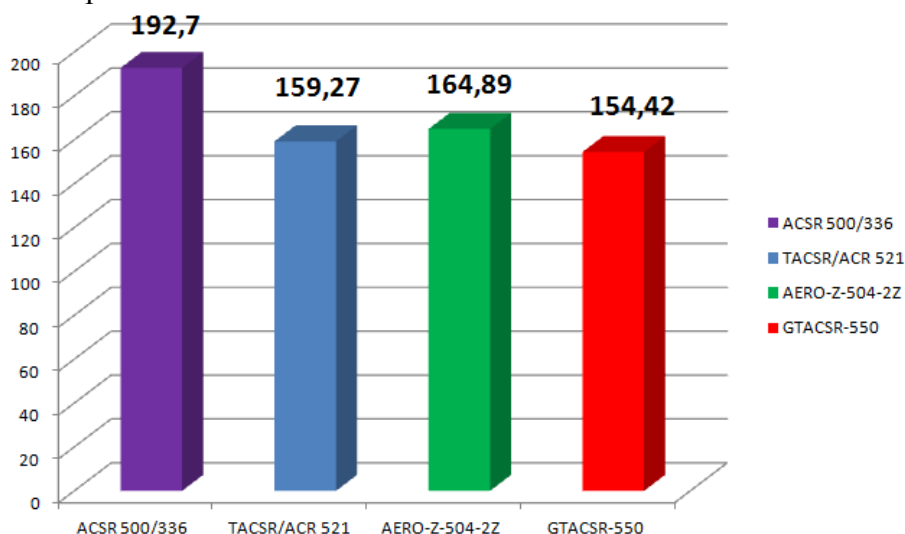


Рис. 1. Результаты технико-экономических расчетов

Выводы:

При сооружении больших переходов через водные преграды, горные ущелья и т.п. применение проводов нового поколения, обладающих улучшенными механическими и электрическими характеристиками по сравнению с проводами АС (ACSR) традиционной конструкции, специальной натяжной, соединительной и поддерживающей арматуры способствует повышению пропускной способности, повышению надежности электроснабжения и снижению сметной стоимости строительства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ.
2. Справочник по проводам нового поколения // Энергоэксперт, №1, 2015. С. 16 – 6.
3. Колосов С.В., Рыжов С.В., Сюксин В.Е. Повышение пропускной способности ВЛ: анализ технических решений. В сб. научных статей «Опыт, устремленный в будущее» / ЗАО «Электросетьстройпроект», 2013. С. 26 - 36.
4. Ермаков А. Передача энергии по высокотехнологичным проводам // Электроэнергия. Передача и распределение, 2012, №5. С. 54 - 55.
5. Котов Р.В. Сравнение технологий производства композитных проводов // Электроэнергия. Передача и распределение, №1, 2013. С. 46 - 47.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ПРОТОЧНОМ ИСПАРЕНИИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В ИСПАРИТЕЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ

Шингалиева Д.Н., Рулев А.В., Бакутин П.М.¹

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,
г. Саратов

¹ Саратовский архитектурно-строительный колледж, г. Саратов

В процессе многочисленных испытаний промышленных трубных испарителей сжиженных углеводородных газов, состоящих из смеси пропана и бутана, неоднократно наблюдалось изменение температурных условий кипения в зависимости от диаметра трубы и расхода газа. Иногда имело место проточное испарение при постоянной температуре кипения, равной температуре конца кипения пропан-бутановой смеси (ПБС). В ряде случаев наблюдалось кипение при переменной температуре в интервале от температуры начала кипения до температуры конца кипения ПБС.

Для определения возможности перехода режима проточного испарения, происходящего при постоянной температуре кипения пропан-бутановой смеси в режим проточного испарения, протекающий в интервале от температуры начала до температуры конца кипения, были проведены исследования.

Схема экспериментальной установки изображена на рис. 1. Насыщенная жидкая фаза (ЖФ) сжиженного углеводородного газа при давлении $P = \text{const} = 0,01$ МПа поступает из резервуара в наклонный испарительный трубопровод, где полностью испаряется, а пары сжиженного углеводородного газа сжигаются на выходе из свечи.

Наклонный испарительный трубопровод наружным диаметром 25×5 мм был выполнен из температуростойкого стекла с добавкой молибдена. Угол наклона испарительного трубопровода изменялся от 30° до 90°.

Энергия на нужды испарения к наклонному испарительному трубопроводу подводилась при помощи электронагревательного провода, навитого на его наружную поверхность.

Во время проведения испытаний измерялись следующие параметры:

- давление и температура жидкой и паровой фазы пропан-бутановой в начале и конце наклонного испарительного трубопровода;
- температура пропан-бутановой смеси по длине наклонного испарительного трубопровода;
- продолжительность эксперимента и расход сжиженного газа;
- состав сжиженного газа;
- количество электроэнергии, подводимой к нагревательному элементу, навитому на наклонный испарительный трубопровод.
- Давление газа в резервуаре, в начале и конце наклонного испарительного трубопровода определялось при помощи датчика-преобразователя давления АИР-20, имеющего относительную погрешность измерений равную 0,2%.
- Расхода газа измерялся газовым счетчиком ГСБ-400 барабанного типа при расходе газа до 0,6 м³/ч с классом точности 1,0% и газовым счетчиком ВК-Г4,0 с классом точности 1,5% в диапазоне расходов от 0,4 до 2,5 м³/ч.
- Отбор проб пропан-бутановой смеси осуществлялся в пробоотборники 4 раза в течение испытаний. Перед проведением испытания пробоотборники продувались сжиженным углеводородным газом в течение 5 минут, затем производился анализ газа при помощи хроматографа ХЛ-6.
- Показания с приборов снимались при стационарном тепловом режиме работы испарителя, когда температура сжиженного газа на выходе из него в течение 15 ÷ 20 минут не изменяла своего значения.

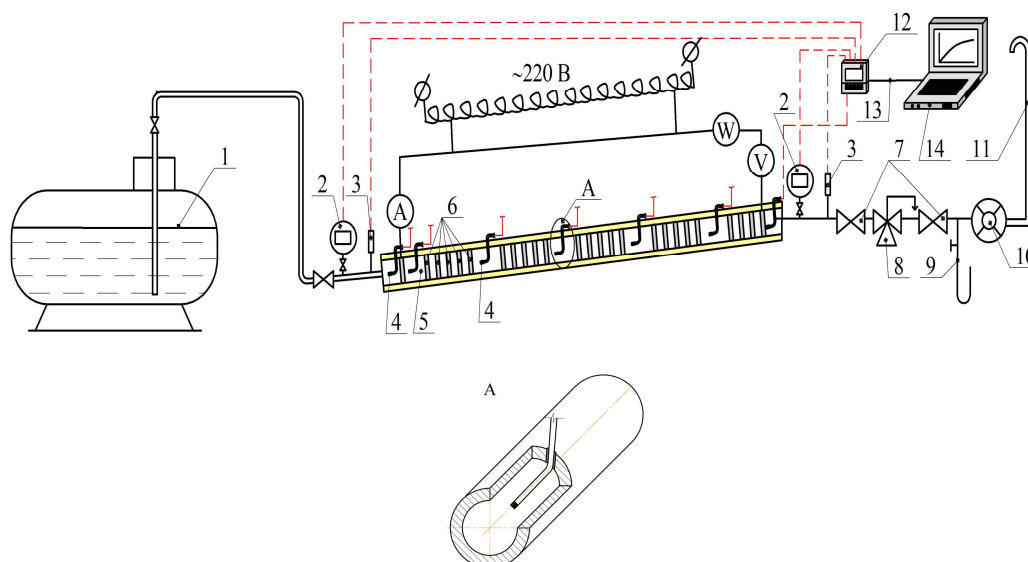


Рис. 1. Принципиальная схема экспериментальной установки:

- 1 – резервуар СУГ; 2 – дифференциальный манометр; 3 – термометр; 4 – термоэлектрический кабельный преобразователь марки ТП 0198; 5 – наклонный испарительный трубопровод; 6 – нагревательный элемент; 7 – вентили; 8 – регулятор давления с предохранительно запорным клапаном; 9 – U-образный манометр; 10 – счетчик газа; 11 – свеча безопасности; 12 – блок многоканальных измерителей температуры и давления; 13 – нуль-модемный кабель; 14 – переносной компьютер

Температура конца кипения пропан-бутановой смеси находилась, согласно рекомендациям [1] в зависимости от состава газа и давления в испарительной установке пропан-бутановых смесей.

С целью сведения к минимуму теплопотерь от стеклянного испарительного трубопровода наружная поверхность покрывалась тепловой изоляцией из термостойкой теплоизоляционной трубки типа «Термофлекс» толщиной 9 мм. Через 150 мм в теплоизоляционной трубке прорезались смотровые окна для наблюдения за характером отделения паровых пузырьков с поверхности нагрева и за режимом испарения парожидкостной смеси.

В качестве параметра, характеризующего режим испарения ПБС, принят критерий Фруда:

$$Fr = \frac{\omega^2}{d \cdot g},$$

где ω – скорость паровой фазы на выходе из стеклянной трубки при фактическом давлении в трубопроводе, м/с; d – внутренний диаметр стеклянной трубки, м; g – ускорение свободного падения, м/с².

Опыты проводили при изменении критерия Фруда в диапазоне от $2,7 \cdot 10^{-4} \pm 20\%$ до $5 \cdot 10^{-2} \pm 20\%$.

В результате экспериментальных исследований выявлено, что процесс испарения ПБС в проточной системе имеет два режима.

Первый режим характеризуется постоянством температур по всей длине испарительного трубопровода. При этом, паровые пузырьки отделялись от поверхности нагрева, поднимались через слой жидкости к концу испарительного участка, собирались здесь и уходили из испарительной трубы.

Было установлено, что поддержание $Fr < 5,9 \cdot 10^{-3} \pm 20\%$ при движении паров испаренного СУГ внутри канала обеспечивает температурные условия, свойственные первому режиму испарения, когда температура кипения равна температуре конца кипения ПБС, а состав жидкой фазы на входе в испарительный трубопровод равен составу паровой фазы на выходе из него.

Второй режим характеризуется переменной температурой кипения по всей длине испарительного трубопровода. При этом, паровые пузырьки уже на начальном участке отделялись от поверхности нагрева, собирались в верхней части трубы, объединялись в более крупные пузыри и, двигаясь вдоль верхней образующей трубы, формировали сплошную пробку. Затем имело место последовательное изменение режимов течения: с четкой границей раздела паровой и жидкой фаз, волнового, пленочного, дисперсного, после чего пары уходили из испарительной трубы.

Было установлено, что поддержание $Fr > 5,9 \cdot 10^{-3} \pm 20\%$ при движении паров испаренного СУГ внутри канала обеспечивает температурные условия, свойственные второму режиму испарения при переменной температуре в интервале от температуры начала кипения до температуры конца кипения ПБС, а состав жидкой фазы на входе в испарительный трубопровод равен составу паровой фазы на выходе из него.

При первом режиме испарения СУГ (рис. 2.а) насыщенная жидкость с мольным содержанием пропана ψ_1^* и температурой $t_{г,н}^{п,р}$ поступает в испаритель, растворяется в массе кипящей жидкости состава ψ_2^* находящийся в равновесии с отбираемыми парами состава ψ_3^* . Этот процесс протекает по линии 1-2, когда поступающая жидкость нагревается от температуры $t_{г,н}^{п,р}$ до температуры $t_{г,к}^{п,р}$ при постоянном давлении $P = \text{const}$ в испарителе.

Выявлено, что первый режим испарения наблюдается при малых скоростях паровой фазы на выходе из проточного испарителя ω , м/с и/или больших значениях внутреннего диаметра испарительного канала d , м. Для указанного режима характерна четкая граница раздела паровой и жидкой фаз при изменении степени сухости от нуля до единицы.

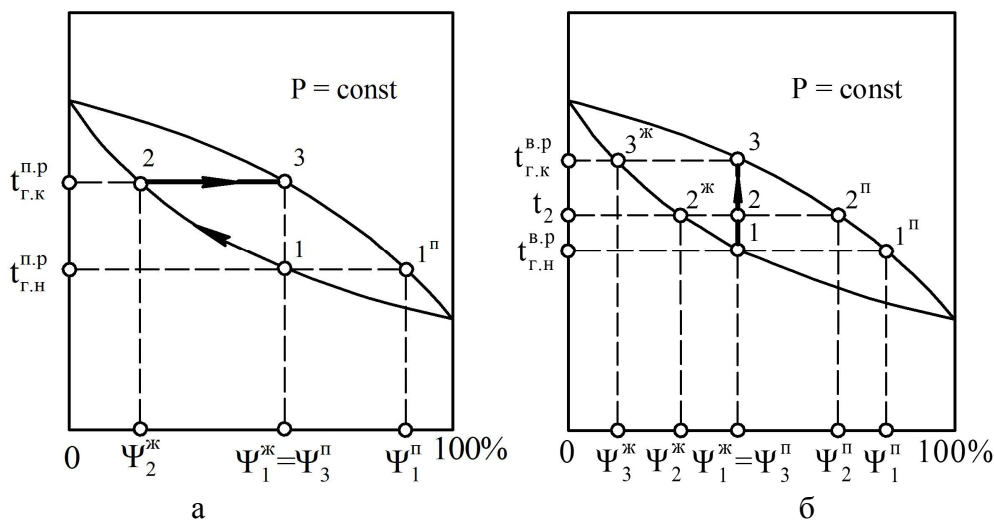


Рис. 2. Режимы проточного испарения пропан-н-бутановых смесей СУГ и соответствующие им температурные условия кипения:
 а – первый режим испарения СУГ при постоянной температуре;
 б – второй режим испарения СУГ при переменной температуре

Последующие наблюдения проточных испарителей сжиженных углеводородных газов, состоящих из смеси пропана и бутана, показали, что первый режим испарения имеет место во всех конструкциях проточных регазификаторов с большеобъемным кипением, характеризующихся четкой границей раздела жидкой и паровой фаз сжиженного углеводородного газа.

Испарение жидкой фазы протекает здесь по линии 2-3, при этом образовавшаяся паровая фаза состава $\Psi_3^п = \Psi_1^ж$ в виде отдельных пузырьков всплывает в объеме жидкой фазы состава $\Psi_2^ж$, собирается в паровом пространстве, отводится отсюда потребителю, а температура кипения, согласно закону Дальтона-Рауля [2,3], имеет постоянное значение, равное $t_{г.к}^{п.р}$.

Второй режим испарения наблюдается при высоких скоростях ω паровой фазы на выходе проточного испарителя и/или малых значениях внутреннего диаметра d испарительного канала и характеризуется непрерывно изменяющейся границей раздела паровой и жидкой фаз при изменении степени сухости от нуля до единицы.

Процесс испарения СУГ в этом случае (рис. 2.б) происходит при неизменном составе парожидкостной пропан-бутановой смеси на всех участках ее течения в испарительном канале. В связи с этим процесс испарения смеси пропан-бутан при постоянном давлении $P = \text{const}$ изображается на диаграмме «температура – состав» отрезком 1-2 (рис. 2.б).

Точкам 1 и 2 соответствуют следующие состояния системы: насыщенная жидкость, насыщенный пар. Каждое состояние смеси в процессе кипения характеризуют равновесные концентрации пропана в жидкой и паровой фазах при повышении температуры смеси от температуры насыщенной жидкости $t_{г.н}^{в.р}$ до температуры

насыщенного пара $t_{г.к}^{в.р}$.

Было установлено, что поддержание $Fr < 5,9 \cdot 10^{-3} \pm 20\%$ при движении паров испаренного СУГ внутри канала обеспечивает температурные условия, свойственные первому режиму испарения (рис. 2.а), при значении критерия Фруда $Fr > 5,9 \cdot 10^{-3} \pm 20\%$ (рис. 2.б) имеет место второй режим испарения.

Проведение второго режима проточного испарения при значениях критерия Фруда парожидкостного потока, больших, чем $5,9 \cdot 10^{-3} \pm 20\%$, позволяет обеспечить более низкое значение средней температуры кипения пропан-бутановой смеси при одинаковых давлениях, увеличить значение температурного напора в системе теплоноситель – кипящая смесь пропана и бутана, повысить интенсивность теплообмена за счет увеличения доли площади смоченной жидкой фазой и обеспечить сокращение теплообменной поверхности и металлозатрат в промышленный испаритель по сравнению с первым режимом проточного испарения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Усачев А.П. Применение температурного метода для экспериментального определения длины грунтового испарителя сжиженного газа проточного типа // Использование газа в промышленности: межвуз. науч. сб. – Саратов: СПИ, 1978. – Вып. 4. – С. 71-75.
2. Benedict H., Webb G., Rubin L. An empirical equation for thermodynamic properties of light hydrocarbons and their mixtures // Chemical Engineering Progress. – 1951. – № 11. – P. 571.
3. Бошнякович Ф. Техническая термодинамика. – М.: Госэнергоиздат, 1956. – 255 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА СТРОИТЕЛЬНОГО КИРПИЧА

Потапова О.И., Стогов П.А.

Национальный исследовательский университет Московский энергетический институт,
г. Москва

Теплотехнологические системы (ТТС) производства строительного кирпича характеризуются существенной долей в себестоимости продукции затрат на природный газ, используемый как топливо, а также негативным воздействием на окружающую среду. Экономия энергетических ресурсов рассматривается в настоящее время развитыми странами как важнейшая национальная экологическая и экономическая проблема. Мероприятия, обеспечивающие энергосбережение, имеют более высокую рентабельность по сравнению с наращиванием поставок энергоресурсов. Вследствие этого для указанных систем являются актуальными исследования в области повышения уровня энергосбережения и экологической эффективности.

Объектом исследования выбрана действующая теплотехнологическая система завода, производящего лицевой керамический кирпич. Изучены рекомендации по наилучшим доступным технологиям для данной системы, включающей топливопотребляющие объекты – туннельную печь и сушилку, а также электропотребляющие элементы.

Выполнено теплотехническое обследование ТТС, в ходе которого собрана и систематизирована информация о конструктивных и режимных параметрах системы, о структуре энергетических и материальных потоков в ТТС.

Технологическая схема ТТС включает в себя восемь стадий: 1) добыча в карьере; 2) транспортировка на завод; 3) подготовка исходного материала, формование изделий, вакуумное прессование, 4) транспортировка к сушилке, укладка на вагонетки; 5) сушка; 6) сортировка, укладка на печные вагонетки; 7) нагрев, обжиг, охлаждение в печи; 8) выставка кирпича, разгрузка вагонеток, сортировка. Изменение удельной энергоемкости технологии производства продукта в системе (в расчете на первичное топливо) при последовательной реализации стадий показано на рис. 1. Как следует из представленных данных, наибольший прирост энергоемкости наблюдается на стадиях сушки и обжига, поэтому поиск путей повышения энергоэффективности производства строительного кирпича следует сосредоточить на совершенствовании тепловой работы сушилки и туннельной печи.

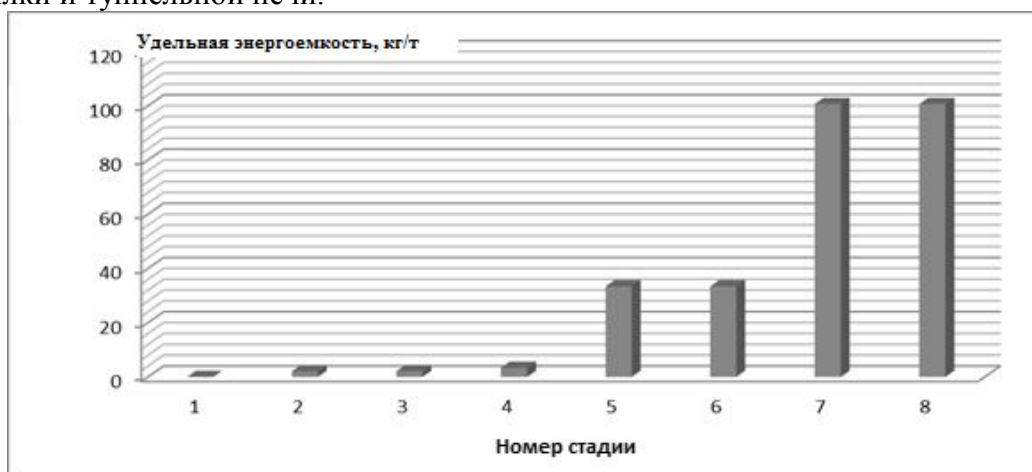


Рис. 1. Изменение удельной энергоемкости полупродукта по стадиям ТТС

Выполненный анализ позволил сформировать две группы мероприятий. Первая группа мероприятий реализуется (и уже частично реализована) без заметных капитальных затрат, в то время как реализация мероприятий второй группы сопряжена с дополнительными капиталовложениями и эксплуатационными издержками.

К мероприятиям первой группы относятся:

- 1) настройка режима работы горелок туннельной печи с целью обеспечения одинакового соотношения газ-воздух по всем горелкам. Обследованием установлено наличие большого разброса величины давления газа на входе в горелку (от 300 до 9000 Па). Это приводило к неоднородности поля тепловыделения в зоне обжига печи, что негативно отражалось на постоянстве температуры обжига. Выполненная настройка горелок исключила отмеченный недостаток.
- 2) Установка керамических уплотнителей у амбразур горелок с целью повышения газоплотности зоны обжига.
- 3) Изменение конфигурации садки с целью повышения симметричности скоростного поля газов и улучшения ее газопроницаемости. В период обследования пакеты садки размещались по ширине вагонетки несимметрично, а используемая схема раскладки кирпичей мало способствовала фильтруемости садки и однородности тепловой обработки отдельных изделий. По результатам обследования рекомендовано пакеты размещать симметрично и использовать иную схему раскладки кирпичей, повышающую фильтруемость садки газами (рис. 2). Данное мероприятие реализовано посредством перепрограммирования роботов-укладчиков. В итоге достигнута равномерность окраски обожженных кирпичей и повышение их качества, что объясняется более свободным доступом кислорода к элементам садки в зоне обжига.

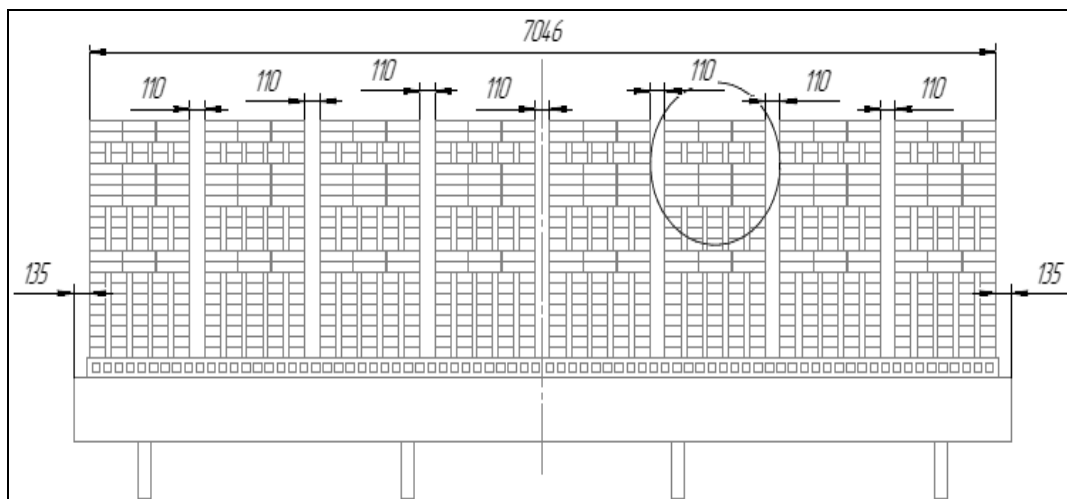


Рис. 2. Новая конфигурация садки в туннельной печи

- 4) Регулирование аэродинамического режима печи, выполненное по результатам обследования, позволило обеспечить нулевое избыточное давление на границе зон обжига и охлаждения и исключить ранее наблюдавшееся нежелательное явление: попадание дымовых газов и пылевидного уноса в поток, отбираемый из зоны охлаждения. Наличие уноса создавало сложности при использовании в сушилке отбора из печи.
- 5) Выполнение режимных требований по зоне охлаждения: поддержание необходимого разрежения в точках отбора воздуха из зоны охлаждения. Это обеспечивает постоянный равномерный отбор горячего воздуха из зоны охлаждения. Если разрежение недостаточно, то происходит рост температур потоков воздуха, отбираемых на двух участках, близких к зоне обжига (так называемый «верхний» и «нижний» отбор), смещение поперечного сечения печи, где происходит изменение кристаллической структуры кварца, в зону нижнего отбора, а также рост тепловых потоков с вагонетками, покидающими зону обжига и зону охлаждения.
- 6) Повышение газоплотности стыков между вагонетками. При обследовании выявлен сильный износ подовых камней, отколы углов на краях вагонеток, которые ведут к прогарам и проходу пламени в подвагонеточное пространство; сильный износ футеровочных камней, вплоть до полного разрушения. Асбестовый уплотнительный шнур впрессован в вагонетку так, что потерял свои уплотняющие свойства, это ведет к паразитному подосу воздуха в зону горения, к изменению цвета и качества кирпича в нижних слоях садки.

Во вторую группу включен и исследован ряд энергосберегающих мероприятий. Одно из них – снижение теплоаккумулирующей способности вагонетки туннельной печи. Тепловой поток с вагонетками составляет 16 % в расходной части объединенного теплового баланса зон подогрева и обжига. С целью снижения этого теплового потока можно использовать другой материал для футеровки вагонетки, с более низкой объемной удельной теплоемкостью и теплопроводностью. Расчетное исследование выполнено в среде Mathcad [1, 2] для условий обследованной печи. Установленные зависимости удельного видимого расхода топлива и средней температуры футеровки вагонетки на выходе из зоны обжига в зону охлаждения от материала футеровки представлены в табл. 1.

Таблица 1. Зависимость удельного видимого расхода топлива и средней температуры футеровки вагонетки от материала футеровки

Материал	Шамот	ШКЛ-1,3	ШКЛ-1,0	ШЛ-0,9	ШЛ-0,4
Удельный расход топлива, кг/т	71,2	66,7	64,3	63,1	58,6
Температура футеровки, °С	675	641	610	597	547

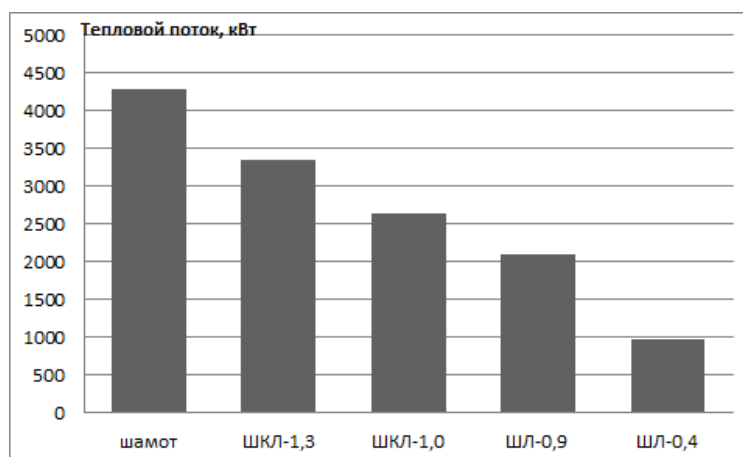


Рис. 3. Зависимость теплового потока с вагонеткой на выходе из зоны обжига от материала футеровки вагонетки

Существенность влияния материала футеровки на тепловой поток с вагонеткой на выходе из зоны обжига иллюстрируется рис. 3. Изменение именно этого теплового потока и вызывает соответствующее изменение расхода топлива на туннельную печь.

Второе мероприятие – утилизация низкопотенциальной теплоты отборов (воздуха, отбираемого из зоны охлаждения) посредством реализации органического цикла Ренкина (ОЦР). В настоящее время существенная часть отборов выбрасывается в атмосферу. В органическом цикле Ренкина используются альтернативные рабочие тела с температурой кипения более низкой, чем у воды. Это открывает возможность организовать электрогенерацию, утилизируя при этом теплоту отборов. На рис. 4 изображена схема ОЦР, в которой источником теплоты в испарителе служит воздух, отбираемый из зоны охлаждения печи.

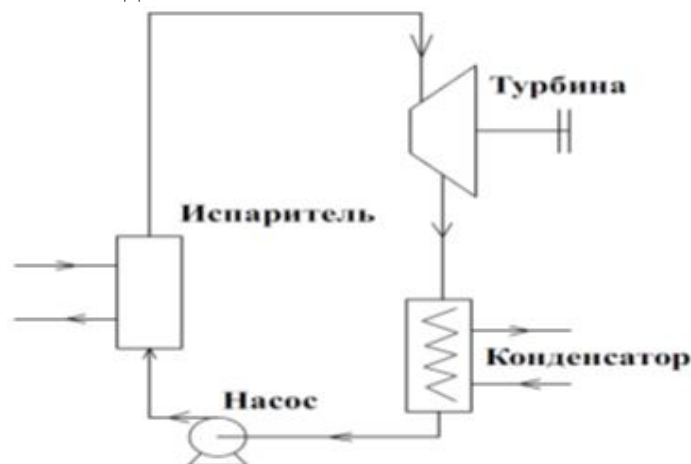


Рис. 4. Схема ОЦР

Применив оборудование ОЦР для данной ТТС, можно выработать 249 кВт электрической энергии, что в значительной мере обеспечит собственные нужды предприятия.

Освоение рассмотренных технических решений позволит повысить энергоэффективность производства строительного кирпича в исследованной системе.

Литература

1. Попов С.К., Стогов П.А. Теплотехнические расчеты туннельных печей. М.: Издательский дом МЭИ, 2010.
2. Попов С.К., Ипполитов В.А. Решение задач высокотемпературной теплотехнологии в среде MathCAD: Учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2009.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРИНЦИПА ТРАНСФОРМАТОРНОГО НАГРЕВА ДЛЯ СТАНДАРТНЫХ РАДИАТОРОВ ОТОПЛЕНИЯ

Сергиенко И.С., Янченко А. В.

Комсомольский-на-Амуре государственный технический университет,
г. Комсомольск-на-Амуре

Одним из безопасных и технологичных источников дополнительного тепла в квартирах могут стать настенные трансформаторные электронагреватели для стандартных радиаторов отопления. Актуальность таких электронагревателей определяется тем, что существует ряд проблем с поддержанием оптимальной температуры в квартирах многоэтажных жилых комплексов в период работы центрального отопления и в межсезонье. Во-первых, это - неравномерное распределение температур в квартирах (перепад достигает 10-15 градусов), что объясняется многими факторами (например, расположением квартиры относительно наружных стен дома и этажа, расположением стояков отопления и водораспределением в них, уменьшением просвета части труб в процессе эксплуатации и т.д.). Во-вторых, это частое снижение температуры в квартирах перед отопительным сезоном и после его окончания из-за погодных аномалий. Выходом из этой ситуации является установка индивидуальных приборов учета и регулирования теплоподачи (тепловых регуляторов [1]), а также дополнительных источников тепла, независимых от центрального отопления. В нашем случае – это настенные радиаторы отопления с трансформаторным принципом нагрева. Основными факторами, определяющими использование нагревательных элементов трансформаторного типа являются их повышенная надежность и безопасность. Принцип действия такого нагревателя описан в [2] и заключается в нагреве промежуточного теплоносителя (воды или минерального масла) во вторичном контуре трансформатора и подачи его в стандартные радиаторы отопления. Ток, проходящий по вторичному контуру в виде металлической трубки определенного сечения, нагревает её, а трубка в свою очередь, нагревает теплоноситель, циркулирующий в системе нагревателя и радиатора (Рис 1). Конструкция трансформаторного нагревателя имеет много общего с конструкцией силовых трансформаторов (наличие магнитопровода, первичной и вторичной обмоток). Особенностью такого нагревателя является конструкция короткозамкнутой одновитковой вторичной обмотки с большой и неравномерно распределенной по длине витка плотностью тока. В процессе разработки такого нагревателя был выполнен ряд электромагнитных расчетов тороидального индуктора, вторичного контура и тепловые

расчеты для различных материалов вторичного контура. Расчеты показали, что оптимальным материалом для вторичного контура является немагнитный материал (алюминий и его сплавы). В магнитных материалах проявляется поверхностный эффект и возникает сложность точного расчета сопротивления вторичного контура. На базе проведенных расчетов была разработана технология изготовления индуктора и вторичного контура, и был сделан опытный образец такого нагревателя с использованием трехсекционного радиатора из алюминиевого сплава. Изготовление опытного образца ТН состояло из 4 этапов. Первый - подготовка материалов для вторичного контура, измерение его параметров (Рис.2). Второй - изгиб в необходимый размер материала для вторичного контура, обрезка лишнего материала, сверление отверстий, необходимых для циркуляции теплоносителя. Третий - сварка конструкции вторичного контура аргонодуговой сваркой. Четвертый - соединение вторичного контура с алюминиевым радиатором фитингами (Рис.3).

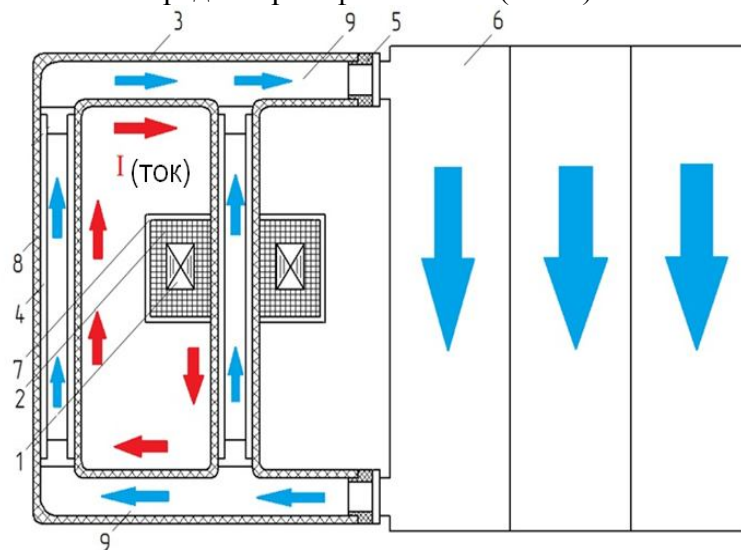


Рис. 1. Схема работы трансформаторного нагревателя (1 - магнитопровод, 2 - первичная обмотка, 3 – вторичный контур, 4 – специальная вставка, 5 – муфта, 6 – радиатор, 7 – кожух индуктора, 8 – теплоизоляция, 9 – теплоноситель (вода))

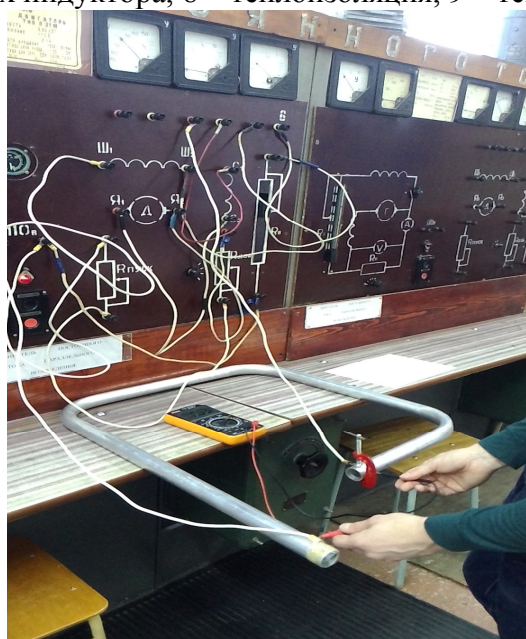


Рис.2. Измерение параметров материала вторичного контура



Рис. 3. Сборка трансформаторного нагревателя со стандартным радиатором

В процессе испытаний опытного образца была доказана принципиальная возможность эффективной работы такого нагревателя и намечены пути улучшения конструкции и технологии изготовления. Применение трансформаторного нагрева позволяет существенно увеличить надежность работы нагревательных элементов по сравнению с ТЭНами, повысить класс электробезопасности прибора и срок службы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дзюба, Л.И. Тепловой регулятор для систем водяного отопления в жилых помещениях / Л.И.Дзюба, А.В.Янченко // материалы 42-й НТК аспирантов и студентов, в 4 ч. Ч.1 – Комсомольск-на-Амуре: ФГБОУ ВПО «КнАГТУ», 2012. – 207 с.
2. Сериков А.В. Электронагревательные элементы и устройства трансформаторного типа для систем теплоснабжения: моногр./ А.В.Сериков, В.М.Кузьмин – Владивосток: Дальнаука, 2012. -247 с.

ГЕНЕРАЦИЯ ГАЗОВ ИЗ БУРОГО УГЛЯ

Бурнусов М.Э.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность сочетания централизованной системы энергоснабжения с автономными энергетическими установками, использующими в качестве топлива низкосортное сырьё, обусловлено перспективными направлениями развития Энергетики России.

Научное направление проводимых исследований заключается в разработке подхода к глубокой конверсии органической массы топлив в горючие газы в условиях низких температур (не более 500 °С), которые имеют как свои недостатки, так и преимущества. Известно, что при низкотемпературном нагреве твердого органического сырья крайне

затруднительно провести глубокую конверсию углерода топлива в горючий газ, что является основной проблемой научных исследований. Решение данной проблемы позволит разработать новое направление в исследовании и создании техники и технологий ресурсоэффективного производства топлив и энергии.

Объектом исследования является процесс низкотемпературной конверсии низкосортных топлив, характеризующаяся следующими положениями: преобразование органической массы топлива в горючие газы протекает под воздействием температур в интервале 300...450°C при атмосферном давлении и без подачи кислородсодержащего дутья; в активную зону реагирования вводятся каталитические присадки и пар с температурой, соответствующей температуре процесса конверсии (300...450°C); достигается максимальное преобразование органической массы топлива в насыщенный водородом горючий газ с минимальной долей балласта [1].

Достоинства: низкие температуры процесса; минимальный балласт в газе; возможность генерации насыщенного водородом газа; возможность организации процесса в автотермическом режиме.

Недостатки: пониженная интенсивность процесса; дополнительные затраты энергии на подготовку пара.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ИССЛЕДУЕМЫХ ОБРАЗЦОВ

Характеристики образца бурого угля Таловского месторождения и полукокса, полученного на его основе, приведены в таблице 1.

Таблица 1. Характеристики исследуемых образцов (ИУ – исходный уголь, ПК – полукокс из исходного угля)

Характеристика \ Расчетная масса	Рабочая		Сухая		Сухая беззольная	
	ИУ	ПК	ИУ	ПК	ИУ	ПК
Выход летучих, %	–	–	–	–	59,8	7,1
Влажность, %	40,7	0,78	–	–	–	–
Зольность, %	14,6	35,82	24,62	36,10	–	–
Содержание углерода, %	29,5	60,0	49,75	60,47	66,00	94,64
Содержание водорода, %	2,20	0,20	3,71	0,20	4,92	0,32
Содержание кислорода, %	12,2	3,00	20,57	3,02	27,29	4,73
Содержание серы и азота %	0,80	0,10	1,35	0,10	1,79	0,16
Низшая теплота сгорания, МДж/кг	10,8	20,1	18,21	20,26	24,16	31,70

Можно отметить довольно высокое значение выхода летучих (59,8%) при удовлетворительном значении зольности (14,6%) на рабочую массу. Однако высокая влажность рабочей массы (40,7%) приводит к тому, что в сухом состоянии зольность угля составляет 24,6%. Содержание кислорода в рабочей массе угля имеет довольно высокое значение (12,2%), (что в целом согласуется с характеристиками “молодых”, в частности бурых углей) которое повышается до значения 27,3% в органической массе. Содержание серы и азота в рабочей массе невелико и составляет 0,2% и 0,6% соответственно. То же самое можно констатировать и относительно содержания водорода – 2,2% в рабочей массе. Ввиду низкого содержания водорода, основным потенциально теплообразующим элементом остается углерод топлива, содержание которого в рабочей массе составляет лишь 29,5%, что обусловлено в первую очередь высокой влажностью. При этом низшая теплота сгорания рабочей массы угля составляет 10,8 МДж/кг. Однако если рассматривать таловский уголь в сухом

состоянии, то теплота сгорания повышается до 18,2 МДж/кг (при зольности 24,6%) и 24,2 МДж/кг на сухую беззольную массу.

Что касается полукокса, полученного из бурого угля, то он характеризуется низким содержанием летучих (7,1%) и практически полным отсутствием влаги (0,8%), при этом зольность составляет довольно высокое значение (35,8%). Количество углерода в органической массе преобладающее и составляет 94,6%, однако за счет повышенной зольности рабочей массы низшая теплота её сгорания составляет 20,1 МДж/кг притом, что теплота сгорания сухой беззольной массы составляет 31,7 МДж/кг. Относительно других компонентов органической массы можно констатировать их незначительное количество, так водорода содержится 0,3%, кислорода – 4,7%, азота – 0,2%.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОЛУЧАЕМЫХ ГАЗОВ

По результатам экспериментов определены состав и теплота сгорания горючих газов, получающихся в результате термической конверсии таловского угля и полукокса на его основе (рис. 1). При пиролизе бурого угля наблюдается характерно высокое содержание кислородосодержащих соединений. При повышении температуры переработки повышается содержание углеводородной составляющей газов, в первую очередь, за счет увеличения водорода и метана.

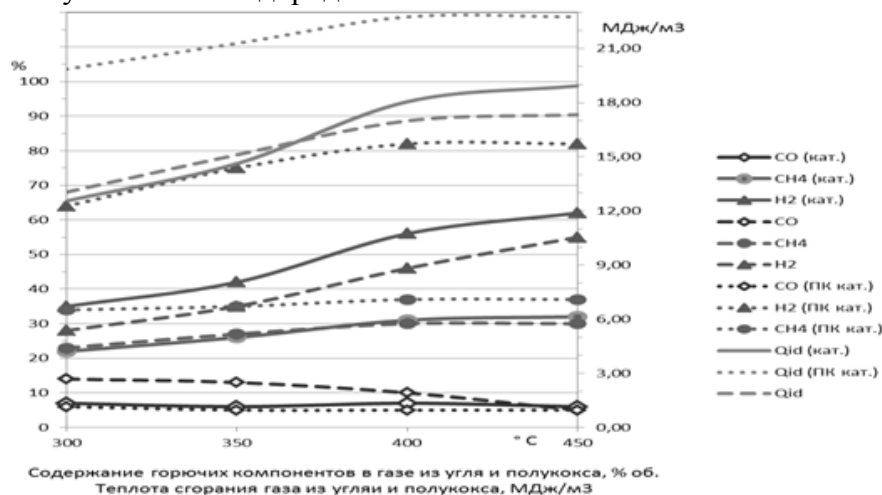


Рис. 1. Состав и теплота сгорания горючих газов

Концентрация окиси углерода, напротив, снижается, что обусловлено реакциями летучего углерода и кислорода топлива на ранних стадиях тепловой обработки. Повышенное содержание кислорода в балласте газа обусловлено сильно развитой поверхностью исходного топлива с большим количеством адсорбированного воздуха. По составу горючих газов определена их теплота сгорания. Очевидно, что величина теплоты сгорания газов определяется в первую очередь количеством метана. Повышение теплоты сгорания газа из бурого угля на протяжении всего исследованного температурного диапазона обеспечено возрастанием содержания в газе метана и водорода при незначительном падении окиси углерода. При каталитическом процессе наблюдается заметное увеличение концентрации горючих компонентов, в первую очередь – водорода.

МАТЕРИАЛЬНЫЕ БАЛАНСЫ

При термической переработке твердого топлива образуются следующие продукты: углеродистый остаток (G_c); сухой газ (G_z); смола и пирогенетическая влага топлива (G_{cm}); минеральная часть топлива (G_m); влага топлива, обусловленная рабочей влажностью (G_w). Таким образом, материальный баланс представляется в виде:

$$G_c + G_z + G_{cm} + G_m + G_w = 1. \quad (1)$$

С учетом данной формы представления материального баланса, на рис. 2 заключены сведения по продуктам, полученным в результате процесса полукоксования (ПК) и низкотемпературной каталитической конверсии (НТКК).

Форма представления материального баланса для НТКК имеет принципиальное отличие от баланса полукоксования т.к. в процессе НТКК участвуют дополнительно вводимые пар (G_n) и каталитические присадки (G_k). Отмечая особенность НТКК, следует учитывать, что часть вводимого высокотемпературного пара участвует в реакциях генерации водорода и восстановления окислов железа, таким образом за счет пара происходит изменение таких компонентов материального баланса, как объем газа и неразложившийся пар. В связи с этим, при составлении материальных балансов НТКК следует учитывать количество вводимого пара. Что касается каталитических присадок, то непосредственно их объемных трансформаций не происходит и правило аддитивности баланса на них не распространяется, поэтому при составлении материальных балансов НТКК учитывать наличие каталитических присадок не нужно. Таким образом, равенство (1) принимает вид:

$$G_c + G_z + G_{cm} + G_m + G_w = 1 + G_n. \quad (2)$$

В соответствии с (2) на рис. 2 приведены материальные балансы, в пересчете на сухую массу, для низкотемпературной каталитической конверсии топлив.

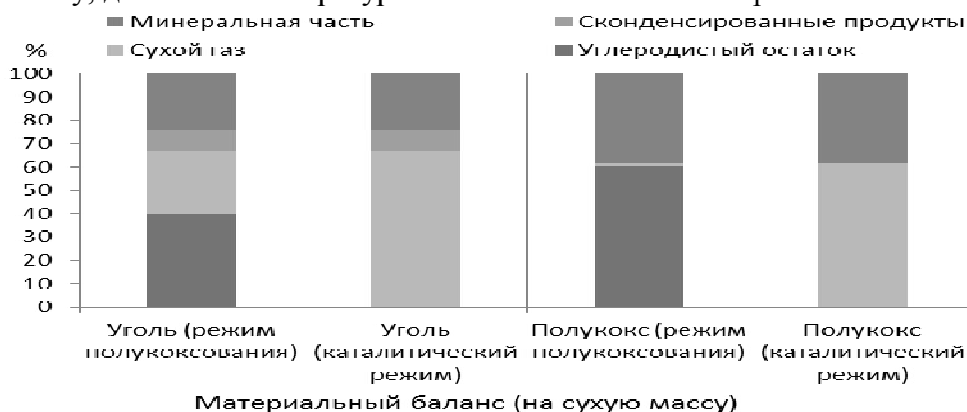


Рис. 2. Материальный баланс в режимах полукоксования и каталитическом

ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС

Тепловой баланс представляется в виде перераспределения энергоемкости исходного угля по продуктам конверсии. Определение производится с учетом количественных данных по материальным балансам и качественных данных газового анализа. Результаты представлены на рис. 3 в расчете на сухую беззольную массу.

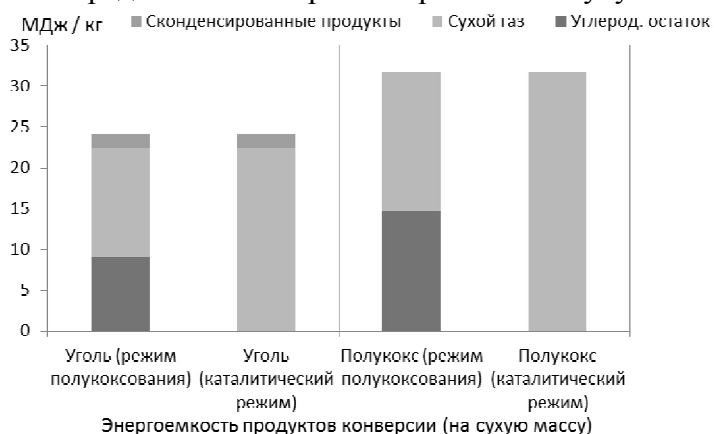


Рис. 3. Перераспределения энергоемкости исходного угля по продуктам конверсии

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Показаны результаты исследований термической переработки таловского угля в классическом режиме пиролиза и каталитическом режиме, отличающегося тем, что в процесс пиролиза добавляются оксид железа и пар с температурой 300...450 С.

Интенсивность проведенного каталитического режима низкая, что накладывает ограничение для его промышленного применения. Представляется целесообразным использовать данный режим в энергетических установках для объектов малой энергетики.

Вариантами реализации конверсии могут быть либо производство насыщенного водородом газа, либо комбинированное производство газа и углеродистого продукта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Казаков А.В. Термическая конверсия низкосортных топлив применительно к газогенерирующим установкам: Диссертация ... канд. техн. наук. – Томск: ТПУ, 2002. – 158 с.

АНАЛИЗ ГРОВОНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ НОЯБРЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ АО «ТЮМЕНЬЭНЕРГО»

Скрябина Е.А.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

Одной из главных причин выхода из строя электрооборудования объектов энергетики являются импульсы высокочастотных перенапряжений. Эти импульсы возникают при ударе молнии в воздушные линии (ВЛ) электропередач. Наиболее актуальной это проблема является для районов с высоким удельным сопротивлением грунта, таких как вечная мерзлота или песчаный грунт. По данным ЗАО «ФЕНИКС-88» [1] за один грозовой период количество грозových отключений на 100 км в районах Крайнего Севера в зоне вечной мерзлоты может достигать двух десятков. Это подтверждают данные таблицы 1.

Таблица 1. Грозových отключения ВЛ-110 кВ в районах Крайнего Севера

Регион	Филиал (электрические сети)	Протяжённость ВЛ, км	Общее число грозových отключений	Удельное число отключений на 100 км
Ханты- Мансийский автономный округ	Когалымские	1564	36	2,1
Ямало- Ненецкий автономный округ	Ноябрьские	1648	56	3,4

На подстанциях в 80 % случаев причиной выхода из строя оборудования является межвитковые короткие замыкания обмоток трансформаторов [2].

В статье приведен анализ грозоупорности воздушных линий электропередач АО «Тюменьэнерго» в филиале Ноябрьские электрические сети. Ноябрьские электрические сети (НЭС) включают четыре района электросетей: Холмогорский, Муравленковский, Пурпейский, Вынгапуровский. На балансе НЭС находятся 56 подстанций, в том числе одна напряжением 35 кВ; 55 - напряжением 110 кВ; а также три переключательных пункта 110 кВ.

Основные потребители электрической энергии НЭС: АО «Газпромнефть-ННГ», ООО «Роснефть-Пурпенефтегаз», ООО «Таркосаленфтегаз», ООО «Газпром - добыча - Ноябрьск», энергоснабжающие организации городов Ноябрьск, Муравленко, Губкинский, Тарко-Сале, посёлков Ханымей, Пурпе, Харампур.

В филиале НЭС по данным АО «Тюменьэнерго» было зарегистрировано 857 отключений ВЛ за грозовые периоды с 2010 по 2015 год. Грозовые отключения составляют 545 (64%), а 312 (36%) произошли в следствии других причин [3]. Диаграмма отключений представлена на рисунке 1.

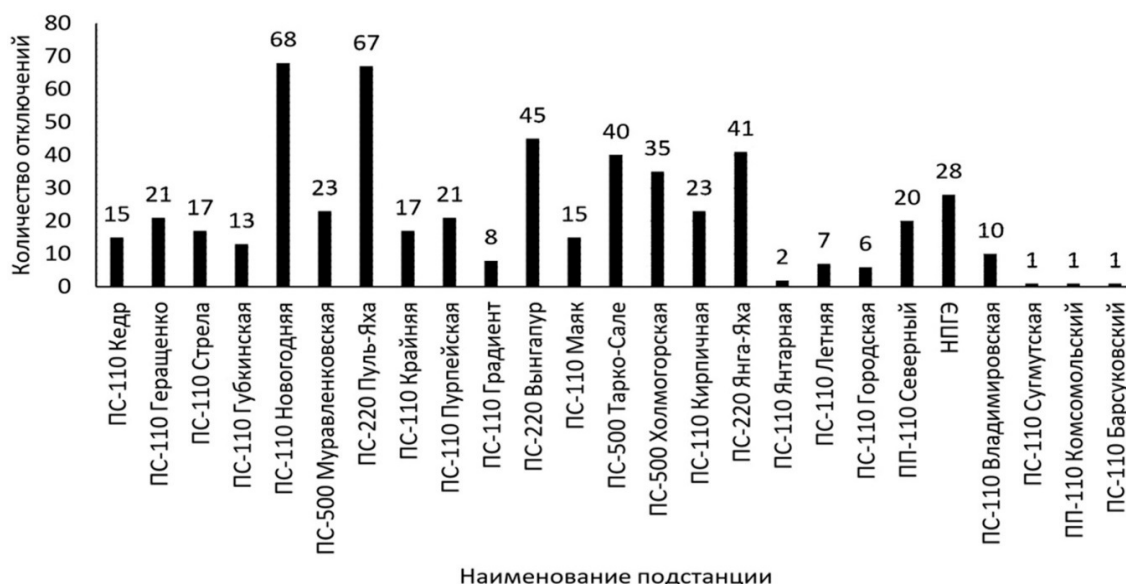


Рис. 1. Диаграмма грозových отключений

Наибольшее количество отключений зарегистрировано на ПС-110 «Новогодняя» и ПС-220 «Пуль-Яха». Эти подстанции находятся в зоне вечномерзлых грунтов с максимальной мощностью до 25 метров. В летний период грунт прогревается на глубину не более 40-50 см, а сопротивление у поверхности в грозовые периоды составляет 500-1000 Ом·м, но при нулевых температурах может достигать 20000 Ом·м [4].

Проведено исследование зависимости количества отключений от типа грунта на примере ПС-110 «Новогодняя». От подстанции отходят три линии воздушных электропередач ВЛ «Новогодняя - Губкинская», «Новогодняя – Вынгапур», «Новогодняя - Еты-Пур». На рисунке 2 представлена диаграмма зависимости количества отключений от типа грунта воздушной линии «Новогодняя – Вынгапур». На диаграмме видно, что наибольшее количество отключений зарегистрировано на опорах, расположенных в зоне песчаных грунтов, а наименьшее при торфяном грунте. Это может быть связано с сопротивлением грунта, его влагонасыщенностью или включением иных компонентов.

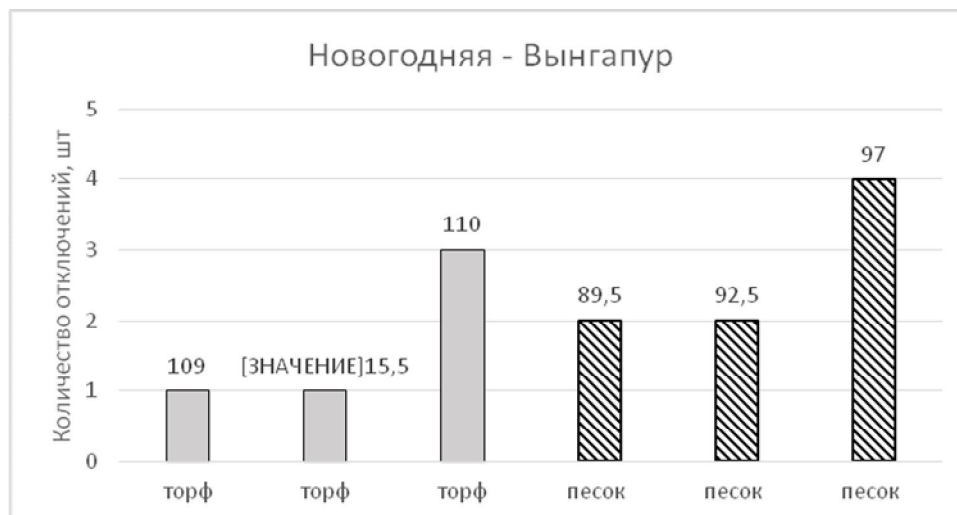


Рис. 2. Диаграмма зависимости количества отключений от типа грунта

Также на примере ВЛ «Новогодняя - Губкинская», «Новогодняя – Вынгапур», «Новогодняя - Еты-Пур» был рассмотрен рельеф местности, график распределения высот представлен на рисунке 3. На графике видно, что высота рельефа изменяется в пределах от 60 до 140 м. Перепады высот между соседними опорами могут достигать от 1 метра до 5 метров. Наибольшая разница высот между опорами, равная 10 метрам, имеется на ВЛ «Новогодняя - Еты-Пур» в районе 131 опоры, расположенной на высоте 103 метра.

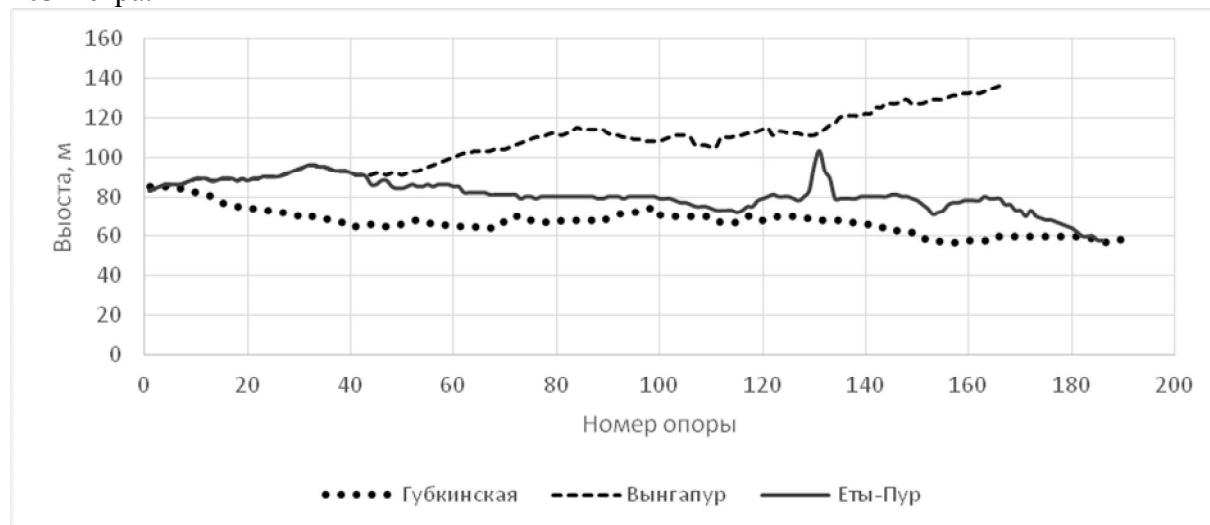


Рис. 3. Распределение высот по протяженности ВЛ

Считается, что опоры, расположенные на высоте, должны больше подвергаться ударам молнии, т.е. количество ударов молний с ростом высоты установки опор должно увеличиваться. На примере ВЛ «Новогодняя – Вынгапур» рассмотрена зависимость количества отключений от высоты, представленная на рисунке 4. Анализ показал, что наибольшее количество ударов 4 и 3 пришлось на высоты 97 метров и 110 метров, а на больших высотах одно отключение или вообще отсутствуют. Следовательно, нет явной зависимости количества отключений от высоты, поэтому необходимо учитывать еще и типы грунта, представленные на рисунке 2.

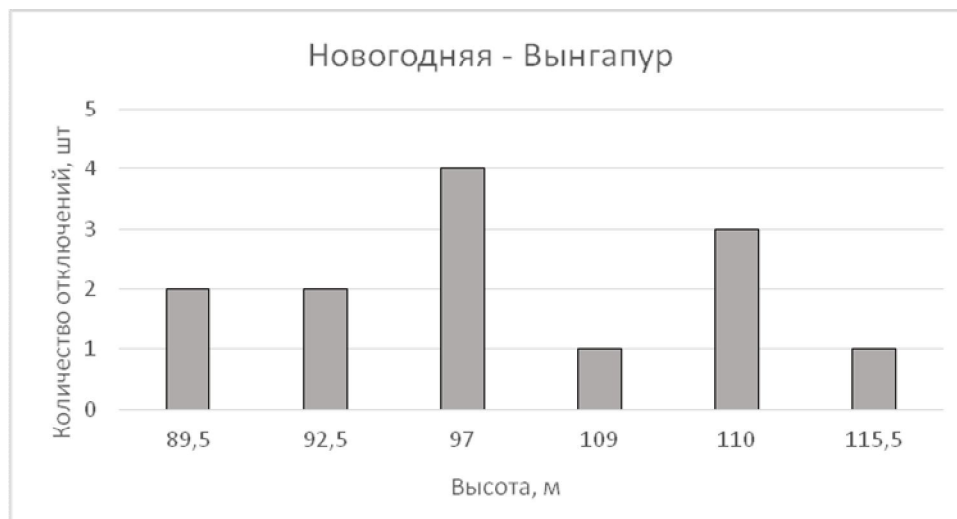


Рис. 4. Зависимость количества отключений от высоты

В результате проведенной работы было проанализировано количество грозовых отключений в филиале Ноябрьские электрические сети АО «Тюменьэнерго», их зависимости от типа грунта и высоты установки опор. Анализ показал, что, зависимость количества отключений по высоте не дали однозначных результатов, поэтому необходимо учитывать еще и типы грунта, которые показали, что наибольшее количество отключений зарегистрировано на песчаном грунте. Для дальнейших исследований необходима дополнительная статистическая информация.

ЛИТЕРАТУРА

1. Данилов Г.А., Зубков А.С. ЗАО «ФЕНИКС-88», Новосибирск, Боровицкий В.Г., Лошаков Ю.Е. АО «Тюменьэнерго» Надежность воздушных электросетей.- http://www.fenix88.nsk.su/stat13_09_10.php
2. Лавринович В.А., Мытников А.В. Научно-исследовательской работа (НИР) по разработке программно-аппаратного комплекса диагностики активных частей трансформаторов (диагностического комплекса контроля состояния обмоток трансформаторов) на тему: «Разработка программно-аппаратного комплекса диагностики активных частей трансформаторов»
3. Перечень ВЛ НЭС, отключившихся, в грозовые периоды с 2010 по 2015 гг. АО «Тюменьэнерго» Ноябрьские электрические сети.
4. «Информация по промерзанию, оттаиванию, температуре грунтов за 2000-2013 (Excel)» Copyright © atlas-yakutia.ru Россия 2007 - 2014.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЙ ДОМ – ОСНОВА БУДУЩЕГО

Константинович М.Ю., Щebetова К.А., Панкратова М.А.
Омский государственный университет путей сообщения, г. Омск

Энергоресурсосбережение является одной из самых серьезных задач XXI века. Это обусловлено постепенным истощением запасов и увеличением стоимости природного органического топлива, которое в настоящее время трудно заменить другими. Усложнение экологической ситуации, связанной с увеличением выбросов токсичных и канцерогенных продуктов сгорания, а также веществ, разрушающих озоновый слой

атмосферы, требует немедленного снижения объемов расхода топлива на получение энергии.

Проблему энергосбережения разные страны решают по-разному. В США Агентство по защите окружающей среды в 1992 году создало программу «Энерджи стар». Это агентство разработало стандарт энергоэффективного здания ENERGY STAR® for New Homes «Энерджи стар», который популяризирует энергоэффективный способ работ в сфере домостроения. Это позволяет строить менее энергозатратные (на 30 %) новые здания.

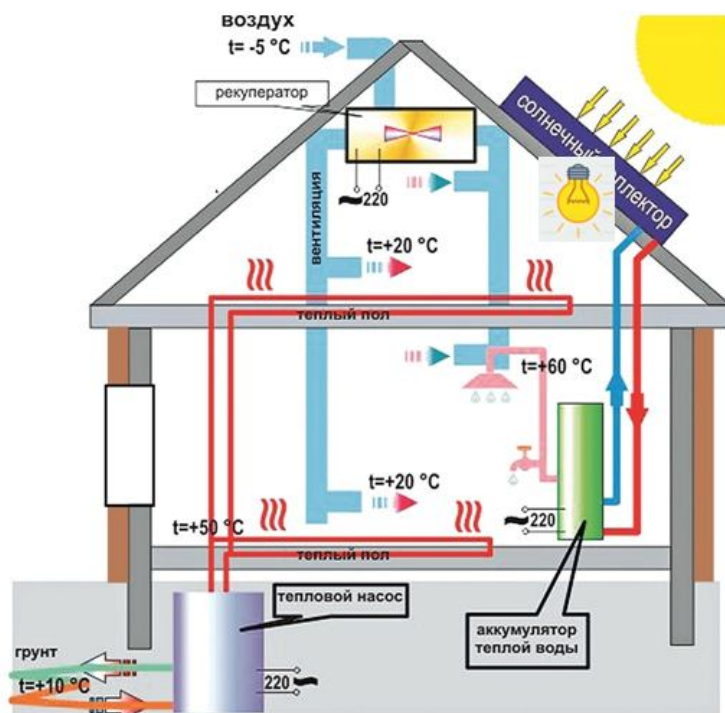


Рис. 1. Энергоэффективный дом

В Японии после нефтяного кризиса 1973 г. были приняты меры по энергосбережению. Это привело к снижению на 35% энергоемкости ВВП. В настоящее время в Японии энергопользователи обязаны выполнять мероприятия по рационализации энергопользования в соответствии с политикой правительства.

В Европе международным документом, в котором указано о необходимости введения энергоаудита, стала Директива Евросоюза 93/76/ЕС «об ограничении выделений двуоксида углерода путём улучшения энергоэффективности». Указанная директива стала основой для создания новых норм и правил в области энергоэффективности в странах ЕС. Сегодня в большинстве стран Европы энергоаудит является обязательным для оформления энергетического паспорта строения.

Лидером по разработке и постройке энергоэффективных зданий является Дания. В этой стране экономический рост не сопровождается ростом энергопотребления. В настоящее время дом в Дании не будет принят в эксплуатацию, если на его отопление затрачивается более 70 кВт·ч на 1 метр квадратный.

В России в настоящее время, по оценкам экспертов, тратится на отопление 350 кВт·ч на 1 метр квадратный. Это в пять раз больше чем в Европе. Поэтому энергоэффективность стала одним из основных направлений исследований, проводимых в «Сколково». Так, специально для того, чтобы осуществлять разработку новых технологий для домостроения в области энергоэффективности, запланировано строительство исследовательского центра датского концерна Danfoss.

В домостроении можно выделить следующие первичные факторы растраты энергии:

- архитектурные решения, вызывающие повышенный расход энергии;
- отсутствие практики применения альтернативных видов энергии;
- отсутствие приборов контроля и учета энергии;
- плохое качество и неграмотный монтаж оконных рам;
- плохое качество теплоизоляционных стен;
- морально устаревшие системы вентиляции;
- значительная протяженность теплотрасс.

Практическим решением, которое позволяет исключить приведенные выше факторы нерационального расхода является энергоэффективный дом. Под энергоэффективным домом принято понимать здание, для которого характерно малое энергопотребление. В настоящее время разработано несколько концепций энергоэффективного дома.

Рассмотрим подробнее концепцию дома, генерирующего энергию. Концепция дома генерирующего энергию является домом, который сам производит электроэнергию для своих нужд. Эффективная теплоизоляция; грамотные архитектурные решения; технологии, позволяющие преобразовывать энергию альтернативных источников в электроэнергию делают такие дома технически реализуемыми. Архитектор Ральф Ноулз пришел к выводу, что энергоэффективность здания зависит от отношения площади ограждающих конструкций к объему здания. Чем меньше это отношение, тем в меньшей мере здание подвергается влиянию окружающей среды. Построенный в России Active House (эффективный дом) полностью соответствует этой закономерности. Грамотно рассчитанная и качественно смонтированная теплоизоляция, повышенная герметичность здания позволили инженерам сократить теплопотери. Применение теплового насоса для нужд отопления и получения горячей воды позволяет на 72%, в сравнении с электродомом, снизить расход электроэнергии. Таким образом на 1 кВт·ч электрической энергии, потраченной на работу теплового насоса, вырабатывается 3,6 кВт·ч тепла. Другим инновационным решением стало применение солнечных коллекторов. Нагрев воды на 70% производится за счет энергии солнца. Однако из-за особенностей климата в России, эффективность работы солнечных коллекторов зависит от времени года и района расположения населенного пункта. Микроклимат, создается в доме при помощи интеллектуальных систем вентиляции, фильтрации воздуха и обогрева. Освещение солнечным светом экономит электроэнергию. Дополнительные теплопоступления за счет расположения окон на южной стороне составляют порядка 7000 кВт·ч. По результатам опытной эксплуатации Active House специалисты сделали вывод о том, что затраты на энергию в 11 раз ниже, чем в неэнергоэффективном доме. [1]

В Сибирском регионе зима достаточно холодная и продолжительная. В качестве систем отопления повсеместно используется центральное теплоснабжение. Энергия для отопления вырабатывается на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ). Но при таком виде теплоснабжения происходят довольно большие теплопотери, так как тепло приходится передавать на большие расстояния.

Строительство энергоэффективных домов с применением тепловых насосов актуально и в данном регионе. Для источника тепла возможно использование тепла подземных грунтовых вод, либо открытые водоемы, которые имеются в большом количестве.

В Сибири по среднестатистическим данным глубина промерзания грунта около 2,2 метра в самые холодные зимы; также имеются незамерзающие озера.

Таким образом, эти зоны низко потенциального тепла можно использовать в качестве среды для расположения испарителя парокомпрессионного теплового насоса.[2]

В условиях Сибири тепловой насос желательно использовать в комбинации с пиковым котлом на газообразном (твердом) топливе или электроподогревом. При этом тепловой насос обеспечивает здание теплом в диапазоне наружных температур от +10°C до — 10°C, а при более низкой температуре в работу включается пиковый котел. Тем не менее, следует считать, что в рамках программы строительства энергоэффективных малоэтажных жилых зданий комбинированные системы отопления «тепловой насос + пиковый котел» найдут широкое применение.[3]

В домах, обогреваемых тепловым насосом, предпочтение отдается напольному отоплению. Комбинация из теплового излучения и медленного конвективного теплового потока является наилучшим техническим решением, обеспечивающим преимущества напольного отопления.[4]

Итак, концепция энергоэффективного дома актуальна для современности. Следует перенимать опыт строительства и эксплуатации таких строений у других стран. Применение тепловых насосов, солнечных коллекторов, современных вентиляционных систем и теплоизоляционных материалов позволяет снизить энергопотребление домов на 40 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. <http://www.proterem.ru/avtonomnyj-dom/jenergojeffektivnyj-dom.html>
2. Зоря И.В.; Чапаев Д.Б.; Оленников А.А. Проектирование, строительство и эксплуатация малоэтажного жилья в Западно-Сибирском регионе: материалы межрегиональной научно-практической конференции /Сиб.гос.индустр.ун-т: под ред. Назаренко И.К. – Новокузнецк, 2009. – 226 с.
3. Безруких П.П., Арбузов Ю.Д., Борисов Г.А., Виссарионов В.И., Евдокимов В.М., Малинин Н.К., Огородов Н.В., Пузаков В.Н., Сидоренко Г.И., Шпак А.А. под редакцией Безруких П.П. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России. – СПб, 2002. – 314 с.
4. Васильев Ю.С., Безруких П.П., Елистратов В.В., Сидоренко Г.И. Оценка ресурсов возобновляемых источников энергии в России. Учебное пособие.– СПб.: Издательство Политехнического университета, 2008. – 250 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОМПЛЕКСА АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Телегин В.В.

Липецкий государственный технический университет, г. Липецк

Истощение дешёвых запасов углеводородного сырья и их неравномерное распространение, а также пагубные экологические последствия его сжигания, напрямую связанные с энергетической безопасностью, вынуждают многие страны мира планировать сокращение абсолютного потребления энергии, получаемой за счёт ископаемого углеродного топлива [1, 2]. В связи с этим в современном мире начали формироваться тенденции перехода к новой низкоуглеродистой энергетике, одной из важнейших составляющих которой является использование альтернативных источников энергии (АИЭ)[3, 4].

Эффективность электрогенерирующего комплекса, в общем случае, определяется целым набором показателей, характеризующих его работоспособность, надёжность и экономичность [5]. Полагая систему электроснабжения автономного потребителя, представленную на рисунке 1, замкнутой, можно утверждать, что сумма мощностей источников электрической энергии должна быть равна сумме мощностей, расходуемых в приёмниках этой энергии за вычетом потерь вследствие её передачи и различного рода преобразований. Источниками энергии в данной системе являются устройства, использующие энергию ветра, солнечного излучения и водяного потока для генерации электрического тока. Приёмники – потребитель и балластное сопротивление. Система аккумулирования электроэнергии, может выступать как в роли её источника, так и приёмника [6]. Решение задачи проектирования действительно эффективной автономной системы электроснабжения, может быть осуществлено путём применения методов моделирования и оптимизации, опирающихся на современные компьютерные технологии [7].

В результате выполненных исследований [8], были установлены две группы критериев, определяющих эффективность автономного энергетического комплекса на базе технологий альтернативной энергетики: экономические и энергетические. В качестве единственного критерия экономической эффективности электрогенерирующего комплекса, обеспечивающего электроснабжение автономного потребителя с использованием преобразования энергии ветра, солнечного излучения и водяного потока логично принять стоимость этих устройств, включающую их доставку, монтаж и ввод в эксплуатацию (C_{Σ}).

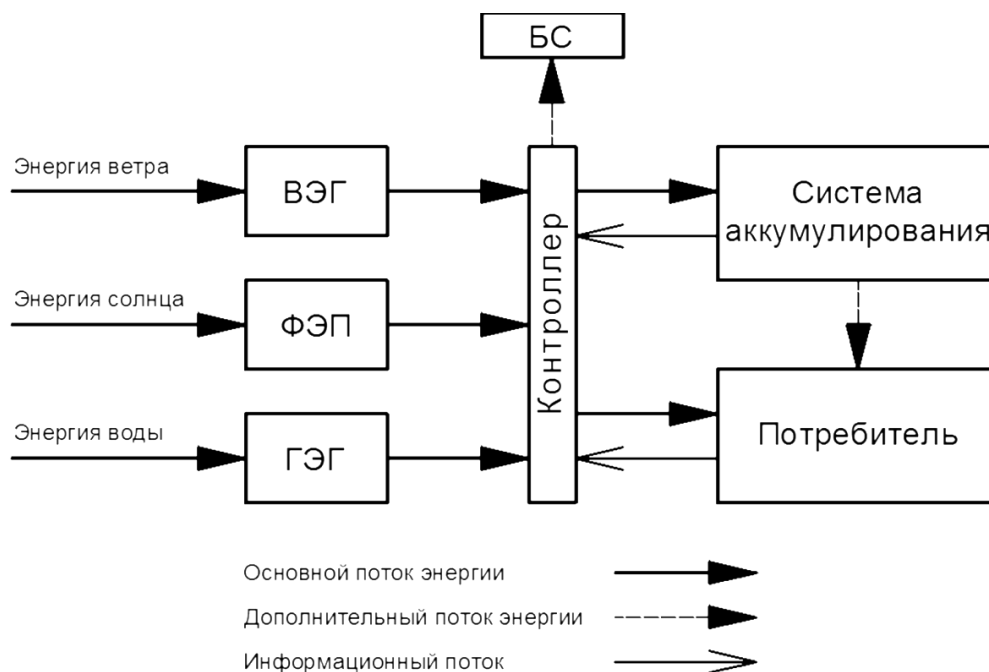


Рис.1. Энергетические потоки в системе электроснабжения автономного потребителя

Суммарную стоимость оборудования автономной системы электроснабжения, с учётом его установки, можно представить в виде:

$$C_{\Sigma} = C_{\text{в}} \cdot N_{\text{в}} + C_{\text{с}} \cdot N_{\text{с}} + C_{\text{г}} \cdot N_{\text{г}} + C_{\text{а}} \cdot N_{\text{а}},$$

где $C_{\text{в}}$, $C_{\text{с}}$, $C_{\text{г}}$ и $C_{\text{а}}$ – стоимость ветро-, фото-, гидроэнергетической установки и аккумулирующего устройства, а $N_{\text{в}}$, $N_{\text{с}}$, $N_{\text{г}}$ и $N_{\text{а}}$, соответственно, их количество.

Стоимость ветроэнергетической установки (ВЭУ) зависит от её мощности (диаметра ветроколеса), высоты и конструкции мачты, а также включает в себя некоторую долю стоимости дополнительного оборудования. Стоимость фотоэлектрической установки (ФЭУ) определяется стоимостью панели с учетом систем управления её ориентации и концентрации. Стоимость гидроэлектростанции (ГЭС), аналогично ВЭУ, зависит от его конструкции, мощности и высоты плотины. В дальнейшем будем полагать, что:

$$C_g = (a_g D_g + b_g) + (c_g h_g + d_g) + \frac{C_d \cdot N_g}{N_g + N_c + N_z};$$

$$C_c = a_c + \frac{C_d \cdot N_c}{N_g + N_c + N_z};$$

$$C_z = (a_z D_z + b_z) + (c_z h_z + d_z) + \frac{C_d \cdot N_z}{N_g + N_c + N_z},$$

где a_g, b_g, c_g, d_g – эмпирические коэффициенты, определяющие стоимость ВЭУ в зависимости от его конструкции, мощности и высоты установки; D_g, h_g – диаметр ветроколеса и высота мачты; C_d – стоимость дополнительного оборудования; a_c – стоимость одной панели с учётом систем управления её ориентации и концентрации; a_z, b_z, c_z, d_z – эмпирические коэффициенты, определяющие стоимость ГЭС в зависимости от его конструкции, мощности и высоты плотины; D_z, h_z – диаметр рабочего колеса (или площадь для свободнопоточных ГЭС) и высота плотины (или стоимость других гидрологических сооружений); C_d – стоимость дополнительного оборудования.

Надо отметить, что аналогичные расчеты и можно применять при проектировании энергосистем, имеющих в своем составе, помимо вышеуказанных генерирующих установок, устройства по отбору атмосферного электричества [9].

К критериям энергетической эффективности можно отнести: максимальную суммарную мощность генерирующих устройств комплекса (P_z), расположенного на заданной территории; минимальное значение суммарной мощности, рассеянной балластным сопротивлением ($P_{\Sigma \delta}$), при выполнении условия работоспособности электрогенерирующего комплекса. При этом необходимо учитывать ограничивающие факторы - количество энергии, возможное для сохранения в текущий момент времени [9]. Выбор в качестве показателя эффективности первого из энергетических критериев может быть использован на этапе выполнения работ, связанных с принятием решений по созданию автономных предприятий (потребителей) на заданной территории в той или иной географической точке местности. Применение второго критерия целесообразно в ситуациях, когда параметры энергетических затрат потребителя определены.

Суммарная мощность P_T на временном отрезке T [10, 11]:

$$P_z = \frac{1}{T} \int_0^T (0.5 N_g \rho_g S_g V_g^3 \eta_{gd} \eta_g + R_c N_c S_c \eta_{cn} \eta_c + 0.5 N_z \rho_z S_z V_z^3 \eta_{z2} \eta_z) dt.$$

где ρ_g, ρ_z – плотность воздуха и воды; S_g, S_z – площади ветроколеса и рабочего колеса гидротурбины; $\eta_{gd}, \eta_{cn}, \eta_{z2}$ – к.п.д. ветродвигателя (ветроколесо, редуктор, генератор и др.), солнечной панели (ФЭП, концентратор, система слежения и др.), гидрогенератора (гидротурбины, генератора и др.); η_g, η_c, η_z – к.п.д. линий электропередач, систем коммуникации, стабилизации и др., соответственно для ветродвигателей, солнечных панелей и гидрогенераторов; V_g, V_z – скорости ветра и водяного потока; R_c – текущая суммарная мощность солнечного излучения (прямого, отражённого и рассеянного) в фокусирующей плоскости.

Необходимое условие работы комплекса - генерируемая мощность электроэнергии P_z и мощность, отдаваемая аккумуляторами P_a в любой момент времени t из рассматриваемого временного отрезка T с учётом потерь больше или равна мощности, необходимой потребителю P_n . Остаток мощности используется балластной нагрузкой P_b и для зарядки аккумулирующих мощностей P_a (рис. 2). Суммарная мощность, рассеянная балластным сопротивлением на временном отрезке T , определяется зависимостью:

$$P_{\Sigma b} = \frac{1}{T} \int_0^T P_b dt.$$

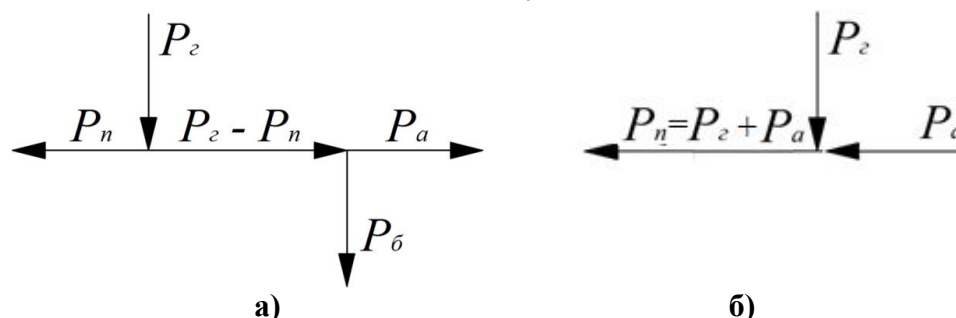


Рис. 2. Баланс мощностей в системе электроснабжения предприятия ограниченной мощности в режиме: а) заряда аккумуляторов; б) разряда аккумуляторов

Количество энергии, возможное для сохранения в текущий момент времени (t) определяется двумя параметрами: “свободной” ёмкость системы аккумулирования (D_a) и максимальным значением тока заряда (I_3). Если значение ёмкости аккумулятора равно C_a , то

$$C_a \cdot k_p \leq D_a \leq C_a,$$

где k_p – коэффициент допустимого разряда аккумулятора. Обычно $k_p \approx 0.2$.

Математическое описание баланса мощностей при $P_a = P_z - \frac{P_n}{k_u} < 0$, :

$$\begin{cases} |P_a| \cdot t \leq [(1 - k_p) \cdot C_a - D_a] \cdot U_a \\ I_a = \frac{|P_a|}{n_a \cdot U_a} \leq I_p \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \bar{D}_a = D_a + \frac{|P_a| \cdot t}{U_a} A_p(I_a) \\ \bar{C}_a = (1 - k_p) \cdot C_a - \bar{D}_a > 0, \end{cases}$$

где I_p , A – максимально допустимый ток разряда аккумулятора, а $A_p(I_a)$ – некоторая корректирующая функция тока разряда в цепи системы аккумулирования, значение которой ≥ 1 , \bar{C}_a текущая ёмкость аккумулятора.

Таким образом значение параметров I_p и \bar{C}_a определяют работоспособность системы электроснабжения потребителя. Отсюда основной параметр работоспособности – положительное значение величины остаточной энергии системы автономного электроснабжения.

Расчёт автономного комплекса энергоснабжения – это задача многокритериальной оптимизации [10,11]. Оптимальным является решение задачи проектирования эффективной автономной системы электроснабжения, путём применения методов моделирования и оптимизации, опирающихся на современные компьютерные технологии [12].

ЛИТЕРАТУРА

1. Шпиганович А.Н., Телегин В.В. Энергосбережение с использованием автономных источников на базе технологий альтернативной энергетики // Вести высших учебных заведений Черноземья. 2011. №4 (26), С. 16 – 21.
2. Шпиганович А.Н., Качура Э.А., Зацепин Е.П. Проблемы и перспективы развития распределенной генерации // Вести высших учебных заведений Черноземья. 2011. № 1. С. 38-41.
3. Телегин В.В. Повышение эффективности функционирования систем электроснабжения предприятий ограниченной мощности с использованием альтернативных источников энергии: автореферат дис. Липецк кандидата технических наук: 05.09.03 / Липецкий государственный технический университет. Липецк, 2014.
4. Довженко С.В. Автономные системы электроснабжения с использованием первичной энергии солнца// В сборнике: Управление большими системами Материалы IX Всероссийской школы-конференции молодых ученых. 2012. С. 134-136.
5. Шпиганович А.А., Ляпин С.А., Г.В. Квашнина Формирование параметров элементов, определяющих функционирование технических систем// Вести высших учебных заведений Черноземья. 2012. №1 (27). С. 3 – 5.
6. Квашнина Г.В. Повышение безотказности электроснабжения временным резервированием при включении в цепь емкостного накопителя// Интернет-журнал Науковедение. 2014. № 5 (24). С. 73.
7. Телегин В.В. Компьютерное моделирование эффективности использования систем альтернативной энергетики // Естественные и технические науки. 2012, №5(61). С. 309 – 312.
8. Телегин В.В. Проектирование автономных систем электроснабжения потребителей// Теоретические и прикладные вопросы науки и образования. Сборник научных трудов по материалам международной научно-практической конференции: в 16 частях. 2015. С. 124-125.
9. Шпиганович А.Н., Шпиганович А.А., Пушница К.А., Медведев С.Е. Построение автономных систем электроснабжения на базе устройства отбора атмосферного электричества// Вести высших учебных заведений Черноземья. 2013. № 4. С. 20-24.
10. Телегин В. В. Оптимизация структуры и параметров автономных электрогенерирующих комплексов // Научный журнал «Фундаментальные исследования» – Пенза: ИД «Академия Естествознания». 2013. № 8(2) С. 312-317.
11. Телегин В.В., Шпиганович А.Н. Системы автономного энергоснабжения на базе технологий альтернативной энергетики// Электрика. 2012. № 2, С. 17-20
12. Shpiganovich A.N., Dovzhenko S.V. Modeling of system of dynamic suppression amplitude and phase distortions of tension at the abruptly variable loadings// Вести высших учебных заведений Черноземья. 2014. № 2. С. 6-8.

МЕРЫ ПОДАВЛЕНИЯ АПЕРИОДИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ТОКА ПРИ КОММУТАЦИИ ПОПЕРЕЧНО-КОМПЕНСИРОВАННЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕГАЗОВЫМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ

Маркова Н.О.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

В настоящее время в сетях с глухозаземленной нейтралью идет замена воздушных и масляных выключателей на элегазовые. Однако такие замены, в частности, в энергосистемах России и Казахстана, сопровождались авариями с разрушением элегазовых линейных выключателей 500–750 кВ. Причиной их повреждения являлось длительное неотключение полюсом выключателя тока вследствие наличия в нем медленно затухающей апериодической составляющей. Длительное горение дуги приводит к повышению давления в камере выключателя, и, как следствие, происходит взрывное разрушение полюса.

В настоящее время предложены следующие меры подавления медленно затухающей апериодической компоненты в токе через выключатель: включение линии при выведенных из работы реакторах, применение блоков управляемой коммутации и выключателей с предвключаемыми резисторами.

Коммутация с предварительно отключенными реакторами

Коммутация ВЛ 500–750 кВ с предварительно отключенными реакторами устраняет причину появления медленно затухающей апериодической компоненты, но имеет ряд особенностей и недостатков.

Во-первых, коммутация ВЛ с выведенным из работы ШР в некотором роде лишает смысла его установки на ВЛ, ведь основным назначением линейного ШР является ограничение повышений напряжения промышленной частоты (и помощь ОПН в ограничении коммутационных перенапряжений). Помимо этого, частые коммутации шунтирующих реакторов уменьшают ресурс реакторных выключателей и нежелательны для изоляции ШР.

Во-вторых, в некоторых случаях существует вероятность повреждения выключателей ШР апериодическими токами [1].

Применение управляемой коммутации

Поскольку неблагоприятный момент коммутации является одной из причин возникновения апериодической составляющей в токе через выключатель, то управление моментом коммутации может использоваться как мера ее подавления (или невозможности возникновения). Для этих целей может быть использован блок управляемой коммутации. При настройке замыкания контактов вблизи максимального значения сетевого напряжения, свободная составляющая тока будет иметь минимальное значение, что облегчит дальнейшее отключение.

Эффективность данной меры напрямую зависит от точности настройки блока управляемой коммутации. В исследованиях [2] было установлено, что у присутствующих на рынке элегазовых выключателей точность коммутации недостаточна для линий с большой компенсацией зарядной мощности.

Натурные эксперименты показали, что в 60-75% коммутаций хотя бы один полюс выключателя замыкается при фазе напряжения меньше 30°, что влечет появление больших апериодических составляющих в токе через выключатель [3].

Помимо вышесказанного, с точки зрения коммутационных перенапряжений, настройка включения вблизи максимального значения напряжения даст максимальные перенапряжения при включении ВЛ.

Применение выключателей с предвключаемыми резисторами

Применение предвключаемых резисторов также предложена как мера борьбы с апериодической составляющей (рис.1). Коммутация проводится в два этапа: сначала происходит замыкание вспомогательных контактов, вводящих в цепь дополнительное сопротивление, далее включаются главные контакты, шунтирующие сопротивление R . Дополнительное сопротивление R обеспечивает уменьшение и более быстрое затухание свободной составляющей. Вторая коммутация происходит после затухания переходных процессов, обусловленных первой коммутацией. Однако, сопротивление резистора для подавления апериодической компоненты во величине должно быть существенно больше сопротивления, используемого для ограничения коммутационных перенапряжений (равного волновому сопротивлению коммутируемой линии). Поэтому использование такого способа включения влечет за собой два переходных процесса: при вводе в работу резистора и при его отключении. При величине резистора более 500 Ом его шунтирование вызывает переходной процесс с появлением новой апериодической составляющей, которая при последующем цикле отключения с большой вероятностью вызовет затруднение отключения.

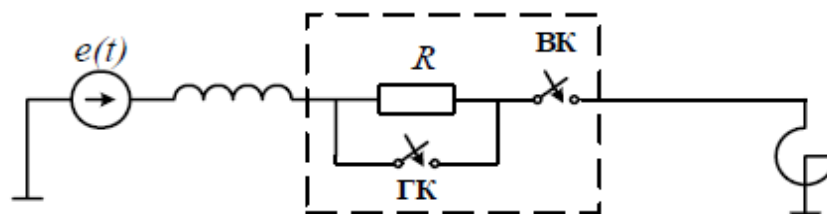


Рис. 1. Принципиальная схема выключателя с предвключаемым резистором

Из вышесказанного следует, что предложенные меры подавления апериодической компоненты не являются универсальными. Настройки блоков управляемой коммутации, определяющие разброс во временах включения ВЛ и выбор оптимальной величины сопротивления предвключаемого резистора для ограничения апериодической компоненты в отключаемом токе зависят от параметров схемы. Для обеспечения надежной эксплуатации ВЛ, оснащенных ШР и элегазовыми выключателями, следует проводить предварительные расчеты как апериодической составляющей в отключаемом токе, так и коммутационных перенапряжений. На основе численных исследований всех коммутаций ВЛ следует предусмотреть комплекс мер, позволяющих предотвратить опасные для подстанционного и линейного оборудования режимы эксплуатации рассматриваемой сети.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дмитриев М.В. Требования к компенсации зарядной мощности ВЛ 500–750 кВ // Новости ЭлектроТехники. - 2013. - № 5(83).
2. Дмитриев М.В. Элегазовые выключатели 110–750 кВ. Методика выбора мероприятий по борьбе с апериодическими токами // Новости ЭлектроТехники. - 2012. - № 4(76). – С. 2-4.
3. Наумкин И. Е. Аварийные отказы элегазовых выключателей при коммутациях компенсированных ВЛ 500–1150 кВ // Электричество. - 2012. - № 10. – С. 22-32.

АНАЛИЗ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА АЧИНСКОМ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ЗАВОДЕ ВОСТОЧНОЙ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ

Ухлин В.Е., Красавина Е.О.

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании АО «АНПЗ ВНК» является одним из энергоемких предприятий нефтепереработки РФ, так как большая доля объема перерабатываемой им нефти потребляется в виде топлива, теплоты и электроэнергии. В связи с этим актуально внедрение комплекса мероприятий по энергосбережению на АО «АНПЗ ВНК». Основными мероприятиями по энергосбережению на нефтеперерабатывающих заводах являются модернизация установок переработки нефти и применение тепловых насосов (ТН).

Главной установкой первичной переработки нефти является электрообессоливающая установка (ЭЛОУ). Актуальность реконструкции с целью энергосбережения электрообессоливающей установки и установки атмосферной перегонки (ЭЛОУ-АТ) [1] связана с тем, что оборудование устарело и требует замены на более современное, производительное и соответствующее требованиям экологии. В связи с этим предлагается вариант технологической схемы нагрева нефти с заменой кожухотрубного теплообменного оборудования на аппараты спирального типа.

Применение тепловых насосов на АО «АНПЗ ВНК» при транспортировке нефти невозможно в связи с тем, что в Северных регионах РФ глубина промерзания грунта слишком велика, а также грунтовые воды залегают на большой глубине и имеют низкую температуру [2]. Тепловые насосы в процессах разделения фракций нефти возможно использовать при разделении только близкипящих компонентов [3], поэтому рассматривается вариант внедрения теплонасосной техники в процессы газофракционирования.

Участок технологической схемы секции газофракционирования АО «АНПЗ ВНК» представлен на Рис.1.

На данном участке рассматривается внедрение теплонасосной техники к пропановой колонне К-403 и бутановой колонне К-404/2 с заменой теплообменников Т-408 и Т-409 для получения необходимой экономии энергии.

Классическая схема включения ТН в предлагаемые процессы разделения представлена на Рис. 2 [2]. Данная схема является схемой закрытого типа с промежуточным теплоносителем, который выступает в качестве рабочего вещества теплового насоса. Работает установка следующим образом: с ТН часть жидкости из куба колонны, используемая после дросселирования в качестве хладоносителя, поступает в дефлегматор, взаимодействует с выходящей из колонны паровой смесью, обеспечивает флегмой колонну. А низкопотенциальная теплота, образующаяся в дефлегматоре, направляется в компрессор, где теплоноситель сжимается. В компрессоре поднимается потенциал теплоносителя - увеличивается его температура и давление, после чего он направляется в ректификационную колонну.

Процессы разделения в ректификационных колоннах таких компонентов как нормальный бутан, изобутан, пропан, пентан, изопентан, являются наиболее энергоемкими, так как необходимая чистота разделения достигается при больших затратах тепловой энергии [4].

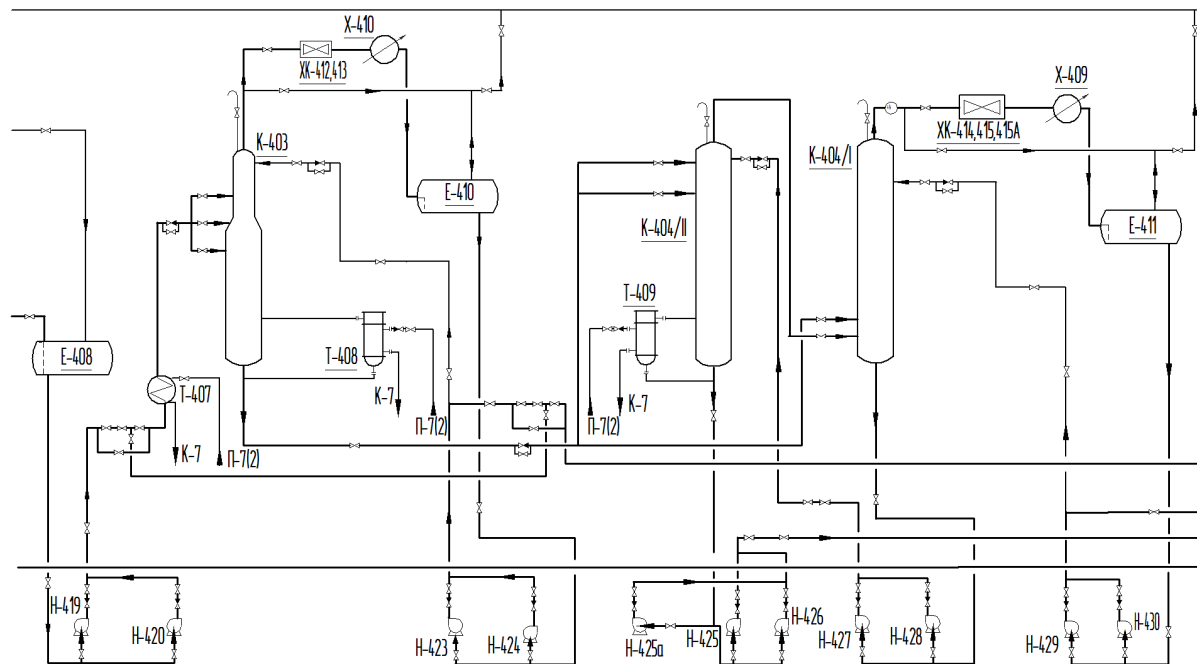


Рис. 1. Участок секции газодифракционирования АО «АНПЗ ВНК»:

К – колонна, Т – теплообменный аппарат, Н – насос, Е - емкость, П – греющий пар, X - воздушный холодильник, XK - воздушный конденсатор - холодильник

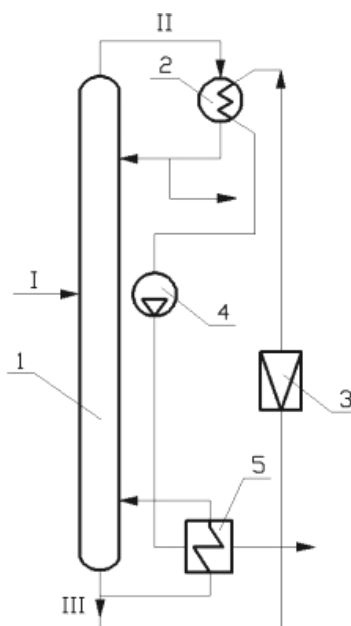


Рис. 2. Ректификационная колонна с тепловым насосом:

1 – ректификационная колонна; 2 – дефлегматор-испаритель; 3 - дроссельный клапан;
 4 – компрессор; 5 – конденсатор-кипятильник; I – сырьё; II – верхний продукт;
 III– нижний продукт

Внедрение тепловых насосов в технологическую схему участка газодифракционирования позволяет сократить потребление тепловой энергии в виде греющего пара для бутановой и пропановой колонн, деэтанатора и дебутанатора, а также снизить экологическую нагрузку за счет снижения затрат энергоресурсов и уменьшения выбросов с дымовыми газами топливосжигающих установок [5].

ЛИТЕРАТУРА

1. Бабкин В.А., Бурюкин Ф.А., Киселёва А.С., Григорьев А.В., Косицына С.С. Увеличение энергоэффективности в процессе атмосферной перегонки нефти // Известие Томского Политехнического Университета, 2014, №3, Том 325. - С. 56-63.
2. Александров И.А., Ефремов Г.И., Брюзгинов Е.В. Применение теплового насоса в процессах ректификации // Энергосбережение и водоподготовка, 2007, №1. - С. 33-36.
3. Плотникова Л.В., Андреева С.А., Ефремов Г.И. Организация энергосберегающей системы утилизации вторичных ресурсов стадии пиролиза в производстве этилена // Энергосбережение и водоподготовка, 2009, №2. - С. 9-12.
4. Михайлова (Плотникова) Л.В. Анализ термодинамической эффективности теплотехнологической схемы пиролиза в совместном производстве этилена и пропилена // Известия Российской академии наук. Энергетика, 2005, № 1. - С. 69-79.
5. Красавина Е.О., Фаздалова А.И., Плотникова Л.В. Использование термодинамического анализа при построении оптимальной структуры установки «ректификационная колонна - тепловой насос» // Сборник статей Международной научно-практической конференции «Технологии XXI века: проблемы и перспективы развития», 2016. С. 97-99.

РАЗВИТИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В КЕМЕРОВСКОЙ ОБЛАСТИ

Курманбай А.К., Нозирзода Ш.С.

Юргинский технологический институт (филиал)

Национального исследовательского Томского политехнического университета,
г Юрга

Одним из самых доступных вариантов использования возобновляемых источников энергии – является использование энергии ветра. Ветер - это движение воздуха относительно земной поверхности. Различия в степени нагревания воздуха способствуют возникновению перепадов давления в воздушных массах и приводят их в движение - воздух перемещается из областей высокого давления в область низкого давления. Чем больше разница температур между воздушными массами, тем сильнее ветер. Скорость ветра измеряется в метрах в секунду, километрах в час или баллах (1 балл равен 2 м/с). Средняя многолетняя скорость ветра у земной поверхности - 4 - 9 м/с, а максимальная средняя годовая скорость ветра на побережье Антарктиды достигает 22 м/с. Ветер скоростью 5 - 8 м/с считается умеренным, выше 14 м/с - сильным, выше 20 - 25 м/с - штормом, выше 30 - 35 м/с - ураганом. То, что энергия ветра очень велика, даёт основания для поиска её практического применения.

В Кемеровской области как и во всем мире переходят к использованию различных источников энергии, не только с точки зрения экономики, но и с экологической стороны. Ведь использование энергии ветра, солнца считается экологически безопасным для природы, но и от них есть небольшой ущерб. От больших ветровых электростанции исходит большое количество шума, которые могут препятствовать передаче радио и электроволн.

Запасы энергии ветра по оценкам Всемирной метеорологической организации, составляют 170 трлн кВт-ч в год. Эту энергию можно получать, не загрязняя окружающую среду. Ветра в Кемеровской области достаточно много для развития в области ветровой энергетики (Таблица 1).

Таблица 1. Ветра Кемеровской области.

Расположение метеостанции	Среднегодовая скорость ветра (на высоте 10м)	Средняя скорость ветра (м/с)				Максимальная скорость ветра (м/с)
		Зима	Весна	Лето	Осень	
Кемерово	1,9	1,5	2,3	1,8	2,0	21
Белово	2,2	1,9	2,6	2,1	2,2	27
Берёзовский	2,1	2,3	2,4	1,7	2,1	24
Киселёвск	2,3	2,1	2,7	2,1	2,3	28
Кондома (Таштагольский район)	0,8	0,4	1,1	0,7	0,8	25
Крапивинский	1,7	1,4	2,0	1,5	1,8	24
Красное (Ленинск-Кузнецкий р-н)	2,1	2,0	2,5	1,7	2,0	25
Кузедеево (Новокузнецкий район)	2,1	1,8	2,6	1,8	2,1	26
Мариинск	2,4	2,3	2,8	1,8	2,4	27
Междуреченск	1,0	0,7	1,4	0,9	1,0	24
Новокузнецк	3,1	2,9	3,6	2,6	3,2	33
Промышленная	1,9	1,7	2,2	1,6	2,0	24
Тайга	2,8	2,8	3,2	2,2	3,1	26
Таштагол	1,0	0,6	1,4	1,0	0,9	22
Тисуль	2,4	2,4	3,0	1,6	2,7	29
Топки	2,2	2,2	2,6	1,8	2,3	26
Тяжинский	2,5	2,2	2,8	2,1	2,7	25

Из таблицы видно, что в Кемеровской области достаточно ветрено, это является хорошей почвой для развития ветреной энергетики в области.

Но у ветра есть два существенных недостатка: его энергия сильно рассеяна в пространстве, и он непредсказуем - часто меняет направление, вдруг затихает, а иногда достигает такой колоссальной силы.

Применение возобновляемых источников энергии является на сегодняшний момент актуальной темой. Главным направлением исследований и научных разработок должна стать проблема аккумулирования нестабильных потоков энергии.

В Кузбассе возможно развитие различных видов возобновляемых ресурсов: солнечная энергия, шахтовый метан, ветроэнергетика, использование биогаза

Развитие ветреной энергетики в Кемерово и Кемеровской области обусловлено экономическим и географическим положением.

К выводу о том, что внедрение на территории Кузбасса технологий выработки электроэнергии с помощью таких возобновляемых ресурсов, как сила ветра или солнечное излучение, пока невозможно, пришло руководство департамента электроэнергетики Кемеровской области и кузбасские учёные.

Пока правительство находится в стадии обсуждения процедуры выделения средств на возведение объектов альтернативной энергетики. Эксперты полагают, что предпочтение получит схема долгосрочного (15-20 лет) льготного кредитования под 3-4% годовых. Впрочем, возможен и иной вариант — прямое выделение целевых безвозмездных траншей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альтернативная энергия [Электронный ресурс] // <http://alternativenergy.ru/>.
2. Миллер Р.-Ф. К вопросу о возможной активизации применения на практике малой ветроэнергетики. Сборник материалов Международной научно-практической конференции (г. Киев, Украина, 8 апреля 2014 г.).-Центр Научно-Практических Студий, 2014, - 92 с.
3. Научная библиотека Кибер Ленника [Электронный ресурс].//<http://cyberleninka.ru/article/n/sposob-povysheniya-effektivnosti-raboty-vetrodvigatelya#ixzz41He3jOG//>.
4. Пургин С. А. Нелегкий путь ветроэнергетики / С. А. Пургин. - Инвестиции ПФО, 2006.

ОБОБЩЕННЫЙ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОГЕНЕРАТОРА ЭНЕРГОБЛОКА АЭС С ВВЭР-1000

Лисова Я.В.

Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина, г. Иваново

Введение. Современные АСУТП имеют высокий информационный потенциал. Задача получения необходимой информации о координатах технологических объектов управления (ТОУ) решается, как правило, из опыта или на основе экспериментальных исследований. Идентификация ТОУ связана с определенными рисками при проведении экспериментальных исследований и с ограниченными возможностями непосредственного контроля технологических параметров [1-3].

Парогенерирующая установка атомной электростанции наряду с ядерным реактором и паровой турбиной относится к основному оборудованию двухконтурных АЭС и представляет собой сложный объект управления, в котором в итоге ряда последовательных преобразований ядерная энергия топлива превращается в тепловую энергию насыщенного пара, направляемого в турбину. Система питания парогенератора является одним из важнейших элементов энергоблока АЭС с ВВЭР, от надежной и эффективной работы которого зависят показатели работы всего энергоблока [5, с.74].

Обобщенный термодинамический анализ позволяет дать строгое решение задачи определения управляемых координат сложного объекта управления. Это дает возможность найти новые сигналы, не используемые в типовых АСУ, и соответственно получить новые технические решения, которые могут повысить точность и качество регулирования.

Таким образом, задача теоретического обоснования управляемых координат рассматриваемого объекта для совершенствования АСУ питания парогенератора АЭС является актуальной как в научном, так и в практическом аспектах.

Методика. Перед проведением анализа устанавливается свойство системы (закрытая или поточная). Для поточных объектов разрабатывается его обобщенная потоковая схема (см. рис 1.), где должно быть отображено взаимодействие термодинамической системы с окружающей средой на уровне принимаемых допущений [1, стр.89].

Анализ технологических особенностей принципиальной схемы парогенератора (рис.2.), PI-диаграммы, а также тепловой схемы энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000 позволяет представить схему движения потоков (рис.1.) [1].

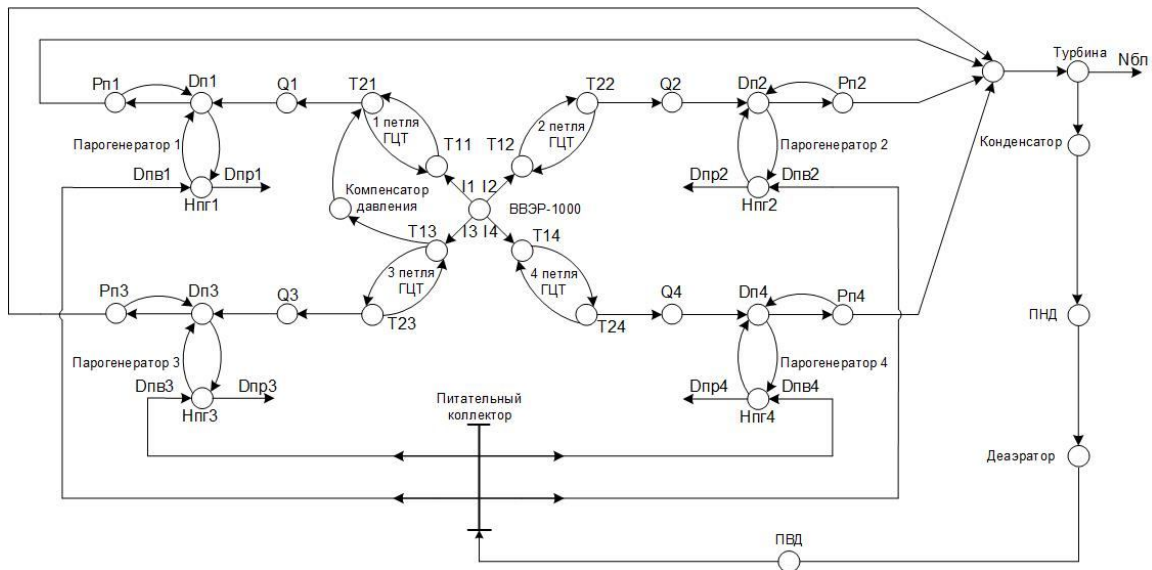


Рис. 1. Схема движения потоков в системе питания парогенератора энергоблока АЭС с ВВЭР-1000

Обозначения: I – плотность нейтронного потока, нейтр/м²; T_1 – температура теплоносителя в горячей нитке ЦК, °С; T_2 – температура теплоносителя в холодной нитке ЦК, °С; Q – количество теплоты, Дж; D_p – расход пара, кг/с; P_p – давление пара, МПа; $D_{пв}$ – расход питательной воды, кг/с; $D_{пр}$ – расход воды на продувку, кг/с; $H_{пр}$ – уровень в парогенераторе, м.

В данной работе сделано допущение, что все 4 парогенератора эквивалентны друг другу и рассматривается только одна петля главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ).

Для того чтобы провести обобщенный термодинамический анализ эффективности той или иной сложной системы, необходимо одной группе переменных ТОО приписать содержательный смысл обобщенного потенциала X_i , а другой группе переменных – смысл обобщенных термодинамических координат x_i . При этом $X_i \cdot dx_i$ должно иметь смысл элементарной работы. Обобщенная физическая величина X_i является количественной мерой интенсивности процесса обмена. Обобщенная физическая величина x_i рассматривается как объект переноса, иными словами, является координатой состояния системы.

Рассмотрим переменные парогенератора как ТОО в указанном содержательном смысле, выполняя требование сохранения размерности, Дж:

$$dA_i = X_i \cdot dx_i,$$

где X_i – обобщенный потенциал; dx_i – изменение обобщенной термодинамической координаты состояния системы [7].

В выборе координат существует известная свобода, а, следовательно, существует известная свобода в выборе и сопряженных с ними потенциалов. Правильность выбора потенциалов по имеющимся зарядам проверяют по формуле:

$$X_i = \frac{dA}{dx_i}.$$

где $A = \sum_i A_i$ – сумма элементарных работ.

В работе рассмотрены следующие виды работ, совершаемых в парогенераторе:

1. Кинетическую работу перемещения рабочей среды;

2. Работу гравитационных сил;
3. Гидродинамическую работу;
4. Термическую работу;
5. Термическую работу парообразования.

Анализ основных результатов. Обобщенные координаты представляют собой показатели, которые в условиях АСУТП на базе ПТК могут быть сформированы в виде сигналов-параметров и в виде сложных комплексированных сигналов. Эти показатели могут служить теоретическим обоснованием параметров объекта и их комплексирования как способа определения неконтролируемых технологических параметров и совершенствования АСУТП. Обобщенными потенциалами являются расчетно-конструктивные показатели парогенератора [1, стр.103].

Анализ координат парогенератора как технологического объекта управления позволяет выделить четыре группы параметров.

Первая группа параметров определяется объемным расходом среды и характеризует кинетическую работу рабочей среды.

Вторая группа параметров характеризуется уровнем среды в парогенераторе и характеризует работу гравитационных сил в парогенераторе.

Третья группа параметров определяется давлением среды и характеризует гидродинамическую работу.

Четвертая группа параметров определяется температурой среды термическую работу.

Принципиальная схема парогенератора с отображением всех полученных работ представлена на рис.2.

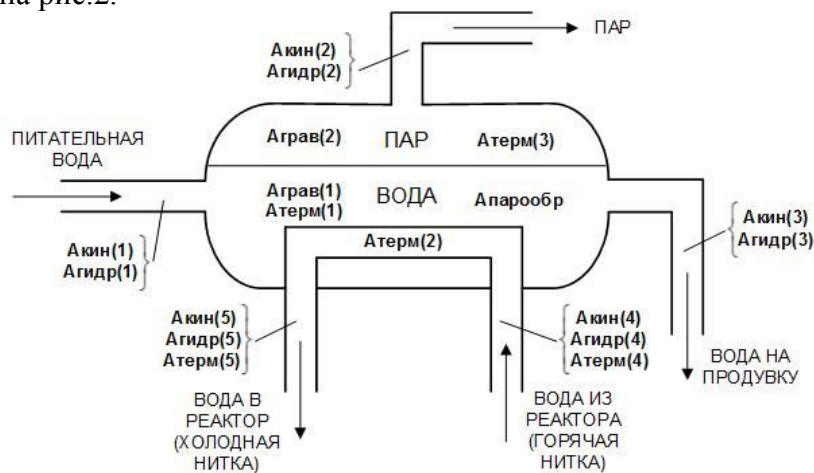


Рис. 2. Принципиальная схема парогенератора энергоблока АЭС с ВВЭР и отображением работ

Потоковый граф с отображением работ представлен на рис.3.

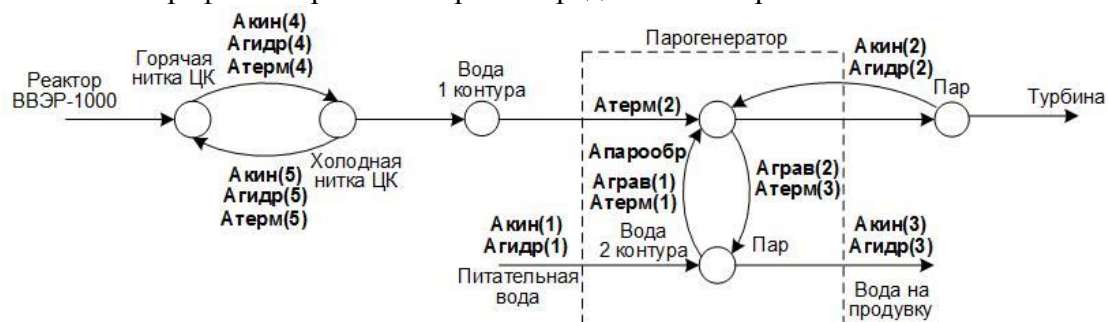


Рис. 3. Потоковый граф для системы питания ПГ с отображением работ

Результат обобщенного термодинамического анализа эффективности парогенератора энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 показал, что в данном объекте происходит большое количество работ. Однако для реализации АСР питания парогенератора использованы только следующие:

- работа гравитационных сил для воды второго контура в парогенераторе с координатой $\rho_{в2к} \cdot g \cdot \frac{H_{в2к}^2}{d_{нз}}$;
- кинетическая работа питательной воды с координатой $\frac{\rho_{нг} \cdot Q_{нг}^2}{2 \cdot S_{нг}^2}$;
- гидродинамическая работа пара в паропроводе с координатой p_n ;
- термическая работа теплоносителя в горячей нитке ЦК с координатой $c_{гор.т} \cdot \rho_{гор.т} \cdot T_{гор.т}$;
- термическая работа теплоносителя в холодной нитке ЦК с координатой $c_{хол.т} \cdot \rho_{хол.т} \cdot T_{хол.т}$.

Заключение. В результате проведения обобщенного термодинамического анализа эффективности парогенератора энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000 теоретически обосновано известное техническое решение по регулированию уровня пароводяной смеси.

Составлен обобщенный потоковый граф и выделены основные работы, совершаемые в парогенераторе. Всего получено 18 обобщенных работ. Таким образом, некоторые параметры парогенератора можно представить в виде обобщенных зарядов (комплексированных сигналов).

Результат обобщенного термодинамического анализа показал, что обобщенные заряды по своему параметрическому составу, а, следовательно, и численному значению отличаются от сигналов, используемых в системе питания парогенератора.

Установлено, что типовые сигналы не отражают в полной мере свойства процесса и обосновываются только необходимостью поддержания материального баланса.

Сделан вывод, что необходима экспериментальная проверка полученных в результате обобщенного термодинамического анализа комплексированных сигналов в сравнении с типовой схемой регулирования. Для этого необходимо разработать нелинейную математическую модель парогенератора энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000.

ЛИТЕРАТУРА

1. Теория и технология систем управления. Многофункциональные АСУТП тепловых электростанций. В 3-х кн. Кн. 2. Проектирование / Под общей ред. д-ра техн. наук, проф. Ю.С. Тверского; ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – Иваново, 2013. – 436 с.
2. Тверской Ю.С. Локальные системы управления / ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – Иваново, 2011. – 128 с.
3. Тверской Д.Ю. Применение обобщенного термодинамического анализа в задаче определения координат технологических объектов управления. // Вестник ИГЭУ, вып.1, 2011.
4. Демченко В.А. Автоматизация и моделирование технологических процессов АЭС и ТЭС. – Одесса: Астропринт, 2001. – 308 с.

- Иванов В.А. Регулирование энергоблоков. – Л.: Машиностроение, Ленингр. отделение, 1982. – 311 с.
- Теория моделей в процессах управления. Информационный и термодинамический аспекты // Б.Н. Петров, Г.М. Уланов, И.И. Гольденблат, С.В. Ульянов. – М.: Наука, 1978. – 223 с.
- Вейник А.И. Термодинамика. – Минск: Высшая школа, 1965. – 404 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ НЕСИНУСОИДАЛЬНОЙ НАГРУЗКЕ

Груздев И.М., Шелюг С.Н.

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина,
г. Екатеринбург

Современное развитие техники и технологий приводит к увеличению доли потребителей с несинусоидальной нагрузкой. Эти режимы влияют на работу силовых трансформаторов. В дальнейшем будет происходить рост доли несинусоидальной нагрузки, а, следовательно, и увеличиваться влияние на силовое оборудование, в том числе на силовые трансформаторы. В связи с этим, изучение данного вопроса является весьма актуальной задачей.

Классические методы расчёта дают предположение о том, что через трансформатор проходит синусоидальная нагрузка, равная по фазам. Данные предположения дают возможность считать, что гармоники, кратные трём ($\nu=3, 9, 15\dots$), в отдельных фазах обмотки будут совпадать по фазе. По этой причине, в линейных токах, которые равны разности токов соответствующих фаз, гармоники кратные трём будут отсутствовать. [1]

В данной работе рассматриваются силовые трансформаторы 110/6 кВ со схемой соединения обмоток звезда с нулём/треугольник (Y_n/Δ) и 6/0.4 кВ со схемой соединения обмоток треугольник/звезда с нулём (Δ/Y_n). На первом этапе работы был произведен расчёт и анализ токов на высшей и низшей стороне трансформатора 110/6 кВ и высшей стороне 6 кВ при заданной несинусоидальной нагрузке на стороне 0.4 кВ.

За исходные данные была принята несинусоидальная нагрузка на стороне 0.4 кВ. Эта нагрузка различна по фазам, но было сделано допущение о равенстве действующих значений. Мгновенные значения токов по трём фазам и ток, протекающий по нулевому проводу со стороны 0.4 кВ, где схема соединения звезда с нулём, изображены на рисунке 1.

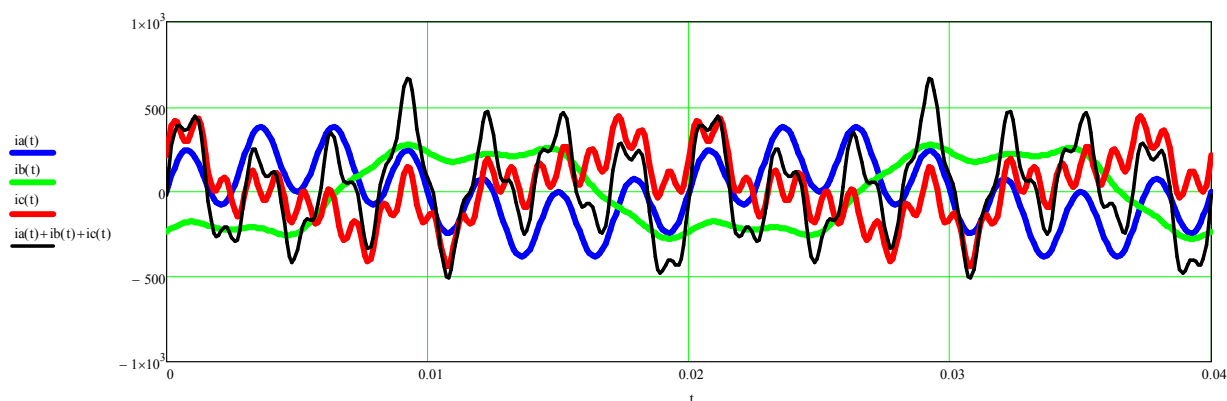


Рис. 1. Оциллограмма токов на низшей стороне трансформатора 6/0.4 кВ

Из-за того, что фазные токи имеют несинусоидальный характер, их мгновенные значения в сумме не дают 0, а, значит, и в нулевом проводе будет протекать ток.

В данной работе принято допущение о пренебрежениями потерями в трансформаторе на гистерезис.

При переходе на сторону 6 кВ используем коэффициент трансформации:

На рисунке 2 представлена осциллограмма линейных токов на высшей стороне силового трансформатора 6/0.4 кВ

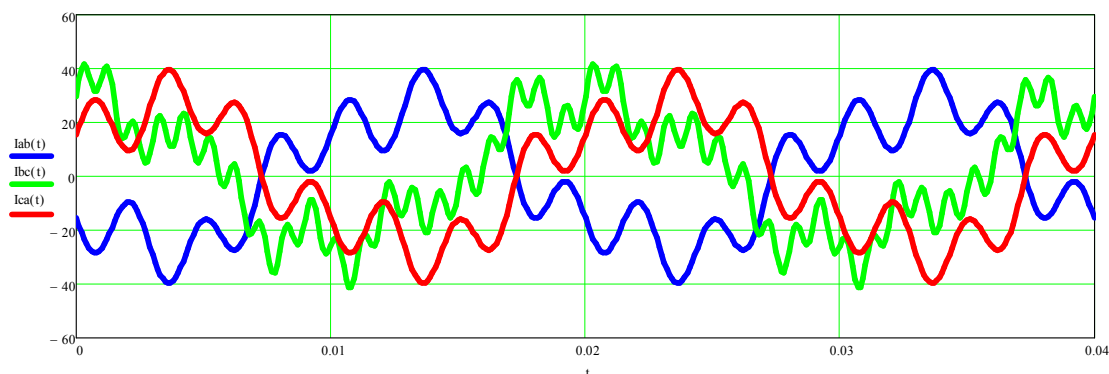


Рис. 2. Осциллограмма токов на высшей стороне трансформатора 6/0.4 кВ

Так как в данной работе не учитывается влияние линий, а так же потери в них, то в начале линии, где на стороне 6 кВ, установлен трансформатор с соединением обмоток на низшей стороне по схеме треугольник (Δ) осциллограмма токов совпадает с той, которая изображена на рисунке 2.

На высшей стороне трансформатора 110/6 кВ соединение обмоток трансформатора по схеме звезда с нулем (Y_n). Аналогично предыдущим расчётам мы не учитываем потери на гистерезис. Осциллограмма фазных токов на высшей стороне и токов в нулевом проводе представлена на рисунке 3.

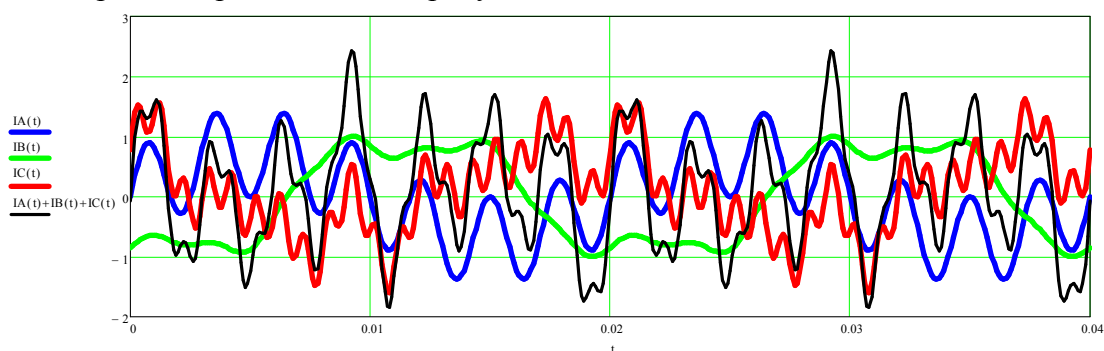


Рис. 3. Осциллограмма токов на высшей стороне трансформатора 110/6 кВ

По проведенным исследованиям можно сделать следующие выводы:

1. Несинусоидальность нагрузки на стороне 0,4 кВ оказывает заметное влияние на форму кривой тока на стороне 110 кВ.
2. Необходимо провести дальнейшие исследования в части влияния формы кривой протекающего тока на режим работы трехфазного трансформатора с различными группами соединений высшей и низшей обмоток.
3. Наличие одинаковых по номерам, но разных по амплитуде гармоник в фазных проводах трехфазной системы вносит дополнительные сложности в анализ

электрического и магнитного состояния трансформатора и требует проводить анализ в мгновенных значениях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вольдек А.И. Электрические машины – Л.: Энергия, 1978 – 832 с.
2. <http://zei.narod.ru/resource/t2/7-2.html>

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПОМОЩИ ТЕХНОЛОГИЙ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Титов Е.В., Нурбатырова Л.Н.

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова, г. Барнаул

В России ситуация с обеспечением электромагнитной безопасности на рабочих местах с использованием компьютерной техники находится на грани критической в силу того, что:

- процесс информатизации в стране происходит стихийно;
- компьютерная техника начала полномасштабно проверяться по параметрам электромагнитной безопасности лишь с 1-го октября 1998 года и в организациях в настоящее время еще используется техника, не удовлетворяющая действующим гигиеническим нормам;
- использование компьютеризированной техники производится непрофессионально, поэтому до 20% современных компьютеров на рабочих местах незначительно отличается по уровням создаваемых ими электромагнитных полей от компьютеров устаревших моделей [1].

В рамках развития комплексной системы электромагнитной безопасности нами были поставлены следующие задачи:

- разработать способ организации рабочих мест с использованием персонального компьютера (ПЭВМ);
- обосновать альтернативный существующим метод проведения аттестации рабочих мест с использованием ПЭВМ по условиям труда;
- разработать методику составления обоснованных планов мероприятий по улучшению и оздоровлению условий труда;
- обосновать необходимость организации текущего контроля электромагнитной обстановки;
- разработать методику анализа системы электропитания и планировок рабочих мест с использованием компьютерной техники и их соответствия нормативным требованиям;
- разработать методику установления обоснованного объема и ориентировочной стоимости выполнения работ по доведению электромагнитной обстановки на рабочих местах до требований СанПиН;
- обосновать замену (при необходимости) компьютерной техники и средств защиты.

Для решения поставленных задач нами разработан и реализован алгоритм компьютерного моделирования электромагнитного поля, кратко сводящийся к следующим положениям:

- 1) Выполнение (или получение копии) планировки того помещения, где размещены рабочие места, оснащенные ПЭВМ, или выполнение эскиза помещения, и измерение

геометрических размеров объектов, подлежащих обследованию (мониторов, системных блоков, источников бесперебойного питания, питающих линий и т.п.).

2) Выбор приборов для обследования электромагнитной безопасности на рабочих местах (использовались приборы: СТ-01, ПЗ - 50 и ПЗ – 41, хотя возможны и иные варианты выбора приборов, например, в соответствии с [1, 2]).

3) Настройка приборов для обследования электромагнитной безопасности на рабочих местах в соответствии с их заводскими инструкциями.

4) Экспериментальное измерение напряженностей электрического поля E , В/м, и магнитного поля H , А/м, в соответствии с действующей системой санитарно-гигиенического нормирования, касающейся образовательных учреждений (измерения проводились на расстоянии 0,1 м от всех граней объектов, подлежащих обследованию) с целью установления по существующим методикам соответствующих потенциалов на всех гранях объектов.

5) Компьютерное представление объектов, подлежащих обследованию (использовался программный комплекс Femlab [3], представляющий совокупность инструментальных и технологических средств для моделирования физических процессов в научных и инженерных разработках).

6) Задание граничных условий и материальных свойств (в Femlab) построенных объектов.

7) Настройка параметров отображения результатов моделирования и получение картины распределения моделируемого поля (в Femlab).

8) Выявление превышений предельно допустимых уровней электрического и магнитного поля в помещении, где размещены рабочие места, оснащенные ПЭВМ, по картине распределения моделируемого поля (в Femlab).

По описанному алгоритму нами проведено обследование трех компьютерных аудиторий Алтайского государственного технического института им. И. И. Ползунова (АлтГТУ). Например, в процессе компьютерного моделирования электрического поля 50 Гц от ноутбука и его блока питания получена картина поля, представленная на рис. 1, на основании которой можно утверждать, что превышение уровня напряженности электрического поля от исследуемых объектов не обнаружено [4] в соответствии со шкалой напряженности электрического поля, показанной справа. На рис. 1 также показано распределение электрического потенциала от источников ЭМИ.

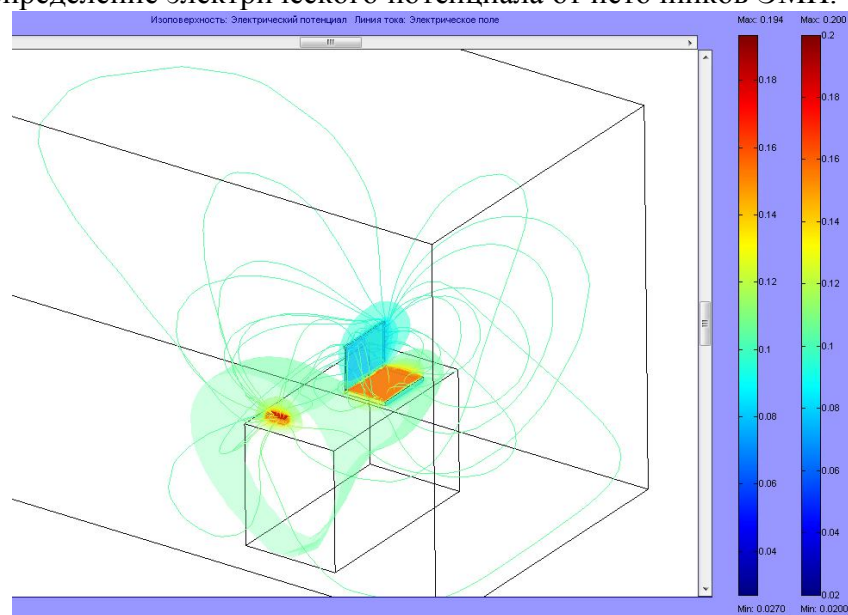


Рис. 1. Картина электрического поля 50 Гц от ноутбука

Описанный алгоритм позволяет решить упомянутые выше задачи по повышению безопасности электромагнитных излучений на рабочих местах с помощью комплексной системы электромагнитной безопасности на базе персонального компьютера.

ЛИТЕРАТУРА

1. <http://www.ciklon.ru/computer/metod.htm>
2. Аполлонский С.М. Безопасность жизнедеятельности человека в электромагнитных полях: учеб. пособие. – СПб.: Политехника, 2006. – 263 с.
3. <http://matlab.exponenta.ru/femlab/book1>
4. СанПиН 2.2.4.1191-03. Гигиенические требования по обеспечению защиты работающих от неблагоприятного влияния электромагнитных полей.

СИСТЕМА УДАЛЕННОЙ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ НА ПРИМЕРЕ МОДУЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

Шпехт А.В., Тиханов М.В., Паутова Е.Е., Жуков Е.Б., Меняев К.В.

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова, г. Барнаул

В настоящее время актуальны вопросы рационального или цивилизованного энергопотребления. В это понятие входят: обеспечение достаточных комфортных условий внутри помещений, снижение непроизводительных трат энергии, надежное, стабильное функционирование оборудования, обеспечивающего теплоснабжение и, наконец, минимизация капитальных и эксплуатационных затрат.

Целью исследования является анализ особенностей использования модульных котельных, в частности разработка системы диспетчеризации.

Задачи, которые поставили перед собой авторы работы:

- проанализировать особенности производства и специфику использования модульных котельных установок;
- разработка системы удаленной диспетчеризации, объектом контроля для которой является модульная котельная;

Актуальность рассматриваемой проблемы связана с тем, что наиболее выгодным вариантом замены изношенного, морально устаревшего отопительного оборудования являются модульные котельные. Так как данный тип котельных служит для теплоснабжения отдельных зданий или производственных помещений, расположенных в основном в сельских и труднодоступных местностях, то мониторинг режимов работы оборудования обычными средствами становится затруднительным либо невозможным.

Новизна исследования заключается в разработке системы сбора и передачи данных в виде, удобном для пользователя.

Модульные котельные установки (МКУ) - это небольшие котельные установки для местного теплоснабжения жилых домов, общественных или производственных зданий. Блок можно устанавливать на землю возле потребителя тепла или на крыше дома. В МКУ котлоагрегаты могут быть мультитопливными (незаменимы в тех регионах, где бывают перебои с поставками газа).

Модульные котельные установки можно разделить на модульные котельные контейнерного типа (МККТ) и модульные котельные блочного типа (МКБТ).

МККТ представляет собой транспортабельный модуль-контейнер, состоящий из стального каркаса и ограничительных конструкций. Имеется вентиляционное оборудование, система отопления. Смонтированы котлоагрегаты, теплообменники,

насосы, системы автоматики и водоподготовки. Автоматика МККТ полностью обеспечивает выполнение всех операций по производству необходимого количества тепла для систем отопления и ГВС (горячего водоснабжения). Модуль стабильно работает в автоматическом режиме, поэтому не требуется постоянного присутствия дежурного персонала.

Модульные котельные блочного типа (МКБТ) – котельные, состоящие из нескольких модулей, разделенных на блоки. Котельная установка может комплектоваться разным числом модулей, это зависит от мощности и интересующих Заказчика характеристик. Модульная котельная установка может работать на любом виде топлива – твёрдое топливо, газ, дизтопливо, мазут. Также может использоваться одновременно несколько типов топлива. Модульная котельная полностью комплектуется необходимыми устройствами контроля, учёта и автоматизации процессов.

Процесс автоматизации контроля работы всех инженерных структур осуществляется при помощи большого количества датчиков, связанных между собой. Таким образом, можно значительно повысить качество обслуживания технологического оборудования и предотвратить возникновение аварийной ситуации; сократить время на установление причин аварии; сократить потребление энергоносителей и значительно уменьшить количество обслуживающего персонала. Все это возможно при установлении системы диспетчеризации.

В общем виде система диспетчеризации включает в себя шкаф управления и диспетчерский пункт. Шкаф управления системой диспетчерского контроля и управления обеспечивает сбор информации на месте размещения оборудования и передачу данных на диспетчерский пункт управления. Диспетчерский пункт служит для получения данных от шкафов системы диспетчеризации, отображения данных в режиме реального времени, оповещения о нештатных ситуациях, архивирования и протоколирования данных.

Шкаф управления и диспетчеризации размещается непосредственно на контролируемом объекте. Диспетчерский пункт – на рабочем месте дежурного персонала. Ввиду большой удаленности контролируемых объектов относительно диспетчерского пункта, организация проводных каналов связи для контроля параметров не представляется возможным, ввиду чего сбор информации организуется на основе беспроводных каналов связи. Одним из самых распространенных способов является передача данных через распределенные сети GSM, для чего шкаф управления и диспетчерский пункт оснащаются GSM - модемами.

Архитектура системы удаленной диспетчеризации (СУД), представленная в настоящей работе, подразумевает наличие трех блоков: объект контроля, серверная часть, клиентская часть.

Применительно к СУД, объект контроля, которым в настоящей работе выступает проектируемая модульная котельная, осуществляет регистрацию, сбор и отправку контролируемых параметров.

Функционально, серверная часть выполняет сбор, первичный анализ, архивацию, генерацию отчетов и трансляцию полученных данных для клиентской части СУД. В составе системы автоматического регулирования должны иметься приборы, выполняющие функции аналого-цифрового преобразования. Кроме преобразования сигналов в цифровой вид, такие устройства должны обеспечивать передачу полученных данных в локальную технологическую сеть, для последующего сбора и передачи в серверную часть. Такой локальной технологической сетью является RS485.

Сбор данных из локальной технологической цепи осуществляется, в обычном случае программируемым логическим контроллером (ПЛК). Этот элемент системы предназначен для генерации комплексных управляющих воздействий, в соответствии с управляющей программой, на автоматизированные органы управления.

Выбор и функционал, ПЛК зависит во многом от оборудования и особенностей технологического процесса. С точки зрения СУД, функцией ПЛК является, помимо сбора и первичной обработки данных, полученных от приборов АЦП, формирование пакета данных направляемых в серверную часть комплекса СУД. Передача данных серверной части осуществляется посредством GSM модема, который строит свою работу на основе беспроводных сетей передачи информации. Модем работает на основе прозрачного соединения типа «точка-точка», которое накладывается поверх стека TCP/IP.

Число поддерживаемых интерфейсов различно и зависит от выбранной модификации оборудования. При желании представленное оборудование может интегрироваться в разнообразные m2m системы и подсистемы. Соединение выполняется по принципу «точка-точка», наложенному поверх стека TCP/IP.

Таким образом, модем, подключенный непосредственно к ПЛК принимает от него пакет данных. Учитывая специфику работы GSM модемов, пакет по своей сути является так называемой AT командой.

В данной работе, реализацию серверной части комплекса принято создать на основе бесплатных интернет сервисов.

Серверная часть комплекса по своей структуре является набором сервисных программ-скриптов выполненных на php, и базой данных MySQL.

Так же, следует сказать, что серверная часть, предназначена для обслуживания нескольких контролируемых объектов. При этом количество их определяется только допустимыми объемами базы данных и разрешенной нагрузкой на сервер службы.

Клиентская часть комплекса СУД предназначена для непосредственной визуализации контролируемых параметров технологического процесса. Так, как доступ к серверной части осуществляется по средствам сети интернет, то отслеживание параметров может быть обеспечено из любой точки мира при условии наличия подключения к сети. Реализация данной части осуществлена в виде мобильного приложения для устройств, хотя при необходимости подобные функции можно обеспечить путем создания сайта имеющего подобные возможности.

Непосредственно схема работы клиентской части сводиться к формированию запроса к серверной части, получению пакета данных, обработки и формированию графического представления контролируемых параметров.

Выбор технологического оборудования для реализации системы удаленной диспетчеризации модульной котельной, во многом определен системой автоматического регулирования. Тем не менее, оборудование должно делать возможным реализацию СУД.

В качестве первичных преобразователей температуры предполагается использование погружных термосопротивлений марки ДТС с защищенными гильзами производства НПО «ОВЕН». В качестве первичных преобразователей давления сетевой воды предполагается использование датчиков избыточного давления марки ПД100-ДИ производства НПО «ОВЕН».

Рекомендуемая рабочая среда для датчиков – различные жидкости, пар, газы, парогазовые и газовые смеси, не агрессивные к материалу измерительной мембраны и уплотнения сенсора, при давлении, не превышающем верхний предел измерения датчика.

Для регистрации и передачи показаний с датчиков температуры и давления предполагается использование модулей серии MB110, производства НПО «ОВЕН». В основу MB110 положен широко распространенный стандарт проводной связи RS-485. Все модули используют для коммуникации простые протоколы, основанные на принципе «запрос-ответ». Тип протокола определяется прибором автоматически. Прибор не является Мастером сети, поэтому сеть RS-485 должна иметь Мастер сети, например, персональный компьютер с запущенной на нем SCADA-системой, контроллер или регулятор. В данном случае в качестве Мастера сети предполагается использование контроллера ОВЕН ПЛК. Конфигурирование прибора осуществляется на персональный компьютер через адаптер интерфейса RS-485/RS-232 или RS-485/USB с помощью программы конфигуратора.

Блок логического управления и обработки предполагается выполнить на базе программируемого логического контроллера СПК107 с сенсорным управлением (панель оператора) НПО «ОВЕН». СПК107 представляет собой устройство класса человеко-машинный интерфейс со встроенными функциями свободно программируемого контроллера. СПК107 предназначен для создания автоматизированных систем управления технологическими процессами в различных областях промышленности и энергетики.

Передачу данных серверной части комплекса предполагается осуществлять при помощи Модема TELEOFIS RX100-R2. Модем построен на базе модуля Telit GL868-Dual. Стандартный последовательный порт обеспечивает трансляцию данных к прибору. На текущий момент GSM модем RX100-R2 совместим со всеми типами популярных приборов учета ресурсов с портом RS-232. Модем имеет встроенный TCP/IP стек с управлением AT командами, автоматическая подача которых может быть реализована на встроенном интерпретаторе языка Python.

В заключении следует отметить, что модульная котельная является одним из наиболее выгодных вариантов замены изношенного отопительного оборудования. Представленная система диспетчеризации позволяет обеспечить многоуровневый комплексный контроль над основными параметрами котельной. Так как большая часть модульных котельных используется в сельской либо труднодоступной местности, то данный тип диспетчеризации является самым удачным. Применение СУД позволяет быстро и достоверно диагностировать состояние объекта; снизить расходы на эксплуатацию; уменьшить количество обслуживающего персонала, тем самым повысив эффективность его работы.

ЛИТЕРАТУРА

1. ООО "Завод котельного оборудования ЭнергоРесурс", Модульные котельные установки, 2015. – Режим доступа: <http://www.rer22.ru/catalog/modulnye-kotelnye-ustanovki/>
2. ООО «Стройтехкомплект», Каталог производимой продукции / Блочно-модульные котельные, 2008—2015. – Режим доступа: <http://www.tehcomp.ru/block-module/>
3. ООО «Стройтехкомплект», Каталог производимой продукции / Стационарные котельные, 2008—2015. – Режим доступа: <http://www.tehcomp.ru/stationary/>
4. Меняев К.В. Тепловые электрические станции: Учебное пособие / Алт. гос. техн. ун-т им. И.И. Ползунова. – Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2015. – 121 с.

РАЗРАБОТКА ОБЩИХ ПРИНЦИПОВ ПОСТРОЕНИЯ И ТРЕБОВАНИЙ К ФУНКЦИОНАЛЬНОМУ СОСТАВУ УСТРОЙСТВА ДЕЛИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИКИ ДЛЯ ЭНЕРГОРАЙОНОВ С ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Кривоногова Д.К., Абеуов Р.Б.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск

На сегодняшний день, в электроэнергетической отрасли России, активно проводится политика максимально-эффективного использования природных энергетических ресурсов. Так, например, нефтедобывающие компании в энергорайонах обеспечивающих добычу нефти и газа, активно вводят в эксплуатацию электростанции малой мощности (ЭСММ), которые позволяют эффективно использовать попутный нефтяной газ для производства электрической и тепловой энергии.

Поскольку электроснабжение данных энергорайонов обеспечивается от системы централизованного электроснабжения, то ввод ЭСММ влечет за собой изменение режимов работы распределительной сети. Для выполнения требований технических условий на технологическое присоединение ЭСММ к электрической сети энергосистемы, как правило, требуется установка делительной автоматики (ДА) на шинах центра питания (ЦП) энергорайона. Реализация этого мероприятия позволяет обеспечить выделение энергорайона с ЭСММ на автономный режим работы, при возникновении аварийных ситуаций во внешней электрической сети, и исключить ряд проблем эксплуатации, как самой распределительной сети, так и энергорайона с ЭСММ [1].

Однако, как показывает практика, при технологическом присоединении электростанций малой мощности к электроэнергетической системе (ЭЭС), установка делительной автоматики, осуществляется на шинах ЦП, принадлежащих электросетевым компаниям (ЭСК), что требует дополнительных временных и финансовых затрат для выполнения требований технических условий на технологическое присоединение.

Электросетевые компании не всегда в состоянии в кратчайшее время обеспечить установку ДА на ЦП, из-за необходимости внесения этого мероприятия в инвестиционную программу, проведения тендеров на выполнение проектных и строительно-монтажных работ, а также выполнения самих работ. Всё это, приводит к затягиванию сроков ввода в эксплуатацию ЭСММ.

Решением данной проблемы могла бы стать установка ДА не на шинах ЦП, а на электросетевом объекте энергорайона с ЭСММ.

Однако, на сегодняшний день нет чёткого определения, как общих принципов построения, так и требований к функциональному составу такого устройства ДА.

Обеспечение надежности работы ЭСММ в составе энергорайона при возмущениях во внешней электрической сети напрямую связано со значительным повышением требований к делительной автоматике. Кроме того, возникает необходимость совершенствования релейной защиты внутренней распределительной сети энергорайона, а также учёта влияния генераторов ЭСММ, проявляющееся в снижении чувствительности защит сети в режиме дальнего резервирования.

Многофункциональное устройство ДА, устанавливаемое на электросетевом объекте энергорайона с ЭСММ должно отвечать следующим требованиям:

1. ДА должна осуществлять деление при возникновении коротких замыканий во внешней электрической сети (обеспечивать чувствительность к удаленным коротким замыканиям).

2. ДА должна осуществлять деление по факту снижения частоты и напряжения, при системных авариях в ЭЭС.
3. Измерительные органы ДА не должны устанавливаться на центрах питания ЭСК.
4. ДА должна обеспечивать быстродействие, требуемое по условиям устойчивости генераторов ЭСММ.
5. Селективность ДА должна обеспечиваться с учётом режимов работы защит генераторов ЭСММ.

Функциональный состав многофункционального устройства ДА во многом определяется перечнем аварийных ситуаций, при которых ДА должна осуществлять выделение энергорайона с ЭСММ на изолированную работу. К таким аварийным ситуациям относятся:

- симметричные и несимметричные короткие замыкания во внешней электрической сети;
- аварийные ситуации, приводящие к снижению напряжения в узлах электрической сети;
- аварийные ситуации, приводящие к снижению частоты в энергосистеме.

В результате проведённых исследований по определению функционального состава многофункционального устройства ДА, на основании расчётов токов короткого замыкания, проведён анализ эффективности различных функций релейной защиты и дана оценка применимости, каждой из них в составе многофункционального устройства ДА.

Анализ эффективности различных функций релейной защиты показал, что в состав многофункционального устройства ДА должны войти следующие из них:

Функция токовой ступенчатой защиты, состоящей из 3 ступеней:

Первая ступень – функция токовой отсечки. Ток срабатывания, которой равен:

$$I_{сзА}^I = I_{сзБ}^I = k_n \cdot I_{сз}^I \quad (1)$$

где $k_n = 1,2$ – коэффициент надежности несрабатывания.

Вторая ступень – функция токовой отсечки с выдержкой времени. Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{К1}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5 \quad (2)$$

Третья ступень – функция максимальной токовой защиты, коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{К2}^{(2)}}{I_{с.з.}^{(III)}} \geq 1,2 \quad (3)$$

Благодаря сочетанию токовых отсечек и МТЗ данная функция ДА обладает высоким быстродействием и является простой в исполнении.

Функция делительной автоматики по напряжению (ДАН).

Данная функция обладает достаточной чувствительностью к удаленным трехфазным коротким замыканиям, возникающим на воздушных линиях электропередачи высокого напряжения, входящих в схему выдачи мощности ЭСММ. Напряжение срабатывания принимается равным:

$$U_{с.р.} = 0,7 U_{ном} \quad (4)$$

Функция делительной автоматики, действующей при снижении частоты в энергосистеме (ДАЧ).

В случае системной аварии, приводящей к снижению частоты в энергосистеме, ДАЧ осуществляет отделение энергорайона с ЭСММ на изолированную работу. Уставка срабатывания по частоте может быть принята равной 48,5 – 48 ГЦ, а выдержка времени на срабатывание 0,3 – 0,4 с. Кроме того, данная функция должна осуществлять контроль скорости снижения частоты.

Функция делительной автоматики по току обратной и нулевой последовательностей

Пусковые органы ДА, реагирующие на появление составляющих тока и/или напряжения обратной последовательности, повышают чувствительность ДА к режимам несимметричных коротких замыканий и позволяют выявлять неполнофазные режимы. Данная функция ДА, позволяет осуществлять выделение энергорайона с ЭСММ при возникновении несимметричных коротких замыканий во внешней электрической сети, исключая тем самым возможность подпитки места короткого замыкания током от ЭСММ и не допуская возникновения перенапряжения в нейтрали трансформаторов центров питания ЭСК.

Функция делительной автоматики – контроль перетоков реактивной мощности.

Основывается на сравнение изменения перетока реактивной мощности по сравнению с доаварийным режимом. Для сравнения контролируемой величины с её доаварийным режимом, используется функция контроля предшествующего режима.

Все функции многофункционального устройства ДА являются отдельными физическими модулями и komponуются в едином модульном шкафу, при этом для каждой из этих функций предусмотрена возможность задания уставок и выдержек времени на срабатывание.

Схема подключения многофункционального устройства ДА к трансформаторам тока и напряжения, приведена на рисунке 1.

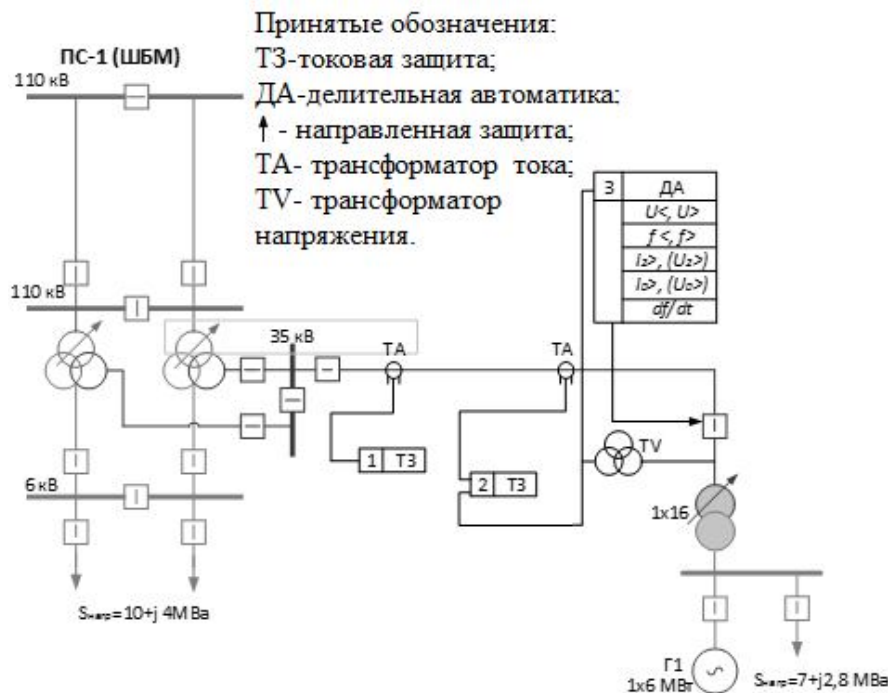


Рис. 1. Схема подключения многофункционального устройства ДА к трансформаторам тока и напряжения

Основной особенностью такого устройства ДА является его широкий функционал, обеспечивающий надёжное выделение энергорайонов с ЭСММ на изолированную работу, при различных аварийных ситуациях в ЭЭС, а также то, что его измерительные и пусковые органы устанавливаются только на электросетевом объекте энергорайона с ЭСММ, что снимает необходимость установки ДА на шинах ЦП ЭСК, и позволяет сократить финансовые и временные затраты на ТП ЭСММ с электрическим сетям ЭЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шабалина, Ю. В., Абеуов Р. Б. О проблемах подключения энергорайонов с электростанциями малой мощности к электрическим сетям энергосистем // Интеллектуальные энергосистемы: труды II Международного молодёжного форума, 6-10 октября 2014 г., г. Томск в 2 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Т. 2. — С. 179-183

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ БЛОКА РАЗДЕЛЕНИЯ НЕФТЕШЛАМА

Галактионова Е.В, Сурикова А.Н.

Вологодский государственный университет, г. Вологда

На сегодняшний день в научно-технической литературе практически нет результатов исследования тепловой работы установок БРНШ, а также методик их теплового расчета и способов повышения тепловой эффективности. Связано это с тем, что данные установки появились сравнительно недавно и работают весьма неэффективно.

Объектом исследования являлась установка БРНШ-3. Теплота, расходуемая на процесс нагрева нефтешлама и выпаривания влаги из него, подводится от водогрейного котла с номинальной тепловой мощностью 90 кВт. По условиям техники безопасности температура греющей воды на выходе из котла не превышает 95 °С. Исходная поверхность нагрева выпарного аппарата состоит из двух регистров гладких стальных труб Ду-40 мм, длиной $l = 4$ м, по $n = 9$ трубок каждый, соединенных последовательно. Площадь поверхности нагрева выпарного аппарата, определенная по наружному диаметру труб, составляет 11,5 м².

В режиме выпаривания, как показал опыт эксплуатации, котел работает с длительными перерывами, так как котел периодически выключается системой автоматики, поскольку поверхность теплообмена нагревателя выпарного аппарата является недостаточной для передачи номинальной тепловой мощности котла к нефтешламу. При выпаривании влаги из нефтешлама с начальным массовым влагосодержанием не более 30 % расход образующегося конденсата, выводимого из выпарного аппарата, при неизменных температурах нефтешлама и греющей воды остается практически одинаковым в течение всего процесса выпаривания. Отсюда следует, что тепловой поток Q , подводимый к нефтешламу от греющей воды, остается постоянным, так как он расходуется на получение пара с постоянным массовым расходом, равным расходу получаемого конденсата, и на покрытие постоянных тепловых потерь с наружной поверхности корпуса. Поэтому можно принять, что коэффициент теплопередачи k от греющей воды к нефтешламу в процессе выпаривания практически не изменяется, что возможно в том случае, если теплофизические свойства нефтешлама, влияющие на теплопередачу, несущественно зависят от влагосодержания.

Для увеличения производительности установки был собран новый выпарной аппарат с увеличенной в 4 раза поверхностью нагрева площадью $F = 46 \text{ м}^2$. Поверхность нагрева выполнили из регистров труб Ду-40 длиной $l = 3,1 \text{ м}$, число труб – 104. Корпус нового выпарного аппарата был выполнен в виде стального цилиндра диаметром 1,7 м и длиной 3,5 м. Остальное оборудование установки оставили прежним.

Таким образом, при увеличении площади поверхности нагрева в выпарном аппарате в 4 раза производительность установки возросла всего в 2 раза. Это объясняется тем, что остальные элементы установки (насосы, калорифер) и схема установки остались прежними. При практически том же расходе, греющая вода стала сильнее охлаждаться в выпарном аппарате и ее средняя температура понизилась. Из-за недостаточной производительности вакуумного насоса и из-за повышения температуры охлаждающей воды ухудшился вакуум внутри выпарного аппарата, и возросла средняя температура нефтешлама. Все это привело к значительному уменьшению температурного напора между греющей водой и нефтешламом, что не позволило увеличить производительность установки в 4 раза.

Для повышения тепловой эффективности блока разделения нефтешлама предложена схема модернизированной установки. В настоящее время данная установка находится в процессе изготовления.

Модернизированная установка БРНШ, имеет вторую выпарную ступень, обогреваемую паром, образующимся в первой ступени. Первая ступень с поверхностью нагревателя $F = 46 \text{ м}^2$ как и раньше, обогревается водой, нагреваемой в котле. В расчетном режиме температура греющей воды, при ее прохождении по трубам нагревателя, снижается с $95 \text{ }^\circ\text{C}$ до $90 \text{ }^\circ\text{C}$. Производительность насоса для перекачки греющей воды предложено увеличить в 4 раза. Для уменьшения затрат на перекачку греющей воды вместо последовательного движения воды по трубам нагревателя предложено нагреватель выполнить из 4-х параллельных секций.

По расчетам, производительность модернизированной установки БРНШ-3 возрастет в 6-7 раз по сравнению с исходной установкой, удельный расход условного топлива в котле на выпаривание влаги снизится более, чем в два раза, при этом на удаление 1 % влаги из 1 тонны нефтешлама потребуется примерно $b \sim 0,46 \text{ кг.у.т.}$ От исходной установки остаются самые дорогостоящие ее элементы импортного производства: водогрейный котел, вакуумный водоструйный насос, сепаратор, калорифер, система автоматического контроля. В модернизированной установке добавляются первая и вторая выпарные ступени с увеличенной поверхностью нагрева, подогреватель нефтешлама, циркуляционные насосы для воды и нефтешлама. Стоимость каждой выпарной ступени и подогревателя, если их собирать из отечественных труб, не превышает 100 тыс. руб. С учетом стоимости дополнительных насосов, модернизация установки обойдется в не более, чем 500 тыс. руб. Для сравнения, стоимость новой установки БРНШ-3 составляет примерно 2,5 млн. руб.

Предлагаемая модернизация установки БРНШ-3 является экономически целесообразной, и окупается достаточно быстро (за несколько месяцев), в несколько раз быстрее, чем покупка дополнительной аналогичной установки. Отметим, что в модернизированной установке номинальная тепловая мощность существующего котла в режиме выпаривания будет использована менее, чем наполовину. Для дальнейшего повышения производительности данной установки потребуется увеличивать не только поверхности нагрева выпарных аппаратов, но и производительности вакуумного насоса и калорифера.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лукин С.В., Сеницын Н.Н., Сурикова А.Н. Тепловой расчет установки по выпариванию влаги из нефтепродуктов // Вестник Череповецкого государственного университета. – 2015. – № 4 (65). – С. 33 – 37.
2. Лукин С.В., Сеницын Н.Н., Сурикова А.Н. Повышение тепловой эффективности блока разделения нефтешлама // Промышленная энергетика. – 2016. – № 2. – С. 33 – 37.
3. Лукин С.В., Сурикова А.Н. Оптимизация числа выпарных ступеней установки разделения нефтешлама // Вестник Череповецкого государственного университета. – 2015. – № 6 (67). – С. 14 – 19.

РАЗРАБОТКА СТЕНДА И МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИК-ОТРАЖАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ МАТЕРИАЛОВ И ПОКРЫТИЙ

Ключников О.Р., Ключников И.О., Астраханов М.В.
Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

Изучение ИК-отражающей способности материалов и покрытий позволяет более полно судить об их теплоизоляционных свойствах. В продолжение ранее проведенных исследований [1, 2] нами разработан более компактный и мобильный стенд по определению сравнительной ИК-отражающей способности материалов КСУ-2, который состоит из листа пенопласта на котором закреплены датчик радиометра «Аргус-03» и лампа накаливания 40 Вт с ограждающими экранами, которые предотвращают прямого попадания лучей от лампы накаливания на датчик радиометра «Аргус-03». Исследуемые покрытия располагаются напротив лампы накаливания и датчика ИК-излучения на фиксированном расстоянии длинны направляющих стоек.

Фото нового стенда КСУ-2 показано на рис., где 1- лист пенопласта 2 - лампа накаливания; 3 - датчик радиометра «Аргус-03», 4 – исследуемое покрытие; 5 – экраны; 6 – направляющие стойки.

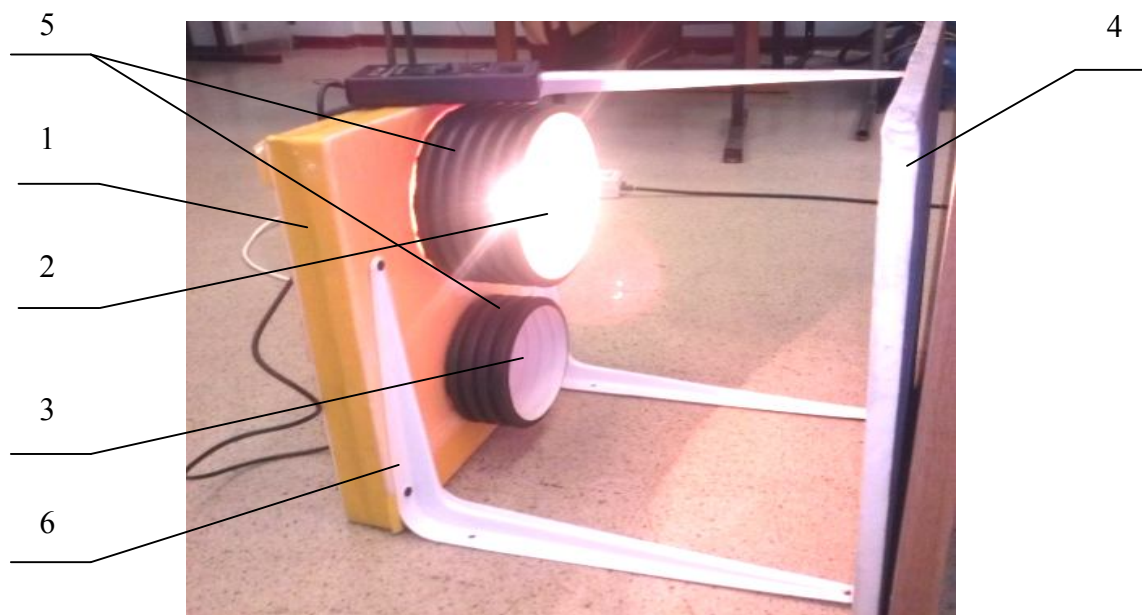


Рис. 1. Стенд КСУ-2 для исследования ИК-отражающей способности покрытий и материалов

Методика проведения экспериментов:

- 1) Включается радиометр «Аргус-03» и выдерживается в течение 30 минут до приобретения датчика температуры окружающей среды;
- 2) Измеряется фоновое излучение окружающей среды;
- 3) Устанавливается исследуемое покрытие;
- 4) Включается лампа накаливания и через 5 секунд записывается показание радиометра, измерения проводятся 3 раза;
- 5) В качестве эталона ИК-отражающей способности покрытий берется полированная алюминиевая фольга.

По данной методике, при использовании стенда КСУ - 2 были проведены сравнения ряда покрытий на ИК-отражающую способность. В качестве основы для нанесения покрытий были использованы листы гипсокартона. Исследовались тонкопленочные резиновые покрытия (ТРП) без наполнителя, с наполнителями – алюминиевой пудрой, титановыми белилами, а также жидкокерамическое покрытие (ЖК покрытие) «Теплосил» и гипсокартон покрашенный черной краской типа «Лакра. После серии экспериментов полученные данные ИК-отражательной способности покрытий за вычетом фонового излучения, который на момент проведения измерений составил 27,2 (Вт/м²), представлены в таблице:

Таблица 1. Данные ИК-отражательной способности покрытий

Покрытие	Показание радиометра, Вт/м ²
Алюминиевая фольга - эталон	6,1
ТРП с титановыми белилами	3,6
Покрытие «Теплосил»	3,2
ТРП с алюминиевой пудрой	2,1
Гипсокартон	2,0
ТРП	1,9
Гипсокартон с черной краской «Лакра»	0,6

Выводы:

1. Разработан компактный стенд для определения ИК-отражающей способности материалов и покрытий КСУ – 2.

2. В ряду исследованных покрытий лучший результат по ИК-отражающей способности был обнаружен при использовании тонкого резинового покрытия с наполнителем из титановых белил.

Исследование проводилось при поддержке ООО «Олепластика» и фондом содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере 11881p/21596.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ключников О.Р., Седлова П.П., Усманов Ф.Р. Разработка стенда и исследование ИК-отражающих свойств покрытий и материалов / Труды XIV Международного симпозиума «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение, 18-20 марта 2014 г.» –Казань, 2014. –С. 731-732.
2. Ключников О.Р., Усманов Ф. Р. Исследование ИК-отражающих свойств тонкопленочных резиновых покрытий / Материалы Междунар. науч.-технич. конф. «Инновационные машиностроительные технологии, оборудование и материалы – 2014». Ч 1. –Казань, 2014. –С. 256-258.

ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Шачнев О.Я., Зацепина В.И., Зацепин Е.П.

Липецкий государственный технический университет, г. Липецк

Функционирование электротехнических комплексов металлургии сопровождается неизбежными потерями электроэнергии на всех этапах, начиная от передачи, распределения, преобразования и заканчивая ее использованием. Современная отечественная промышленность обладает достаточно низким техническим уровнем энергопотребляющих процессов и энергоемкая структура промышленного производства. Всё это влечёт повышением удельных затрат на единицу продукции, а так же снижает конкурентоспособность с зарубежными предприятиями, что в условиях экономического кризиса недопустимо. При этом экономический ущерб из-за низкого качества электроэнергии является очень значительным, наибольшее влияние на качество и потери электрической энергии в электротехнических комплексах металлургии оказывают резкопеременные динамические нагрузки, к которым относятся прокатные станы и дуговые сталеплавильные печи (ДСП) [1]. Для понимания и отражения процессов, протекающих во время работы ДСП, необходимо знать математический закон изменения параметров электрической дуги, либо её физическую модель. Математический закон не может быть записан в явном виде, так как дуга подвержена хаотическими колебаниями, которые не могут быть учтены и напряженность электрического поля зависит от паров расплавляемого металла, что в совокупности влияет на длину дуги и градиент напряженности электрического поля. Физическую модель можно получить только при зажигании потенциальной электрической дуги с дальнейшим снятием электрических характеристик, что в свою очередь будет влиять на качество электроэнергии и на ее расход [2].

Наиболее целесообразным является создание и использование компьютерной имитационной модели, где можно задать начальные характеристики электрической дуги, время протекания и остальные параметры, необходимые для рассмотрения конкретного случая. Имитационная модель, полученная в программной среде MatLab, показывает, каким образом влияют резкопеременные динамические нагрузки на систему электроснабжения в целом, и отдельно на элементы. Данная модель (Рис. 1) является условной схемой электроснабжения электросталеплавильного цеха, т.е. отображается процесс, начиная с главной понизительной подстанции (ГПП) и заканчивая конечными потребителями, коими являются две резкопеременные нагрузки (дуговые сталеплавильные печи), а так же сторонняя комплексная нагрузка (иные производственные цели). Полученные мощностные характеристики резкопеременных динамических нагрузок изображены на рис. 2. Получаемые данные по провалам напряжения на вторичной обмотке печного трансформатора отражены на рис. 3.

Исходными данными для визуальной модели являются технологические параметры функционирования оборудования (длительность соответствующих циклов работы и технологических простоев, технологическая взаимосвязь внутри комплекса, мощностные характеристики функционирования), параметры системы (основными которые являются мощность короткого замыкания в месте подключения приемников и напряжение в месте питания) и параметры функционирования электротехнологических агрегатов и качества электроэнергии с интервальной оценкой по каждому из параметров для каждого из технологических периодов [3, 4].

Отметим, что данная модель позволяет оценить амплитудное и временное воздействие на сеть отдельных приемников технологического комплекса с учетом особенностей их совместного функционирования.

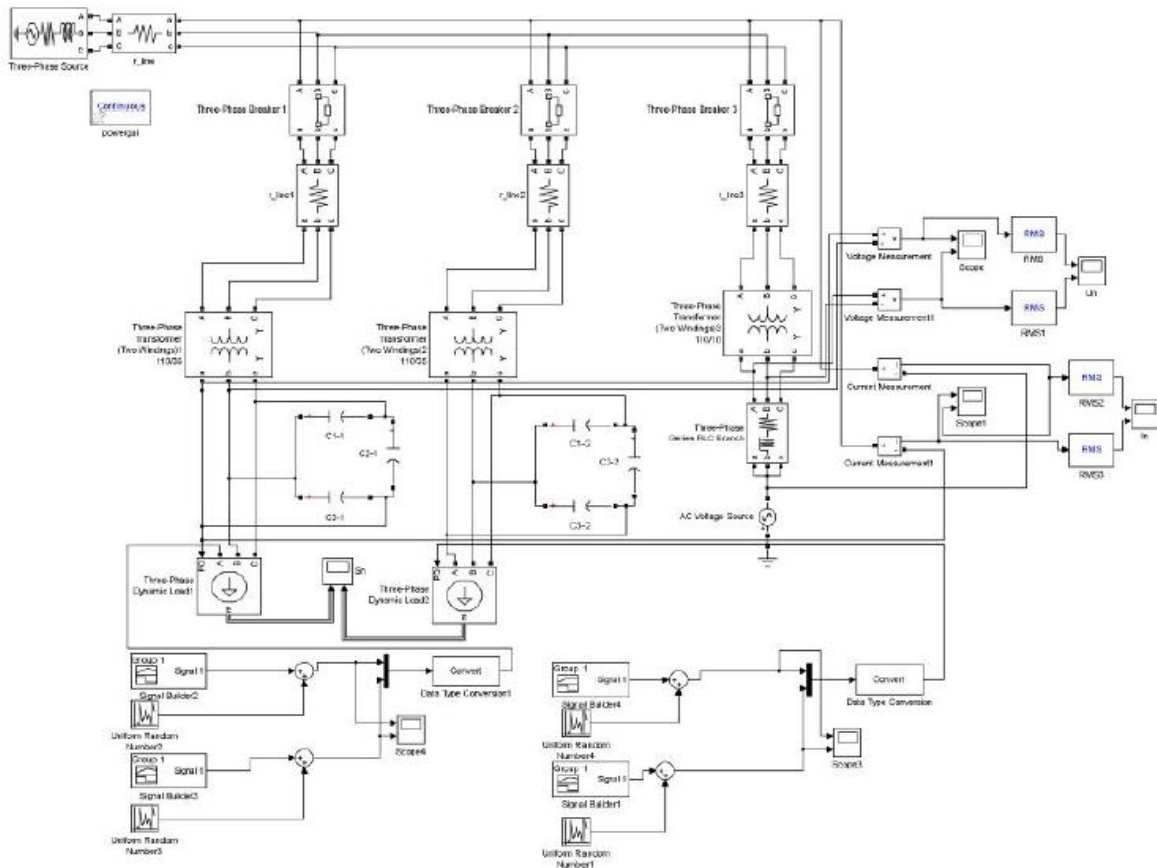


Рис. 1. Имитационная модель системы электроснабжения

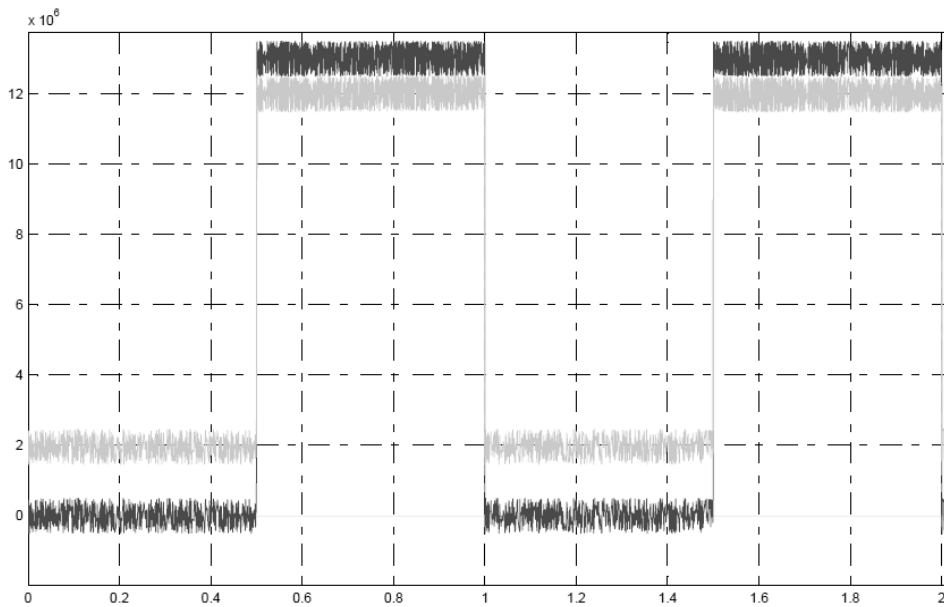


Рис. 2. Мощностные характеристики ДСП в системе

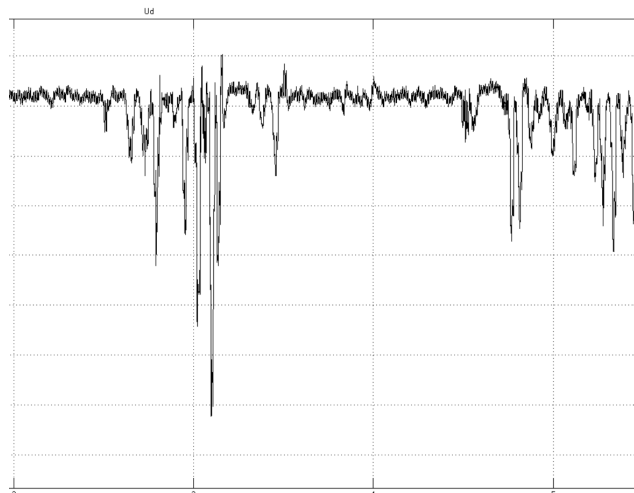


Рис. 3. График провалов напряжения на вторичной обмотке печного трансформатора

Процесс плавки, включающий в себя расплав, окисление и рафинирование (наиболее "легкий" режим, не рассматривался в данной модели), является непрерывным, следовательно, снижение качества электроэнергии рассматриваемой системы будет весьма ощутимым [5]. Данная модель может быть применена в непосредственно технологической сфере, например, при термообработке металлов, при условии, что появление тепла будет обусловлено электрическим током.

Предлагаемая модель наиболее актуальна в современных условиях, когда новые объекты строятся в соответствии с принципом интенсификации электротехнических процессов в условиях минимизации технологического оборудования. Важным для функционирования таких моделей является разработка адекватных моделей приемников с резкопеременной нагрузкой [6].

Исследования выполнены при финансовой поддержке РФФИ и управления образования и науки Липецкой области в рамках научного проекта 14-48-03629 р_центр_а «Оптимизация динамики и энергосбережение в электротехнических комплексах металлургических производств».

ЛИТЕРАТУРА

1. Зацепина В.И., Зацепин Е.П. Анализ провалов напряжения в системах электроснабжения // Научные проблемы Сибири и Дальнего Востока – 2009. – №1. – С. 387–390.
2. Зацепина В.И., Шилов И.Г. Параметрический подход минимизации провалов напряжения компенсацией реактивной мощности // Вести высших учебных заведений Черноземья. – 2009. – №3. – С. 16–19.
3. Зацепин, Е.П., Зацепина В.И. Минимизация провалов напряжения при совместной работе группы дуговых сталеплавильных печей // Промышленная энергетика. – 2009. – №1. – С. 22–24.
4. Зацепин, Е.П. Колебания и отклонения напряжения в дуговых сталеплавильных печах // Сборник тезисов докладов научной конференции студентов и аспирантов Липецкого государственного технического университета в 2-х ч. Ч 1. - 2012, г. Липецк. С. 88–91.
5. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005. – 672 с.
6. Шпиганович А.Н., Захаров К.Д. Электроснабжение металлургических предприятий. – Л: ЛГТУ, 2006. – 568 с.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАГНЕТАТЕЛЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Бубнов А.Д., Винтер М.Ю., Блинов В.Л., Комаров О.В.

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина,
г. Екатеринбург

Компрессорными машинами, к числу которых относятся и центробежные нагнетатели (ЦБН) природного газа [1], называются машины, которые используют механическую энергию привода для увеличения потенциальной и кинетической энергии газа. Практика отечественного компрессоростроения основывается на разработанных различными организациями методах газодинамического расчета ЦБН, таких как метод ЦИАМ (Центральный институт авиационного машиностроения им. П.И. Баранова), метод НЗЛ (Невский завод им. В.Л. Ленина), метод ЛПИ (Ленинградский политехнический институт им. М.И. Калинина), метод моделирования. Первые три метода базируются на одномерной теории течения газа в проточной части (ПЧ) ЦБН. Проектирование в таком случае ведется только для расчетной точки. О том, как будут изменяться газодинамические параметры ЦБН (степень сжатия, КПД, мощность и др.) при изменении производительности, по этим методам судить нельзя. Поэтому в большинстве классических методик проектирования ПЧ ЦБН используется база продувок. Источником данных в таком случае являются эксперименты с моделями, которые испытываются на специальных исследовательских стендах. Такие эксперименты требуют значительных денежных и временных затрат, а при недостаточно обширной программе испытаний не гарантируется получение лучшего решения [2]. В качестве рабочего тела при этом используется воздух. Для построения характеристик ЦБН, работающих на природном газе, осуществляется пересчет экспериментальных данных [3], что вносит дополнительные погрешности.

В настоящей работе используется следующий подход к проектированию ПЧ ЦБН (Рис. 1). Методика проектирования включает в себя несколько основных этапов. Первый этап заключается в проектировании нескольких вариантов ПЧ ЦБН на заданный номинальный режим работы. С этой целью в виде программного кода, на основе подходов отечественных авторов [1-4], воспроизведена специальная детализированная методика проектирования ПЧ ЦБН.

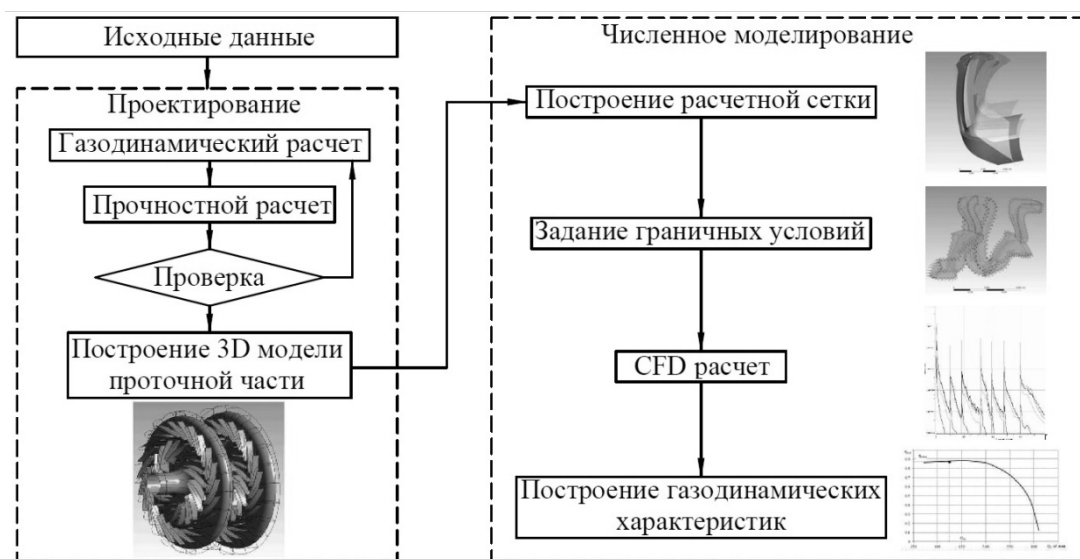


Рис. 1. Структурная схема методики проектирования ЦБН

Настоящий этап включает в себя проведение газодинамических расчетов, определение всех геометрических параметров, необходимых для построения ПЧ ЦБН, и проведение прочностной проверки спроектированных конструкций. При помощи разработанного профилировщика, реализована возможность автоматизированного построения трехмерных моделей спроектированных проточных частей и создание файлов геометрии, которые в дальнейшем можно использовать в различных программных комплексах вычислительной газовой динамики (Computational fluid dynamics – CFD).

На следующем этапе производится численное моделирование течения в спроектированных конструкциях ЦБН и строятся их характеристики для дальнейшего анализа и выбора лучших вариантов. Процесс передачи полученной геометрии в специализированные программные комплексы CFD полностью автоматизирован.

Разработанный программный код проектирования является универсальным и позволяет проектировать ЦБН различных конструкций. Реализована возможность выбора количества ступеней, предусмотрен выбор конструкции рабочего колеса (одноярусная или двухъярусная решетка) в зависимости от лопаточного угла выхода из рабочего колеса - $\beta_{л2}$. Также имеется возможность выбора типа диффузора – лопаточный (ЛД) или безлопаточный (БЛД). Критерием выбора типа диффузора является угол выхода потока из рабочего колеса в абсолютном движении - α_2 . Кроме применения стандартной одноярусной решетки ЛД, реализована возможность проектирования ЦБН с двухъярусной решеткой ЛД. Процесс построения ЦБН полностью автоматизирован и в случае изменения конструкции происходит быстрый пересчет газодинамических и геометрических параметров.

Апробация настоящего подхода проводилась при проектировании сменной проточной части реального ЦБН, эксплуатируемого на компрессорных станциях отечественных газотранспортных предприятий. Рассматриваемый нагнетатель спроектирован на номинальную степень сжатия $\pi_k = 1,44$. С учетом габаритных размеров внешнего корпуса прототипа, были разработаны три варианта сменной проточной части центробежного нагнетателя (Рис. 2). Проектирование осуществлялось на объемный расход $Q_1 = 425 \text{ м}^3/\text{мин}$, степень сжатия $\pi_k = 1,35$, температуру газа на входе в нагнетатель $T_n = 288 \text{ К}$, конечное давление $P_k = 7,45 \text{ МПа}$, потребляемую мощность $N = 14 \text{ МВт}$ и политропный КПД $\eta_{пк} = 87,0\%$.

Численное моделирование течения в спроектированных проточных частях осуществлялось в программном комплексе Ansys CFX [5]. Параметры расчетной сетки соответствует параметру $y^+ = 300$. Модель турбулентности – k-epsilon standard. Интерфейс между венцами – stage. Граничные условия задавались по принципу: полное давление и температура на входе и статическое давление на выходе. На основании численного исследования получены газодинамические характеристики спроектированных проточных частей (Рис. 3). Черной точкой (расчетная точка) обозначен номинальный режим, на параметры которого осуществлялось проектирование.

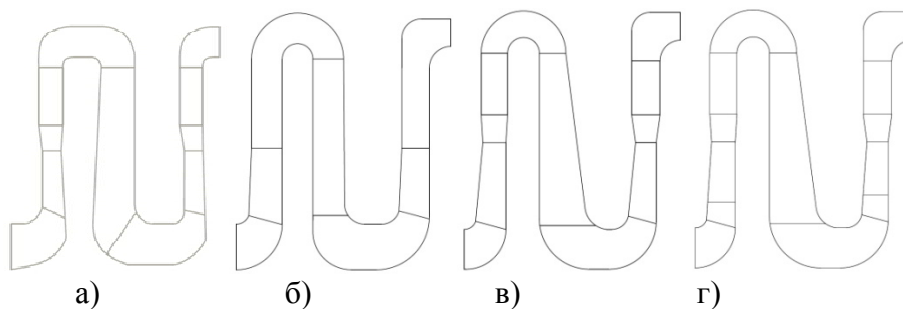


Рис. 2. Эскизы исходной и спроектированных проточных частей

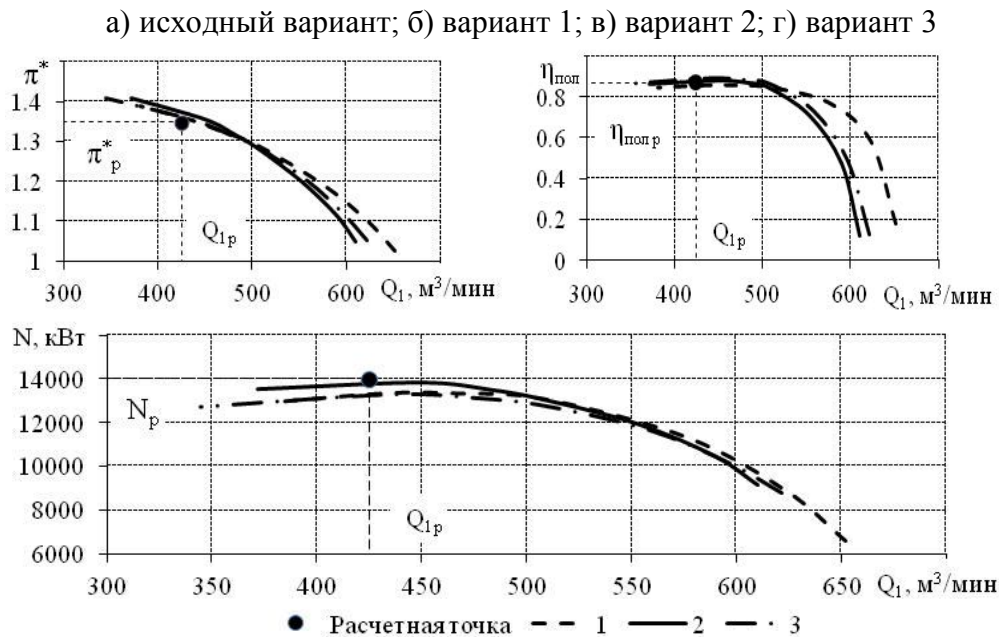


Рис. 3. Газодинамические характеристики спроектированных ПЧ

Характеристики ЦБН представлены без учета входной и выходной улитки и построены в координатах «степень сжатия по полным параметрам – объемный расход по условиям входа», «политропный КПД по статическим параметрам – объемный расход по условиям входа», «потребляемая мощность – объемный расход по условиям входа».

Вариант 1 – ЦБН с одноярусной решеткой рабочего колеса и безлопаточным диффузором. Данный вариант «достиг» расчетной степени сжатия при объемном расходе $Q_1 = 433,6 \text{ м}^3/\text{мин}$, что соответствует отклонению по расходу $\delta = 2,0 \%$. Максимально достигнутая степень сжатия по полным параметрам $\pi_k^* = 1,39$. Максимальный политропный КПД по статическим параметрам достигнут на номинальном режиме, и составляет $\eta_{пк} = 86,0 \%$. Значение мощности потребляемой спроектированным компрессором на номинальном режиме составило $N = 13323 \text{ кВт}$.

Вариант 2 – ЦБН с одноярусной решеткой рабочего колеса и лопаточным диффузором. Расчетная степень сжатия получена при $Q_1 = 449,8 \text{ м}^3/\text{мин}$. Отклонение объемного расхода от заданного составило $\delta = 5,8 \%$. Максимально достигнутая степень сжатия по полным параметрам $\pi_k^* = 1,41$. Максимальный политропный КПД по статическим параметрам достигнут на номинальном режиме, и составил $\eta_{пк} = 88,3 \%$. Значение потребляемой мощности составило $N = 13837 \text{ кВт}$.

Вариант 3 – ЦБН с двухъярусной решеткой рабочего колеса и лопаточным диффузором. Расчетная степень сжатия получена при $Q_1 = 436,0 \text{ м}^3/\text{мин}$. Отклонение по расходу составило $\delta = 2,6 \%$. Максимально достигнутая степень сжатия по полным параметрам $\pi_k^* = 1,41$. Политропный КПД на номинальном режиме – $\eta_{пк} = 88,8 \%$. Мощность потребляема компрессором – $N = 13294 \text{ кВт}$.

Стоит отметить, что при моделировании работы спроектированных конструкций ЦБН наблюдается незначительное завышение объемного расхода относительно проектных данных. Также политропный КПД, полученный по данным численного исследования, не стоит напрямую сравнивать с проектным, поскольку он получен при расчетах проточной части ЦБН без учета входной и выходной улиток. Несмотря на это полученные характеристики пригодны для сравнительного анализа спроектированных нагнетателей.

Таким образом, из газодинамических характеристик видно, что вариант 1 имеет более пологую характеристику, что характерно для ЦБН с БЛД. Варианты 2 и 3 (ЦБН с ЛД) имеют более узкий диапазон режимов работы, но при этом обладают более высокой эффективностью, относительно варианта 1 (рис. 4).

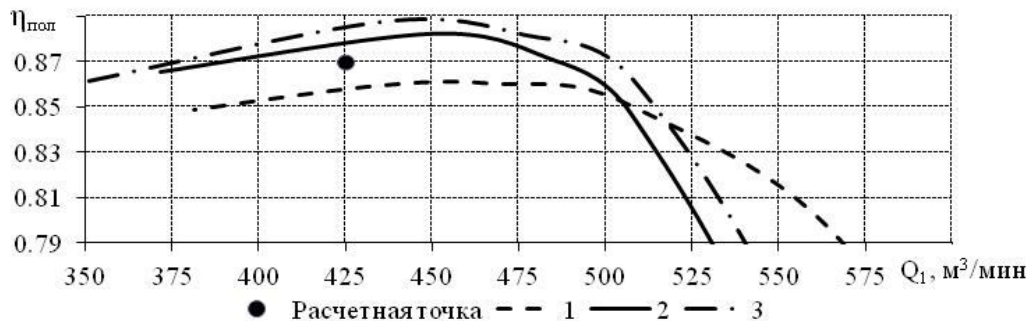


Рис. 4. Сравнение значений политропного КПД спроектированных ЦБН вблизи номинального режима работы

При выборе окончательного варианта проточной части необходимо учитывать условия эксплуатации проектируемого компрессора. При длительной работе на переменных режимах предпочтение следует отдать ЦБН с безлопаточным диффузором. Если же планируется, что разрабатываемый компрессор будет работать вблизи расчетной точки, то следует выбирать ЦБН с лопаточным диффузором ввиду его относительно высокой эффективности. При выборе между ЦБН с одноярусной и ЦБН с двухъярусной решеткой рабочего колеса необходимо исходить из условия технологичности. В целом оба спроектированных варианта имеют близкие значения политропного КПД.

В ходе исследования была проведена апробация предложенной методики проектирования проточной части ЦБН. Спроектированы три варианта сменной проточной части для реальной модели центробежного нагнетателя. На основе построенных в ходе численного моделирования характеристик, проведен анализ спроектированных проточных частей.

Дальнейшее усовершенствование конструкции проточной части ЦБН (заключительный этап проектирования) осуществляется при решении задачи многокритериальной оптимизации. Такой подход позволяет получать варианты геометрии с пространственными рабочими колесами с учетом пространственных эффектов в проточной части центробежного компрессора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ревзин Б.С., Ларионов И.Д. Газотурбинные установки с центробежными нагнетателями для транспорта газа. - М.: Недра, 1991. 303 с.
2. Селезнев К.П., Галеркин Ю. Б., Центробежные компрессоры. – Л.: Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1982. 271 с.
3. Рис В.Ф. Центробежные компрессорные машины. - М. – Л.: Изд. Машиностроение, 1964. 336 с.
4. Ваняшов А.Д., Кустиков Г.Г. Расчет и конструирование центробежных компрессорных машин: учеб. пособие. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2005. – 208 с.
5. Блинов В.Л., Бродов Ю.М., Седуниев В.А., Комаров О.В. Выбор параметров расчетной модели при решении задач многокритериальной оптимизации плоских компрессорных решеток // Компрессорная техника и пневматика. – 2015. - № 1. – С. 36 – 42.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИЙ ОТ ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Ломан В. А.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

Сейчас одной из главных причин поломок электрооборудования, на объектах электроэнергетики, являются грозовые перенапряжения, возникающие при ударе молнии в воздушные линии (ВЛ) электропередач [1]. Особо острой эта проблема является для районов с грунтами, имеющими высокую сопротивляемость, таких как: районы с вечной мерзлотой, реликтовыми песчаными грунтами, твёрдым скалистым грунтом. При высоком сопротивлении грунта, воздушные линии негрозоупорны, из-за этого на линиях происходят до десятка грозовых отключений за год на 100 км (примерно 30 грозовых часов) по причине обратных перекрытий изоляции опор [2].

Данные предоставленные ЗАО «ФЕНИКС-88» также подтверждают, что причина низкой грозоупорности заключается в высоком удельном сопротивлении грунта [3]. В связи с этим, во время грозовых перенапряжений, происходят отключения ВЛ, которые происходят при обратных перекрытиях изоляции линий в связи с высоким сопротивлением в цепи стекания тока молнии в землю, в результате формируется короткий импульс с высокой крутизны. При этом, часто отключаются сразу обе цепи двухцепных ВЛ. Процент таких отключений ежегодно превышает 50 %, от общего количества (таблица 1).

Таблица 1. Число отключений ВЛ в районах Крайнего Севера

Регион	Филиал и электрические сети	Протяжённость ВЛ, км	Общее число отключений	Число отключений на двухцепных ВЛ (%)	Удельное число отключений на 100 км
Ханты-Мансийский автономный округ	Когалымские	1564	36	32(89)	2,3
	Нижневартовские	2934	25	49(80)	3,2
	Энергокомплекс	1956	17	10(59)	0,86
	Нефтеюганские	2535	17	10(59)	0,67
	Уральские	1856	26	14(54)	1,4
Ямало-Ненецкий автономный округ	Ноябрьские	1648	56	33(59)	2,11
	Северные	1470	17	4(24)	1,2
Тюменская область	Тюменские	1281	2	-(-)	0,2
	Тобольские	1319	6	-(-)	0,45
	Ишимские	1863	4	-(-)	0,2
	Южные	1010	4	-(-)	0,4
Всего		22368	271	172(63)	1,2

Основная причина грозовых высокочастотных перенапряжений, заключается в большой крутизне набегающей волны с ВЛ, это делает межвитковую изоляцию трансформаторов подверженной коротким замыканиям. Так, основной причиной выхода трансформаторного оборудования из строя на 80% является образование межвитковых коротких замыканий (рисунок 1) [4].

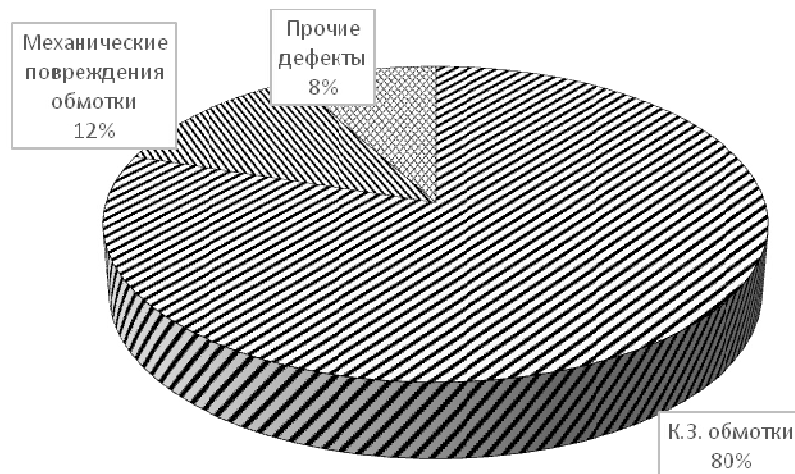


Рис. 1. Диаграмма распределения дефектов в процентном отношении для трансформаторного оборудования 110 кВ номинальной мощности 16 – 40 000 кВА ОАО «Тюменьэнерго»

Самым распространённым на данный момент средством защиты электрооборудования на подстанциях является установка нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН). Но у ОПН существует ряд недостатков:

- отсутствие искровых промежутков, что приводит к протеканию токов рабочего напряжения частотой 50 Гц через ОПН, а это при больших величинах тока может перегреть варистор и вывести ОПН из строя;
- зависимость пропускной способности ОПН от амплитуды и длительности тока, в связи с этим возможен значительный нагрев и выход из строя варистора при протекании токов импульсов коммутационных перенапряжений большой длительности (более 20 мкс);
- необходимость точного выбора параметров ОПН в зависимости от класса напряжений и характеристик сети;
- невозможность уменьшать крутизну фронта воздействующего импульса грозового перенапряжения до допустимых пределов, то есть ОПН не способен снизить градиентные перенапряжения, воздействующие на продольную изоляцию оборудования.

Анализ данных предоставленных АО «Тюменьэнерго», показывает недостаточную эффективность ОПН как средство защиты от высокочастотных перенапряжений в условиях Крайнего Севера. Так на ВЛ-110кВ «Холмогорская – Пуль-Яха» и «Холмогорская - Крайняя» ОПН были установлены ещё в 2009 году. Но на первой линии ежегодно происходила регистрация по отключению в 2012, 2013 и 2014 годах. На второй линии в период с 2010 по 2015 год зарегистрировано 10 отключений. Похожая картина была зафиксирована на ВЛ «Губкинская – Новогодняя 1» и «Губкинская – Новогодняя 2», на которых установка ОПН была произведена в 2008 году, в период до 2015 года включительно было зарегистрировано по 5 и 10 отключений соответственно.

Более эффективное средство защиты электрооборудования подстанций от высокочастотных перенапряжений в условиях грунтов, имеющих высокое сопротивление, является частотнозависимое устройства (ЧЗУ), принцип работы заключается в использовании скин-эффекта [5-6]. ЧЗУ представляет собой

индуктивно-резистивный элемент, который подключен последовательно с защищаемым объектом, и на рабочей частоте 50 Гц имеет такое же сопротивление, что и фазный провод. При проходе волны грозового перенапряжения, которая имеет частотный диапазон в 200-300 кГц, активное сопротивление устройства резко возрастает до 150-200 Ом. Конструкция ЧЗУ в виде спирали (рисунок 2) позволяет создавать и высокое реактивное сопротивление, снижающее крутизну импульса перенапряжения, уменьшая тем самым опасность межвитковых замыканий в защищаемом оборудовании.

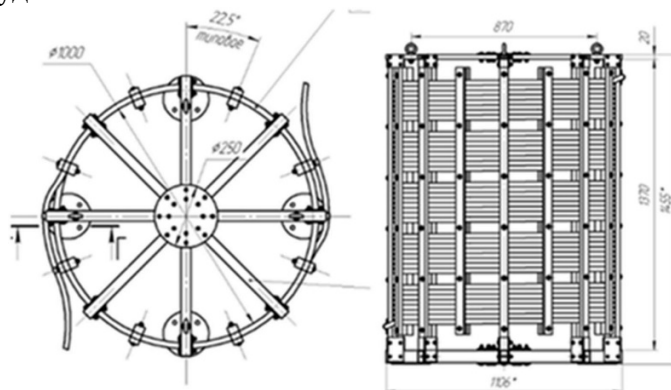


Рис. 2. Общий вид конструкции ЧЗУ

Сравнительный анализ влияния ЧЗУ, силового реактора (ВЧ - заградителя), конденсаторов связи, а также совместного применения силового реактора и конденсатора связи на крутизну импульса перенапряжения показал, что ЧЗУ является наиболее эффективным защитным устройством. Так же результаты сравнительного анализа и численной оценки работы ЧЗУ подтверждает мониторинг 3-х опытных образцов устройства, установленных на ПС «Сугмутская» в 2014 году.

Система мониторинга в постоянном режиме следила за напряжением на входе и выходе устройства в течение всего грозового периода 2015 года. В течение этого периода системой было зарегистрировано 3 импульса перенапряжения различного происхождения, пришедших с ВЛ. Амплитуда последнего импульса, зарегистрированного в августе, составляла около 350 кВ. Но на выходе частотнозависимого устройства возмущений зарегистрировано не было.

Установка ЧЗУ на ВЛ также целесообразна с экономической точки зрения, так как, частотнозависимое устройство устанавливается только на последней опоре непосредственно перед самой подстанцией. В тоже время, это облегчает не только установку, но и контроль работы ЧЗУ. И самое важное, устройство построено по принципу: «Установил и забыл». Гарантийный срок эксплуатации материалов составляет не менее 30 лет.

Подводя итоги, можно сформулировать достоинства ЧЗУ, которыми являются:

- высокое активное и реактивное сопротивление при прохождении высокочастотных импульсов перенапряжения;
- способность эффективно воздействовать на крутизну входного импульса;
- отсутствие потерь при нормальном режиме работы;
- не требует заземления;
- простота в изготовлении и установки на объекте;
- возможность подобрать оптимальные параметры для подстанции любой мощности;
- невысокая стоимость;
- продолжительность непрерывной работы до 30 лет;
- минимальные затраты при эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гаранин А. Е. Перенапряжения на аппаратуре СЦБ в грозовой сезон / А. Е. Гаранин, В. Е. Митрохин // Наука и образование транспорту: Материалы III Всероссийской научно-практич. конф. (Самара - Пенза, 2010) / Самарский гос. ун-т путей сообщения. Самара, 2010. С. 62-64.
2. Лысков Ю.И., Антонова Н.П., Максимов В.М., Демина О.Ю. Проблемы применения нелинейных ограничителей перенапряжений 110-750 кВ//Электрические станции. - 1988. -№ 9. -с.43-47.
3. Данилов Г.А., Зубков А.С. ЗАО «ФЕНИКС-88», Новосибирск, Боровицкий В.Г., Лошаков Ю.Е. ОАО «Тюменьэнерго» Надежность воздушных электросетей.
4. Лавринович В.А., Мытников А.В. Научно-исследовательской работа (НИР) по разработке программно-аппаратного комплекса диагностики активных частей трансформаторов (диагностического комплекса контроля состояния обмоток трансформаторов) на тему: «Разработка программно-аппаратного комплекса диагностики активных частей трансформаторов».
5. Коробейников С. М., Лавров Ю.А., Илюшов Н. Я. Разработка частотозависимого устройства для подавления высокочастотных перенапряжений / С. М. Коробейников, Ю. А. Лавров, Н. Я. Илюшов // Диагностика электрических установок: материалы 9 науч.-практ. семинара Обществен. Совета специалистов Сибири и Дальн. Востока [Красноярск, Дивногорск, 16–17 апр. 2014 г.]. – Красноярск;Дивногорск, 2014.
6. Илюшов Н. Я. Эффективное средство защиты электрооборудования от высокочастотных перенапряжений/ Н. Я. Илюшов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. - 2015. - № 4. - С. 18-26.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ТИПА ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ НА ИНТЕНСИВНОСТЬ ПРОЦЕССА АБРАЗИВНОГО ИЗНОСА СТАЛИ 20X13

Селезнев Л.И., Тхабисимов А.Б., Медников А.Ф., Муратов Д.И.

Национальный исследовательский университет Московский энергетический институт,
г. Москва

АННОТАЦИЯ

В настоящей работе представлены результаты исследовании поведения статистических характеристик твердых частиц различного типа эродента при абразивном износе плоской металлической мишени из стали 20X13

Ключевые слова: абразивный износ; электрокорунд, карбид кремния; сталь 20X13; статистические характеристики.

Проведенный анализ опубликованных в последнее время работ показал, что основными величинами, которые влияют на процесс абразивного износа материала, являются:

- скорость и угол взаимодействия твердых частиц с поверхностью мишени;
- твердость, плотность и модуль упругости материала мишени;
- расходная массовая концентрация твердых частиц в потоке;
- форма, размер, плотность и твердость частиц;
- температура материала мишени.

Ввиду многообразия форм твердых частиц, их размеров, скоростей и углов атаки их движение по существу является случайным [1]. Также является случайным распределение мест соударений частиц с поверхностью и реакция поверхности на данные возмущения. Поэтому, абразивный износ поверхности дискретным твердым эродентом является случайным процессом и динамика его развития должна быть отражена в поведении статистических характеристик этого процесса.

В данной работе представлены результаты анализа поведения статистических характеристик газообразного потока, в частности, поведений оценок математического ожидания M (среднего значения), среднеквадратического отклонения σ , коэффициента асимметричности Sk и эксцесса Ex размеров отраженных частиц различного типа твердого эродента со временем в результате их взаимодействия с мишенью. Проведенные исследования показали, что, начиная с некоторого момента времени, такие характеристики, в дальнейшем перестают существенно изменяться и это может свидетельствовать о наступлении установившегося периода, а, следовательно, возможном существовании некоторого предшествующего этапа.

\bar{M} – математическое ожидание случайной величины, в данном конкретном случае - среднее значение линейного размера твердых частиц:

$$\bar{M} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n},$$

где n – количество уловленных отраженных частиц, x_i – линейный размер i – ой частицы.

Среднеквадратичное отклонение σ – степень сгущенности вокруг математического ожидания \bar{M} :

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{M})^2}{n(n-1)}},$$

Коэффициент асимметричности Sk – это показатель симметричности кривой распределения. При левосторонней асимметрии ее показатель является положительным и в распределении преобладают более низкие значения величины \bar{M} . При правосторонней – показатель отрицательный и преобладают более высокие значения. Формула для коэффициента асимметрии является следующей:

$$Sk = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{M})^3}{n \cdot \sigma^3}$$

Применительно к настоящим исследованиям изменение значения коэффициента асимметрии Sk с течением времени будет свидетельствовать о следующем:

- положительные значения Sk - уменьшение оценки математического ожидания \bar{M} , т.е. смещении наиболее вероятных длин частиц в сторону мелкодисперсной составляющей;
- отрицательные значения Sk - увеличение оценки математического ожидания \bar{M} , т.е. смещении наиболее вероятных длин частиц в сторону крупнодисперсной составляющей.

Эксцесс Ex (равен нулю для нормального распределения):

$$Ex = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{M})^4}{n \cdot \sigma^4} - 3$$

Применительно к настоящим исследованиям изменение значения эксцесса Ex с течением времени будет свидетельствовать о следующем:

- положительные значения эксцесса Ex - меньшая «размытость» плотности распределения в связи с отсутствием дробления частиц крупнодисперсной фракции.
- отрицательные значения эксцесса Ex - большая «размытость» плотности распределения в связи с дроблениями частиц крупнодисперсной фракции.

Экспериментальные исследования проводились на абразивном стенде ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» [2]. Основные параметры эксперимента и характеристики твердых частиц эродента приведены в таблицах 1 и 2 соответственно.

Таблица 1. Параметры эксперимента

Расход несущей среды, кг/с	$37,3 \times 10^{-5}$
Расход твердых частиц эродента, кг/с	$8,3 \times 10^{-5}$
Угол атаки газобразивного потока, градус	90
Материал мишеней	Сталь 20Х13
Микротвердость мишеней, HV _{0,05}	200±20
Температура поверхности мишеней, °С	25

Таблица 2. Характеристики твердых частиц эродента

Наименование	Электрокорунд (Al ₂ O ₃)	Карбид кремния (SiC)
Микротвердость, HV _{0,05}	1600±50	2000±50
Размер частиц в состоянии поставки	250÷300 мкм	250÷300 мкм

Время экспонирования мишеней варьировалось и составляло от 1 до 36 минут. После проведения каждого эксперимента «ловушка» с уловленными твердыми частицами эродента извлекалась из держателя мишеней. Для получения изображений частиц и измерения их линейных размеров использовался растровый электронный микроскоп TESCAN MIRA 3 LMU.

При оценке состава уловленных твердых частиц эродента статистический анализ их размеров проводился на нескольких частных выборках, каждая из которых содержала от 100 до 300 уловленных частиц. Измерение размеров уловленных отраженных частиц (см. рисунок 1) после каждого времени экспонирования на стенде проводилось с помощью программного комплекса Adobe Acrobat Pro.

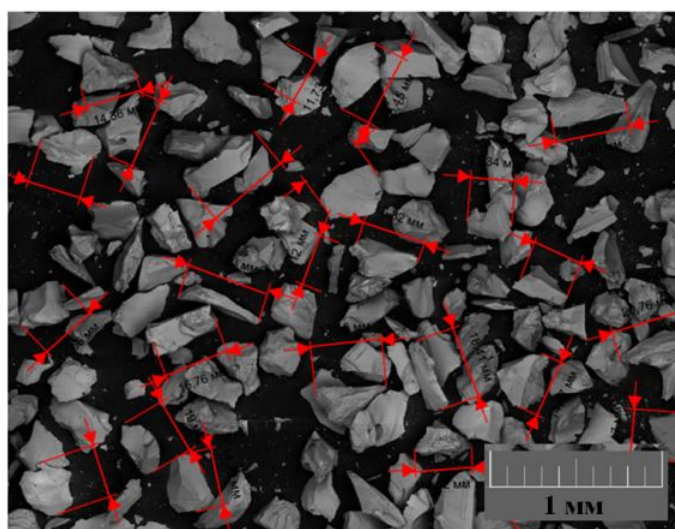


Рис. 1. Измерение размеров уловленных твердых частиц эродента

На основании полученных численных значений оценок математического ожидания \bar{M} , среднеквадратического отклонения σ , коэффициента асимметрии S_k и эксцесса E_x определялись функциональные зависимости этих величин от времени экспонирования t на стенде, а именно $\bar{M} = f(t)$, $\sigma = f(t)$, $E_x = f(t)$, $S_k = f(t)$ для обоих типов эродента (см. рисунки 2, 3).

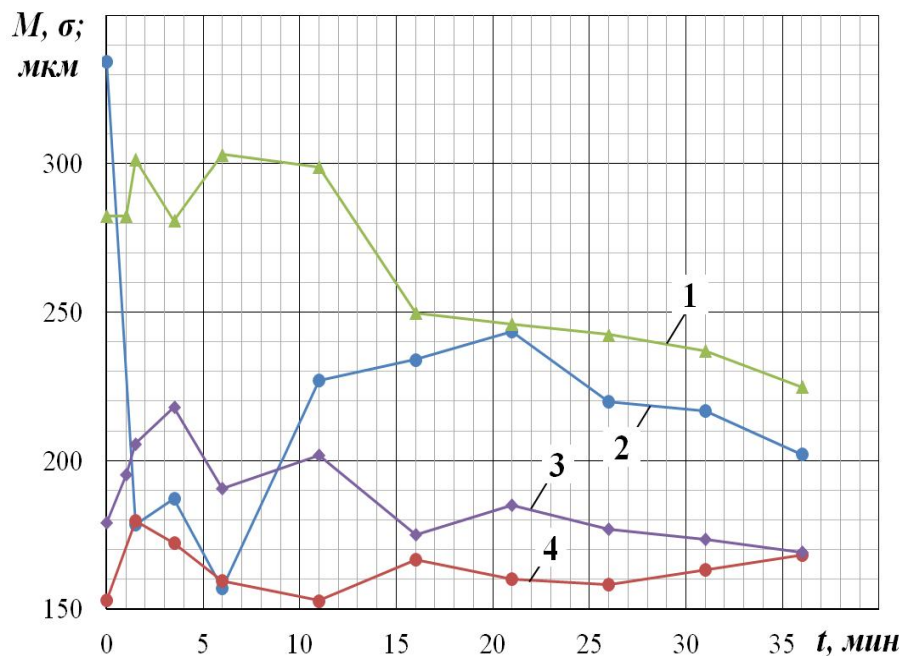


Рис. 2 Поведения оценок статистического математического ожидания M и среднеквадратического отклонения σ отраженных частиц электрокорунда (за висимости 2, 4) и карбида кремния (зависимости 1, 3)

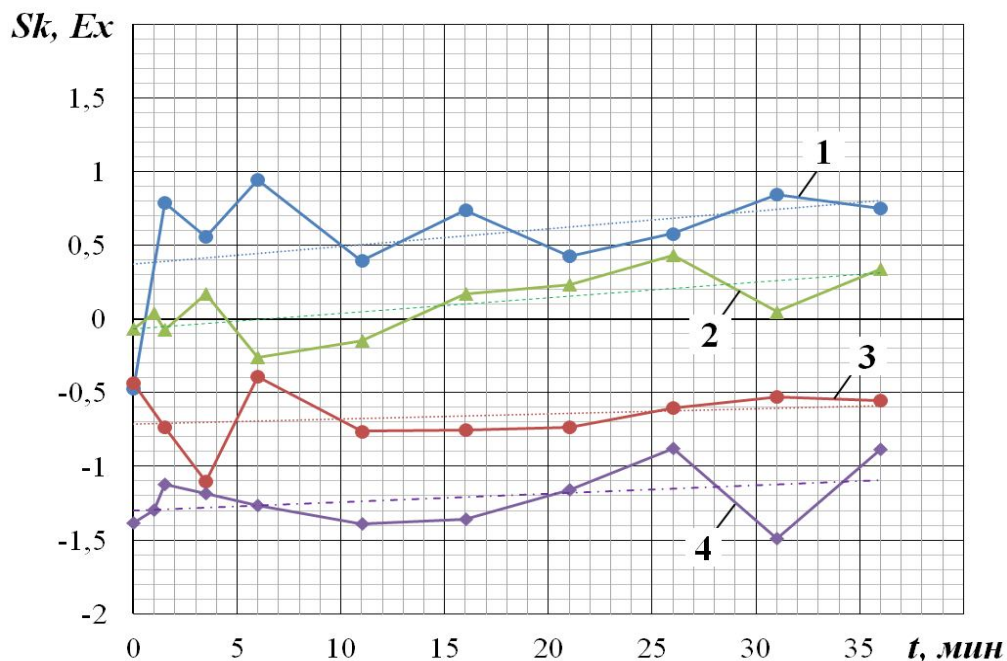


Рис. 3 Поведения оценок коэффициента асимметрии S_k и эксцесса E_x отраженных частиц электрокорунда (зависимости 1, 3) и карбида кремния (зависимости 2, 4)

Выводы

В результате проведенных исследований установлено, что при выбранных параметрах эксперимента изменения по времени значений статистических оценок математического ожидания, среднеквадратического отклонения, коэффициента асимметрии и эксцесса отраженных твердых частиц электрокорунда и карбида кремния практически заканчиваются после 15 и 11 минут испытаний соответственно.

Поведения статистических характеристик твердых частиц эродента показывают, что исходные частицы после взаимодействия с плоской мишенью не сразу приобретают неизменные со временем статистические характеристики – имеется определённый промежуток времени, который можно рассматривать как переходный этап процесса абразивного износа к установившемуся периоду с постоянной скоростью износа.

Благодарности

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках Приказа № 184 от 10 марта 2015 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Селезнев Л.И., Медников А.Ф., Тхабисимов А.Б. Анализ поведения статистических характеристик эродента при абразивном износе конструкционных материалов // Вестник МЭИ. – 2015. - № 5. – С. 25-29.
2. Тхабисимов А.Б., Качалин Г.В., Медников Ал.Ф., Сидоров С.В. Экспериментальный стенд для изучения абразивной стойкости конструкционных материалов и защитных покрытий // Естественные и технические науки, 2013 г. - №5. – С.234 – 238.

СПЕКТРАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Зиганшина А.И.

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

В настоящее время энергосистема России характеризуется высокой степенью физического износа и как следствие, снижающимися показателями надежности. Анализ аварий в энергетической системе России показал, что наименее надежным элементом энергосистемы являются воздушные линии(ВЛ) [1]. Наиболее распространенными повреждениями на ВЛ являются различные виды замыканий [2],[3].

В настоящее время в энергосистеме существует большое количество различных способов диагностики замыканий. Одним из перспективных возможно выделить способ определения места замыкания в распределительных сетях на основе высших гармонических составляющих (ВГ) в спектре токов и напряжений, на чем возможно построить индикацию повреждения. Одновременно имеет место быть многократное усиление отдельных ВГ напряжения, что предоставляет возможность связать «резонансные» частоты с удаленностью замыкания.

Для оценки «резонансных» частот ВЛ была создана модель одиночной воздушной линии, разработанную в программе MATLAB Simulink. Модель состоит из нескольких блоков: источник трехфазного напряжения (Three-Phase Source), трехфазный измеритель(Three-Phase V-I Measurement), линия с распределенными параметрами (Distributed Parameters Line), трансформатор 35/0.4 кВ (Three-Phase Transformer),

нагрузка 0,4 кВ, 400 кВт (Three-Phase Parallel RLC Load), управляемый ключ (Ideal Switch) и заземление (Ground).

Аварийный режим моделируется с помощью управляемого ключа (Ideal Switch) и заземления (Рис.1). На контрольный вход ключа подается белый шум (Band-Limited White Noise). Измерения параметров высших гармоник проводятся на напряжении 35 кВ.

Проводятся два эксперимента:

- 1) Замыкание происходит на расстоянии 15 км от начала линии
- 2) Замыкание происходит на расстоянии 30 км от начала линии

Выбирается нужный шаг дискретизации и время, затем запускается симуляцию виртуальной модели. При замыкании фазы на землю наблюдается резкое изменение осциллограмм напряжений в начале линии (рис.2). Также проводится FFT анализ и наблюдается появление высших гармоник в момент срабатывании ключа (рис.3).

При удалении точки подключения ключа от начала линии амплитуда ВГ и напряжения уменьшаются. (рис.4, рис.5)

Полученные результаты анализа показывают влияние величины полного сопротивления линии на «резонансную» частоту.

Процесс возникновения замыкания преимущественно сопровождается процессом горения дуги. Так как дуговой разряд является нестационарным, то он инициирует появление ВГ в сети. Известно, что ВЛ обладает как индуктивным сопротивлением, так и емкостной проводимостью. Данный факт позволяет сделать вывод о возможном наличии резонансных явлений на некоторых из ВГ. От расположения места замыкания на линии меняются ее резонансные характеристики, следует ожидать определенной зависимости частоты резонанса ВГ от места замыкания. Зависимости частоты резонанса ВГ от места замыкания возможно ожидать как на высоком, так и на низком напряжениях. По мере удаления места замыкания от источника питания амплитуда ВГ будет снижаться.

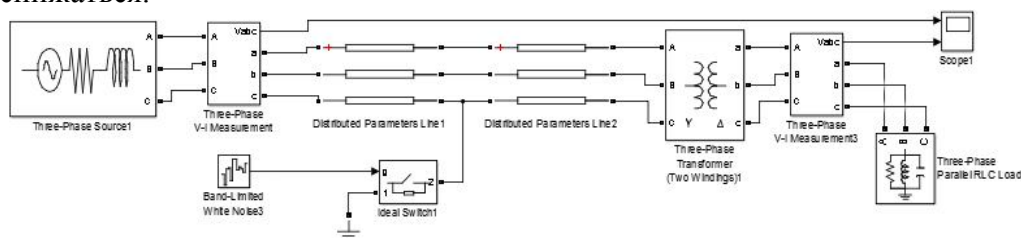


Рис. 1. Диалоговое окно с моделью одиночной ВЛ

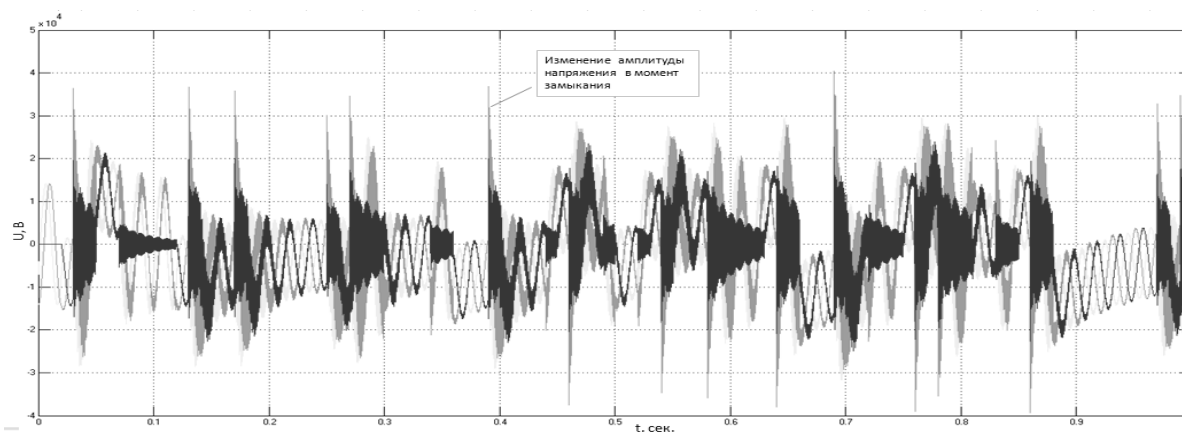


Рис. 2 Осциллограмма напряжений в начале линии (замыкание происходит на расстоянии 15 км от начала линии)

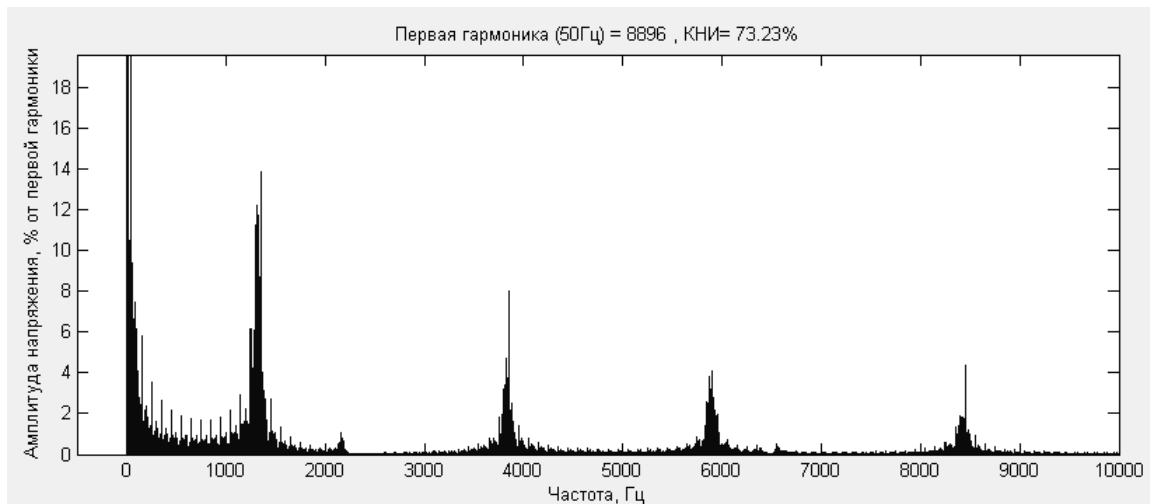


Рис. 3 Частотный анализ в начале ВЛ на напряжении 10 кВ линии
(замыкание происходит на расстоянии 15 км от начала линии)

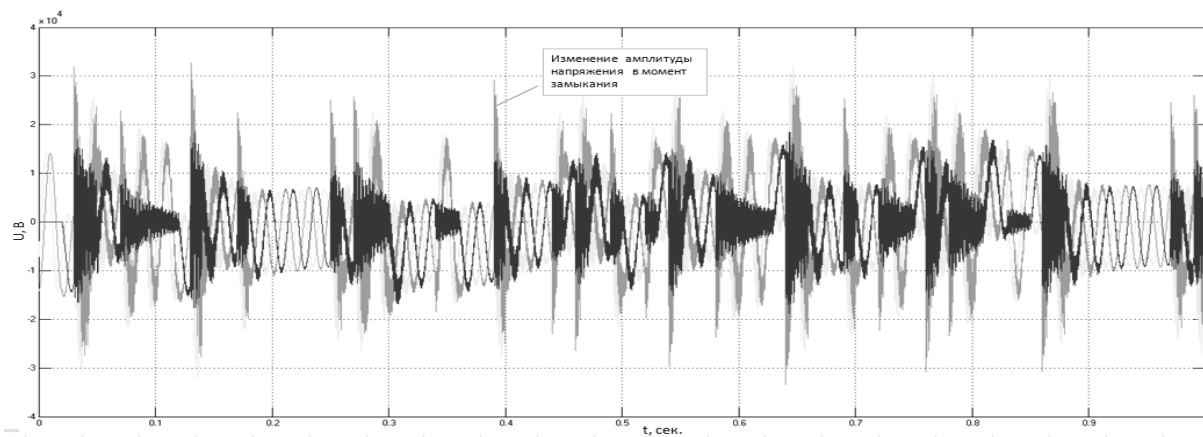


Рис. 4 Осциллограмма напряжений в начале линии
(Замыкание происходит на расстоянии 30 км от начала линии)

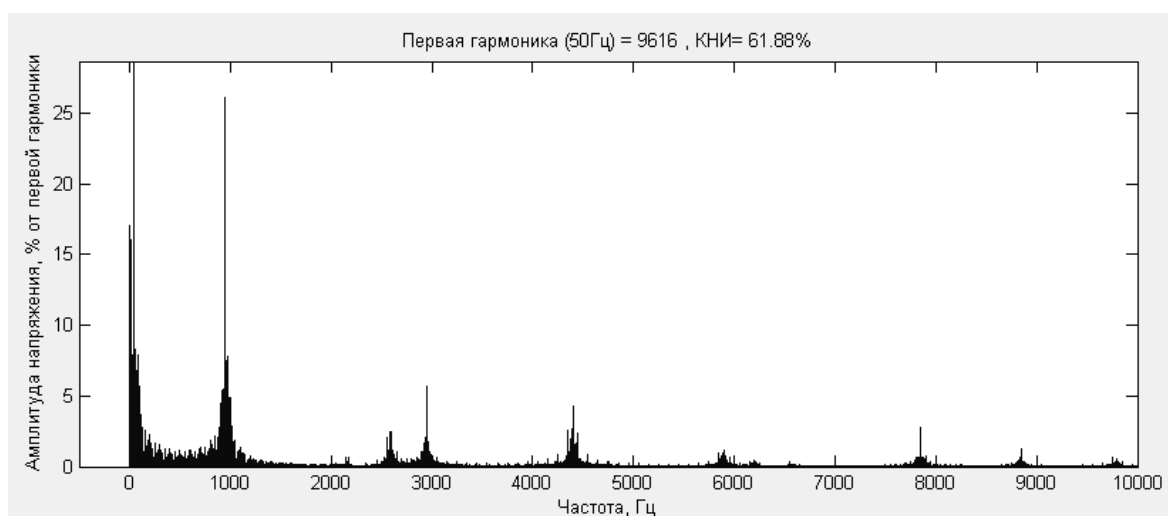


Рис. 5 Частотный анализ в начале ВЛ на напряжении 10 кВ
(Замыкание происходит на расстоянии 30 км от начала линии)

ЛИТЕРАТУРА

1. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ // Библиотечка электротехника. Приложение к журналу «Энергетик» за 2001 г.
2. Шалин А.И. Замыкания на землю в сетях 6–35 кВ. Случаи неправильных действий защиты // Новости Электротехники. – 2005. – № 2 (32).
3. Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей // Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЁТОВ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ

Ахмадуллин Р.З.

Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа

Солнечное излучение на Земле достаточно хорошо изучено для климатологических расчетов, но недостаточно – для ряда энергетических расчетов. Особенно это касается расчетов по созданию систем энергоснабжения на базе СЭУ для автономных потребителей, а также небольших локальных энергосистем

Работа СЭУ на локального потребителя малой мощности (кВт или десятки кВт) совместно с традиционными типами энергоустановок (ДЭУ) или без них с аккумуляторами энергии различного цикла аккумуляции. Здесь СЭУ, имеющие нулевую гарантированную мощность, обязательно должны сочетаться с аккумуляторами энергии разного цикла аккумуляции в зависимости от конкретного типа потребителя СЭУ здесь обеспечивают как надежную работу всей системы энергоснабжения автономного потребителя, так и экономию невозобновляемого ископаемого органического топлива.

Учитывая все сказанное выше в п 2.1 можно сделать заключение о том, что для ГЭР при обосновании параметров и режимов разных типов СЭУ, работающих в разных вариантах или условиях их функционирования требуется достаточно специфическая во всех отношениях исходная информация по СИ в рассматриваемой точке А или на территории S

На величину прихода СИ на ПП будут влиять как основные и вспомогательные углы ориентации ПП на Солнце (см выше гл.1), так и энергетические показатели технологических схем реализации СЭУ, а также социально-экологические факторы в рассматриваемом регионе.

Для решения данной задачи автором решено автоматизировать процесс технических расчетов.

Расчёты базируются на следующий методический прием. Учитывая, что большинство актинометрических станций в мире измеряет, как правило, приход солнечной радиации на неподвижную горизонтальную приемную площадку, то именно величина прихода СР на горизонтальную площадку и принимается в качестве количественной меры оценки ресурсов СР как в точке А (j°, y°) так и для заданной территории S (км²). Далее полученные данные для горизонтальной ПП пересчитываются по эмпирическим формулам, предлагаемым разными авторами на произвольно ориентированную ПП с тем или иным по уровню детализации учетом различных факторов, влияющих на приход СР.

Программа разработана в среде VB.Net, которая имеет простой язык. На первом этапе проектирования будущей СЭУ пользователю необходимо ввести в соответствующие текстовые поля данные, необходимые для расчетов: мощность сети локального потребителя, широту и долготу местности, где планируется разместить СЭУ. Окно приложения для ввода данных представлено на рисунке 1.

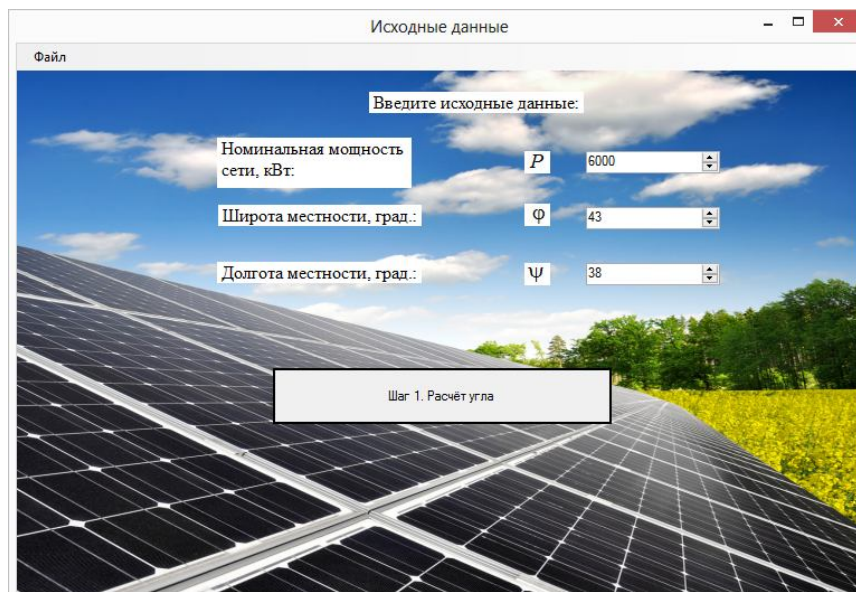


Рис. 4. Окно приложения

На втором этапе пользователю предоставляется возможность определить оптимальный угол наклона установки к поверхности земли. При этом считается, что приёмная площадка ориентирована строго в южном направлении. Для этого нужно ввести следующие справочные данные для своей местности: среднемесячный приход солнечной радиации на горизонтальную площадку, коэффициент прозрачности для каждого месяца года и значение отражательной способности земли (рисунок 2). Подобная информация может быть получена по нескольким общеизвестным базам данных по солнечной радиации (СР) на земле в целом (база NASA) или бывшего СССР (база данных кафедры нетрадиционных и возобновляемых источников энергии МЭИ (ТУ)). Последняя из упомянутых баз данных в отличие от базы данных NASA, которая обобщает среднегодовые данные по всему миру в целом за 8 лет, (с 1984 г по 1992 г) получена на основе обработки фактических многолетних данных по 166 расчетным точкам за длительный период времени в Научно-прикладном справочнике по климату бывшего СССР. Тем самым в указанной базе данных содержится более достоверная информация по 166 расчетным точкам бывшего СССР, чем в соответствующих точках по базе данных NASA.

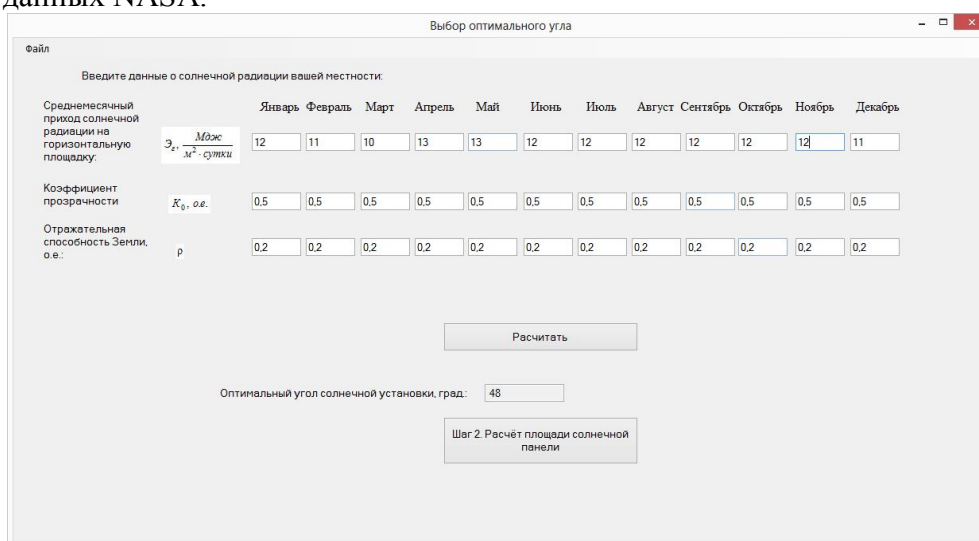


Рис. 5. Справочные данные

ЛИТЕРАТУРА

1. Виссарионов В.И., Дерюгина Г.В., Кузнецова В.А., Малинин Н.К., СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА: Учебное пособие для вузов / Под ред. В.И. Виссарионова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. - с.
2. Visual Basic 2010 на примерах. — СПб.: БХВ-Петербург, 2010. — 336 с.: ил. . Зиборов В.В,

КОНЦЕПЦИЯ АВТОНОМНЫХ ПРИВЯЗНЫХ ВОЗДУШНЫХ ПЛАТФОРМ

Ласков А.Д.

Екатеринбургский энергетический техникум, г.Екатеринбург

Эффективное энергоснабжение сельских районов остается серьезной проблемой. Существующие решения сосредоточены на дизельных электростанциях или возобновляемых источниках энергии, таких как ветряная электростанция или солнечная энергия. Дизельные электростанции дорогие, требуют регулярной дозаправки, но и с возобновляемыми источниками энергии есть проблемы, такие как колебания ветра и не гарантированные отсутствия солнечного света. Одним из возможных способов решения данной проблемы может выступать использование автономных привязных воздушных платформ.

Аэростаты являются промышленными версиями дирижаблей. Бортовая часть, или "конверт", использует газообразный гелий, чтобы оставаться в воздухе, и подключен к стационарной наземной системе с проводящим тросом.

Сегодня аэростат не зависит от основного экипажа и может осуществлять с безопасную эксплуатацию полный рабочий день.

Концепция автономных привязных воздушных платформ «Altaeros» проста: объединить аэростат, один из самых надежных, проверенных воздушных подъемных платформ, с инновационной современной системой управления полетом. С помощью этой простой идеи «Аэростат» развертывает первую в мире автономную систему аэростатов, чтобы надежно вырабатывать энергию на высоте до 600 м над уровнем земли (рисунок 1).

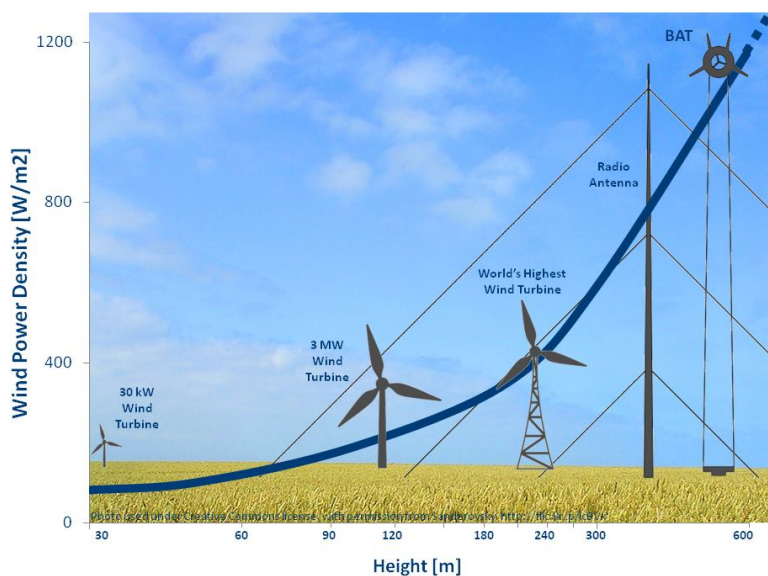


Рис.1. Аэростат на высоте до 600 м используется над уровнем земли

«Altaeros» опирается на управление полевых операций и для обеспечения безопасной и надежной работы своих подъемных платформ. Новая система управления полетом автоматически управляет операциями запуска, при удержании и спуска, а также обеспечивает аэростат на своей наземной станции во время суровых погодных условий. Небольшой основной экипаж и полный рабочий день не только значительно снижает эксплуатационные расходы, но и увеличивает диапазон условий, в которых аэростат может безопасно работать. Небольшой размер и компактная доставка дополнительно обеспечивает низкую стоимость, быстрая установка по сравнению с альтернативными системами, такими как ветряные станции, солнечные батареи.

Потенциальные области применения технологии от «Altaeros» включают в себя:

- Выработка энергии от сильных ветров высоты над уровнем моря;
- Телекоммуникация;
- Контроль влажности почвы и другие агропромышленные применения;
- Широкие вычислительные сети для M2M или IOT приложений;
- Мониторинг окружающей среды.

Автономные привязные воздушные платформы «Altaeros» предназначены для подъема легких ветровых турбин на высоту до 600 м над уровнем земли, где ветра являются сильными. На этих высотах, «Altaeros» может обеспечить бесперебойную выработку электроэнергии.

Применение автономных привязных воздушных платформ имеет следующие преимущества:

1. Автоматизированная и надежная работа сводит к минимуму материально-техническое обеспечение и поддержку.
2. Быстрая установка из стандартных транспортных контейнеров.
3. Значительное сокращение двигателей на дизельном топливе.

Использование аэростаттехнологии в сочетании с запатентованной автономностью и подходом к управлению, экономическое и чистое производство электроэнергии может стать реальностью, а не желанием.

ЛИТЕРАТУРА

1. <http://www.altaerosenergies.com/energy.html>
2. <http://www.altaerosenergies.com/technology.html>
3. https://www.nsf.gov/discoveries/disc_summ.jsp?cntn_id=134023
4. <http://www.citylab.com/tech/2015/02/this-floating-wind-turbine-looks-like-a-stubby-shark/385148/>

ОПТИМИЗАЦИЯ ТОНИНЫ ПОМОЛА УГЛЯ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКОГО НЕДОЖОГА

Увалиев А.К., Захаров В.А., Степанова О.А.

Государственный университет имени Шакарима, Республика Казахстан, г. Семей

По данным Министерства Энергетики Республики Казахстан по состоянию на 2014 год, Республика Казахстан занимает 7-е место в мире по объему доказанных запасов угля (Рис. 1). Этим объясняется актуальность проведения исследований по повышению эффективности сжигания угля [1, 2].

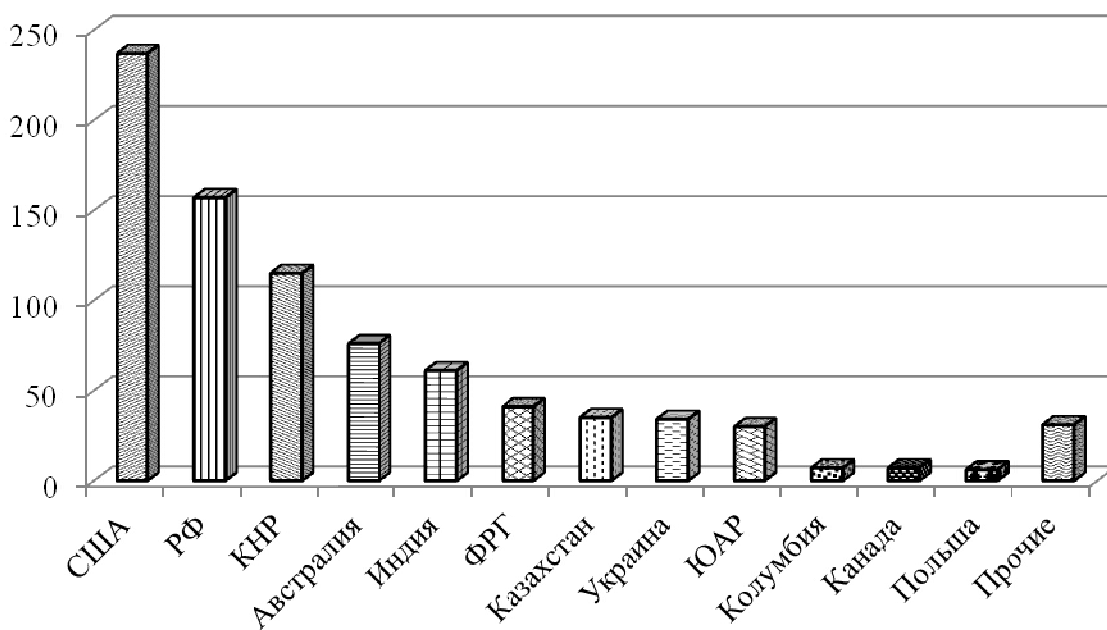


Рис. 1. Объем доказанных запасов угля

В РК уголь очень широко используется в качестве энергетического топлива. Для правильной организации процесса сжигания топлива необходимо учитывать ряд факторов, для получения максимально высокого коэффициента полезного действия котла. К потерям при работе котельного агрегата относятся:

- потери тепла с уходящими газами;
- потери тепла от химической неполноты сгорания;
- потери тепла от механической неполноты сгорания;
- потери тепла через ограждающие поверхности;
- потери тепла с физическим теплом шлака [3].

Одним из способов сжигания угля является сжигание в пылевидном состоянии. На потери тепла от механической неполноты сгорания большое влияние оказывает тонина помола топлива. На оптимальное значение тонкости помола влияет ряд величин:

- вид топлива;
- стоимость топлива;
- реакционная способность топлива;
- конструкция топки;
- конструкция горелочных устройств.

Также необходимо учитывать и величину коэффициента избытка воздуха на потери тепла от механической неполноты сгорания.

На величину коэффициента избытка воздуха влияет:

- вид топлива;
- способ сжигания;
- конструкция топки.

Объектом исследования был процесс горения каменного угля марки Дв энергетическом котле, а предметом исследования – влияние тонины помола и коэффициента избытка воздуха на величину потерь от механической неполноты сгорания.

Для определения влияния тонины помола и коэффициента избытка воздуха на величину механического недожога применили полный факторный эксперимент [4]. При этом число изменяемых исследуемых факторов было два:

- Z_1 – тонины помола (изменяется от 10 до 60 %);

- Z_2 – коэффициент избытка воздуха (изменяется от 1,15 до 1,25).

Функцией отклика Y была величина потерь тепла от механической неполноты сгорания.

В результате было получено уравнение:

$$Y=1,9945-0,4655 \cdot X_1+0,0345 \cdot X_2-1,5055 \cdot X_1 \cdot X_2.$$

Анализ полученного уравнения показал, что на величину механического недожога в основном надо учитывать совместное влияние тонины помола угля и коэффициента избытка воздуха.

ЛИТЕРАТУРА

1. <http://energo.gov.kz>
2. Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года. Утверждено постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724.
3. <http://www.kvzr.ru>
4. Губин С.В., Яковлев А.И. Теория планирования экспериментов в энергетике. - Киев: «Миллениум», 2009. - 158 с.

СПОСОБЫ ЭКОНОМИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕРМИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Кудрявцева Е.А., Рахимова Ю.И.

Самарский государственный технический университет, г. Самара

Термическое оборудование является одним из наиболее значительных потребителей энергоносителей (электричество, газ) и ресурсов (огнеупоры, электроды, медь, газы, масла, вода и т.д.) на металлургических, машиностроительных и др. предприятиях.

Доля полезного тепла по сравнению с общим теплопотреблением составляет часто лишь 10...30 % для техники, работающей на газе, и 30...50 % для электротермического оборудования.

Учитывая высокую степень энергопотребления при эксплуатации термического оборудования и значительность доли, которую оно занимает среди энергопотребителей, особо актуальным представляется вопрос об осуществлении жесткой экономии энергии путем применения новых материалов и конструкций, новых прогрессивных технологий и реконструкции действующего термического парка. Выходом из создавшегося положения может быть избирательная политика обновления и модернизации парка оборудования. На каждом предприятии, которое заинтересовано в получении прибыли за счет экономии энергоресурсов, следует обследовать и реально оценить состояние термического парка на своем производстве.

Одни из печей следует останавливать на полную реконструкцию; другим, при остановке их на ремонт, может быть предложена частичная модернизация, в частности:

- замена футеровочных и теплоизоляционных материалов на современные высокоэффективные;

- замена газогорелочной системы (особое значение имеет регулирование процесса горения и утилизация продуктов сгорания);
- замена электронагревателей (конструкции либо материала).

Для некоторых процессов возможно наиболее экономичной была бы замена самого типа печей (например, замена вакуумными печами печей с контролируемой атмосферой) или замена энергоносителя; где-то можно применить внутривзаводскую кооперацию и вывести часть термического парка из технологического оборота.

Способы экономии энергии при эксплуатации термического оборудования различаются также и объемами вложенных в них затрат. Пути экономии энергии при эксплуатации термического оборудования, которые или вовсе не требуют затрат, или требуют незначительных затрат:

1. Использование не менее 70 % рабочего пространства оборудования.
2. Составление оптимальных графиков нагрузки-выгрузки.
3. Эксплуатация печей в продолжительном режиме.
4. Контроль и учет потребления энергоносителей.
5. Местные уплотнения частей термического оборудования (заслонок, дверей и других технологических отверстий).
6. Использование вторичных энергоресурсов (отходящих газов, воды) и т.д.

Кроме того, существует целый ряд путей экономии энергии при эксплуатации термического оборудования, которые требуют значительных затрат на реконструкцию:

1. Использование малоинерционных и низкотеплопроводных изоляционных материалов.
2. Уменьшение собственной термической массы в виде загрузочных средств, инструмента, оснастки и т.д., обеспечение быстрой и экономичной загрузки (автоматизация).
3. Использование новой техники герметизации.
4. Внутренняя рекуперация (организация противотока садки и дымовых газов и т.д.).
5. Рациональное распределение мощности внутри объема термического устройства (реконструкция нагревателей, применение принудительной конвекции).
6. Использование современных электронных систем управления.
7. Использование защитных атмосфер вместо воздуха при нагреве выше 600°C. Это уменьшает или полностью исключает энергетические потери на выполнение операций по удалению окалины.
8. Применение высокотемпературной термической обработки в вакууме вместо обработки в воздушной атмосфере.
9. Замена закалки и отпуска изотермической закалкой.
10. Применение кипящего слоя как среды нагрева.
11. Использование высокоэффективных систем сжигания топлива, с подачей разогретого за счет тепла отходящих газов воздуха горения.
12. Реконструкция дуговых печей переменного тока за счет перехода их на постоянный ток, что позволяет снизить расход электроэнергии на 10...15 % (не говоря уже о снижении расхода электродов в 2...5 раз, огнеупорных материалов на 20...30 %, исходного сырья на 1,5...2 %, дорогостоящих легирующих добавок на 20...60 %).
13. Переход на малотоннажное термическое оборудование (малоинерционность, модульные конструкции, многоцелевое назначение).

14. Переход на поверхностный нагрев там, где можно не осуществлять объемный (скоростной нагрев, нагрев ТВЧ, индукционный).

15. Использование прогрессивных энергосберегающих технологий и т.д.

Экономия энергоносителей при этом составляет от 20 до 60 % и создается за счет уменьшения затрат и времени на разогрев печей (время разогрева печей до 1000°C может быть уменьшено до 1...2 ч), уменьшения теплотерь и мощности обслуживающих механизмов, сокращения продолжительности ремонтов и межремонтных простоев, а также увеличения производительности печей.

На материалах стоит остановиться отдельно. В настоящее время существуют высокоэффективные, малоинерционные огнеупорные и теплоизоляционные материалы, обеспечивающих надежную долговечную работу при максимальной температуре длительного применения:

- До 750°C – базальтовые плиты и картоны, плотностью от 140 до 220 кг/м³
- До 875°C – перлитокерамика, пенодиатомит, вермикулит плотностью до 350 кг/м³
- До 1200°C – муллитокремнеземистые материалы: плиты, плотностью до 450 кг/м³, фетр, войлок и рулонный материал, с кажущейся плотностью до 200 кг/м³
- До 1500°C – муллитокремнеземистые плиты на высокотемпературном связывающем, плотностью до 700 кг/м³.

Футеровка из малоинерционных волокнистых материалов обеспечивает минимальные потери с поверхности печи и минимальные затраты энергии на ее разогрев после остановок. Поверхность футеровки не пылит и не разрушается при наличии воздушных потоков со скоростью до 6 м/с. Кроме того, конструкция футеровки обеспечивает простоту и удобство монтажа, а также достаточную ремонтнопригодность. Конечный выбо материалов зависит, кроме теплофизических и прочностных характеристик, от стоимости 1 м² кладки и принимается после точного персонафицированного расчета.

Что касается экономии тепла за счет тепла уходящих газов, то существует несколько путей использования вторичного энергоресурса:

1. Использование энергии дымовых газов для общецеховых или общезаводских нужд (отопление, горячая вода).
2. Использование дымовых газов одной печи, как энергоноситель для другой, температура, в рабочем пространстве которой ниже.
3. Нагрев воздуха горения

Нагрев воздуха горения также может осуществляться несколькими путями:

- Через рекуперативную горелку;
- Через отдельно стоящий рекуператор.

Экономия энергоносителей от осуществления энергосберегающей политики на предприятии составляет от 20 до 60 % и создается за счет уменьшения затрат на разогрев печей, уменьшения тепловых потерь и мощности обслуживающих механизмов, сокращения продолжительности ремонтов и межремонтных простоев, а также увеличения производительности печей.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЛГОРИТМА ОПТИМИЗАЦИИ ПОТРЕБЛЕНИЯ МОЩНОСТИ ИЗ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ПРИМЕРЕ МАГНИТОГОРСКОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО УЗЛА

Курилова Н.А., Варганова А.В.

Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова,
г. Магнитогорск

В настоящее время, в связи с переходом на рыночные отношения возникает необходимость увеличения эффективности управления энергопотреблением, поскольку это отвечает экономическим интересам поставщиков и потребителей электроэнергии. Исходя из этого, рынок электроэнергии должен представлять собой многокомпонентный механизм согласования экономических интересов всех субъектов данного рынка. Одним из направлений решения данной задачи является точный учет и контроль электроэнергии, принимаемой из энергосистемы.

Учет объема мощности, принимаемой из энергосистемы возможно осуществить с помощью алгоритма оптимизации, который разрабатывался на примере Магнитогорского энергетического узла [1, 2]. В данном алгоритме при оптимизации на прямом ходе решения задачи осуществляется разнесение функции затрат элементов. Для такого элемента как линия электропередачи 500 кВ, связывающая энергосистему с Магнитогорским энергетическим узлом задается зависимость затрат от мощности. Далее для данного элемента осуществляется преобразование характеристик по алгоритму динамического программирования при создании эквивалентной характеристики. Для определения каждой новой точки характеристики используется метод направленного перебора. Активная мощность для этой точки должна соответствовать мощности при условии минимума затрат. Цель прямого хода - получение эквивалентной функции затрат с обязательным сохранением результатов всех шагов эквивалентирования. На обратном ходе расчета осуществляется развертывание эквивалентной характеристики. В итоге получается набор оптимальных величин загрузки турбогенераторов и оптимальный объем мощности, получаемый из энергосистемы [3].

Для расчета оптимальной загрузки турбогенераторов с учетом оптимальной мощности, принимаемой из энергосистемы и определения основных показателей необходимо задаться условием связи с энергосистемой в виде технико-экономических моделей энергосистем, стоимостью 1 кВт·ч и технико-экономических моделей турбогенераторов [4]. Данный расчет проводился на примере подстанции № 30 ОАО «ММК». Изменяя мощность нагрузки, потребляемой Магнитогорским энергетическим узлом, с определенным шагом, изменяется значение электроэнергии, вырабатываемой собственными источниками и объем мощности, принимаемой от трех системных источников электроэнергии - Троицкой ГРЭС, Ириклинской ГРЭС и подстанции «Бекетово». Таким образом, была определена оптимальная загрузка турбогенераторов ОАО «ММК» и дополнительных генерирующих источников с учетом эффективного потребления мощности из энергосистемы.

Результаты расчета, выполненного с помощью алгоритма оптимизации с учетом потерь и мощности, принимаемой из энергосистемы представлены на рисунке 1.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что при изменении нагрузки на подстанции № 30 ОАО «ММК» рациональным управлением объемом покупаемой электроэнергии является уменьшение потребления мощности от Троицкой ГРЭС. Наибольшей экономической эффективностью обладает вариант получения мощности с подстанции Бекетово, что можно объяснить особенностями технико-экономической

модели данной воздушной линии электропередач. Учет мощности, принимаемой из энергосистемы в алгоритме оптимизации позволяет учесть потери не только в распределительных, но и в питающих сетях, а также вклад каждой линии в объем потерь мощности

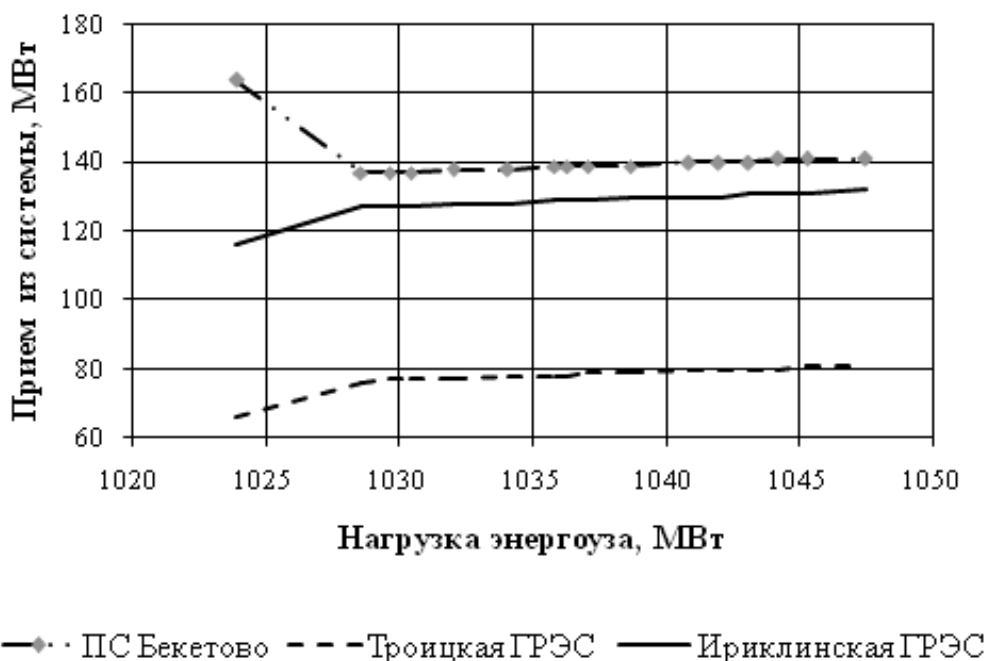


Рис. 1. Зависимость мощности, потребляемой из энергосистемы от величины изменения нагрузки на подстанции № 30 ОАО «ММК»

ЛИТЕРАТУРА

1. Малафеев А.В., Кочкина А.В., Панова Е.А. Оптимальное распределение мощностей между генераторами электростанций промышленного предприятия при длительном пофазном ремонте оборудования питающих сетей // Вестник МГТУ им. Г.И. Носова. – 2012. – №4 (40). – С. 78-81.
2. Малафеев А.В., Копцев Л.А., А.В. Хламова Анализ оптимальных режимов работы турбогенераторов собственных электростанций ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» // Известия вузов. Электромеханика. – 2011. – №4. – С.111-114.
3. Малафеев А.В., Хламова А.В., Краснов М.И. Оптимизация загрузки генераторов собственных электростанций ОАО «ММК» с учетом потерь активной мощности в распределительной сети путем декомпозиции общей задачи // Главный энергетик. – 2011. – №3. – С. 54-57.
4. Кочкина А.В., Малафеев А.В., Курилова Н.А., Варганов Д.Е. Методика оптимизации эксплуатационных режимов промышленных систем электроснабжения // Электротехнические системы и комплексы. 2014. №3 (24). С. 49-53.

НАНОКОМПОЗИТНЫЕ ПРОТОНООБМЕННЫЕ МЕМБРАНЫ ДЛЯ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Дюсембекова А.А.^{1,2}, Сохорева В.В.¹

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

² Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И.Сатпаева, Республика Казахстан, г. Алматы

Современные химические исследования все больше базируются на решение проблем экологии. Вследствие антропогенной деятельности окружающая среда значительно загрязняется, поэтому на первый план рассматриваются такие проблемы, как экологическая безопасность производств, обезвреживание отходов, в том числе сточных вод. Другая основная задача – поиск и создание новых источников энергии. Решение этих проблем во многом связано с применением мембранных материалов и твердых электролитов, которые обычно используют для очистки вод, изготовления газовых и жидкостных сенсоров, а также всевозможных электрохимических устройств [1]. Общей особенностью твердых электролитов является высокая ионная проводимость, благодаря которому их широко используют в электрохимии, в основном как тонкие пластины, применяемые при изготовлении топливных элементов (ТЭ). Часто эти пластины имеют низкую ионную проводимость, а также высокую газопроницаемость. Таких минусов лишены полимерные ионообменные мембраны. При их использовании в водородной энергетике проявляются сложности: необходимость увлажнения и регулирования температуры, происходит химическая разрушаемость мембраны и т.д. [2]. Исходя из этого определяется необходимость поиска новых твердых электролитов и мембран. Но круг соответствующих материалов не очень широк. В последние годы получено лишь небольшое число новых твердых протон-проводящих электролитов или мембран, причем все они имеют такие же недостатки и по своим свойствам уступают перфторированным мембранам типа Нафион, разработанным для совершенно других целей (электрохимического производства хлора) [1, 2]. Именно поэтому главное внимание исследователей привлекает синтез композиционных материалов, имеющих ряд преимуществ по сравнению с однофазными образцами [3].

Следует учесть, что речь идет о получении нанокompозитов. Изменение свойств композитов обусловлены в первую очередь явлениями, протекающими на границе раздела фаз. Уменьшение среднего размера частиц способствует увеличению поверхности границы раздела, соответственно, и к изменению свойств материалов. Именно поэтому всевозможные исследования в области композиционных материалов с ионной проводимостью имеют прямое отношение к наноматериалам [4].

Если говорить о ТЭ, то он представляет собой электрохимический источник тока, отвечающий за прямое преобразование энергии топлива и окислителя, непрерывно подводимые к электродам, соответственно в электрическую энергию, избегая малоэффективные, протекающие с большими потерями, процессы горения. Их энергетический КПД значительно выше, чем у обыкновенных энергоустановок и может достигать ~ 70-90% [5]. Химические реакции в ТЭ протекают на особых пористых электродах (аноде и катоде), инициируемых палладием (или другими металлами платиновой группы). В них химическая энергия, имеющаяся в водороде и кислороде, действительно реорганизуется в электрическую энергию. На аноде происходит процесс окисления водорода, а на катоде восстановление кислорода или воздуха (рис. 1).

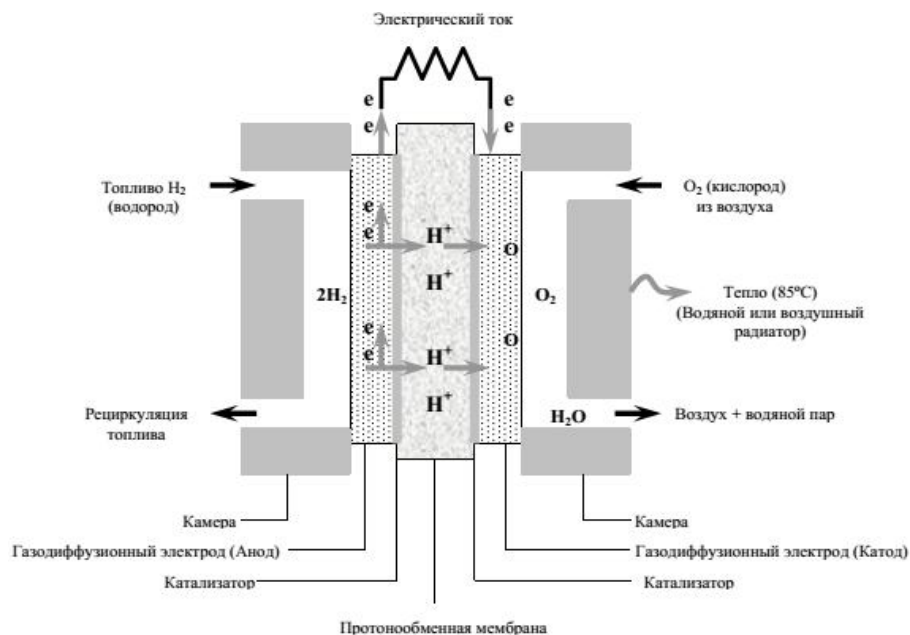
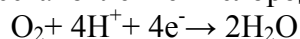


Рис. 1. Принцип действия топливного элемента

На аноде катализатор ускоряет окисление водородных молекул в электроны и водородные ионы (H^+). Далее через мембрану ионы водорода (протоны) продвигаются к катоду, где катализатор катода способствует образованию воды из комбинации протонов, электронов и кислорода. Используемый различными потребителями электрический ток, вырабатывается за счет потока электронов через внешний контур. Таковым является экологический выигрыш: в воздух поступает водяной пар вместо большого количества углекислого газа, создаваемый при эксплуатации традиционных тепловых электростанций. Напряжение, образующееся на отдельном ТЭ, не превосходит 1,1 вольта.

Чтобы получить нужную величину напряжения, ТЭ объединяются последовательно в батареи, а для получения потребной мощности батареи конструктивный блок, называемый электрохимическим генератором [6].

Основными токообразующими реакциями в низкотемпературных топливных элементах являются катодное восстановление кислорода:



и анодное окисление водорода:



Мембранно-электродный блок (МЭБ) является важнейшей частью любого ТЭ. В полимерных ТЭ он обычно представляет собой протон-проводящую мембрану (ППМ). С одной стороны ППМ наносится анодный, а на другую – катодный катализаторы. Токосъем со стороны катода и анода, подача исходных реагентов и отвод продуктов реакции осуществляется через газодиффузионные пористые слои, сделанные, как правило, из углеродных материалов. Катализаторы могут быть нанесены как на протон-проводящую мембрану, так и на газодиффузионные слои, также на то и другое одновременно [7]. Для увеличения удельной поверхности катализатора и снижения расхода металла используется высокодисперсный носитель (обычно сажа, углеродные нано-материалы).

Роль полимерной мембраны – основная в МЭБе и состоит в эффективном разделении электродов с целью предотвращения как прямой химической реакции молекулярных реагентов, так и прямого электрического контакта электродов, при

обеспечении беспрепятственного протонного транспорта с анода на катод. Поэтому мембрана должна иметь максимальную проводимость. Для применения в ТЭ необходима удельная проводимость на уровне 10^{-1} – 10^{-3} См/см [8]. Учитывая, что у ТЭ работа должна осуществляться в условиях значимых колебаний влажности и температуры как топлива, так и окислителя, необходимо чтобы действенный перенос протона протекал именно при этих условиях. Электронная проводимость должна быть наименьшей для того, чтобы исключить электрические потери (по сравнению с ионной составляющей минимум ниже на 2-3 порядка).

Кроме того, ПОМ играет роль газоразделительной: она отсекает сторону анода МЭБ, который содержит водород, от катода, через которую продвигается воздух или кислород. Особенно важна низкая газопроницаемость при использовании водорода под повышенным давлением. Газопроницаемость мембран меньше, чем 10^{-2} мл/(мин·см²) считается достаточной для длительного функционирования ТЭ [8].

Для получения ПОМ в экспериментах использовали полимерную пленку ПВДФ ФТОРОПЛАСТ-2М (Санкт-Петербург) с номинальной толщиной 20 мкм.

Образцы диаметром 80 мм вырезали из пленок ПВДФ. Перед прививкой образцы промывали в органических растворителях для удаления поверхностных загрязнений, затем тщательно высушивали до исходного веса и помещали в специально разработанные держатели – контейнер для облучения ионами гелия, ускоренными на циклотроне (рис. 2).



Рис. 2. Контейнеры для облучения образцов полимерной пленки ионами гелия

Контейнер представлял собой диск с углублением и фланец с отверстием в центре, который прижимает пленку ПЭТФ – толщиной 10 мкм.

Образец полимерной пленки помещали в углубление корпуса контейнера, поверх которого размещалась пленка ПЭТФ (лавсан) толщиной 10 мкм. Затем к диску крепилось кольцо и из герметичного контейнера откачивался воздух через отверстия, расположенные на торцевой части диска. После создания вакуума через второе отверстие напускали раствор прививаемого мономера. Радиационно-прививочную полимеризацию проводили в присутствии смеси мономерного раствора – стирола и толуола в соотношении 2:1. Раствор мономера перед заполнением контейнеров очищали от растворенного кислорода путем пропускания азота при помощи перистальтического насоса.

Для получения мембраны ПВДФ-пленку облучали ускоренными на циклотроне Р-7М ионами гелия-4 (с энергией ~ 1 МэВ/нуклон). Флюенс ионов составлял 10^{13} - 10^{16} см⁻². Образцы облучали током 0,1 мкА·см⁻² при разных временах облучения для набора разных доз вплоть до 5 МГр.

Таблица 3. Поглощенная доза ПВДФ пленок

№ образца	Число упавших частиц на 1 см ² , ион/см ²	dE/dx, МэВ·см ² /мг	Время облучения, сек	Поглощенная доза, МГр
1	$0,94 \cdot 10^{13}$	0,388	30	0,583
2	$1,875 \cdot 10^{13}$		60	1,164
3	$5,625 \cdot 10^{13}$		180	3,492
4	$9,375 \cdot 10^{13}$		300	5,82

Процесс радиационно-прививочной полимеризации проводили методом на прямом эффекте. В эксперименте модификацию образцов проводили по прямому методу, согласно которому облучение ионами гелия образцов проходило в присутствии смеси мономерного раствора стирола и толуола. При облучении ПВДФ преобладающим процессом является сшивание. После проведения процесса прививочной полимеризации пленки извлекали из контейнера, промывали от остатков стирола на поверхности и помещали в термостойкие колбы, заполненные концентрированной H₂SO₄ (78%) для сульфирования. Сульфирование привитого полистирола придает поверхности пленок ПВДФ способность набухать в воде и гидрофильность. Для исследования проводимости синтезированной матрицы ПВДФ проводили методом импедансометрии с помощью электрохимической рабочей станции ZIVE SP2. Для измерения общего сопротивления (импеданса), образец мембраны размерами 20x20x1 мм перед измерением помещали на 24 часа в деионизованную воду при комнатной температуре. Затем воду с поверхности удаляли. Затем исследуемый материал размещали в измерительную ячейку, при наложении на электроды ячейки переменного синусоидального напряжения.

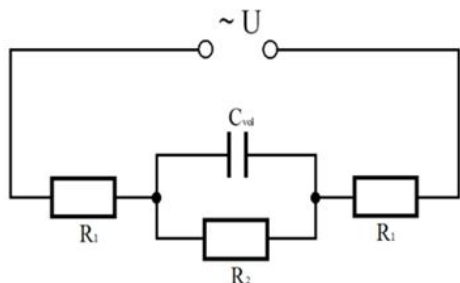


Рис. 3. Эквивалентная электрическая схема измерительной ячейки

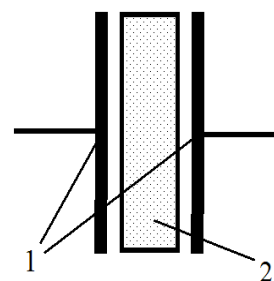


Рис. 4. Схема плоского конденсатора: 1 – электроды, 2 – электролит

При наложении переменного напряжения ток, возникающий в ячейке, также имеет переменный характер. Увеличение его частоты (скорости изменения направления тока) сопровождается тем, что скорость электродных реакций перехода ионов в атомы и наоборот приближается к нулю. В результате ток, который протекает через ячейку, расходуется только на перезарядку двойного электрического слоя, который образуется на границе электрод/электролит. В системе, таким образом, возникает емкостная составляющая. Эквивалентная электрическая схема измерительной ячейки при использовании тока высокой частоты приведена на рисунке 3. Электрохимическая ячейка представляет собой простой плоский конденсатор (рис. 4), в котором проводимость исследуемого электролита определяется величиной его активного сопротивления R , зашунтированного объемной емкостью, образованной двойными электрическими слоями. Поскольку импеданс электролита представляет собой параллельное соединение емкости и активного сопротивления, его значения можно

рассчитать по формуле (1). Найденная из уравнения (1) величина адмиттанса Y характеризует проводимость исследуемого материала. Y находили по формуле:

$$Y = \frac{1}{R} + j \cdot C \cdot \omega \quad (1)$$

Полное сопротивление определяет проходящий ток через мембрану, а величина проводимости будет обратно пропорциональна сопротивлению.

Исследования проводились при финансовой поддержке в рамках реализации государственного задания Минобрнауки России на 2014-2016 годы по теме № 1750.

ЛИТЕРАТУРА

1. Волков В.В., Мchedlishvili Б.В., Ролдугин В.И., Иванчев С.С., Ярославцев А.Б. Мембраны и нанотехнологии // Российские нанотехнологии. – 2008. – Т.3. - № 11-12. – С.67-99.
2. Hickner M.A., Ghassemi H., Kim Y.S., Einsla B.R., McGrath J.E. Alternative Polymer Systems for Proton Exchange Membranes (PEMs) // Chem. Rev. – 2004. . – Vol. 104. – P. 4587-4612.
3. Уваров Н.Ф. Размерные эффекты в химии гетерогенных систем // Успехи химии. – 2001. – Т. 70. - № 4. – С. 307-329.
4. Пул Ч. Нанотехнологии. Техносфера. – М.: Изд-во, 2004. – 327 с
5. Шинкаренко В.В. Водородная энергетика будущего и металлы платиновой группы в странах СНГ / В.В. Шинкаренко, А.А. Евдокимов, В.О. Квитковский. – М.: МИРЭА, 2004. – 273 с.
6. Grove W.R. On Voltaic Series and the Combination of Gases by Platinum // London and Edinburgh Philosophical Magazine and Journal of Science. – 1839. – Vol. 14. - № 3.– P. 127-130-420.
7. Цивадзе А.Ю., Тарасевич М.Р., Андреев В.Н., Богдановская В.А. Перспективы создания низкотемпературных топливных элементов, не содержащих платину // Рос.хим. ж. об-ва им. Д.И.Менделеева. – 2006. – Т. L. - № 6. – С.109–114.
8. Галлямов М.О. Топливные элементы с полимерной мембраной: Материалы к курсу по основам топливных элементов. – М.: Физический факультет МГУ, 2014. – 72 с

НТВ ТЕХНОЛОГИЯ НА КОТЛЕ П-49

Усатов А.Ю. Щинников П.А.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

Совершенствование котлов с целью повышения их эффективности актуальная задача для современной энергетики с точки зрения энергоэкономичности. [1,2]

Эффективность использования топлива в паровом котле зависит от трех основных параметров: полноты сгорания топлива в топочной камере; глубиной охлаждения продуктов сгорания при прохождении поверхностей нагрева; снижения потерь теплоты в окружающую среду с уходящими газами.

Современные котлы при условии максимального сгорания топлива и использования теплоты газов имеют КПД от 92 до 95 %. Фактический КПД котлов часто не превышают 85-87%.

В свою очередь современные энергоблоки, эксплуатируемые в России в среднем имеют эффективность не выше 37%. Обеспечить снижение тепловых потерь на каждом участке преобразования энергии – важно для снижения совокупного расхода топлива

на производство продукции. Одним из путей повышения эффективности является применение низкотемпературной вихревой топki (НТВ). Такая технология может быть применена для бурых углей Канско-Ачинского бассейна.

Примером модернизации станции по введению низкотемпературного вихревого способа сжигания топлива можно считать Назаровскую ГРЭС, которая расположена на северо-западе г. Назарово Красноярского края в 3-х км от центра города.

Длительный опыт эксплуатации ГРЭС на Назаровских углях показал, что работа котла П-49 характеризуется следующими проблемами :

1. Максимальная длительная нагрузка котла составляет 75-80% от номинальной (1200...1280 т/ч) по условию шлакования ширмовых поверхностей нагрева расположенный на выходе из топki.
2. Выбросы оксидов азота составляют 1000...1200 мг/м³.
3. Фактический КПД брутто котла составляет 88...89% при расчетном 92%.
4. Основная проблема низкого КПД – высокие потери с уходящими газами

Котельная установка не могла обеспечить установленную мощность из-за пониженной паропроизводительности по сравнению с проектной из-за интенсивного шлакования поверхностей нагрева на высоких нагрузках и ограничения производительности из-за недостаточной сушильной производительности центрального пылезавода энергоблока.

Предложено внедрение низкотемпературной вихревой топki с целью решения этих проблем. При переводе котельной установки на низкотемпературную вихревую технологию изменилось расположение основных горелок; изменилась геометрия топki для реализации вихревого процесса; применены в устройства для сжигания пыли грубого помола; некоторые другие.

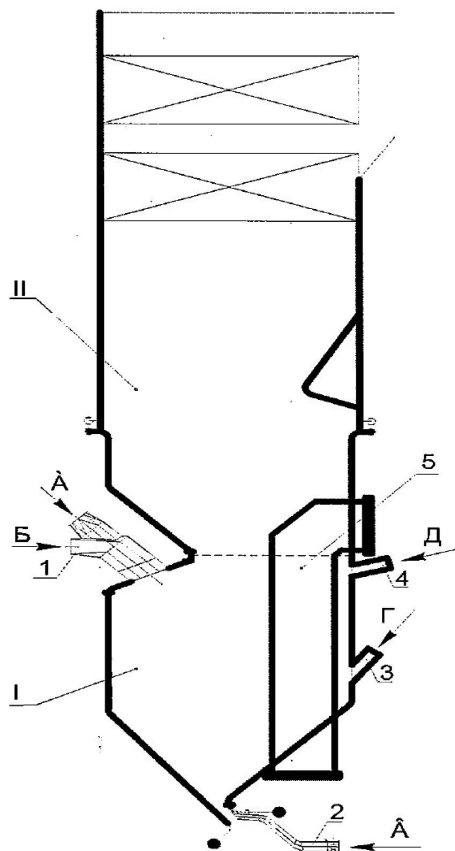


Рис. 1. Схема НТВ-топки котла П-49 при сжигании Назаровского бурого угля: I- вихревая зона II-зона прямоточного факела

Устройства: 1-пылеугольная горелка; 2-сопла нижнего дутья; 3-сопла третичного дутья нижнего яруса; 4-сопла третичного дутья верхнего яруса; 5-внутрипоточные ширмы.

Потоки: А-пылевоздушная смесь; Б-вторичный воздух; В-воздух нижнего дутья; Г- третичное дутье (нижний ярус); Д-третичное дутье (газы рециркуляции)(верхний ярус).

В результате получены следующие улучшения:

1. Обеспечена устойчивая работа котла с сохранением номинальных параметров пара в диапазоне нагрузок 60...100% от номинальной.
2. За счет интенсификации процесса сжигания топлива было исключено шлакование поверхностей нагрева на нагрузках до 1400 т/ч, а также уменьшено количество выбросов оксидов азота.
3. В результате действия пункта 1 и 2 увеличен КПД котла.
4. Снижен расход топлива за счет полноты его сжигания.

ЛИТЕРАТУРА

1. Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями: Монография / П.А Щинников, Г.В. Ноздренко, В.Г. Томилов др.-Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005.- 528с.- (Серия «Монография НГТУ»).
2. Щинников П.А. Перспективные ТЭС. Особенности и результаты исследования.- Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007.-284 с.
3. Прамзина Е.С., Бетхер Т.М. Низкотемпературная вихревая технология : характеристика и значение в энергетике // Современная техника и технологии.- 2011.-№3.-С.251-252.
4. Усатов А.Ю. Внедрение НТВ технологии на котле П-49 Назаровской ГРЭС//Энергетика: эффективность, надежность, безопасность//Материалы трудов XXI всероссийской научно –технической конференции.-2015.-С. 367-368.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗНАЧЕНИЯ pH ВОДНОЙ СРЕДЫ

Галиев А.Р., Зарипова Р.С.

Казанский государственный энергетический университет, г.Казань

Водородный показатель pH широко используется для характеристики кислотно-основных свойств различных биологических сред. Кислотность реакционной среды особое значение имеет для биохимических реакций, протекающих в живых системах. Концентрация в растворе ионов водорода часто оказывает влияние на физико-химические свойства и биологическую активность белков и нуклеиновых кислот, поэтому для нормального функционирования организма поддержание кислотно-основного гомеостаза является задачей исключительной важности. Динамическое поддержание оптимального pH биологических жидкостей достигается благодаря действию буферных систем организма.

В настоящее время разработка эффективных методов и средств анализа pH водной среды является одной из важнейших задач, от решения которых существенно зависит развитие многих отраслей народного хозяйства. Актуальность работ в этом направлении определяется быстрорастущей потребностью целого ряда новейших областей науки и техники в чистых и сверхчистых материалах, требованиями

улучшения контроля за качеством сырья, промышленной и сельскохозяйственной продукции, а также мониторинга окружающей среды и Мирового океана.

Разработка и создание новых диагностических систем, позволяющих успешно решать проблемы регулирования технологических процессов и мониторинга водной среды, выдвигается в качестве первоочередной задачи ряда отраслей народного хозяйства.

В данной работе была разработана структурная и принципиальная схемы автоматизированной системы определения значения рН водной среды. В работе приводятся расчеты параметров и подробное описание основных блоков автоматизированной системы: блока питания, усилителя, АЦП и т.д.

Принцип работы автоматизированной системы. В технологический раствор помещается рН-метр, состоящий из двух электродов: электрода сравнения и стеклянного электрода. Между электродами возникает разность потенциалов, соответствующая значению рН данной водной среды. Значение напряжения увеличивается за счет того, что стеклянная мембрана стеклянного электрода пропускает ионы водорода из исследуемого раствора во внутренний раствор электрода. Далее напряжение с датчика подаётся на усилитель. После усиления сигнал поступает на соответствующий канал 12-ти канального АЦП, где преобразуется из аналоговой формы в цифровой код. Затем информация об ионном составе раствора в цифровом виде подаётся в компьютер через разъём DB25 LPT1. Блок питания необходим для запитывания датчика и усилителя.

Преимущества разработанной автоматизированной системы определения рН в водных средах – относительная простота, дешевизна, быстрое действие, высокая чувствительность, селективность, экологическая чистота, непрерывность процесса измерения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кремлёвский П.П. Расходомеры и счётчики количества веществ. – СПб.: Политехника, 2004. – 412 с.
2. Джексон Р. Г. Новейшие датчики. – М.: Техносфера, 2007. – 384 с.
3. Фрайден Дж. Современные датчик. – М.: Техносфера, 2007. – 457 с.
4. Беляева Л.Р., Зарипова Р.С., Петрушенко Ю.Я., Попов Е.А. Мониторинг переменной ионной концентрации в водной среде с помощью информационно-измерительной системы на основе мембранного датчика // Известия вузов. Проблемы энергетика. – 2011. – №1-2. – С. 119-126.
5. Зарипова Р.С. Быстродействующий метод контроля концентрации ионов металлов в водной среде на базе мембранного датчика // Автореферат дис. канд.техн.наук. – Казань, 2007 г. – 16 с.

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИЙ В РОССИЙСКУЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ ОТРАСЛЬ

Лавренова Е.С.

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск

Современное состояние и перспективы развития российской энергетической отрасли

Одним из базовых элементов развития экономики России является энергетическая отрасль. Она обеспечивает как внутреннее потребление электрической и тепловой энергии, так и масштабный экспорт в страны СНГ и дальнего зарубежья. Поэтому устойчивое и стабильное развитие данного элемента российской экономики является одним из важнейших индикаторов экономического роста и потенциала экономического развития в целом.

Современное состояние энергетической отрасли в России определяются множеством факторов, значительным из которых стала отраслевая реформа, которая предусматривала значительные преобразования, в том числе:

1. Преобразования в системе регулирования отрасли со стороны государства;
2. Стимулирование создания конкуренции на рынке электроэнергии;
3. Основание новых компаний;
4. Изменения в структуре отрасли.

Как следствие проведения данного реформирования, была сформирована здоровая конкуренция в сфере производства и сбыта электроэнергии, ремонтных и сервисных работ. К положительным аспектам можно отнести то, что энергетическая отрасль стала более привлекательной для частных инвестиций. Однако негативным фактором следует считать сохранение естественно-монопольного положения государства в сфере энергетики, что, в свою очередь, сохраняет и возможности нивелирования рисков по отдельным направлениям развития отрасли. В целом, не смотря на официальное заявление об успешности и результативности данной реформы, следует отметить что запланированные цели не были достигнуты. Многие эксперты, отмечая несостоятельность данной реформы, говорят о проблемах, вызванных процессом децентрализации ранее единой энергетической системы.

В ходе проведения оценки технологического состояния отрасли энергетики России были обнаружены значительные пробелы российского энергетического комплекса. Одной из основных по-прежнему остается высокая степень износа основных фондов в среднем на уровне 60% . Многие из действующих в настоящий момент электростанций были построены еще в 1990-е годы. Все это обеспечивает высокие риски возникновения аварийных ситуаций и снижение эффективности производственного процесса в целом.

Низкая эффективность российских ГРЭС, вызванная применением паросилового цикла, также представляет собой слабую сторону российской энергетической отрасли.

Диспетчерские и технологические ограничения мощности российских энергосистем обуславливают возникновение проблем с завышением тарифов, оплачиваемых среднестатистическим потребителем.

Негативным фактором развития энергетической отрасли России также следует считать сокращение объема финансирования НИОКР электроэнергетики со стороны государства.

Таким образом, отрасль энергетики в России в настоящее время характеризуется следующими чертами:

1. Резкое возрастание процесса устаревания основных фондов, производственного оборудования (рисунок 1);
2. Снижение надежности энергосбережения и существование сверхнормативных потерь в отрасли;
3. Превышение государственных инвестиций в сфере энергетики над частными инвестициями;
4. Снижение экономической эффективности энергетической отрасли в следствие низкого КПД электростанций, существованием сверхнормативных потерь и неоптимальными режимами работы оборудования;
5. Высокая зависимость развития отрасли энергетики от динамики добычи природных ископаемых, а также динамики цен на энергетические ресурсы.

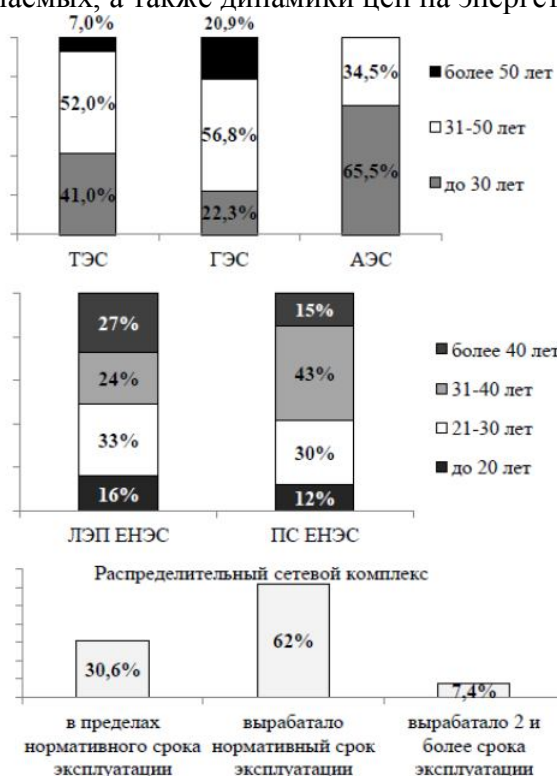


Рис. 1. Характеристика возрастного состояния основного оборудования [1, с. 160]

Перспективы развития российской отрасли энергетики включают три возможных сценария: консервативный, инновационный и целевой (форсированный).

Консервативный сценарий характеризуется умеренным долгосрочным развитием экономики. Инновационный и целевой сценарии основаны на идее усиления инновационно-инвестиционной привлекательности отрасли энергетики, развитием высокоэффективного производства и высокими темпами притока капитала в сферу энергетики.

Особенности оценки экономической эффективности внедрения инновационных проектов в энергетику

Одной из важнейших задач развития современной энергетической отрасли является применение оптимальной методологической базы оценки эффективности инвестиционных проектов. На основе данных показателей оценки формируется решения об альтернативных сценариях развития проектов. Различают коммерческую, бюджетную и экономическую эффективность инвестиционных проектов.

Коммерческая эффективность представляет собой важнейший показатель для участников реализации проекта. Она рассчитывается на основе сопоставления показателей денежных потоков от реализации проекта, включая налоги и сборы, предусмотренные законодательством.

Бюджетная эффективность рассматривается с точки зрения последствий реализации проекта для федерального, региональных и местных бюджетов. Следует отметить, что при расчете бюджетной эффективности необходимо учитывать доходы и расходы бюджетных средств оказывающее также прямое или косвенное влияние на участников инвестиционного проекта.

Экономическая эффективность рассчитывает затраты от реализации инвестиционного проекта, не включенных в перечень прямых интересов участников проекта.

Следует отметить следующие основные методы оценки экономической эффективности инновационных проектов:

1. Традиционные методы сравнительной эффективности капитальных вложений без учета фактора времени. Данные методы – это методы приведенных затрат, сравнительного срока окупаемости дополнительных инвестиций и метод оценки экономического эффекта;
2. Традиционные методы сравнительной эффективности капитальных вложений с учетом фактора времени. Данные методики включают оценку показателей рентабельности, фондоотдачи, фондоемкости;
3. Современные методы эффективности капитальных вложений без учета фактора времени. Учитываются показатели текущих затрат и прибыли;
4. Современные методы сравнительной эффективности капитальных вложений с учетом фактора времени. К данным методам относятся метод капитализации ренты, оценка чистого финансового результата и другие [2, с. 521].

Наиболее распространенным методом оценки эффективности инвестиционных проектов в отрасли энергетики является метод предельных цен.

Предельные цены определяется с помощью применения экономических возможностей потребителей и производителей товаров и услуг. Поэтому максимальная предельная цена определяется особенностями региона или страны оплачивать расходы на энергию. Минимальное предельно значение, в свою очередь – уровнем затрат и нормой доходности производственных предприятий (Рисунок 2). Предельные цены могут быть определены либо экспертным способом, либо путем макроэкономического моделирования зависимостей между показателями экономики в целом, и энергетической отрасли в частности. Основным недостатком указанного метода является высокая стоимость затрат на осуществление, которая не всегда соотносится с высокой точностью прогноза.

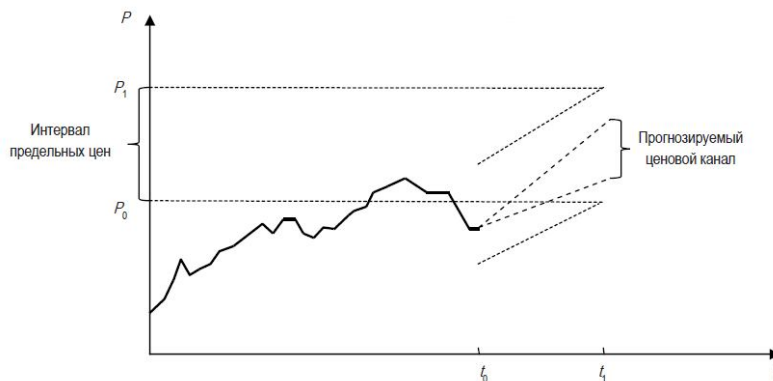


Рис. 2. Динамика цен на энергоресурсы [3, с. 18]

Таким образом, в точки зрения инновационного и целевого сценариев развития российской энергетической отрасли разработка методики оценивая эффективности инновационных проектов, учитывающая особенности отрасли энергетике, способствует более рациональному планированию инвестиций в отрасль, и, в свою очередь, устойчивому развитию экономики страны в целом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Фильченкова М.В. Современное состояние и перспективы развития энергетики в России // Экономика и управление: анализ тенденций и перспектив развития. – 2015. – № 22. – С. 150–161.
2. Летягина Е.Н. Особенности оценки экономической эффективности внедрения инноваций в энергетику // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского. – 2010. – № 3-2. – С. 550–552.
3. Локтионов В.И. Оценка эффективности инвестиционных проектов в энергетике
4. с учетом предельных цен на энергоносители // Инновации и инвестиции. – 2014. – № 33 (384). – С. 17–22.
5. Климовец О.В. Методы оценки эффективности инвестиций в собственную генерацию в условиях риска // Эффективное антикризисное управление. – 2016. – № 2 (95). – С. 78–84.
6. Киреева Ю.В. Неэкономические факторы стимулирования инвестиций в альтернативную энергетику // Экономика и управление в XXI веке: тенденции развития. – 2015. – № 24. – С. 78–84.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЧЁТКОЙ ЛОГИКИ

Алиева М. С., Грибанов А. А.

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова, г. Барнаул

Силовые трансформаторы относятся к основному электрическому оборудованию. Трансформаторы осуществляют преобразование электрической энергии – изменение величины напряжения и необходимы для бесперебойного электроснабжения. На энергопредприятиях России эксплуатируется более 40 процентов силовых трансформаторов, которые находятся в эксплуатации более 25 лет. Повреждение трансформатора приводит к его выходу из рабочего состояния, а это ведёт к большому материальному ущербу. Конечно, частота отказов зависит от условий эксплуатации. В процессе работы необходимо наблюдать за техническим состоянием трансформаторов и проводить своевременный ремонт, а также их замену с целью повышения срока службы и обеспечения эксплуатационной надёжности. Как известно из опыта эксплуатации трансформаторов, после отработки нормативного срока службы значительная доля трансформаторов сохраняет свою работоспособность, а значит замена их новыми нецелесообразна [1].

Одним из основных путей поддержания эксплуатационной надёжности в таких условиях является организация эффективного контроля технического состояния работающего трансформатора. Оценка состояния силовых трансформаторов в эксплуатации, как известно, производится по комплексу контролируемых параметров и их нормативам. При принятии решения о продолжении в эксплуатации силовых трансформаторов, которые отработали установленный срок службы, определяющим

является состояние основных элементов: сердечника и обмоток, включая все элементы их твердой изоляции. Если их состояние является приемлемым для дальнейшей эксплуатации, то проверяют состояние остальных элементов, включая масло, вводы, переключатели ответвлений. Выявления диагностических параметров производят следующими способами:

- внешний осмотр трансформатора;
- специальные испытания, например, замер потерь холостого хода;
- испытание и анализ масла;
- проверка изоляции мегомметром;
- проверка величины напряжения, подаваемого на трансформатор;
- замер сопротивлений постоянному току [2].

Диагностирование даёт данные о параметрах состояния x_i объекта в момент контроля. Из количества параметров состояния x_i трансформатора складывается общее представление об остаточном ресурсе трансформатора. Зная остаточный ресурс трансформатора можно своевременно произвести ремонт оборудования без ущерба и убытков. Поэтому основной задачей является выбор средства технического диагностирования. В нашем случае используется комплекс программно-технических средств, а именно автоматизированная система диагностирования, т.е. система контроля, обеспечивающая проведения контроля с применением автоматизации и участием человека. Естественно, участие человека – это измерение параметров состояния x_i силового трансформатора.

При диагностировании получают большое количество параметров состояния x_i , которые представлены не только в цифровой форме, с различной размерностью, но и в нечётких терминах. Нечёткие термины позволяют описать сложные явления, которые невозможно выразить в количественных значениях. При рассмотрении параметров состояния x_i трансформаторов будем использовать пять нечётких термов: высокий (в), низкий (н), средний (с), ниже среднего (нс), выше среднего (вс).

Классификация повреждений элементов (факторов x) трансформатора имеет следующее распределение:

- низкий - значения параметров соответствуют требованиям;
- ниже среднего - незначительные дефекты, которые не оказывают влияния на дальнейшую работу. Наличие повреждений регламентируются нормативно-технической документацией;
- средний - появление дефектов, не приводящих к повреждению оборудования. Требуется выполнение корректирующих мероприятий;
- выше среднего - требуется реконструкция или ремонт, дальнейшая эксплуатация невозможна;
- высокий – отказ трансформатора, приводящий к остановке технологического процесса.

Применением автоматизации является программная среда MatLab Fuzzy Logic Toolbox, которая поможет оценить остаточный ресурс трансформатора при использовании правил нечёткой логики. Для того, чтобы воспользоваться программной средой MatLab Fuzzy Logic Toolbox необходимо составить иерархическую структуру древовидного типа. Такая структура требуется для упрощения просматривания вариантов изменений параметров состояний x_i (объединяется по два параметра состояния x_i). В иерархической структуре древовидного типа входной вектор x диагностических признаков, представлен в выражении (1):

$$x = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}, \quad (1)$$

где n – число признаков (факторов) [3].

Для работы в программе требуется разработка основного *m* – файла *conc.m* для управления *fis*–файлами и для работы всей системы нечёткой логики в целом (осуществляет иерархический вывод по логическому дереву). Каждая система нечёткого вывода имеет по несколько входных факторов, непосредственно влияющих на остаточный ресурс трансформатора. Значения входных факторов изменяются в различных пределах, поэтому следует использовать дополнительный *m* –файл – нормализатор.

Исходная информация распределена по случайному закону. Модификации стандартной функции распределения *gaussmf* – *qgaussmf*, позволяет использовать как чёткие, так и нечёткие входные величины. Для этого в каталоге создаваемой системы нечёткой логики должны присутствовать файлы *qgaussmf*, *evalfis_vv* и *qual_inp_gauss*.

Система определения остаточного ресурса включает в себя фаззификацию данных, их обратное преобразование и правила.

Для получения результатов нечёткого вывода по заданным факторам используются нечёткие базы знаний типа Mamdani.

Для запуска смоделированной системы нечёткой логики в командной строке Matlab вводят, например, следующие данные: *conc*(входные параметры, преобразованные с условием дополнительного *m* –файл – нормализатора). Ввод строки завершают командой «Enter».

В командном окне Matlab получают значения всех укрупненных влияющих факторов и максимальный результат вычисления остаточного ресурса (в часах) трансформатора с помощью системы нечёткой логики [4].

Зная остаточный ресурс можно сделать вывод о целесообразности дальнейшего использования силового трансформатора, а так же просмотреть какие параметры и как влияют на работу трансформатора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Туйгунова, А. Г. Совершенствование содержания изоляции силовых маслонаполненных трансформаторов тяговых подстанций с учетом климатических условий [Текст] : дис. ... кандидата технических наук : 05.14.02 Туйгунова Альбина Георгиевна; [Место защиты: ИрГУПС (ИрИИТ)]. – Красноярск, 2011. – 231 с.: ил.
2. Дашевский, Е.Г. Автоматизированная система контроля технического состояния силовых трансформаторов с длительным сроком эксплуатации [Текст] : дис. ... кандидата технических наук : 05.14.02 Дашевский Евгений Григорьевич. – Новочеркасск, 2004. – 213 с.: ил.
3. Алексеев А.Н. Обработка нечёткой информации в системах принятия решений. – М: Радио и связь, 1989. – 304 с.
4. Попова М. С., Грибанов А. А. Определение объёма диагностики асинхронных двигателей на основе использования нечёткой логики / М.С. Попова, А.А. Грибанов // Энергетика: Эффективность, надежность, безопасность: материалы XXI всероссийской научно-технической конференции / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во «Скан», 2015. – 1 Т. – С. 94-97. Режим доступа: <http://portal.tpu.ru/files/conferences/eers/2015/vol1.pdf>

ДИАГНОСТИКА И МОНИТОРИНГ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

Джакупова К.А.

Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет), г. Челябинск

Работа посвящена проблеме диагностики электрического оборудования подстанции, которая позволит обеспечить бесперебойную работу оборудования и продлить срок их службы.

A paper deals with the problem of diagnostics of electric equipment of the substation, which will allow to provide uninterrupted operations of the equipment and to prolong its service life.

Если сравнивать эксплуатационные и капитальные затраты внедрения автоматизированной системы мониторинга, которая включает в себя системы мониторинга силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения, ОПН, других элементов подстанции, а также примыкающих воздушных линий, то выясняется, что затраты оправдывают себя, т.к. установка таких систем позволяет обнаружить повреждение на ранней стадии развития, что уменьшает расходы на ремонт и эксплуатацию.

Самым капиталоемким элементом подстанции является силовой трансформатор, при серьезном повреждении которого затраты на ремонт могут составлять до 60-70 % его стоимости, в таких случаях лучшим решением может стать замена трансформатора на новый. Современные методы непрерывной диагностики трансформаторов 110 кВ включают в себя контроль параметров электроэнергии (токи, напряжения, активные, реактивные мощности, $\cos\varphi$) сторон ВН, СН, НН; физико-химических характеристик трансформаторного масла (газо- влагосодержанию); качества изоляции ($\text{tg}\delta$, емкости) вводов ВН, СН; уровня частичных разрядов; температуры верхних слоев масла на входе и выходе охладителей; технологических защит и сигнализации, систем охлаждения, устройства РПН для (авто)трансформаторов; влагосодержания трансформаторного масла; объемных концентраций растворённых в масле газов разложения с сигнализацией о появлении их опасных концентраций. [1]

Согласно «Положению ОАО «Россети» о технической политике в электросетевом комплексе» одним из факторов формирования концепции Интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (Концепция ИЭС ААС) должен стать мониторинг динамических свойств ЭЭС (WAMS - Wide Area Measurement Systems) на основе регистрации векторных параметров электрического режима сети в режиме реального времени с использованием современных технических средств обработки и передачи информации (системы мониторинга переходных режимов ЭЭС России - СМПР). Для трансформаторов далее определены следующие перспективные методы диагностирования:

- мониторинг Z_k ;
- лазерное сканирование ультразвукового рельефа стенок бака;
- прямое измерение температуры наиболее нагретой точки обмотки (при помощи волоконно-оптических сенсоров);
- мониторинг импульсных напряжений и сквозных токов короткого замыкания с ПИН высоковольтных вводов;
- внедрение интеллектуальных приводов РПН на базе двигателей постоянного тока, позволяющих проводить мониторинг момента на валу устройства для диагностики его состояния;
- проведение диэлектрической спектроскопии обмоток трансформатора;

- внедрение фото-акустической спектроскопии масла;
- измерение ЧР при импульсном возбуждении резервной фазы. [1]

Данные методы и другие, усовершенствующие процесс мониторинга силовых трансформаторов, позволят обеспечить непрерывный контроль параметров объекта с применением автоматизированных систем, обеспечивающих сбор, хранение и обработку информации в режиме реального времени с оценкой состояния оборудования с целью увеличения срока службы трансформатора и надежной работы энергосистемы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Положение ОАО «Россети» о технической политике в электросетевом комплексе. – Введ. 27-12-2013. – 196 с.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАБЕЛЯ ДЛЯ САМОКОМПЕНСИРОВАННОЙ РАЗОМКНУТОЙ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Солдусова Е.О., Проничев А.В., Шишков Е.М.

Самарский государственный технический университет, г. Самара

ВВЕДЕНИЕ

Разомкнутые линии электропередач относятся к классу настроенных на резонанс самокомпенсирующихся линий. Избавиться от влияния индуктивности в какой-либо цепи, являющейся источником ограничения пропускной способности, возможно путем настройки последней на резонанс напряжений или на резонанс токов [1].

Впервые эта проблема была подвергнута изучению И. И. Соловьевым в 1930–1932 гг. Впоследствии ею занимался А. А. Вульф [2]. Однако все указанные исследователи приходили к отрицательным результатам, и их работы остались неопубликованными.

Позднее, профессором Н.Ф. Ракушевым в работе [3] был предложен способ реализации идеи разомкнутой линии электропередачи. Каждая фаза такой линии состоит из двух изолированных друг от друга проводников, один из которых (прямая составляющая) подключен к выводам повысительного трансформатора, а второй (встречная составляющая) – к сборным шинам приёмной подстанции.

В работе [4] авторами предложена усовершенствованная конструкция разомкнутой ВЛ, выполненная по принципу расщепления фазы. В работе [5], авторы предположили, что данный способ самокомпенсации справедлив в отношении кабельных линий. Поскольку токопроводящие жилы (ТПЖ) кабельных линий электропередачи характеризуются существенно меньшим значением погонной индуктивности по сравнению с фазными проводниками воздушных линий, принцип построения разомкнутой кабельной линии (РКЛ) будет применим для существенно меньших расстояний передачи и более низких классов напряжения – от 6 кВ.

Целью данного исследования является определение оптимальной конструкции кабеля общего участка самокомпенсированной РКЛ.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для определения оптимальной конструкции кабеля анализировались значения взаимной емкости прямого и обратного фазных проводников, а также значения длительно-допустимых токов кабеля. Расчет электрических и тепловых полей был произведен в пакете программ Elcut методом конечных элементов.

Таблица 1. Исходные данные анализируемых конструкций

Элемент:	Материал:	
Токопроводящая жила	Медь	Алюминий
Экран	Алюминий	
Изоляция	Поливинилхлорид	
Оболочка	Сшитый полиэтилен	

Материалы элементов кабеля, используемые в расчетах представлены в табл. 1.

Для каждого из анализируемых вариантов (Рис. 1) определялась емкость, образующаяся между прямой и встречной жилой кабеля. Расстояние (a) между жилами изменялось от 2 до 10 мм при постоянной площади сечения ТПЖ равной 50 мм^2 .

Далее в работе был рассчитан длительно допустимый ток кабеля для двух оптимальных его конфигураций, двух материалов ТПЖ, и трех способов прокладки кабеля.

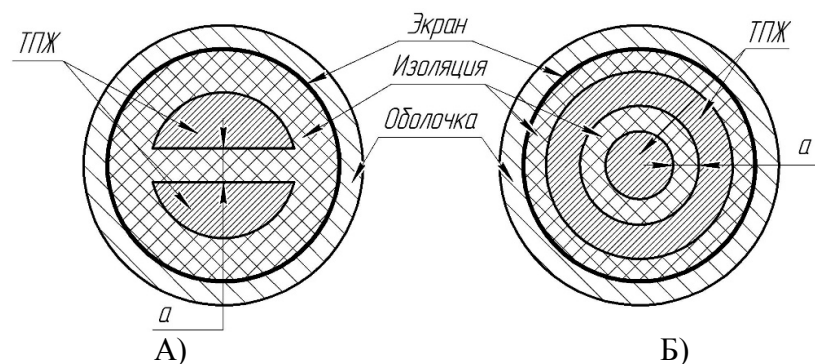


Рис. 1. Конструкции кабеля общего участка: а) двухжильное исполнение; б) коаксиальное исполнение

РЕЗУЛЬТАТЫ

Таблица 2. Результаты расчёта емкости

Расстояние между жилами (мм)	Емкость (пФ/м)				
	Двухжильный кабель			Коаксиальный кабель	
	Собственная Прямой	Встречный	Взаимная	Собственная (наружной жилы)	Взаимная
2	77,94	79,102	114,86	163,11	455,07
3	82,379	82,436	78,598	178,27	332,76
4	89,451	88,481	65,764	194,86	268,83
5	94,359	95,479	53,964	212,53	222,85
6	99,812	100,13	43,069	234,72	208,42
7	103,59	104,22	37,17	262,93	183,9
8	108,66	108,81	32,486	293,2	169,3
9	112,57	114,39	27,617	333,35	155,06
10	117,95	117,49	23,403	382,61	145,33

В табл. 2 представлены результаты расчета собственных и взаимных емкостей для двухжильного и коаксиального исполнения кабеля. На графике (Рис. 2) представлены зависимости взаимных емкостей прямого и встречного проводника (продольные емкости) от расстояния между токопроводящими жилами. При любом расстоянии между жилами, взаимная емкость в коаксиальном кабеле значительно больше взаимной емкости двухжильного кабеля.

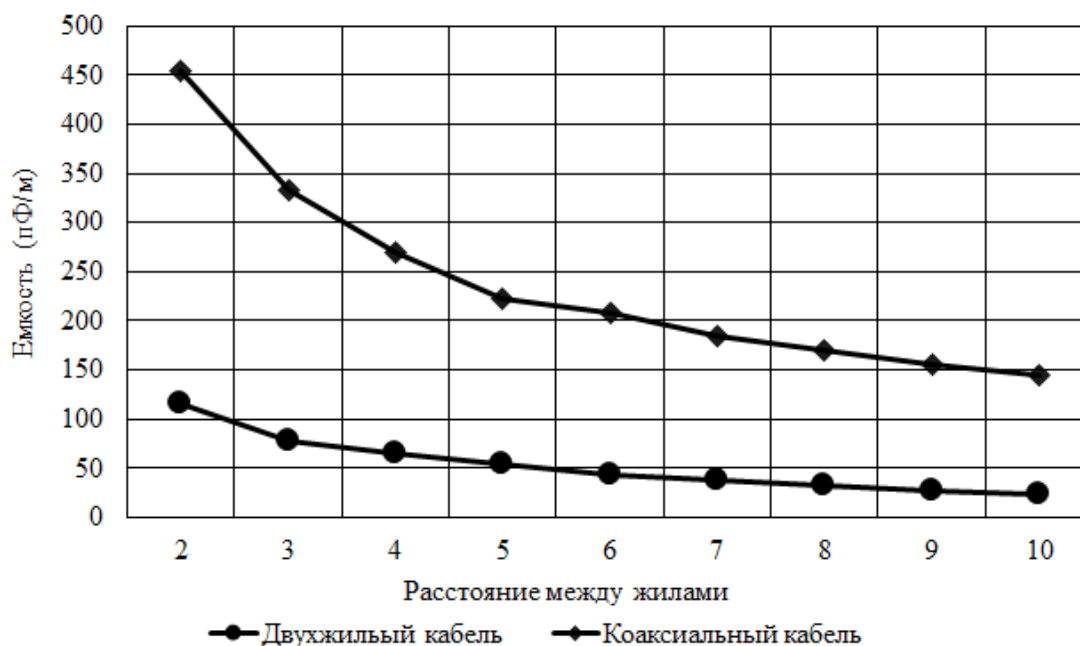


Рис. 2. График зависимости взаимных емкостей от расстояния между жилами

Далее в работе был рассчитан предельно допустимая плотность тока в ТПЖ. Расчет плотности тока производился из величины объемной плотности тепловыделения токопроводящей жилы, с учетом того, что максимальная температура изоляции из сшитого полиэтилена не должна превышать 363К (90°C).

Таблица 3. Предельно допустимая плотность тока ТПЖ (А/мм²).

Способ прокладки	Конструкция кабеля			
	Двухжильный кабель		Коаксиальный кабель	
	Медная ТПЖ	Алюминиевая ТПЖ	Медная ТПЖ	Алюминиевая ТПЖ
В воздухе	5,3	4,22	5,04	4,02
В сухом грунте	7,4	5,88	6,94	5,54
Во влажном грунте	8,94	7,12	8,28	6,6

ВЫВОДЫ

В работе проведен расчет значений емкости между прямой и встречной жилами разомкнутой кабельной линии электропередачи для двух конструкций кабеля. Значение емкости напрямую зависит от расстояния между токопроводящими жилами, а также от их взаимного расположения.

Продольная ёмкость разомкнутой линии определяется взаимной емкостной связью между прямой и встречной жилами. С увеличением площади взаимодействия прямой и

встречной жилы продольная емкость увеличивается. Вследствие этого при проектировании кабелей для разомкнутых кабельных линий следует использовать коаксиальную конструкцию и уменьшать расстояние между токопроводящими жилами

Значения токов, рассчитанных в данной работе, соответствуют значениям токов, при которых использование разомкнутых кабельных линий электропередачи было бы эффективно.

ЛИТЕРАТУРА

1. Готман В.И., Глазачев А.В., Бацева Н.В. Продольная компенсация дальних электропередач с промежуточными системами // Известия Томского политехнического университета. Т. 319, №4, 2011, С. 68-75.
2. Вульф А. А. Проблема передачи электрической энергии на сверхдальние расстояния по компенсированным линиям. – М.: Госэнергоиздат, 1945. – 83 с.
3. Ракушев Н.Ф. Сверхдальняя передача энергии переменным током по разомкнутым линиям. М.: Госэнергоиздат, 1957. – 160 с.
4. Пат. 130458 РФ, МПК8 Н 02 J 3/20. Разомкнутая трёхфазная воздушная линия электропередачи переменного тока / В.Г. Гольдштейн, Е.М. Шишков; ФГБОУ ВПО "Самарский государственный технический университет". № 2013103649/07; заявл. 28.01.2013; опубл. 20.07.2013, Бюл. №20.
5. Пат. 161995 РФ, МПК8 Н 02 J 3/20. Разомкнутая трехфазная кабельная линия электропередачи переменного тока / В.Г. Гольдштейн, Е.М. Шишков, И.Н. Кривихин, А.А. Щобак; ФГБОУ ВПО "Самарский государственный технический университет". № 2015128402/07; заявл. 13.07.2015; опубл. 20.05.2016, Бюл. №14.

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ БЕСПРОВОДНОЙ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Газизов Р.Р., Кудаярова А.А., Хузина Л.Н.

Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа

С момента открытия электрического тока возникла проблема ее передачи до конечных потребителей. С тех самых пор опоры и провода линий электропередач стали неотъемлемой частью нашей жизни. Не все могут себе представить, сколько средств тратится на строительство и поддержание линий электропередач в рабочем состоянии, и сколько энергии теряется при передаче электрической энергии.

Представьте себе будущее, в котором люди отказались от громоздких линий электропередач и перешли на беспроводную передачу электроэнергии. Одним из первых кто затронул эту тему был ученый сербского происхождения Никола Тесла. Его идея заключалась в создании большого электромагнитного поля за счет напряжения в миллионы вольт и частот в сотни килогерц. Он построил специальную башню, вершина которой имела сферическую форму и на которую подавалось высокое напряжение от трансформатора установленного в башне. Основной задачей такой энергосистемы было искусственное возбуждение определённых слоёв ионосферы. В результате, как предполагал Тесла, возможна не только беспроводная передача электроэнергии на большие расстояния, но и даже получение бесплатного электричества.

Рассмотрим основные способы беспроводной передачи электрической энергии известные на сегодняшний день, это ультразвуковой способ, метод электромагнитной

индукции, электростатической индукции, микроволнового излучения, лазерный метод и электропроводность.

Изобретение студентов университета Пенсильвании. Впервые широкой публике установка была представлена на выставке The All Things Digital (D9) в 2011 году. Как и в других способах беспроводной передачи чего-либо, используется приёмник и передатчик. Передатчик излучает ультразвук, приёмник, в свою очередь, преобразует слышимое в электричество. На момент презентации расстояние передачи достигает 7-10 метров, необходима прямая видимость приёмника и передатчика. Из известных характеристик — передаваемое напряжение достигает 8 вольт, однако не сообщается получаемая сила тока. Используемые ультразвуковые частоты никак не действуют на человека. Также нет сведений и об отрицательном воздействии на животных [1-3].

Метод электромагнитной индукции использует ближнее электромагнитное поле на расстояниях около одной шестой длины волны. Энергия ближнего поля сама по себе не является излучающей, однако некоторые радиационные потери всё же происходят. Кроме того, как правило, имеют место и резистивные потери. Благодаря электродинамической индукции, переменный электрический ток, протекающий через первичную обмотку, создает переменное магнитное поле, которое действует на вторичную обмотку, индуцируя в ней электрический ток. Для достижения высокой эффективности взаимодействие должно быть достаточно тесным. По мере удаления вторичной обмотки от первичной, всё большая часть магнитного поля не достигает вторичной обмотки. Даже на относительно небольших расстояниях индуктивная связь становится крайне неэффективной, расходуя большую часть передаваемой энергии впустую [1-3].

Электрический трансформатор является простейшим устройством для беспроводной передачи энергии. Первичная и вторичная обмотки трансформатора прямо не связаны. Передача энергии осуществляется посредством процесса, известного как взаимная индукция. Основной функцией трансформатора является увеличение или уменьшение первичного напряжения. Бесконтактные зарядные устройства мобильных телефонов и электрических зубных щеток являются примерами использования принципа электродинамической индукции. Индукционные плиты также используют этот метод. Основным недостатком метода беспроводной передачи является крайне небольшое расстояние его действия. Приёмник должен находиться в непосредственной близости к передатчику для того, чтобы эффективно с ним взаимодействовать [1-3].

Электростатическая или ёмкостная связь представляет собой прохождение электроэнергии через диэлектрик. На практике это градиент электрического поля или дифференциальная ёмкость между двумя или более изолированными клеммами, пластинами, электродами, или узлами, возвышающимися над проводящей поверхностью. Электрическое поле создается за счет заряда пластин переменным током высокой частоты и высокого потенциала. Ёмкость между двумя электродами и питаемым устройством образует разницу потенциалов [1-3].

Электрическая энергия, передаваемая с помощью электростатической индукции, может быть использована в приёмном устройстве, например, таком, как беспроводные лампы. Тесла продемонстрировал беспроводное питание ламп освещения энергией, передаваемой переменным электрическим полем [1-3].

Принцип электростатической индукции применим к методу беспроводной передачи. «В случаях, когда требуется передача небольшого количества энергии, необходимость в расположении электродов на возвышении снижается, особенно в случае токов высокой частоты, когда достаточное количество энергии может быть получено

терминалом путём электростатической индукции из верхних слоев воздуха, создаваемой передающим терминалом» [1-3].

Радиоволновую передачу энергии можно сделать более направленной, значительно увеличив расстояние эффективной передачи энергии путём уменьшения длины волны электромагнитного излучения, как правило, до микроволнового диапазона. Для обратного преобразования микроволновой энергии в электричество может быть использована ректенна, эффективность преобразования энергии которой превышает 95 %. Данный способ был предложен для передачи энергии с орбитальных солнечных электростанций на Землю и питания космических кораблей, покидающих земную орбиту [1-3].

Сложностью в создании энергетического микроволнового луча является то, что для использования его в космических программах из-за дифракции, ограничивающей направленность антенны, необходима диафрагма большого размера. Например, согласно исследованию НАСА 1978 года, для микроволнового луча частотой 2,45 ГГц понадобится передающая антенна диаметром в 1 км, а приёмной ректенны диаметром в 10 км. Эти размеры могут быть снижены путём использования более коротких длин волн, однако короткие волны могут поглощаться атмосферой, а также блокироваться дождем или каплями воды. Из-за «проклятия узкого пучка» невозможно сузить луч, объединяя пучки от нескольких меньших спутников без пропорциональной потери в мощности. Для применения на земле антенна диаметром 10 км позволит достичь значительного уровня мощности при сохранении низкой плотности пучка, что важно по соображениям безопасности для человека и окружающей среды. Безопасный для человека уровень плотности мощности составляет 1 мВт/кв. см, что на площади круга диаметром 10 км соответствует мощности в 750 МВт. Этот уровень соответствует мощности современных электростанций [1-3].

В том случае, если длина волны электромагнитного излучения приближается к видимой области спектра (от 10 мкм до 10 нм), энергию можно передать путём её преобразования в луч лазера, который затем может быть направлен на фотоэлемент приёмника.

-Лазерная передача энергии по сравнению с другими методами беспроводной передачи обладает рядом преимуществ:

-Монохроматическая световая волна, обладающая малым углом расходимости, позволяет узкому пучку эффективно передавать энергию на большие расстояния.

-Компактный размер твердотельного лазера - фотоэлектрического полупроводникового диода - удобен для небольших изделий.

-Лазер не создает радиочастотных помех для существующих средств связи, таких, как Wi-Fi и сотовые телефоны.

-Контроль доступа, так как только приёмники, освещенные лазерным лучом, получают электроэнергию.

У данного метода есть и ряд недостатков:

-Преобразование низкочастотного электромагнитного излучения в высокочастотное, которым является свет, неэффективно. Преобразование света обратно в электричество также неэффективно, так как КПД фотоэлементов достигает 40-50 %, хотя эффективность преобразования монохроматического света значительно выше, чем эффективность солнечных панелей.

-Потери в атмосфере.

Как и при микроволновой передаче, этот метод требует прямой видимости между передатчиком и приёмником [1-3].

Однопроводная электрическая система SWER (Single Wire with Earth Return) основывается на токе земли и одном изолированном проводе. В аварийных случаях высоковольтные линии постоянного тока могут работать в режиме SWER. Замена изолированного провода на атмосферную обратную связь для передачи мощного высокочастотного переменного тока стала одним из методов беспроводной передачи электроэнергии. Кроме того, исследовалась возможность беспроводной передачи электроэнергии только через землю [1-3].

Низкочастотный переменный ток может быть передан с низкими потерями по земле, поскольку общее сопротивление земли значительно меньше, чем 1 Ом. Электрическая индукция возникает преимущественно из-за электропроводимости океанов, металлических рудных тел и подобных подземных структур. Электрическая индукция также вызывается электростатической индукцией диэлектрических областей, таких, как залежи кварцевого песка и прочих непроводящих минералов [1-3].

Земля является естественным проводником и образует один проводящий контур. Обратный контур реализуется через верхние слои тропосферы и нижние слои стратосферы на высоте около 4.5 миль (7.2 км) [1-3].

Можно сделать вывод, что пока человечество не может отказаться от воздушных и кабельных линий электропередач. В первую очередь, по той причине, что описанные методы имеют ряд недостатков и проблем, таких как маленький коэффициент полезного действия, маленькая дальность передачи электроэнергии, которые необходимо решить.

ЛИТЕРАТУРА

1. https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D0%B5%D1%81%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D0%BD%D0%B0%D1%8F_%D0%BF%D0%B5%D1%80%D0%B5%D0%B4%D0%B0%D1%87%D0%B0_%D1%8D%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%B0#cite_note-39
2. <http://news.mit.edu/2007/wireless-0607>
3. http://besprovodnoe.ru/ubeam_pokazala_besprovodnoe_elektrichestvo_video
4. <http://electric.info/main/facty/673-besprovodnaya-peredacha-elektroenergii-istoriya-stanovleniya.html>

ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ КОТЛОВ С ЦКС БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ И ТРУДНОСТИ В РЕАЛИЗАЦИИ ИХ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Кокшарев О.М.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Как полагают эксперты, будущее теплоэнергетики будет связано с применением топок с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС), которые предназначены для сжигания влажного и высокозольного топлива. Технология ЦКС начала использоваться в сфере энергетики с конца 70-х годов прошлого века. Причиной её внедрения послужило введение более жестких экологических требований.

Главные преимущества ЦКС это:

- большая эффективность (< 90 %) поглощения оксидов серы посредством подачи известняка в топку. При этом приемлемая температура слоя 870 °С;

- незначительное число выбросов оксидов азота (>200 мг/м³). Их количество зависит от температуры в топке при создании подвода воздуха ступенчатым способом;
- эффективность сжигания топлива (с маленьким выходом летучих, высокозольное, низкокалорийное), которая зависит от стабильности температуры в топке и количества углерода, содержащегося в слое. [1]

В настоящее время мировой опыт эксплуатации котлов с ЦКС очень богат. За годы использования ЦКС в энергетике удалось серьезно уменьшить металлоемкость, совершенствовать различные конструктивные решения, повысить уровень надежности и экономичность.

Способ сжигания топлива в ЦКС – это серьезная конкуренция для технологии пылевидного сжигания угля. Она дает больше маневренности для операторов электростанции и котельных агрегатов. Технология ЦКС открывает новые возможности для сферы энергетике, решая такие задачи как увеличение эффективности высокозольного и влажного топлива, уменьшение зольных выбросов, сжигание окислов серы и азота, повышение уровня утилизации минеральной части топлива. Котлы с циркулирующим кипящим слоем лучше подходят для ступенчатого сжигания, которое позволяет снизить выбросы оксидов азота. [2]

Можно выделить также такие преимущества котлов с ЦКС как устойчивость к работе в условиях маленьких нагрузок с отсутствием подсветки мазутом, уменьшение котельной ячейки из-за недостатка средств азото- и серочистки, быстрое изменение нагрузки, значительная разгрузка котла. Отмечается также и более высокий уровень выгорания топлива (около 99%, у котлов со стационарным кипящим слоем на 4-9 % меньше). Котлы с ЦКС эксплуатируются с меньшим коэффициентом избытка воздуха (1,10-1,15, а не 1,20 – 1,25). [1]

Несмотря на ряд преимуществ, технология ЦКС имеет и свои недостатки. К ним относятся: 1) наличие большого объема футерованных элементов; 2) усложненная конструкция котла; 3) длительный запуск из «холодного» состояния; 3) использование высоконапорных вентиляторов и, как следствие, рост издержек. 4) высокий уровень абразивного износа, несгоревшего топлива, уноса золы; 5) сильные дутьевые вентиляторы; 6) большое значение сечения топочной камеры. [3]

Считалось, что котлы с циркулирующим кипящим слоем не приспособлены к работе на больших параметрах, так как в топке преобладает низкая температура. Около десяти лет назад предполагалось, что технология ЦКС может использоваться эффективно только в промышленной энергетике. Однако в последнее время произошли значительные изменения. Одно из них это зольные теплообменники. Высокие параметры успешно применяются в котлах ЦКС. Технология получила наиболее широкое распространение в КНДР и Польше. При вступлении в Евросоюз Польша вынуждена была внедрить большое количество новых технологий в сфере угольной энергетике для соответствия всем требованиям европейских держав. С тех пор это страна стала огромным рынком сбыта для крупной организации Foster-Wheeler, которая занимается разработкой и производством котлов с ЦКС. В течение 20 лет в Польше установили котлы с ЦКС с совокупной мощностью более двух с половиной миллионов кВт. Сейчас там применяется блок (мощность 460 МВт), снабжающий наилучший в мировом масштабе КПД, предназначенный для блоков с котлами с ЦКС – 43,3 %. [2]

Низкий уровень отходов соответствует всем нормам Евросоюза по крупным установкам для сжигания топлива. На сегодняшний день Китай является мировым лидером по числу задействованных котлов с ЦКС, которое почти достигло трех тысяч. Сюда входят тридцать два блока и пятьдесят блоков по 300 МВт, которые строятся или

очень скоро начнут производиться. Все вышеперечисленные примеры показывают необходимость модернизации ТЭС в России. На территории Дальнего Востока и Урала имеется много низкосортного угля с высоким уровнем зольности, серы и влажности. Наиболее выгодно использовать котлы ЦКС с неопределенной топливной базой. Параметры пара, характеризующиеся как сверхкритические являются подходящими для технологии ЦКС. Подобный метод сжигания топлив (технология ЦКС) создает нормальную температуру газов в топке, которая позволяет использовать менее дорогую сталь, так как обеспечивает на стенке труб достаточно низкую температуру.

Сегодня технология ЦКС доказала свою эффективность с технической и экономической точки зрения. Однако в России по-прежнему не создана программа для теплового расчета котлов с ЦКС. Все применяемые разработки (программы расчета традиционных пылеугольных котлов: Бойлер-дизайнер, ТРАКР) не приводят к корректным результатам. [4]

В специфике области теплообмена и гидродинамики, присутствии комплекса возврата и улавливания выражается главное отличие котлов с ЦКС. Существуют новые рекомендации, которые заключаются в назначении параметров сепараторов, системе возврата и утилизации золы, выборе скоростного режима в топке. В конце 90-х компания «ВТИ» создала эксклюзивную технологию расчета топочного контура котлов с ЦКС. С того времени непрерывно проводятся работы по совершенствованию методики. Она была испытана посредством сравнения данных расчетов со значениями показателей котлов с ЦКС иностранного производства. Однако стоит учесть, что расчет конвективной части котла происходит с помощью известных программ. [4]

Программы расчета котлов с ЦКС, разработанные за рубежом, обычно секретны по инициативе компаний, занимающихся поставкой и разработкой котлов. Они находятся в постоянном процессе совершенствования, благодаря непрерывным исследованиям и материалам экспериментов, на основании которых базируются. Российская методика в настоящее время не имеет достаточного количества обоснований для определенных отечественных топлив. Тем не менее, имеется неплохая база для дальнейшего создания программ расчета российских котлов с ЦКС. [4]

Стоит отметить высокую актуальность разработки новейших технологий сжигания топлива в котлах с ЦКС. К совершенствующимся сторонам развития относится также оптимизация режима работы топок, оптимизация и разработка конструкций топок с ЦКС. Наибольшей эффективностью с учетом уровня прогресса инновационной вычислительной техники, обладают методы численного анализа. Они имеют ряд преимуществ в сравнении с теоретическими и эмпирическими методами. [3]

В настоящее время существует незначительное число материалов эмпирических исследований и познаний определенных аспектов технологического характера для применения псевдооживленного слоя в целях реализации процессов массо- и теплообмена. Для покрытия различных нужд необходимых для разработки топок с кипящим слоем нужен значительный прогресс в сфере математического и численного моделирования каких-либо химико-физических процессов в кипящем слое. Однако данные задачи смоделировать не так просто и, как следствие, на пути специалистов стоит масса трудностей. [5] В пример можно привести выполнение нормативов правильности задания параметров, которое в большинстве случаев очень сложно оценить теоретически. Чаще всего корректность модели подтверждается практическими методами численного моделирования, которое в свою очередь занимает большое количество временного ресурса.

В заключении можно сказать, что технология ЦКС развивается и совершенствуется быстрыми темпами во всем мире. Она имеет ряд преимуществ, одно из которых это

длительный срок пребывания частиц в реакционной зоне, благодаря высокой кратности циркуляции при оптимальной и стабильной температуре в топке с учетом ступенчатой подачи воздуха. Технология ЦКС – это новые возможности для расширения топливной базы ТЭС (маленькая и средняя мощность). Котлы с ЦКС доказали на практике свою экономическую и экологическую целесообразность. Они способствуют снижению количества выбросов ядовитых отходов, увеличивается уровень надежности теплового и энергетического снабжения местного топлива. Обеспечивается значительное уменьшение затрат на оборудование, предназначенное для чистки золоуловителей и топлива. В целом, наблюдается позитивное сокращение вредных выбросов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рябов Г.А., Технология циркулирующего кипящего слоя: использование в энергетических установках и новые приложения, ОАО «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО «ВТИ»), г. Москва, Россия
2. Gungor A. Analysis of combustion efficiency in CFB coal combustors. Fuel 87 (2008) 1083–1095
3. Tourunen A., Saastamoinen J., Nevalainen H. Experimental trends of NO in circulating fluidized bed combustion. Fuel 88 (2009) 1333–1341
4. Рябов Г.А., Фоломеев О.М., Научное обоснование и методика расчета топочного контура котлов с циркулирующим кипящим слоем, ОАО «Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт», Москва, Россия
5. D.Shi, L.Reh, Wall-to-Bed Heat Transfer in Circulating Fluidized Bed, 5th Int. Conf. on CFB, 1997.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СТАТИЧЕСКИХ КОМПЕНСАТОРОВ НА МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Пономарев А.П., Зацепин Е.П.

Липецкий государственный технический университет, г. Липецк

В настоящее время одной из важных проблем является компенсация реактивной мощности на металлургических предприятиях. Это обусловлено резкопеременным характером нагрузки дуговых сталеплавильных печей (ДСП), а так же станов горячей прокатки. Использование конденсаторных установок в задачах быстродействующего регулирования реактивной мощности требует частого переключения секций конденсаторных батарей [1]. С использованием обычных выключателей такой способ регулирования невозможно осуществить, так как возникают значительные броски тока и перенапряжения [2].

По этой причине наибольшее распространение получили следующие типы устройств: конденсаторные батареи, управляемые тиристорами, статические тиристорные компенсаторы (СТК) и статические синхронные компенсаторы (СТАТКОМ). Конденсаторные батареи, управляемые тиристорами имеют следующие преимущества: простота, низкая стоимость, высокое быстродействие, низкие уровни высших гармоник. Однако существенным недостатком этих устройств является невозможность плавного регулирования реактивной мощности, поэтому далее будут рассмотрены только СТК и СТАТКОМ.

Широкое применение СТК получили на металлургических предприятиях, это

обусловлено их низкой удельной стоимостью 30...34 \$/кВА, так же накоплен достаточно большой опыт работы с данными компенсаторами [3]. Стоит отметить, что традиционные не запираемые тиристоры имеют меньшие потери по сравнению с ГТО тиристорами и IGBT транзисторами. Работа ДСП вызывает появление высших гармоник, которые возникают из-за нелинейности дуги и характеристики печного трансформатора. Применение СТК на предприятиях с ДСП позволяет повысить показатели качества электроэнергии, улучшить качественные и количественные показатели сталеплавильного процесса. Существенно снижаются возмущения в питающей сети, появляется возможность подключать мощные печи к энергосистемам с низкой мощностью короткого замыкания, повышается средний коэффициент мощности, снижаются токи высших гармоник [2]. Кроме этого при работе ДСП возможно возникновение несимметричных режимов из-за возникновения «дикий» и двух «мертвых» фаз. При использовании СТК возможно пофазное регулирование реактивной мощности и напряжения. Среди недостатков СТК следует отметить: высокий уровень генерации гармоник, чувствительность к гармоническим резонансам в системе, медленное реагирование.

СТАТКОМ является шестифазным инвертором напряжения, который питается от источника постоянного напряжения (батареи накопительных конденсаторов). СТАТКОМ позволяет решать те же задачи, что и СТК, но обладает рядом преимуществ. Данное устройство нечувствительно к гармоническим резонансам в системе, обладает большим, по сравнению с СТК быстродействием 0,2...0,35 мс против 2,5...5 мс у СТК, может поддерживать напряжение в слабых системах. Кроме этого СТАТКОМ обладает способностью кратковременно выдерживать перегрузки, тем самым на короткий период обеспечивается высокая устойчивость напряжения. Значительным преимуществом этих компенсаторов является возможность подавлять гармоники, таким образом СТАТКОМ может выполнять функции активного фильтра. Низкое распространение статических синхронных компенсаторов обусловлено их высокой удельной стоимостью 45...49 \$/кВА, что на 35...40% больше чем у СТК.

Таким образом, не смотря на преимущества СТАТКОМов их использование на металлургических предприятиях наиболее целесообразно при совместной работе с другими компенсирующими устройствами. При этом большая часть реактивной мощности должна компенсироваться за счет установки конденсаторных батарей, СТК. СТАТКОМ целесообразно использовать в качестве активного фильтра, а так же в случаях, когда к компенсирующим устройствам предъявляется требование высокого быстродействия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дьяков А.Ф. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Том 2. Электрические подстанции переменного тока. Средства и интеллектуальные системы управления. – М.: НТФ Энергопрогресс, 2012. – 668 с.
2. Кочкин В.И. Статические компенсаторы реактивной мощности для электрических сетей – М.: Элекс-КМ, 2010. – 296 с.
3. Радилев Т.В. Разработка методики моделирования установившихся режимов электроэнергетических систем с гибкими электропередачами: дис. канд. техн. наук: 20.10.14 НИУ «МЭИ». Москва, 2014. – 150 с.

УСТАНОВКА ГАЗОВОЙ ТУРБИНЫ НА ТЭЦ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ ДИАПАЗОНА НАГРУЗОК

Хасанов Р. Р., Семенов Н. А., Данилова Д. А., Худякова Г. И.

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина,
г. Екатеринбург

Работа многих современных ТЭС одновременно на два рынка энергии; электрической и тепловой, в ряде случаев может приводить к серьезным штрафным санкциям со стороны Сетевого Оператора. Эти проблемы появляются иногда при мелких авариях на оборудовании, а также при резком изменении погоды. В таких режимах необходимость быстрого увеличения или ослабления отпуска теплоты может вызвать выход отпуска электрической энергии с ТЭС за 2%, установленной правилами оптового рынка. Санкции за эти нарушения могут существенно снизить прибыль компании и перекрыть любые реальные мероприятия по экономии топлива на ТЭС.

Настоящая работа представляет собой первую проработку возможной реализации нового типа паро-газовой установки в условиях Ново-Свердловской ТЭЦ. Представленный тип ПГУ ТЭЦ считаем новым, самостоятельным вариантом. Суть этого процесса в установке рядом с котельным агрегатом небольшой газотурбинной установки (ГТУ) с электрогенератором, со сбросом продуктов сгорания в дополнительный тепло-утилизационный теплообменник.

В данной работе впервые прорабатываются основные принципы установки ГТУ по такой схеме, адаптация под нее серийной отечественной ГТУ без использования импортного оборудования. Установлены принципы ограничения внедрения такой турбины по подключению к газовому хозяйству ТЭЦ, ее электрической схеме и к дополнительным тепло-утилизаторам. Предусмотрена работа, как с паровым котлом, так и с газовой турбиной.[1]

В качестве газовой турбины используем агрегат типа ГТ-6-750 мощностью 6 МВт (6300 кВт) для привода генератора с напряжением 6,3 кВ [2].

Проведена предварительная расчетная, конструктивная и качественная оценка влияния основных режимов включения и отключения ГТУ на отпускаемую электрическую и тепловую нагрузку НСТЭЦ на два независимых коммерческих рынка энергии: электрической и тепловой.

Основной задачей предварительного расчёта является определение оптимального отношения давлений в цикле, обеспечивающего максимальную экономичность для базовой ГТУ.

Исходные данные для расчета:

- Эффективная мощность ГТУ $N_e=6$ МВт;
- Температура газа перед ТВД $T_r=1033$ К;
- Температура наружного воздуха $T_b=288$ К;
- Атмосферное давление $P_{атм}=101300$ Па;
- КПД турбины (ТВД) $\eta_{r1}=0,92$;
- КПД турбины (ТНД) $\eta_{r2}=0,92$;
- КПД компрессора $\eta_k=0,870$;
- КПД камеры сгорания $\eta_{кс}=0,995$;
- Механический КПД $\eta_{мех}=0,980$;
- Расход топлива $q_{топ}=0,015$;

Расчеты проводятся по методике, изложенной в [4].

По результатам предварительного расчета тепловой схемы были построены зависимости $N_e=f(\pi_k)$ и $\eta_e=f(\pi_k)$, и на их основании выбрана оптимальная степень повышения давления в компрессоре (рисунок 1).

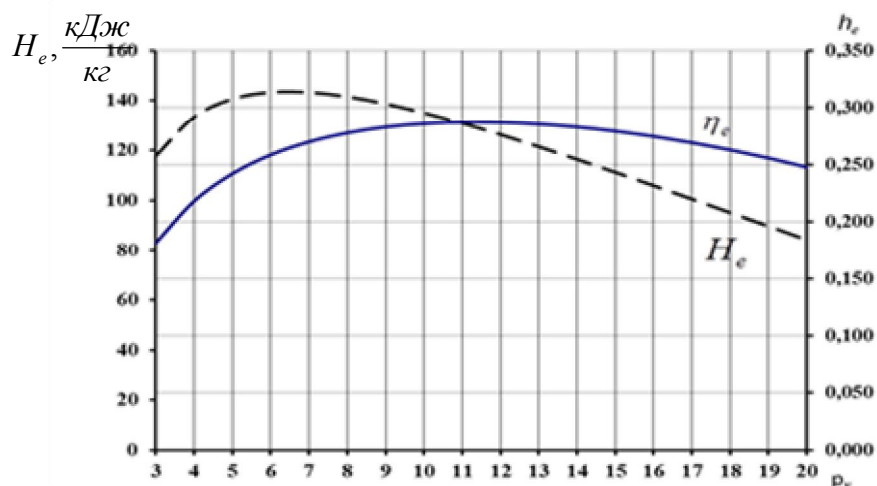


Рис. 1. Графики зависимости $H_e=f(\pi_k)$ и $\eta_e=f(\pi_k)$

Оптимальная степень сжатия в компрессоре $\pi_k=6$.

Уточненный тепловой расчет ГТУ

Предварительный расчет тепловой схемы основывался на задании средних теплотехнических характеристик, причем они задавались ориентировочно. Задачей уточненного теплового расчета газотурбинной установки является уточнение таких характеристик как изобарная теплоемкость C_p и показатель адиабаты k . Эти величины напрямую влияют на напор компрессора и теплоперепад газовой турбины. Соответственно при уточнении теплотехнических характеристик будут меняться и термодинамические параметры цикла, такие как давление P и температура T . Все эти величины оказывают влияние на газодинамический расчет газотурбинной установки.

Уточнение теплофизических характеристик рабочих тел турбомашин, воздуха для компрессора и продуктов сгорания для турбин, производим по средней температуре в начале и конце процесса.

Результаты уточненного расчета приведены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты уточненного расчета

Величина	Обозначение	Значение	Ед.изм
Удельная полезная работа в ГТУ	H_e	151,554	кДж/кг К
Кол-во теплоты воздуха, поступающего в КС	Q_v	480,252	кДж/кг
Удельная теплоёмкость в камере сгорания	$C_{pКС}$	1,036	кДж/кг
Количество теплоты подведённое в камере сгорания	$Q_{кс}$	525,402	кДж/кг
Эффективный КПД газотурбинной установки	η_e	0,288	
Расход воздуха в цикле, обеспечивающий ном. мощность	G_v	39,589	кДж/кг
Расход рабочего тела ТВД	$G_{ТВД}$	37,610	кДж/кг
Расход рабочего тела ГТД	$G_{ГТД}$	38,599	кДж/кг
Удельная теплоёмкость воздуха в КС	c_{pm}	1,014	кДж/кг

По полученным расходам рабочего тела на турбины и компрессор и адиабатным теплоперепадам осуществляют проектирование или моделирование компрессора и расчет проточной части турбин.

Подключение ГТУ к газовому хозяйству ТЭЦ

Выбранная степень сжатия компрессора в ГТУ составляет $P_k=6$, что означает, повышение давления с 1 атм более чем до 6 атм. Этого вполне достаточно для работы ГТУ с параметрами полученными нами расчетным путем. Такое же давление приходит с ГРС на ГРП на НСТЭЦ. Поэтому полагаем, учитывая малый расход газа, который подается на ГТУ (примерно, не более 1,5% от всего расхода газа на НСТЭЦ в пике нагрузки при работе всего оборудования) новое ГРП не строить.

Выбор схемы подключения генератора газовой турбины

Подключение генератора ГТУ к линиям 110 и 220 кВ, по которым идет коммерческий отпуск электрической энергии, является нецелесообразным по двум причинам:

1. Подключение к линиям 110 и 220 кВ потребует установку значительно более дорогих трансформаторов, для которых придется в РУ 220 монтировать новую дополнительную ячейку со всем дополнительным оборудованием и автоматикой.

2. Кроме того, установка на линию 220 кВ не желательна с точки зрения надежности, так как на эту линию подключен лишь один Турбогенератор №5.

Подключение ТГ №4 через автотрансформатор не всегда возможно при полной нагрузке в диспетчерском графике всей мощности ТГ 1-4. Турбогенератор ГТУ составляет 6 % мощности от ТГ №5 и его необходимо будет внести в официальный реестр генераторной мощности СО. Если работа ГТУ в заявленном режиме будет нарушена (авария, ошибка персонала) это сразу вызовет сильную недовыработку на линию 220кВ и жесткие штрафные санкции. Ситуация проще при работе на 110кВ, так как ее обеспечивают до 4-х турбогенераторов и появляется возможность перебалансировки их мощностей при авариях на ГТУ.

Поэтому генератор ГТУ подключаем либо на шину собственных нужд станции 6кВ либо на линии генераторного напряжения турбин 1-4, 10,5кВ.

Генератор типа Т-6-2УЗ с мощностью $P_{ном}=6$ МВт, напряжением $U_{ном}=6,3$ кВ, $n=3000$ об/мин, $\eta=97,4\%$. Трансформатор в данной компоновке не требуется. Это решение позволит скомпоновать все оборудование ГТ-6-750 в свободных ячейках временного торца котельного отделения (рисунок 2).

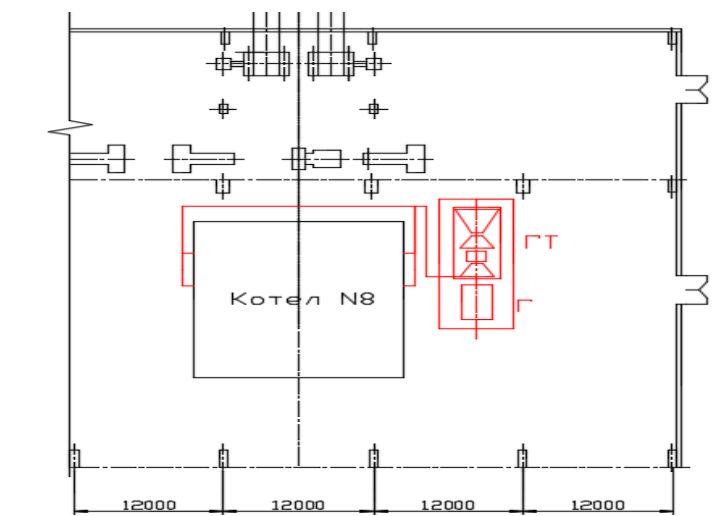


Рис. 2. Схема размещения ГТУ в котельном цехе

Устанавливаем газовую турбину рядом с котлом поперечно котельному отделению рядом с дополнительным тепло-утилизатором, и размещаем электрическую часть непосредственно около котла №8.

Преимуществом данной схемы является возможность обслуживания всего оборудования существующим мостовым краном котельного отделения. Одновременно сохраняется одна стандартная ячейка длиной 12 метров у временного торца для размещения оборудования котлов при ремонте и самой ГТУ.

В предыдущей работе были просчитаны теплотехнические характеристики ГТУ, работающей на дополнительный тепло-утилизатор. [3]

Расчеты показали, что максимальный теплосъем дополнительных тепло-утилизаторов при замещении дымовых газов котлов в байпасе ТВП, на выхлоп, предлагаемой газовой турбины ГТ-6-750, составляет 8-9 Гкал в час на один котел. Что на 5 котлов в проекте, составит 40-45 Гкал в час (4-5% полной тепловой мощности НСТЭЦ, подаваемой в городские сети). Это составляет, без вытеснения отопительных отборов, примерно, 3-4МВт электрической мощности с шин напряжения 110кВ, при аналогичном сокращении подачи электроэнергии на шины собственных нужд.

Заключение

1. Предлагается установка газовой турбины ГТ-6-750 у котла Ново-Свердловской ТЭЦ для сброса ее выхлопа перед дымососом через дополнительный тепло-утилизатор, установленный в специальном газоходе параллельном ТВП-1. В нем может нагреваться любая вода ТЭЦ: подпиточная, добавочная, сетевая прямая и обратная вода со средней мощностью тепло-утилизатора 4-5 Гкал в час.

2. Это предложение не требует строительства нового ГРП, специальной трансформаторной ячейки, Мощность генератора ГТУ (с генераторным напряжением 6кВ) подводится к шинам собственных нужд НСТЭЦ тоже на 6кВ. Также не требуется установка новых дымососов.

3. Повышается надежность соблюдения НСТЭЦ суточного графика электрической нагрузки при резких изменениях погодных условий и мелких авариях оборудования. Этим дополнительно сократятся штрафные санкции и повысится прибыль от продажи электроэнергии через электронную биржу.

4. Установка даже одной ГТУ по предложенной схеме обеспечит пуск ТЭЦ или поддержание в работе одного котла и питательного насоса при тяжелых авариях, угрозе посадки НСТЭЦ на «нуль».

ЛИТЕРАТУРА

1. Паровые и газовые турбины для электростанций: учебник для вузов А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний; под ред. А.Г, Костюка. - 3-е изд., перераб. и доп. М.: Издательский дом МЭИ, 2008.
2. Газотурбинная установка мощностью 6000 кВт. с нагнетателем для транспорта газа ГТ-6-750 (Описание)/ коллектив: Турбомоторный завод, 1969.
3. Тепловой расчёт котельных агрегатов (Нормативный метод) / под ред. Н. В. Кузнецова и др., М.: Издательство «Энергия», 1973.
4. Тепловой расчет схем приводных газовых установок на номинальный режим работы: учебное пособие / В. М. Марковский, А. М. Неволин.- Екатеринбург: Издательство УрФУ 2014.-27с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРОГАЗОВОГО БЛОКА ПГУ-190/220 С ДОЖИГАНИЕМ ТОПЛИВА В НИЗКОНАПОРНОМ ПАРОГЕНЕРАТОРЕ

Зуева А.А., Кругбелый В.А., Белявская П.В.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

В энергетическом балансе генерирующих мощностей в России значительную часть составляют теплоэлектроцентрали (около половины всех генерирующих мощностей ТЭС [1, 2]). Наиболее экономичными, с точки зрения удельного расхода топлива на отпущенную продукцию, являются парогазовые энергоблоки [3, 4]. Такие энергоблоки чаще всего применяются для выработки электроэнергии, и их применение ведет не только к увеличению КПД установок, но и к расширению термодинамических, технических, конструктивных и эксплуатационных характеристик энергетического оборудования [5-9]. Применение парогазовых технологий (ПГУ) для комбинированного производства электроэнергии и теплоты представляет особый интерес.

Существует несколько способов дожигания топлива в парогазовых блоках:

1. ПГУ с высоконапорным парогенератором
2. ПГУ с низконапорным парогенератором
3. ПГУ с котлом-утилизатором
4. ПГУ с использованием теплоты отработавших газов газовой турбины для подогрева питательной воды.

В работе предлагается парогазовая технология с отпуском теплоты потребителю и дожиганием топлива в низконапорном парогенераторе, рис. 1.

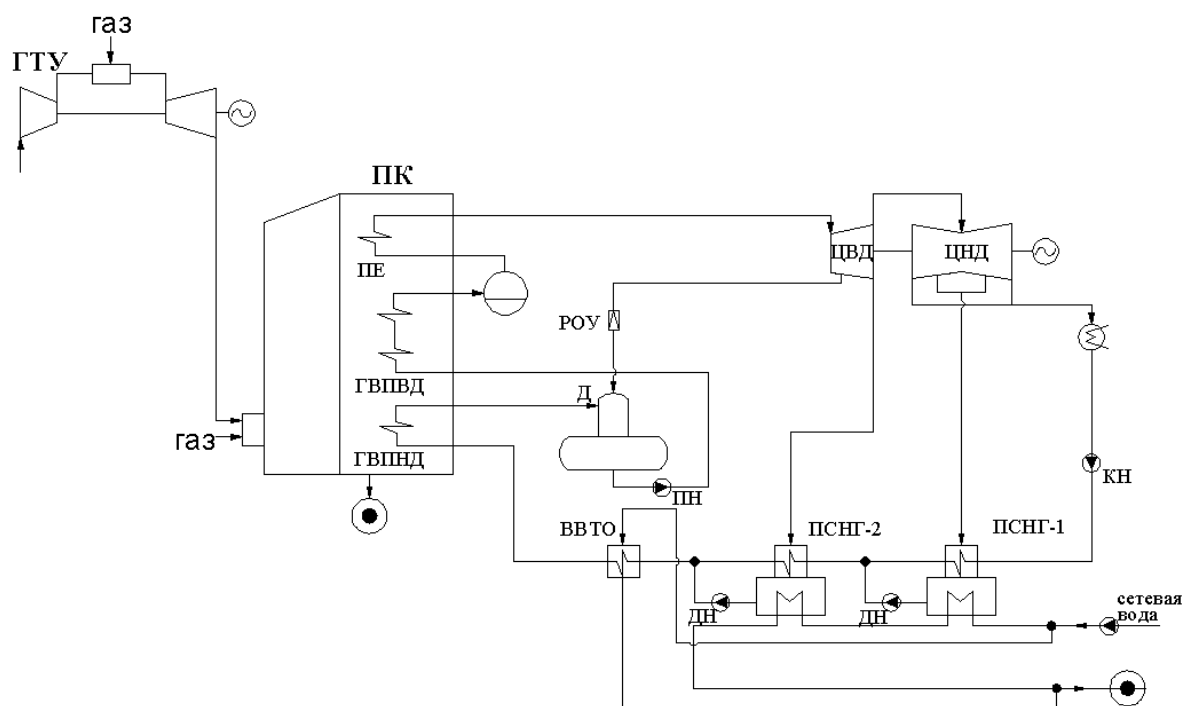


Рис. 1. Тепловая схема теплофикационного блока ПГУ-190/220 с дожиганием топлива

Предложенная схема представляет собой установку сбросного типа с дожиганием топлива. Дожи́гание позволяет обеспечить получение высоких параметров пара в паросиловом цикле ПГУ. Газы, отработавшие в газовой турбине, направляют в паровой котел, где они выступают в качестве окислителя, служащего для сжигания топлива,

обеспечивающего получение пара высоких параметров, рис.1. В паровом котле (ПК) происходит генерация пара за счет последовательного прохождения питательной воды в газодляных подогревателях (ГВП) низкого (НД) и высокого (ВД) давления и в пароперегревателе (ПЕ). Затем пар поступает в двухцилиндровую паровую турбину (ЦВД и ЦНД), цилиндр низкого давления которой выполнен по двухпоточной схеме. После паровой турбины пар конденсатным насосом (КН) направляют в систему регенерации. Деаэратор (Д) установлен «врассечку» тракта подогревателей низкого и высокого давлений парового котла. Давление деаэрации поддерживается отбором пара из турбины при помощи редуционно-охладительной установки (РОУ). Для обеспечения двухступенчатого подъема питательной воды после деаэратора установлен питательный насос (ПН). Система регенерации состоит из двух подогревателей (ПСНГ-1, 2), совмещенных с подогревателями сетевой воды и имеет две точки смешения при вводе дренажа в линию основного конденсата дренажными насосами (ДН). Параллельно сетевой установке на линии основного конденсата расположен вододляной теплообменник (ВВТО), предназначенный для работы в режиме отсутствия отпуска теплоты потребителю от отборов турбины.

Топливом для установки является природный газ. В данной схеме он подается как в газовую турбину, так и в котел. При таком способе сжигания есть возможность использовать низкокачественные сорта топлива, что снижает стоимость сырья. Вместе с тем, повышается энергоэффективность энергоблока, что в свою очередь, позволяет уменьшить вредные выбросы в атмосферу.

В состав ПГУ–190/220 входит следующее оборудование: турбина паровая типа Т–130/160–12,8; газотурбинная установка типа V64.3A; котел ТГЕ–435/ПГУ.

Паровая турбина типа Т-130/160-12,8 мощностью 160 МВт конденсационная с теплофикационными отборами пара номинальной мощностью 133 МВт, предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока ТЭФП-160-2УЗ. Турбина работает в блоке с котлом ТГЕ-435/ПГУ. Турбина предназначена для работы при следующих основных параметрах: давление свежего пара перед стопорным клапаном ЦВД–12,8 МПа; температура свежего пара перед стопорным клапаном ЦВД–555°С; номинальный расход свежего пара – 500 т/ч; абсолютное давление в конденсаторе турбины – 0,063 кгс/см².

Турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат, состоящий из однопоточного цилиндра высокого давления (ЦВД) и двухпоточного цилиндра низкого давления (ЦНД). Свежий пар с давлением 12,8 МПа и температурой 555°С по трубопроводу от котла поступает к стопорному клапану диаметром и далее по перепускным трубам к четырем регулирующим клапанам ЦВД турбины. Впуск пара в ЦВД осуществляется через сопловые коробки. ЦВД имеет 20 ступеней, из которых первая ступень регулирующая.

Конденсатор 13ОКП–9000–1 состоит из двух последовательно соединенных по охлаждающей воде конденсаторов, расположенных поперек продольной оси турбины.

Схема регенерации турбоустановки: конденсатор пара уплотнений (КПУ–50–2.5–5); два подогревателя низкого давления поверхностного типа (№1 ПСНГ–3000–0.3–2.5–1 и №2 ПСНГ–3000–0.6–2.5–2); деаэратор (ДП–500). Подогреватель низкого давления №1 (ПНД–1) совмещен с сетевым подогревателем нижнего отопительного отбора (из ЦНД), ПНД–2–с сетевым подогревателем верхнего отопительного отбора (из выхлопа ЦВД).

Газотурбинная установка типа V64.3A мощностью 63 МВт выполнена одновальной с понижающим редуктором на 5413/3000 об/мин. Номинальные параметры окружающей среды для газотурбинной установки V64.3A: температура наружного

воздуха 7,4°C , барометрическое давление 1,005 бар, относительная влажность наружного воздуха 67,8% .

Осевой компрессор ГТУ состоит из 17 ступеней, степень сжатия воздуха в компрессоре – 16. В зависимости от температуры наружного воздуха на номинальной нагрузке давление воздуха на выходе из компрессора изменяется от 14,7 кгс/см² до 18,8 кгс/см², температура от 349°C до 446°C, а расход воздуха от 180 кг/с до 200 кг/с. Компрессор имеет регулируемый входной направляющий аппарат (ВНА). При открытии ВНА расход воздуха через газовую турбину возрастает, при закрытии ВНА он снижается. Такое регулирование нагрузки происходит в диапазоне нагрузок газовой турбины от 50% до 100% номинальной.

Паровой котел типа Е–500–13,8–560ГН (модель ТГЕ–435/ПГУ) предназначен для работы в составе парогазовой установки. Котел обеспечивает температуру острого пара в 555 °С с давлением 12,8МПа и выполняется с естественной циркуляцией, однобарабанным, в газоплотном исполнении для работы под наддувом. Котел снабжен установкой производства собственного конденсата для регулирования температуры пара впрыском. На пусковых режимах впрыск осуществляется питательной водой. Барабан оборудован устройством обогрева и расхолаживания. Котел имеет П–образную компоновку поверхностей нагрева и состоит из топочной камеры и опускного газохода. Топочная камера призматическая с 8–ю вихревыми горелками, расположенными в два яруса на боковых стенах топки. Над горелками установлены сопла для подвода части окислителя из общего короба перед горелками. В опускном газоходе расположены последовательно по ходу газов три ступени конвективного подогревателя, водяной экономайзер, совмещенный с газоводоподогревателем высокого давления (ГВПВД), а также газоводоподогреватель низкого давления (ГВПНД). ГВПНД предназначен для подогрева конденсата паровой турбины перед деаэратором при номинальном режиме.

Предварительная оценка экономичности представленной технологии показывает, что КПД по производству электроэнергии паросилового цикла на тепловом потреблении (при тепловой нагрузке около 160 МВт с температурой прямой и обратной сетевой воды на уровне 75/43 °С) может составлять 63%, а КПД по отпуску теплоты на уровне 0,89%, КПД по производству электроэнергии для ПГУ в целом – на уровне 43%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Щинников П.А. Перспективные ТЭС. Особенности и результаты исследования. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 284 с.
2. Щинников П.А. Структура генерирующих мощностей электроэнергетики России / Энергетика и теплотехника: сб. науч. трудов / Новосиб. гос. техн. ун-т. – Новосибирск, 2007. – с.5...33.
3. Андрущенко А.И., Лапшов В.Н. Парогазовые установки электростанций. – М. – Л.: «Энергия», 1965. – 248 с.
4. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – М.:МЭИ,2006 –584 с.
5. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Григорьева О.К., Боруш О.В. Перспективы применения ПГУ в сибирской энергетике при различных сценариях развития топливно-энергетического баланса / Проблемы энергетики, 2009. – №5-6. – С.37...42.
6. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Григорьева О.К., Боруш О.В., Кузьмин А.Г. Комплексный анализ парогазовых ТЭС / Проблемы энергетики, 2010. – №3-4. – С.15...22.

7. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Григорьева О.К., Боруш О.В., Кузьмин А.Г. Комбинированное производство электро- и теплоэнергии, синтез-газа и водорода из угля / Энергобезопасность и энергосбережение, 2011. – №1. – С.18-23.
8. Рабенко В.С., Будаков И.В., Неуймин В.М. Об особенностях эксплуатации энергоблоков ПГУ в климатических условиях России / Энергосбережение и водоподготовка, 2010. – №6. – С.7-20.
9. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Ловцов А.А. Эффективность реконструкции пылеугольных паротурбинных ТЭЦ в парогазовые путём газотурбинной надстройки и исследование показателей их функционирования. – Новосибирск: Наука, 2002. – 95 с.

ВОЗДЕЙСТВИЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Петряков М.В. Гейст А.О.

Государственный университет имени Шакарима, Республика Казахстан, г. Семей

Воздействие теплоэнергетики на окружающую среду характеризуется следующими направлениями:

- образование в процессе энергетического производства выбросов и сбросов химического загрязнения;
- использование природных ресурсов при сооружении теплоэнергетических объектов (ТЭО);
- влияние физических воздействий на окружающую среду;
- разрушение экосистем, с изъятием территорий (площадка ТЭО, трассы, жилой поселок);
- изменение ландшафта.

При нормировании вредных воздействий от теплоэнергетических объектов в атмосферу рассматриваются токсичность следующих веществ, образующиеся в процессе сжигания всех видов топлива:

- оксиды азота;
- пятиокись ванадия;
- оксиды серы;
- оксиды углерода;
- зола;
- бенз(а)пирен и др.

Пути и виды воздействия ТЭО на окружающую среду позволяют составить структурную схему воздействия теплоэнергетических объектов. Данная структурная схема позволит выделить при выполнении оценки воздействия на окружающую среду источники, способы, а также пути и объекты воздействия конкретной ТЭО на окружающую среду [1, 2].

На основании официальных данных нами был проведен анализ экологической обстановки в г. Усть-Каменогорске за 8 месяцев 2016 года [3]. На рис. 1 представлены данные по содержанию вредных веществ в воздухе.

По данным диаграммы видно изменение содержания вредных веществ в атмосфере. В основном это уменьшение количества вредных веществ, вызванное потеплением (наступлением весенне-летнего сезона) и уменьшением сжигания угля, как в частных домах, так и на предприятиях. Такими веществами являются: диоксид азота, оксид углерода, диоксид серы, пыли и показатель ИЗА 5. Отмечено резкое увеличение оксида

углерода в июле месяце. Позже при детальном обследовании действий местного руководства было зафиксировано, что в июле 2016 года был проеден рейд несанкционированных свалок, в результате рейда были назначены сроки по их ликвидации(июль текущего года) что и послужило резким ростом выбросом вредных веществ.

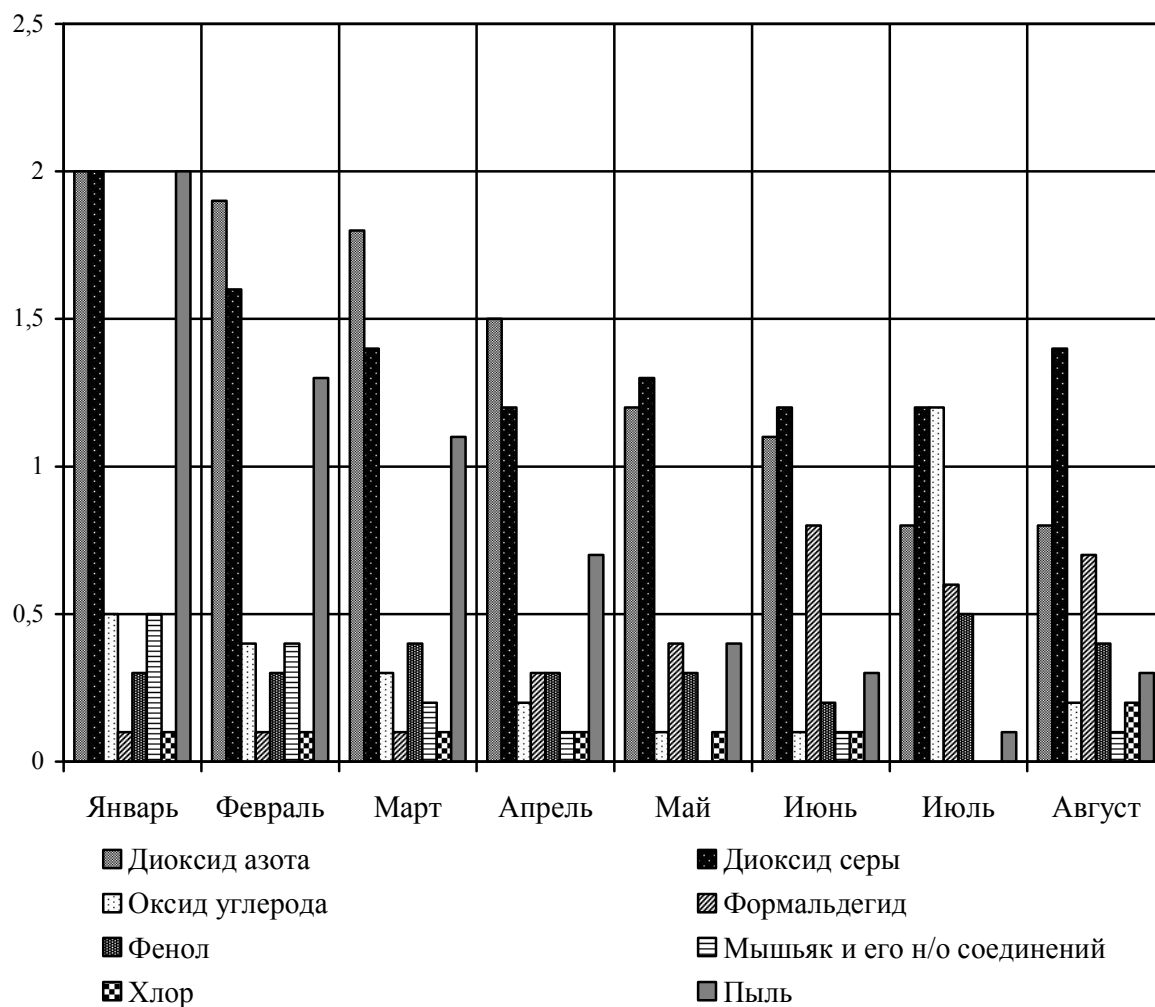


Рис. 1. Диаграмма содержания вредных веществ в атмосфере города Усть-Каменогорск за 8 месяцев 2016 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гужулев Э.П. Основы современной малой энергетики / Гужулев Э.П., Шалай В.В., Лямин А.Н., Калистратов А.Б.: учеб.пособие: в 3 т. - Омск: Изд-во ОмГТУ, 2006. - 528 с.
2. Шевердяев О. Н., Гвоздев В. М., Пахомов А. В. «Методы снижения выбросов оксидов азота на угольных тепловых электростанциях» // 2 Международная научная конференция «Нестационарные, энерго- и ресурсосберегающие процессы и оборудование в химической, нано- и биотехнологии» (НЭРПО - 2011). – М.: Московский гос. открытый университет (МГОУ), 2011. - С. 153-158.
3. <http://oskemen.vko.gov.kz/ru/ecology1.htm>

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ТРЕХКРАТНОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Мин Е.Г., Елистратов С.Л.

Новосибирский государственный технический университет, г.Новосибирск

Рассмотрена термодинамическая эффективность парогазовой установки с дополнительным контуром на низкокипящем рабочем теле при условии обратимости всех процессов.

Дополнительный цикл, расширяющий ПГУ, обеспечит трехкратную выработку электроэнергии. Сама парогазовая установка выполнена по традиционной бинарной схеме с котлом-утилизатором, в котором уходящие с газовой турбины дымовые газы отдают тепловую энергию для парового цикла.

Горячим источником теплоты для дополнительного цикла могут служить дымовые газы, покидающие котел-утилизатор, циркуляционная вода, уходящая из конденсатора, паровые и газовые отборы. Наибольший интерес представляют дымовые газы на выходе из ПГУ, в таком случае тепловая схема будет иметь следующий вид (Рисунок 1).

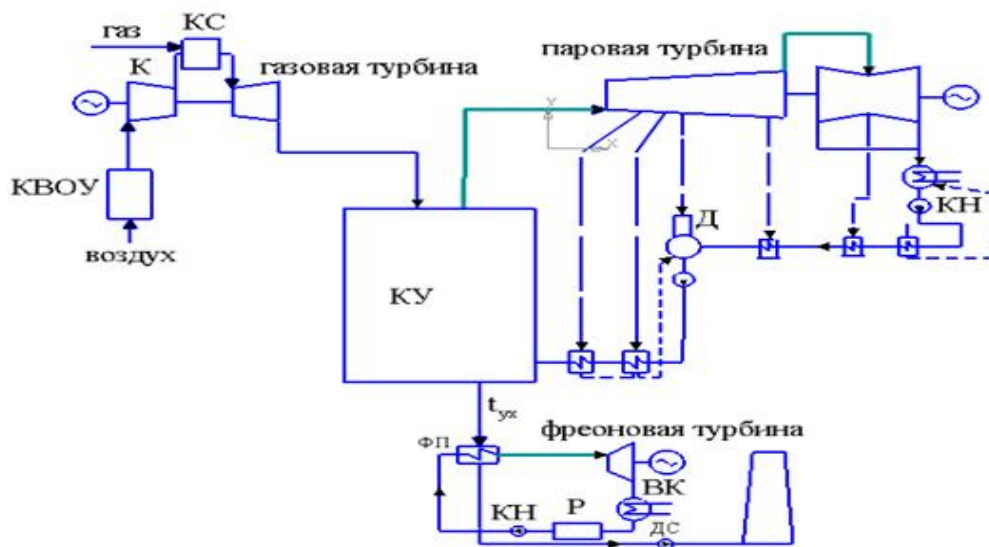


Рис. 1. Тепловая схема ПГУ с дополнительным циклом

КВОУ- комплексная воздухоохладительная установка, К-компрессор, КС- камера сгорания, КН- конденсатные насосы, Д- деаэратор, ФП – фреоновый парогенератор, ВК- воздушный конденсатор, Р-ресивер, ДС- дымосос

Покидающие котел-утилизатор дымовые газы, попадая в фреоновый парогенератор, отдают теплоту фреону, пар выработанный там подается на фреоновую турбину, после совершения работы он поступает в воздушный конденсатор, затем в ресивер и после прокачивается конденсатным насосом обратно в парогенератор.

Термодинамическую эффективность дополнительного цикла при условии обратимости всех процессов отражает КПД Карно. Он лежит в пределах от 15% до 50% (Рисунок 2). КПД Карно ПГУ и дополнительного цикла составляет от 80% до 88%. (Рисунок 3).

В качестве оборудования ПГУ предполагается использовать зарекомендовавшие себя на Северо-Западной ПГУ газовые турбины Siemens V-94.2 150 МВт, паровую

турбину Т-150-7.7 ЛМЗ. В дополнительном цикле возможно использование турбины УЭФ-90, предназначенной для выработки электроэнергии из низкопотенциальных источников тепла ($70-130^{\circ}\text{C}$).

Таким образом, при введении дополнительного контура на низкокипящем рабочем теле в ПГУ, осуществляется трехкратная выработка электроэнергии с более полным использованием теплоты. Выработанная на фреоновых турбинах электроэнергия может быть использована для покрытия собственных нужд станции.

В дальнейшем исследовании будет определены параметры эффективности ГТУ и дополнительного контура на фреоне при разных температурах окружающего воздуха.



Рис. 2. Номограмма КПД Карно в диапазоне температур дополнительного цикла



Рис. 3. Номограмма КПД Карно во всем диапазоне температур реализуемых в установке

ЛИТЕРАТУРА

1. Зысин Л. В. Парогазовые и газотурбинные тепловые электростанции: учеб. пособие. – СПб. : Изд.-во Политехн. ун-та, 2010. – 368 с.
2. Г.В. Томаров, А.И.Никольский, В.Н. Семенов, А.А. Шипков Геотермальные энергетические проекты В России//Энергетика и экология. – 2009-43с.

ВРЕМЯ ЗАМЕНЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ?

Будько А.А., Васильева О.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Аннотация.

В работе представлен анализ основных видов механических повреждений обмоток силовых трансформаторов, причинам, вызывающих их, а также современным методам диагностики этих повреждений.

Введение.

Как известно, немалая доля электротехнического оборудования распределительных сетей России была установлена в 90-е годы. Большое количество силовых трансформаторов не являются исключением и приближаются к концу своего полезного ресурса, поэтому продление срока службы или замены старого электрооборудования на новое – главная цель всех электросетевых компаний, занимающихся вопросами надежности всей энергосистемы [1].



Рис. 1. Замена силового трансформатора

Проблемы использования устаревших силовых трансформаторов.

Силовые трансформаторы входят в состав основного оборудования электростанций, и являются неотъемлемой частью всей энергосистемы в целом, как повышающих и понижающих, так и распределительных подстанций, различного вида преобразовательных устройств. В настоящее время можно проследить следующую тенденцию: переход от периодического графика профилактического ремонта силовых трансформаторов к графику, составленному с учетом технического состояния трансформаторов. Связано это, прежде всего с тем, что интенсивное использование высоковольтных электротехнических устройств требует высокой ответственности к надежности и безотказности работы всей энергосистемы [2].

Согласно [3], основные виды механического повреждения обмоток силового трансформатора являются:

- осевые остаточные деформации;
- радиальные остаточные деформации;

- полегание витков обмотки под действием электродинамических сил;
- скручивание или раскручивание проводников;
- распрессовка обмоток;
- межвитковые короткие замыкания;
- полегания проводников;
- смещение и деформации обмоток и др.

В работе [3] рассматриваются причины внутренних повреждений обмоток силовых трансформаторов, прежде всего это внутренний пробой, наступающий в результате «износа» изоляции и воздействии частичных разрядов в месте происхождения пробоя. Источником этих разрядов являются внутренние перенапряжения (ВПН) и атмосферные (грозовые) перенапряжения (АПН) на изоляцию силовых трансформаторов.

Следовательно, из первой причины вытекает и вторая причина внутренних повреждений обмоток. Как известно, из курса электротехники, при КЗ под действием электродинамических сил проводник изменяет свою геометрию, т.е. деформируется. По закону Ампера можно упрощенно описать механизм изменения геометрии обмоток силовых трансформаторов:

$$F = B \cdot I \cdot L \cdot \sin(\alpha), \quad (1)$$

где B – вектор магнитной индукции, пронизывающий проводник,

I – величина тока в проводнике,

L – длина элементарного проводника,

$\sin(\alpha)$ – синус угла между вектором магнитной индукции и направлением тока.

Недостаточная электродинамическая стойкость обмоток при КЗ приводит к тяжелым последствиям, как к авариям на локальном уровне, так и к расстройству всей энергосистемы в целом [4].

Основные методы и мероприятия по диагностике при электродинамическом воздействии токов КЗ на обмотки трансформатора.

Исходя из вышеперечисленных повреждений, проблема диагностики состояния обмоток силовых трансформаторов возникла еще в советский период, с введения ГОСТ 11677-85, который обязывал проводить испытания на электродинамическую стойкость силовых трансформаторов [5].

Под диагностикой принято понимать комплекс мероприятий, производимых посредством различных технических средств, для мониторинга и оценки технического состояния трансформаторов. В основе диагностики применяются простейшие визуальные, механические, физические, химические и другие способы контроля состояния, а также их комбинации [4].

Рассмотрим основные мероприятия по диагностике механического состояния обмоток трансформаторов, приведенные в [6]:

- 1) по изменению емкостных параметров витков обмотки;
- 2) по изменению полного сопротивления (индуктивности) короткого замыкания (КЗ);
- 3) метод вибрационной оценки;
- 4) метод низковольтных импульсов (НВИ);
- 5) метод частотного анализа МЧА;
- 6) по намагничивающему току в опыте холостого хода (ХХ).

Выводы.

Исследовано с десяток методов мониторинга и диагностики механического состояния обмоток силовых трансформаторов, которые требуется применять для обеспечения высокой надежности работы энергосистемы, так как только при

совместном анализе различных результатов обследования можно с наибольшей степенью вероятности сказать о состоянии трансформатора и предугадать его работоспособность.

ЛИТЕРАТУРА

1. [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://forca.ru>
2. Кокорин, Д.В., Лебедев, Н.А. Математическое моделирование волновых процессов в обмотках силового трансформатора при их тестировании прямоугольным импульсом напряжения // Ползуновский вестник. – 2013. – № 4. – С. 90-97.
3. Хренников, А.Ю. О повреждениях обмоток силовых трансформаторов и диагностике их геометрии методом низковольтных импульсов // Электро. – 2004. – № 5. – С. 13-18.
4. Лавринович, В.А., Пичугин, М.Т., Рамазанова, А.Р. Применение наносекундных низковольтных импульсов для диагностики состояния обмоток силовых трансформаторов // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2011. – № 2. – С. 292-294.
5. Хренников, А.Ю. Пути решения проблемы электродинамической стойкости силовых трансформаторов // Электро. – 2008. – № 6. – С. 30-34.
6. Дробышевский, А.А. Проблема электродинамической стойкости трансформаторов в эксплуатации. Методы оценки механического состояния обмоток // Материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 70-летию Виктора Соколова “Трансформаторы: эксплуатация, диагностирование, ремонт и продление срока службы”. Изд-во: «Автограф». – Екатеринбург, 2010. – 232 с.

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИИ

Хафизова Г.М., Хафизов А.А.

Набережночелнинский институт (филиал) КФУ, г. Набережные Челны

Энергосбережение, энергосберегающие технологии и повышение энергоэффективности являются важнейшим направлением в экономике Российской Федерации. Они входят в перечень приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в России [1]. Проблема энергосбережения и повышения энергоэффективности обусловлена высокой энергоемкостью валового внутреннего продукта (ВВП), которая в среднем 4 раза больше таких же показателей быстро прогрессирующих стран. Снижение энергоемкости ВВП на сегодняшний день является одной из важнейших задач, и это можно достичь за счет реализации потенциала энергосбережения в электросетевом комплексе.

За последние несколько лет возникло большое количество различных сетевых организаций, оказывающие услуги по передаче электрической энергии потребителям. При этом большинство этих организации отличается низкой энергоэффективностью, что выражается в высоких потерях электроэнергии в электрических сетях, а также в значительном износе сетевого оборудования.

Существенное влияние на потери электроэнергии в распределительных сетях 6-10 кВ оказывает протекающая по ним реактивная мощность, что в отдельных случаях приводит к потерям электроэнергии до 30%.

Электрическую энергию сетевые организации получают от районных подстанций на напряжении 6(10) кВ, в основном, по кабельным линиям электропередачи.

Потребители получают электроэнергию от трансформаторных подстанций напряжением 6(10)/0,4 кВ. Основу подстанций составляют силовые трансформаторы средних номинальных мощностей 100-1000 кВА.

Доля используемых трансформаторов в распределительных сетях по типам представлено на рисунке 1.

Из рисунка видно, что основную часть эксплуатируемых трансформаторов составляют масляные трансформаторы типа ТМ (45%). Доля масляных герметичных трансформаторов ТМГ в распределительных сетях составляет 35%. Примерно по 10% приходится на силовые трансформаторы типа ТМЗ и ТМН.

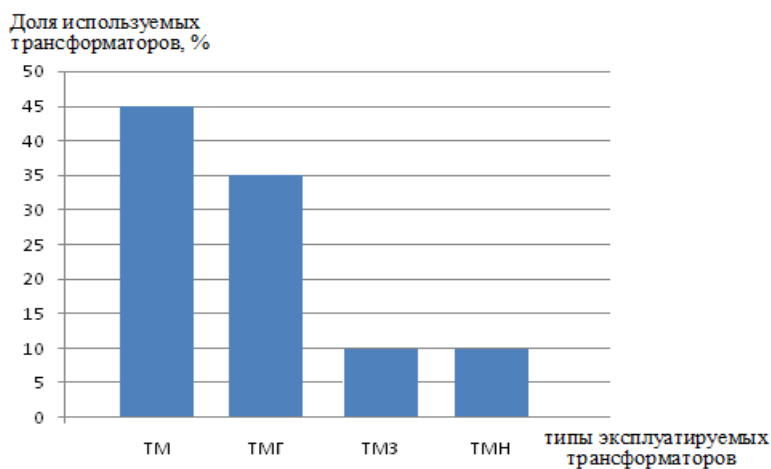


Рис. 1. Доля используемых трансформаторов в распределительных сетях по типам

Так же нужно отметить, что отсутствие необходимых инвестиций в отрасль привело к значительному устареванию электрических сетей.

На рисунке 2 приведено время эксплуатации трансформаторов в распределительных сетях.

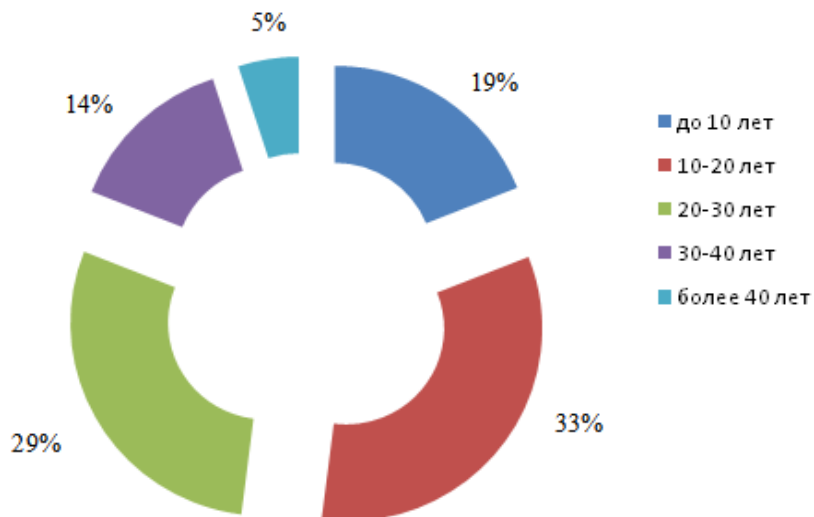


Рис. 2. Время эксплуатации трансформаторов в распределительных сетях

Из диаграммы следует, что только 19 % трансформаторов находятся в эксплуатации не более 10 лет. 33% силовых трансформаторов, эксплуатируются в течение 10-20 лет. Но все же основная часть трансформаторов эксплуатируются значительно больше нормативного срока службы: 20-30 лет (29 %), 30-40 лет (14%) и более 40 лет (5%).

Высокий уровень потерь электроэнергии так же является проблемой, характерной для распределительных сетей. Потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям составляют в среднем 10% от полезной величины отпуска, что в сравнении с показателями зарубежных стран почти в два раза больше. В некоторых сетях потери могут достигать величину 20-30 % [2].

Нагрузочные потери во многом зависят от реактивной мощности. Нагрузочные потери от протекания реактивной мощности по элементам сети составляют 40%, т.е. почти половину от общей величины нагрузочных потерь электроэнергии в распределительных сетях.

Технологические потери электроэнергии в значительной степени определяются избыточной реактивной мощностью, передаваемой по сети. Исследования показывают, что в обобщенной структуре технологических потерь на долю потерь, обусловленных передачей реактивной мощности, приходится 45% (рисунок 3). Эти потери включают в себя потери холостого хода трансформаторов и потери от протекания реактивной мощности по элементам сети. Технологические потери электроэнергии, обусловленные передачей активной мощности, составляют 32%. Еще 23% потерь приходится на допустимые погрешности системы учета.



Рис. 3. Обобщенная структура технологических потерь электроэнергии в распределительных сетях

Наличие реактивной мощности не только приводит к увеличению потерь электроэнергии в электрических сетях, но и вызывает снижение их пропускной способности, а также отрицательно сказывается на режиме напряжения [3].

Для повышения эффективности мероприятий по компенсации реактивной мощности необходимо уточнение оптимальных диапазонов нагрузки, при которых целесообразно производить замену недогруженных асинхронных двигателей и силовых трансформаторов. Важно правильно выбирать мощности и места установки компенсирующих устройств, так как распределительные сети сетевых организации характеризуются низкой оснащенностью и неэффективным использованием установленной мощности компенсирующих устройств.

ЛИТЕРАТУРА

1. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации : утв. распоряжением Правительства Рос. Федерации № 5 11-р от 03.04.2013.
2. Воротницкий, В. Э. Коммерческие потери электроэнергии в электрических сетях. Структура и мероприятия по снижению В. Э. Воротницкий, В. Н. Апрыткин // Новости электротехники. - 2002. - № 4(16). - С. 21-25.
3. Ефременко, В. М. Реактивная мощность в электрических сетях угольных разрезов и ее влияние на формирование технологических потерь электроэнергии / В. М. Ефременко, Р. В. Беляевский // Сборник статей «Электрификация и энергоэффективность». Отдельный выпуск Горного информационно - аналитического бюллетеня (научно-технического журнала), 2011. - № ОВ 4. - С. 303-307.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА АБСОРБЦИОННОЙ КОЛОННЕ УСТАНОВКИ ПОЛУЧЕНИЯ ЭЛЕМЕНТАРНОЙ СЕРЫ ООО «СафПэт»

Казанков А.А., Долгова А.Н.

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

Аннотация

Рассмотрены контактные устройства насадочных теплообменных аппаратов. Показаны экспериментальные данные гидродинамических режимов работы насадочной колонны с насадкой «Инжехим» на лабораторном стенде кафедры ЭЭ ФГБОУ ВПО «КГЭУ». Показано сравнение различных насадочных контактных устройств. Рассмотрены пути энергосбережения на установки получения элементарной серы ООО «СафПэт».

Насадочные аппараты представляют собой вертикальные цилиндрические колонны, заполненные твердой насадкой, которая должна обеспечивать наибольшую поверхность контакта фаз и максимальную интенсивность процесса при наименьшем гидравлическом сопротивлении. В качестве насадок используют твердые тела различной формы, изготовленные в зависимости от коррозионных свойств обрабатываемых сред из керамики, металла, полипропилена, полиэтилена (рис.1).

Основными конструктивными характеристиками насадок являются удельная поверхность и свободный объем. Для эффективной работы насадки она должна хорошо смачиваться орошающей жидкостью, создавать небольшое гидравлическое сопротивление, равномерно распределять орошающую жидкость по поверхности насадки, быть стойкой к агрессивным средам, обладать высокой механической прочностью, обладать низкой стоимостью. Насадок, которые обладали бы всеми выше перечисленными свойствами нет, этим объясняется большое количество разнообразных насадок, которые используются в промышленности в том или ином случае в зависимости от процесса [1,2].

Большое распространение в промышленности получили кольца Рашига (рис. 1) из-за простого изготовления и низкой стоимости. В сравнении с кольцами Рашига кольца Палля обладают лучшей пропускной способностью и более низким гидравлическим сопротивлением, имеют лучшую эффективность разделения и степень смачивания за счёт перфорированной структуры [3].

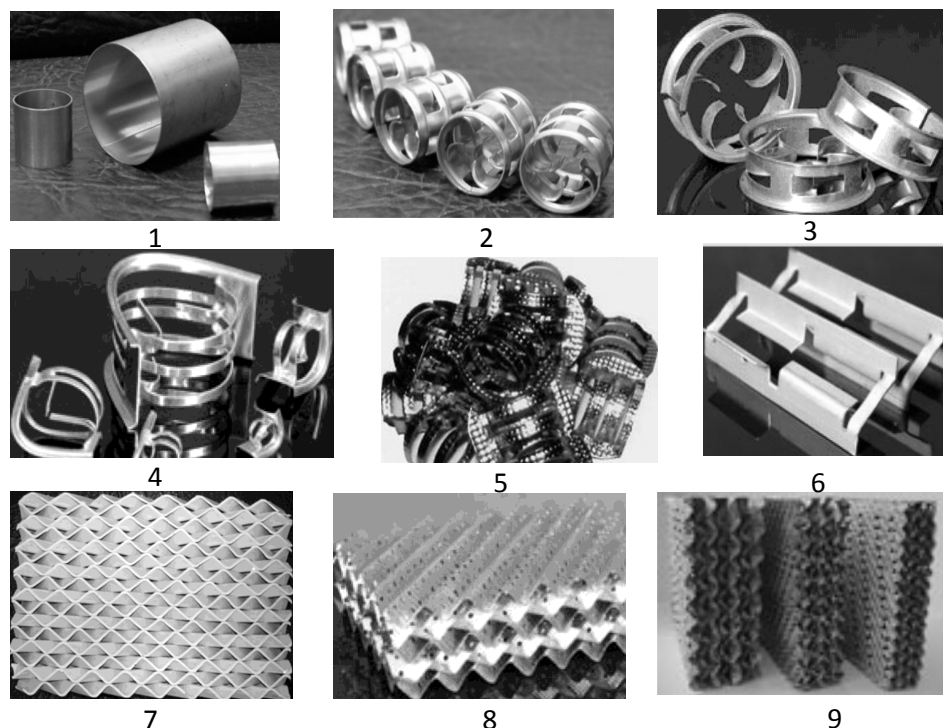


Рис. 1. Насадочные тела:

- 1 – кольца Рашига; 2 – кольца Палля; 3 – каскадные кольца; 4 – седловые насадки;
5 – «Инжехим» с шероховатой поверхностью; 6 – решетчатая насадка;
7 – керамическая структурированная насадка;
8, 9 – гофрированная металлическая насадка

Насадка «Инжехим» с шероховатой поверхностью обладает хорошей производительностью и малым гидравлическим сопротивлением, способна работать с загрязненными средами. Поверхность листа подвергнута специальной обработке, улучшающей растекание жидкости по насадке.

Решетчатая насадка (рис. 1) имеет низкое жидкостное сопротивление и соответственно короткое время пребывания жидкости. В основном обеспечивает высокую производительность, низкий перепад давления и сопротивление к грязи (пыли, смоле и др.) [1, 2].

Сотрудниками кафедры «Энергообеспечение предприятий и энергоресурсосберегающих технологий» разработан стенд для проведения лабораторных исследований гидродинамических режимов работы насадочных контактных устройств. Установка состоит из смонтированной на стенде прозрачной колонны 1 наружным диаметром 0,1 м и толщиной стенки 0,0005 м. В колонне на нижней сетке 7 находится слой насадки 2. Воздух, подаваемый воздуходувкой 6, направляется под нижнюю сетку, проходит через слой насадки и выбрасывается в атмосферу. Расход воздуха определяется при помощи диафрагмы 5. Регулирование расхода воздуха осуществляется при помощи регулятора напряжений (ЛАТРа) 3, меняющего обороты электродвигателя воздуходувки. Насос 4 подает воду из бака 9 в верхнюю часть колонны, далее вода проходит через насадочный слой и вновь сливается в бак. Вентиль 10 служит для регулирования расхода воды. Датчики 12 служат для измерения температуры сред (жидкость, газ) на входе и выходе из колонны, значения которых высвечиваются на щите 8. Кроме того на щите 8 отображаются значения

объемного расхода жидкости 18 и газа 14, проходящего через колонну, а так же перепад давления 15, возникающий в колонне [1].

Проведены экспериментальные исследования гидродинамических режимов работы насадки «Инжехим». Зависимость гидравлического сопротивления насадки от скорости газа в колонне при постоянной плотности орошения показана на рисунке 2.

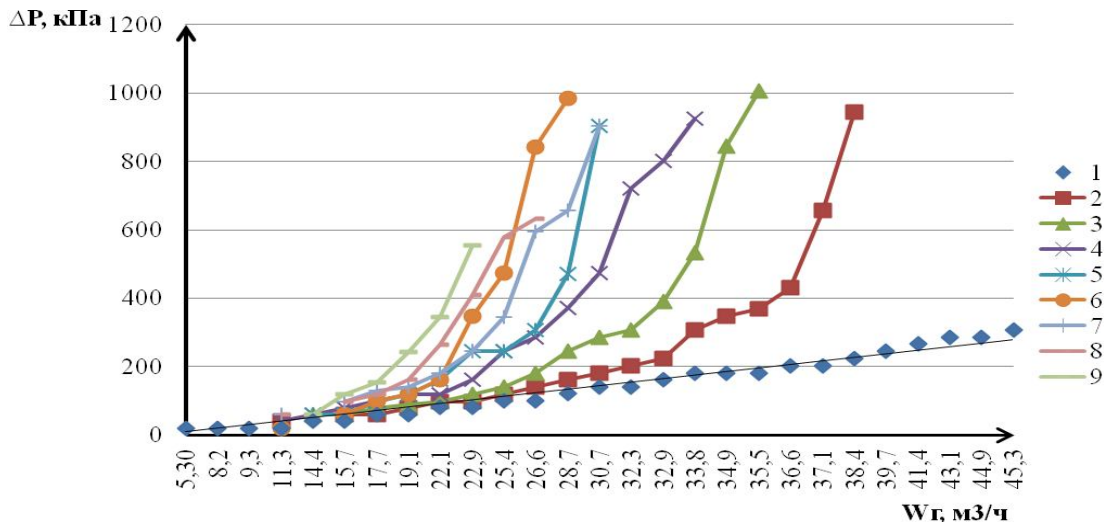


Рис. 2. Зависимость гидравлического сопротивления насадки от скорости газа в колонне при постоянной плотности орошения: 1 – сухая насадка ($q=0$ л/ч); 2-9 – орошаемая насадка; 2 – $q=50$ л/ч; 3 – $q=85$ л/ч; 4 – $q=115$ л/ч; 5 – $q=150$ л/ч; 6 – $q=180$ л/ч; 7 – $q=210$ л/ч; 8 – $q=255$ л/ч; 9 – $q=280$ л/ч

Для совместной оценки гидродинамических и массообменных характеристик контактных устройств использовался энергетический коэффициент. Проведенные исследования регулярных и нерегулярных насадочных контактных устройств теплообменных аппаратов показывают (рис. 3, 4), что наиболее эффективными насадочными контактными устройствами являются регулярная рулонная насадка «Инжехим» и нерегулярная насадка «Инжехим» [4].

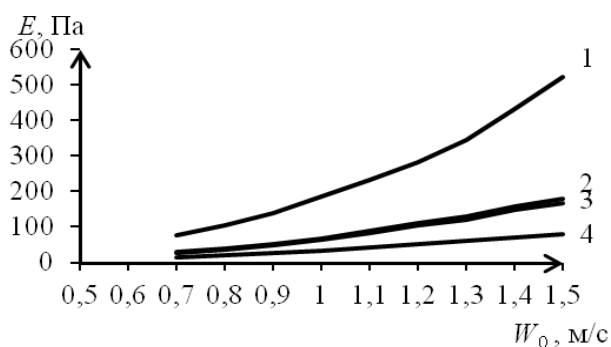


Рис. 3. Зависимость коэффициента E от скорости газа, при плотности орошения $q = 40(\text{м}^3 / (\text{м}^2 \cdot \text{ч}))$, $d_s = 0,03$ м, абсорбция аммиака водой: 1 – стальные кольца Рашига 50×50; 2 – кольца Zulzer C-Ring No.2.5 ; 3 – стальные кольца Палля 50х50; 4 – насадка «Инжехим»

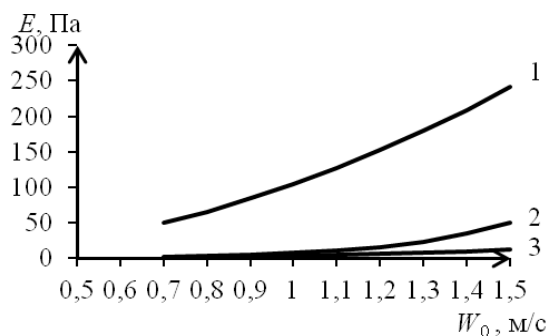


Рис. 4. Зависимость коэффициента E от скорости газа, при плотности орошения $q = 10(\text{м}^3 / (\text{м}^2 \cdot \text{ч}))$, абсорбция аммиака водой: 1 – стальные кольца Рашига 50×50; 2 – регулярная насадка Mellapak фирмы «Zulzer Chemtech» 125Y; 3 – регулярная рулонная насадка «Инжехим»

Производство элементарной серы на ООО «СафПэт» будет состоять из установок абсорбции и регенерации аминов, отпарки кислых стоков, а также узлов, хранения, гранулирования и отгрузки серы. Важное значение для обеспечения энергетической безопасности на данном предприятии имеет безаварийная работа и техногенная безопасность промышленных объектов. Один из главных факторов риска - высокая изношенность технологического оборудования, и устаревшие способы абсорбционной очистки газа. На рисунке 4 показана принципиальная схема аминовой очистки газа.

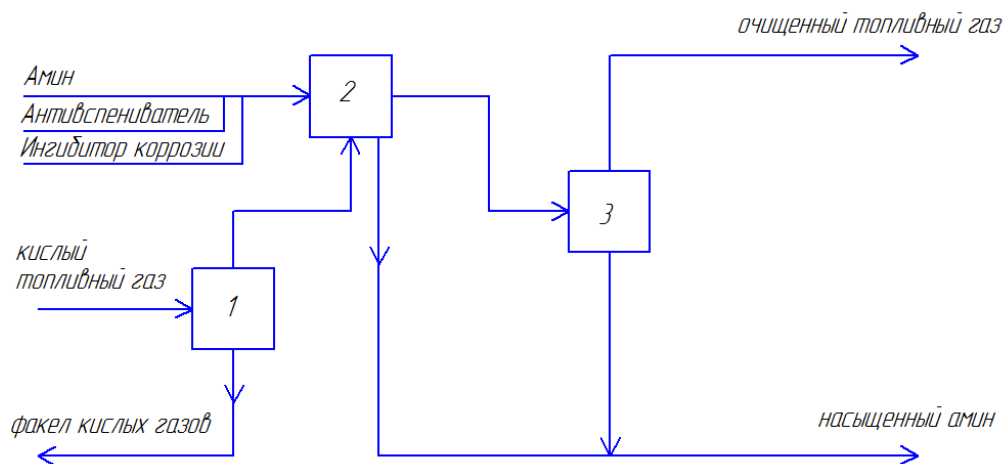


Рис.4. Принципиальная схема аминовой очистки газа: 1-сепаратор; 2-абсорбер; 3-рефлюксная емкость

Повышение конкурентоспособности выпускаемой продукции и снижение энергозатрат возможно двумя путями: разработкой новых технологий и аппаратного оформления технологического процесса или модернизацией действующих установок и производств. Второй путь характеризуется меньшими материальными затратами и сроками выполнения работ.

В связи с этим исследование и использование на установках предприятия получения серы новых энергосберегающих контактных устройств является актуальным. Модернизация контактных устройств в установках производства на более эффективные, например, на «Инжехим», позволит снизить энергозатраты в несколько раз.

ЛИТЕРАТУРА

1. А.Р. Хайруллин, А.А. Синявин, А.И. Хайбуллина, Д.А. Мусаева. Тепломассообменное оборудование предприятий: Метод. указания к лабораторным работам. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2014. – 71 с.
2. Лаптев А.Г. Основы расчета и модернизация тепломассообменных установок в нефтехимии: монография / А.Г. Лаптев, М.И. Фарахов, Н.Г. Минеев. – Казань: КГЭУ, 2010. – 574 с.
3. . Кольца Рашига RING –R [Электронный ресурс]. – // http://www.bts.net.ua/column/packings/packing_rasching/ring_rashig.
4. Долгова А.Н. Энергосбережение на установках осушки и разделения углеводородных газов предприятий ТЭК: дисс. канд. техн. наук: Казань, КГЭУ, 2013. – 193 с.

УСЛОВИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ РЕКУПЕРАЦИИ

Киреев А.Ю., Свистунов И.Н.

Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва

Рациональное использование топливно-энергетических ресурсов является одной из важнейших задач, стоящих перед экономикой России.

Наибольшим потенциалом энергосбережения обладают высокотемпературные технологии. Тепловой поток с отходящими газами (газовыми отходами топочного и технологического процессов) является преобладающим в структуре расходной части теплового баланса. Примером таких установок являются отапливаемые природным газом стекловаренные печи, нагревательные печи черной металлургии. Рекуперация теплоты отходящих газов подобных высокотемпературных установок (ВТУ) обеспечивает снижение видимого расхода топлива.

Актуальная проблема энергосбережения и повышения экологической эффективности ВТУ решается в нескольких направлениях, в том числе посредством рекуперации тепловых отходов.

Известны и применяются на практике два вида рекуперации тепловых отходов: термическая и термохимическая рекуперация («thermochemical recuperation»).

В случае термической рекуперации происходит приращение энтальпии рекуперирующего теплоносителя без изменения его химического состава. Например, подогрев окислителя с использованием теплоты отходящих газов.

При термохимической рекуперации (ТХР) приращение энтальпии рекуперирующего теплоносителя протекает с изменением его химического состава. В результате обеспечивается более высокая степень рекуперации теплового отхода, так как в этом случае тепловой отход используется на повышение не только физической, но и химически связанной теплоты рекуперирующего теплоносителя.

В топливных ВТУ термохимическая рекуперация теплоты отходящих газов и других тепловых отходов может быть реализована на основе эндотермического процесса конверсии природного газа. При этом первичное топливо – природный газ – перерабатывается во вторичное топливо – синтез-газ, который используется (полностью или частично) для отопления печи.

Теплота отходящих газов, расходуемая на процесс конверсии, идет не только на повышение температуры природного газа, но и преобразуется в химически связанную энергию синтез-газа. Благодаря этому термохимическая рекуперация теплоты отходящих газов ВТУ может дать дополнительную экономию топлива по сравнению с традиционной термической рекуперацией и снижение вредного воздействия на окружающую среду.

Данная работа посвящена исследованию условий эффективного использования конверсии природного газа в процессе термохимической рекуперации теплоты высокотемпературных отходящих газов в промышленных печах.

Тепловая схема ВТУ с термохимической рекуперацией на основе конверсии природного газа рециркулирующими отходящими газами представлена на рис. 1. Окислителем в процессе конверсии служат компоненты отходящих газов: диоксид углерода CO_2 и водяной пар H_2O [1–2]. В данном направлении исследование ТХР продвинулось в последнее время до уровня промышленных экспериментов на регенеративной стекловаренной печи производительностью 50 т/сутки [3–5].

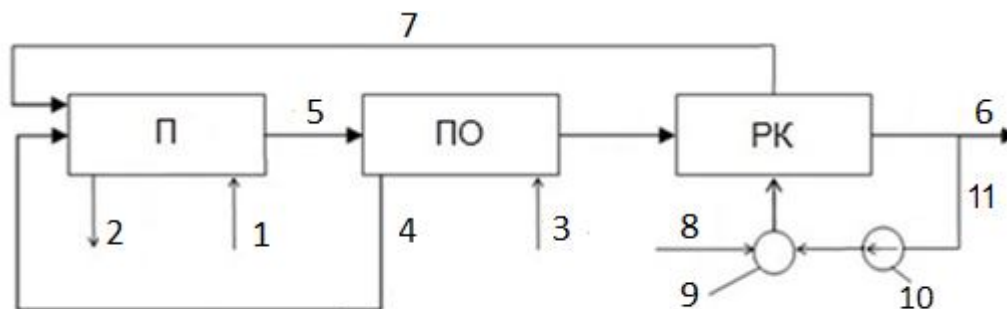


Рис. Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует.. Схема установки с ТХР на рециркулирующих уходящих газах:

П – печь; ПО – подогреватель окислителя для горения топлива; РК – реактор конверсии; 1 – исходный материал; 2 – технологический продукт (стекломасса); 3 – холодный окислитель; 4 – горячий окислитель; 5 – отходящие газы; 6 – уходящие газы; 7 – синтез-газ на отопление печи; 8 – природный газ; 9 – смеситель; 10 – рециркуляционный дымосос; 11 – рециркулирующие уходящие газы, используемые для конверсии

Часть газовых отходов, характеризуемая объемной долей $\varphi = V_{г.о}^{конв} / V_{г.о}^{\Sigma}$, используется в качестве окислителя для процесса конверсии. Этот поток направляется на смешение с природным газом и поступает в реактор конверсии. Здесь $V_{г.о}^{конв}$ – удельный расход газовых отходов (уходящих газов) как окислителя на процесс конверсии, $м^3 / (м^3 \text{ природного газа})$, $V_{г.о}^{\Sigma}$ – удельный расход газовых отходов топочного и технологического процессов в ВТУ (на выходе из печи), $м^3 / (м^3 \text{ природного газа})$.

По аналогии с коэффициентом расхода окислителя на процесс горения введем в рассмотрение коэффициент расхода окислителя на процесс конверсии

$$\alpha_{конв} = V_{ок}^{конв} / (V_{ок}^{конв})^0$$

как отношение действительного расхода окислителя $V_{ок}^{конв}$ к теоретическому.

Здесь $(V_{ок}^{конв})^0$ – теоретический минимум удельного расхода окислителя для полного проведения конверсии природного газа, $м^3 / (м^3 \text{ природного газа})$ [6]. Величина $\alpha_{конв}$ представляет интерес при расчетном исследовании и анализе тепловых схем с ТХР.

Исследованиями установлено, что у представленной тепловой схемы зависимость суммарных удельных энергозатрат на ВТУ от $\alpha_{конв}$ имеет немонотонный характер, причем минимум данной функции наблюдается при оптимальном значении $\alpha_{конв}^{опт}$, близком к 1,00. При отклонении $\alpha_{конв}$ от $\alpha_{конв}^{опт}$ в меньшую сторону энергозатраты увеличиваются из-за растущего дефицита окислителя на конверсию, что снижает энергосберегающий эффект ТХР. С ростом $\alpha_{конв}$ свыше $\alpha_{конв}^{опт}$ окислитель на конверсию подается в избытке, который не участвует в ТХР и лишь увеличивает расход отходящих газов. Это приводит к росту энергозатрат на работу установки.

Полученный результат аналогичен известной зависимости удельных энергозатрат от коэффициента расхода окислителя на процесс горения.

Выполнено расчетное исследование тепловой схемы стекловаренной установки производительностью 50 т/сутки с ТХР на основе конверсии природного газа рециркулирующими уходящими газами с повышенным содержанием кислорода в окислителе для горения синтез-газа. Результаты исследования представлены на рис. 2 и рис. 3.

Экстремальный характер зависимостей удельного видимого расхода топлива $b_{\text{вид}}$ и удельного суммарного расхода топлива $b_{\text{сум}}$ при варьировании $\alpha_{\text{конв}}$ иллюстрируется рис. 2. Величина $b_{\text{сум}}$ определяется с учетом энергозатрат на выработку технического кислорода, который используется для получения заданного уровня K_{O_2} – объемной доли кислорода в окислителе. Минимуму функции $b_{\text{вид}}(\alpha_{\text{конв}})$ соответствуют оптимальные значения коэффициента расхода окислителя на процесс конверсии – $\alpha_{\text{конв}}^{\text{опт}}$ и связанной с ним объемной доли рециркулирующих газовых отходов – $\varphi_{\text{опт}}$. Величины $b_{\text{вид}}$ и $b_{\text{сум}}$ отнесены к тонне стекломассы и пересчитаны на условное топливо.

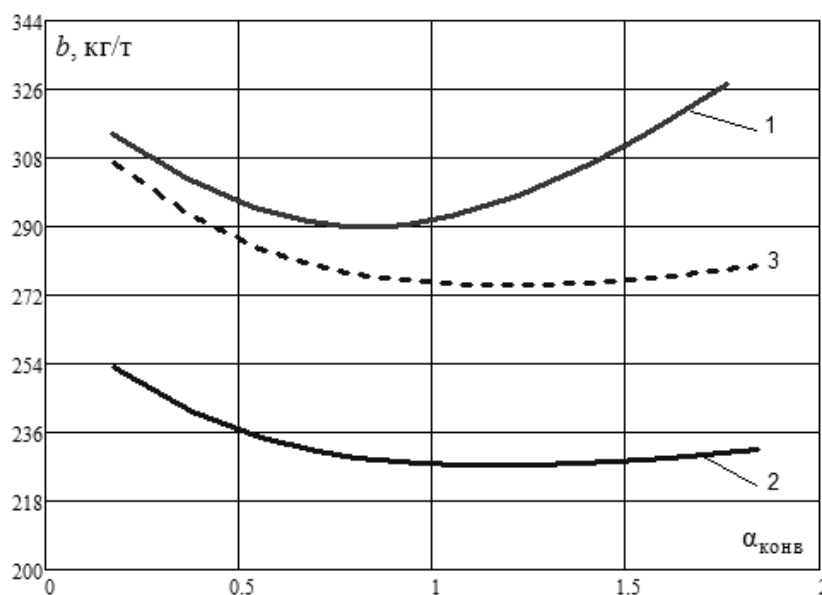


Рис. 2. Зависимость удельного видимого $b_{\text{вид}}$ и суммарного $b_{\text{сум}}$ расходов топлива в стекловаренной установке от $\alpha_{\text{конв}}$:

$$1 - b_{\text{вид}} \text{ при } K_{\text{O}_2} = 0,21; \quad 2 - b_{\text{вид}} \text{ при } K_{\text{O}_2} = 0,90; \quad 3 - b_{\text{сум}} \text{ при } K_{\text{O}_2} = 0,90$$

Зависимости $\alpha_{\text{конв}}^{\text{опт}}$ и $\varphi_{\text{опт}}$ от K_{O_2} представлены на рис. 3. Переход к оптимальным значениям данных параметров может обеспечить в рассмотренных условиях дополнительный энергосберегающий эффект до 10%.

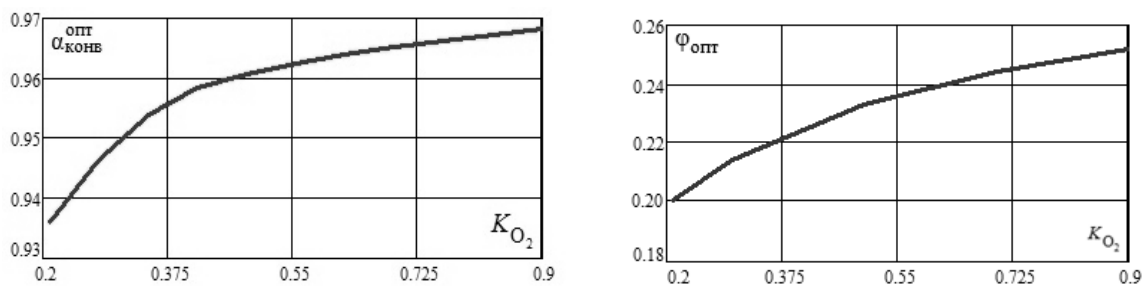


Рис. 3. Зависимости оптимальных значений $\alpha_{конв}$ и φ от K_{O_2}

Результаты исследования позволяют определить условия эффективного применения конверсии природного газа для энергосбережения в промышленных печах на основе термохимической рекуперации теплоты отходящих газов. Полученные данные могут быть использованы при выборе структурных и режимных параметров тепловых схем промышленных печей с термохимической рекуперацией тепловых отходов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Носач В.Г. Исследование и разработка термохимических методов повышения эффективности использования органического топлива: автореф. дисс. докт. техн. наук / Носач Вильям Григорьевич. – Киев, 1983. – 41 с.
2. Nosach V. G., Shraiber A. A. Improvement of the economic and ecological characteristics of steam-and-gas plants by means of conversion of natural gas in combustion products // International Journal of Energy for a Clean Environment, 2008, vol. 9, issue 1–3, p. 39–46.
3. Kobayashi H. Thermochemical regenerative heat recovery process. US Pat. 6,113,874, Sep. 5, 2000.
4. Kobayashi H., Wu K.T, Bell R.L. Thermochemical Regenerator: A High Efficiency Heat Recovery System for Oxy-Fired Glass Furnaces // DGG/AcerS Conference, Aachen, May 28, 2014.
5. Gonzalez A., Solorzano E. OPTIMELT™ Regenerative Thermo-Chemical Heat Recovery for Oxy-Fuel Glass Furnaces // 75rd Conference on Glass Problems: Ceramic Engineering and Science Proceedings, Vol. 36, Issue 1, 2015, p. 113–120.
6. Попов С.К., Свистунов И.Н., Киреев А.Ю., Темырканова Э.К. Эффективность конверсии природного газа для энергосбережения в топливных печах // Энергосбережение – теория и практика: Труды Восьмой международной школы-семинара молодых ученых и специалистов (Москва, 10-13 октября 2016 г.). – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. – С. 159–164.

ОПТИМИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОСНОБЖЕНИЯ УСТЮЖЕНКОГО РАЙОНА

Лукьянов А.В.

Вологодский государственный университет, г. Вологда

1. Характеристика ЭС Устюженского района

По официальной статистике население Устюженского района неуклонно снижается: так за 10 лет число жителей г. Устюжна сократилось с 10651 до 8804 жителей (на 2016 год), или на 17,3%, а сельское население – с 11640 до 8522 жителей (на 2016 год), или на 26,7 %.

На территории Устюженского района электрическую энергию распределяют две электросетевые организации: Устюженский район электрических сетей (РЭС) филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» и предприятие коммунальной энергетики муниципальное унитарное предприятие (МУП) «Коммунальщик» г. Устюжна.

Объект введен в эксплуатацию в 1969 году (силовые трансформаторы в 1969г. и 1978г.). Установленная мощность существующих трансформаторов: Т-1 – 10 МВА, Т-2 – 10 МВА. Существующая нагрузка силовых трансформаторов – Т-1 – 5 МВт и Т-2 – 4,3 МВт (46,5% от суммарной номинальной мощности или 50 и 43% по трансформаторам соответственно).

Подстанция в сети 110кВ является транзитной: «РПП-1-Суда-Коротово-Устюжна-Покровское-Чагода». Схема ОРУ 110кВ – одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин с отделителями в цепях трансформаторов, с отдельными обходным и секционным выключателями. Подстанция на постоянном оперативном токе, выключатели баковые типа МКП-110 (4 шт.), разъединители 110 кВ с ручными приводами, в качестве защитных аппаратов используются ограничители перенапряжений типа ОПН-110, УРЗА на электромеханической базе; ОРУ-35кВ со схеме 5Н «секционированная система шин» с масляными выключателями в цепи трансформаторов, линейных ячеек, секционной перемычки; КРУ типа – К-6У по схеме – «секционированная система шин»; существующая телефонная связь – в/ч, н/ч.

На данный момент оборудование подстанции практически полностью устарело. Конструктивное исполнение, состояние силового оборудования, а также устройств РЗА и средств связи, АИИС КУЭ не позволяет эффективно использовать системы АСУТП.

От ПС «Устюжна» питаются электроэнергией г. Устюжна, п. Чагода, п. Покровское, больница, школы, котельная, предприятия Устюженского и Чагодощенского районов, другие важные социальные объекты, а подстанция построена в д. Веретенниково в 4 км от города.

В тоже время не обеспечивается надежность электроснабжения потребителей юго-западных районов области Череповецкого, Чагодощенского, Устюженского.

Таблица 1. Объемы передачи электроэнергии за 5 лет представлены

Годы	г. Устюжна		Нагрузка 10 кВ		Нагрузка 35 кВ		Нагрузка подстанции	
	т. кВт*ч	%	т. кВт*ч	%	т. кВт*ч	%	т. кВт*ч	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2008	33717	100	45654	100	17097	100	62751	100
2009	35103	104,1	46306	101,4	17265	101	63571	101,3
2010	36863	109,3	51869	113,6	18000	105,3	69869	111,3
2011	36340	107,8	46763	102,4	16798	98,3	63562	101,3
2012	37690	111,8	50134	109,8	17123	100,2	67258	107,2
2013	36564	108,4	50872,6	111,4	12356	72,3	63228	100,8
2014	37292	110,6	51838,4	113,5	11927	69,8	63765	101,6
2015	36603	108,6	51312,7	112,4	11309	66,1	62622	99,8

Из данных таблицы 1 видно, что рост нагрузки подстанции определяется в основном ростом потребления городом Устюжна (в нем сосредоточено 56% всего потребления).

Таблица 2. Коэффициенты, характеризующие режимы работы трансформаторов

ПС «Устюжна»	Максимум мощности, МВА				Средняя мощность МВА			
	Зимний	$K_{загр}$	Летний	$K_{загр}$	Зимний	$K_{загр}$	Летний	$K_{загр}$
Трансформатор 1	6453,6	0,645	2933,9	0,293	4758,5	0,476	1581,8	0,243
Трансформатор 2	8908,3	0,891	3319,8	0,332	6848,4	0,685	1581,8	0,278

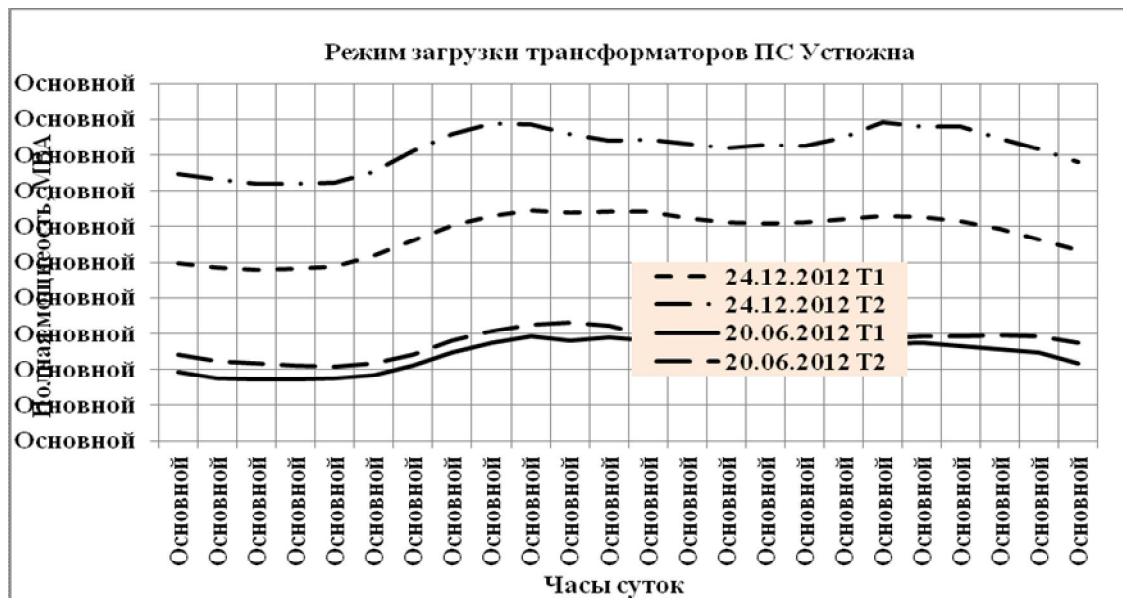


Рис. 1. Суточные графики загрузки трансформаторов в летний режимный день и в день максимальной загрузки в декабре

На рисунке 2. показана разница в графиках потребления зимы и лета суммарно по трем фидерам, питающим г. Устюжна. На нем видна очень большая разница в потреблении в зимний и летний периоды. Эта разница имеет практически неизменный характер в течение суток и характеризуется среднесуточной мощностью 3,94 МВт.

Проанализировав графики нагрузки, и таблицу 2, можно сделать следующие выводы:

1. Трансформаторы в течение всего года загружены несимметрично: T1 – 43%, T2 – 57 %, что приводит к росту потерь и дополнительному перегреву трансформатора 2;
2. В зимнее время нагрузка трансформаторов превышает оптимальную;
3. Перегрузка одного трансформатора в декабре (при выходе из строя другого) превысит допустимую ($K_{загр}=1,4$), а длительность такого режима превысит 15 часов;
4. Большая разница в графиках зимы и лета свидетельствует об использовании более 60% объема электрической энергии в зимний период на цели обогрева помещений.

Таблица 3. Балансы электроэнергии по подстанции «Устюжна-110/35/10 кВ», исключая отдачу в потребительские фидеры города Устюжна

Показатели	2008	2009	2010	2011	2012	Изменения
Отпуск электроэнергии	30274	30391	35058	29351	32233	106,5
Полезный отпуск	15706	15017	17142	15623	17501	111,4
Фактические потери, т. кВт*ч	14567	15374	17916	13728	14732	101,1
Фактические потери, %	48,1	50,6	51,1	46,8	45,7	95,0
Технические потери, т. кВт*ч	4926	4728	5226	4549	4674	94,9
Технические потери, %	16,3	15,6	14,9	15,5	14,5	89,1
Коммерческие потери, т. кВт*ч	9641	10646	11275	9179	8680	90,0
Коммерческие потери, %	31,8	35,0	32,2	31,3	26,9	84,6

Из анализа данных таблицы 3 следуют выводы:

1. Потребление электроэнергии выросло на 10 млн. кВт*ч, или на 35,85%, при снижении численности населения на 11 %;
2. Оплата (реализация) выросла на 2,7 млн. кВт*ч, или на 12,07 %;
3. Наблюдается опережающий рост фактических потерь электроэнергии – на 7,27 млн. кВт*ч, или на 129,7%.

Прослеживается прямо пропорциональная зависимость потерь от роста потребления (особенно в перегруженных фидерах, питающих г. Устюжна: «Горсеть», «завод ЖБИ» и «Сырзавод»).

Исходя из выше сказанного, перед нами встает задача энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

2. Пути решения проблем

Техническое решение по существующему бизнес-плану предусматривает реконструкцию ОРУ-110 ПС Устюжна на существующем земельном участке. Подстанция присоединяется к энергосистеме по существующим ВЛ-110кВ («Покровская», «Устюженская»).

Реконструкция ПС предполагает замену силовых трансформаторов с увеличением мощности с 10МВА до 25МВА каждый.

Альтернативные варианты реконструкции электроснабжения.

Приняв во внимание то, что основной потребитель, г. Устюжна, находится на удалении от ПС и электроэнергия до него передается по трем фидерам напряжением 10 кВ, можно заключить, что такое техническое решение неоптимально, так как: объем дополнительных потерь по передаче электрической энергии городу Устюжна по трем фидерам 10 кВ с момента пуска подстанции в 1969 году составил примерно 28 млн. кВт*ч. Этот объем превышает среднегодовое потребление г. Устюжна. Учитывая постоянный рост потребления, следует предусмотреть, что нагрузочные потери в питающих фидерах зависят от квадрата тока нагрузки и, таким образом, будут также увеличиваться.

Намеченная реконструкция подстанции «Устюжна-110/35/10 кВ» с увеличением мощности трансформаторов не решает задачу передачи этой энергии г. Устюжна.

Таблица 4. Сравнение трех вариантов оптимизации

№ варианта	1	2	3
Место подстанции	Существующее	Рядом с РП-10 г. Устюжна	Северная часть г. Устюжна
Питающие ЛЭП-110 кВ	Не меняется	Удлинение обеих цепей ЛЭП-110 кВ на 4 км.	Не меняется
Обеспечение передачи энергии в г. Устюжна	Строительство ПС 110/35/10 кВ 2*6,3 МВА	Нет	Реконструкция сети города с переходом ВЛ-10 по существующей трассе к РП-10
Обеспечение передачи энергии в фидера РЭС	Не меняется	РП-10 Ветренниково на базе РУ-10 ПС. Передача энергии фидерами Горсеть, Сырзавод	РП-10 Ветренниково на базе РУ-10 ПС. Передача энергии фидером Софронцево и Горсеть
Мощ-ть тр-ов ТДТН-110/35/10	2*25000	2*25000	2*16000

Продолжение Таблицы 4.

Предварительная расчетная стоимость			
ПС 110/35/10	420	420	420
ПС 35/10	100	0	0
ЛЭП-110	0	32,2	0
ЛЭП-35	33,04	33,04	0
ВЛ-10	0	9,2	10,35
Итого	553,04	494,44	430,35
Перспективы развития при росте нагрузок района			Возможности строительства ПС-35/10 (110/10) на базе РП-10 Ветренниково
Недостатки вариантов			
1	Расширение площадки	Выделение площадки для ПС	Выделение площадки для ПС
2	Двойная трансформация	Удлинение сетей 110 кВ	
3	Удлин. сетей 35кВ	Удлинение сетей 35 кВ	
4	Дополнительные потери	Дополнительные потери	

Стоимостные показатели взяты укрупненно в ценах 2000 года с применением коэффициента пересчета.

Выводы: 1. Исходя из технико-экономической выгоды, очевидно не строительство БКТП-110/10, а перенос реконструируемой подстанции «Устюжна-110/35/10 кВ» в зону центра нагрузок (вариант 3), так как в данном варианте не предполагается изменение сети 110 и 35 кВ

2. Нет необходимости увеличивать мощность трансформаторов, так как только на 43 год эксплуатации существующая подстанция «Устюжна-110/35/10 кВ» подошла к пределу загрузки. К тому же, если подстанция будет построена в непосредственной близости от ее главного потребителя, города Устюжны, то сократятся существующие потери из-за доставки электроэнергии до города по трем фидерам 10 кВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ - 7-е изд., переработанное и дополненное. - М.: Энергоатомиздат, 2006. - 640 с.
2. ГОСТ 14209-97 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.

РАСШИРЕНИЕ ТЭЦ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПГУ

Мироненко Д.А.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

В работе рассматривается вариант расширения Омской ТЭЦ-3. Предложен вариант с помощью парогазовой установки. Используется дубль-блок с двумя газовыми турбинами, двумя котлами-утилизаторами и одной паровой турбиной. Благодаря данному расширению электрическая мощность увеличится на 90 МВт, тепловая на 50 Гкал/ч.

Омская ТЭЦ-3 является структурным подразделением Омского филиала ОАО «ТГК-11» и расположена в Советском административном округе г. Омска.

Основные технико-экономические показатели ТЭЦ:

- установленная электрическая мощность – 350МВт;
- установленная тепловая мощность – 1430 Гкал/ч;
- годовая выработка электрической энергии – 1348603 тыс. кВтч.;
- годовой отпуск тепловой энергии – 3434690 Гкал.;
- годовой расход топлива – 904836 т.у.т..

В связи с дефицитом тепловой и электрической мощности было принято решение о расширении Омской ТЭЦ-3.

Расширение Омской ТЭЦ-3 было выбрано путем внедрения ПГУ, потому что в настоящий момент ПГУ - одна из самых эффективных технологий выработки электроэнергии на тепловых станциях. Газ в смеси с воздухом сжигается в газовых турбинах, похожих на авиадвигатель. На каждой из них "сидит" свой генератор. После чего продукты сгорания огромной еще температуры попадают в котлы-утилизаторы, где вырабатывается пар, который подается на одну паровую турбину, которая вырабатывает еще электроэнергии. За счет этого "двойного" цикла сгорания одного объема газа КПД ПГУ установки достигает 50-55% - это очень высокий результат, приближенный к технологическому пределу.

Так как в 2002 году на Омской ТЭЦ-3 были демонтированы водогрейные котлы с третьей очереди, место для размещения ПГУ было, но пришлось пристраивать новое помещение, так как старые мощности работают по схеме «котел-турбина», а тут «турбина-котел-турбина». В итоге к старому котельному цеху пришлось сделать пристройку для газовой турбины.

В рамках выбора оптимальной конфигурации ПГУ выполнен сравнительный анализ по стоимостным, термодинамическим и надежностным показателям и определен наиболее оптимальный – дубль блок на базе двух ГТУ мощностью 30 МВт.

Для реализации проектных решений, удовлетворяющих требованиям, принимается основное оборудование:

- две ГТУ LM2500+G4 производства «General Electric»;
- два котла-утилизатора двух давлений по типу E-41/10-50/6,1-425/231 без дожигания, производства ОАО «ЭМАльянс»;
- теплофикационная турбина по типу Т-14/23 производства ОАО «Калужский турбинный завод».

Благодаря введению в работу парогазовой установки на Омской ТЭЦ-3 электрическая мощность возросла на 90 МВт, а тепловая на 50Гкал/ч.. В результате электрическая мощность Омской ТЭЦ-3 возросла до 460 МВт, тепловая мощность теперь составляет 1480 Гкал/ч.

Новый Энергоблок замещает физически и морально устаревшие паросиловые мощности ТЭЦ-3. Коэффициент полезного действия ПГУ-90 составляет около 50%, что в полтора раза превышает КПД демонтированного паросилового оборудования.

Благодаря нововведённым электрическим и тепловым мощностям произошло:

- снижение энергодефицита Омского региона;
- обеспечение надежного теплоснабжения строящихся жилых микрорайонов;
- обеспечение теплоснабжением крупных предприятий нефтехимического комплекса.

Данная тема актуальна тем, что в России доля морально и физически устаревшего энергооборудования на электростанциях и в электрических сетях составляет более 40%, а реконструкция, путем внедрения ПГУ является одним из самых эффективных способов.

ЛИТЕРАТУРА

1. П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, В.Г. Томилов др Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями: Монография.-Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005.-528с.
2. Белкин А.П. Расчет тепловых схем парогазовых установок утилизационного типа.- Тюмень: Изд-во ТГАСУ, 2013.-23 с.
3. П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, др. Перспективы применения ПГУ в сибирской энергетике при различных сценариях развития топливно-энергетического баланса: Монография.-Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009.-42с.
4. П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, др. Комплексный анализ парогазовых ТЭЦ: Монография.-Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2010.-20с.
5. М.С. Анкудинова, Е.А. Ларин, др. Теплова и топливная эффективность теплофикационных ПГУ: Монография.-Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016.-11с.

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЙ ПРОИСХОДЯЩИХ В ТЕПЛОМ НАСОСЕ НА ОСНОВЕ ТЕРМОЭКОНОМИКИ

Тоимбаев А.Б., Ермоленко М.В.

Государственный университет имени Шакарима, Республика Казахстан, г. Семей

Истощение ископаемых энергетических ресурсов и необходимость поиска новых способов производства энергии является одной из проблем современного общества. Решением данной проблемы является использование возобновляемых источников энергии[1].

Одним из путей решения проблемы рационального использования топливно-энергетических ресурсов является применение новых энергосберегающих технологий, в частности, тепловых насосов. Преимущества технологий теплоснабжения, использующих тепловые насосы, по сравнению с их традиционными аналогами, связаны не только со значительными сокращениями затрат энергии в системах жизнеобеспечения зданий и сооружений, но и с их экологической чистотой, а также с новыми возможностями в области повышения степени автономности систем жизнеобеспечения[2].

На современном этапе математическое моделирование как теоретический метод исследования и расчета рабочих процессов нашел широкое применение. В зависимости от поставленной задачи успешно применяются модели различных уровней сложности: как простые «политропные» модели, так и квазистационарные энергетические модели, а также сочетания последних с решением газодинамических уравнений в частных производных и с конечно-разностной моделью отдельных составляющих рабочего процесса [3].

Поэтому одним из направлений решения проблем энергосбережения является анализ работы технических систем, потребляющих и преобразующих энергию, что более эффективно бывает осуществить при помощи моделирования теплообменных процессов.

Цель данного исследования– анализ теплообменных процессов теплового насоса при режимах работы, отличных от номинальных посредством моделирования.

Для достижения поставленной цели будут решены следующие задачи:

-определены параметры действующей экспериментальной установки теплового насоса;

- проведена оценка изменений происходящих в тепловом насосе.

Оценка изменений, происходящих в тепловом насосе, в процессе эксплуатации будет проводиться на основе метода термозкономики. Основной идеей, которого, является использование некоторой обобщенной термодинамической характеристики, обеспечивающей получение конечного полезного эффекта. Учитывая, что в тепловом насосе энергия может передаваться как в форме теплоты, так и в форме механической работы, в качестве обобщенной термодинамической характеристики выбрана эксергия[4].

Для проведения исследований была разработана экспериментальная установка (рис.1), состоящая из двух компрессоров (1), бака высокопотенциального источника энергии(2) внутри которого расположены два конденсатора, бака низкопотенциального источника энергии (3) с двумя испарителями, измерительного комплекса (4) и нагревательного элемента (5). Данная установка позволяет моделировать различные режимы работы теплового насоса, как в плане мощности, так и в плане различных начальных температур низкопотенциального источника энергии.

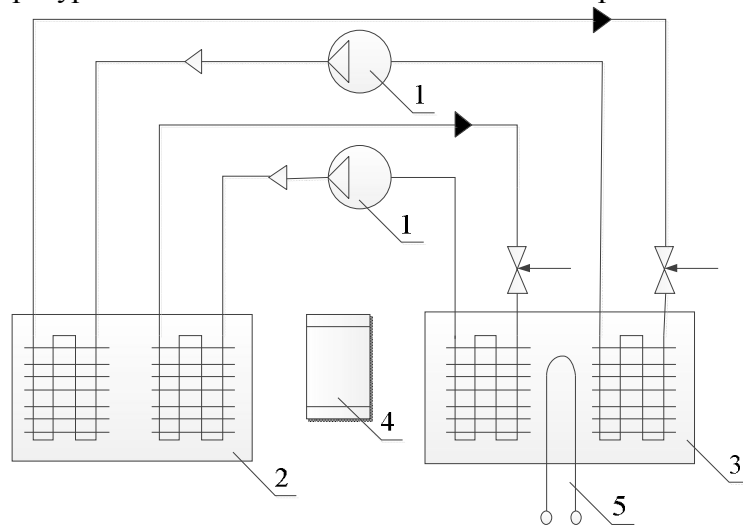


Рис. 1. Схема теплового насоса

Для анализа изменений, протекающих в тепловом насосе, при переменных режимах была разработана термозкономическая модель (Рис.2). При построении термозкономической модели для упрощения получаемых выражений были сделаны следующие упрощения: не учитывалось изменение потерь давления в трубопроводах, не учитывался теплообмен с окружающей средой и стоимость запорной арматуры и трубопроводов.

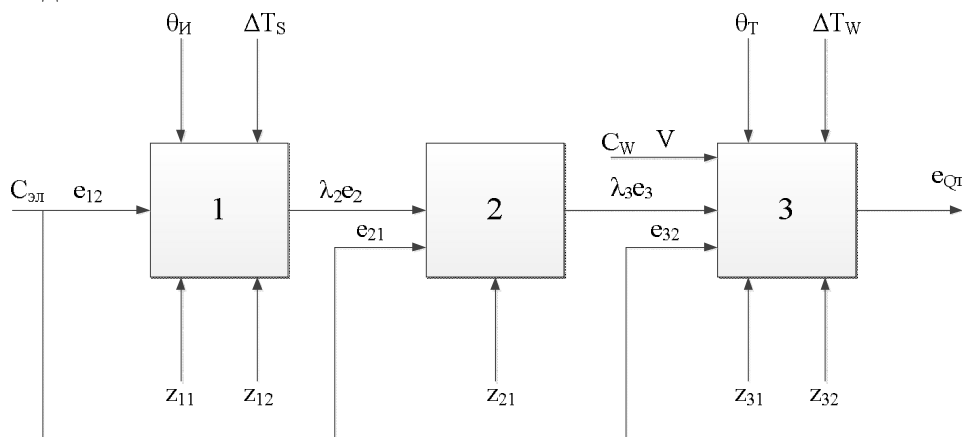


Рис. 2. Термозкономическая модель теплового насоса

Полученная термoeкономическая модель состоит из трех последовательно соединенных зон. Зона 1 объединяет испаритель 11 и насос с электродвигателем 12 , обеспечивающий подачу воды из скважины. Зона 2 включает компрессор с электродвигателем 21 . Зона 3 объединяет конденсатор 31 и насос с электродвигателем 32 для транспортировки теплоносителя к приборам отопления. В каждой из зон учитываются нормативные отчисления от стоимости оборудования Z . От внешнего источника к различным зонам подводится эксергия: e_{11} – для привода электродвигателя насоса, e_{21} – для привода электродвигателя компрессора и e_{32} – для привода электродвигателя циркуляционного насоса. Величины λ_2 и λ_3 представляют собой экономические показатели, выражающие скорость изменения количества эксергии e_2 и e_3 связывающие отдельные зоны.

Полученная термoeкономическая модель позволяет не только оптимизировать режим работы теплового насоса, но так же позволяет определить себестоимость тепла при различных начальных условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Филатов С. О., Володин В. И. Метод расчета и анализ совместной работы контура циркуляции грунтовых теплообменников и теплового насоса // Труды БГТУ. – 2013. – №3: Химия и технология неорганических веществ. – С. 161–165.
2. Юданов В.А., Гречухин А.А., Токарев А.В. Нестационарный тепловой насос // Вестник КРСУ. – 2010. – Том 10. №5: Теплофизика – С. 109–116.
3. Юша В. Л., Бусаров С. С., Гуров А. А., Кабаков А. Н., Васильев В. К. К вопросу об определении тепловых потоков при математическом моделировании рабочих процессов объемных компрессоров с нетрадиционной схемой проточной части. // Омский научный вестник. – 2013. – №3: Электротехника. Энергетика. – С. 218–221.
4. Оносовский В.В. Моделирование и оптимизация холодильных установок: Учебное пособие. – Л.: Издательство Ленинградского университета, 1990. – 208 с.

РЕШЕНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ ЗАДАЧ ПРИ ПОМОЩИ САПР

Тиханов М.В., Паутова Е.Е., Жуков Е.Б., Меняев К.В., Гладких А.А.

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова, г. Барнаул

Создание современного оборудования не ограничивается созданием его геометрической модели. Для того чтобы изделие было надежно, безопасно и конкурентоспособно, необходимо производить всесторонний анализ. Главные цели, которые перед собой ставят разработчики, это обеспечение статической прочности и жесткости детали, достаточной долговечности и устойчивости, оставаясь при этом конкурентоспособными, т.е. деталь должна иметь минимальный вес, минимальную стоимость и минимальные затраты на эксплуатацию. Использование САПР позволяет не только создать модель, но и произвести инженерный анализ деталей, узлов или изделия в целом.

Целью выполнения работы является определение оптимальной толщины стенки коллектора теплоносителя для вертикального парогенератора производительностью 1400 тонн пара в час. Коллектор представлен на рисунке 1.

Парогенераторы используются на АЭС для получения пара. Все элементы парогенератора должны обладать безусловной надежностью и абсолютной

безопасностью. Поверхность теплообмена в парогенераторе выполняется из большого числа труб малого диаметра, т.е. в ней сосредоточивается большое число соединений труб первого радиоактивного контура с коллекторами. В связи с этим надежность работы АЭС в значительной степени определяется надежностью работы парогенератора.

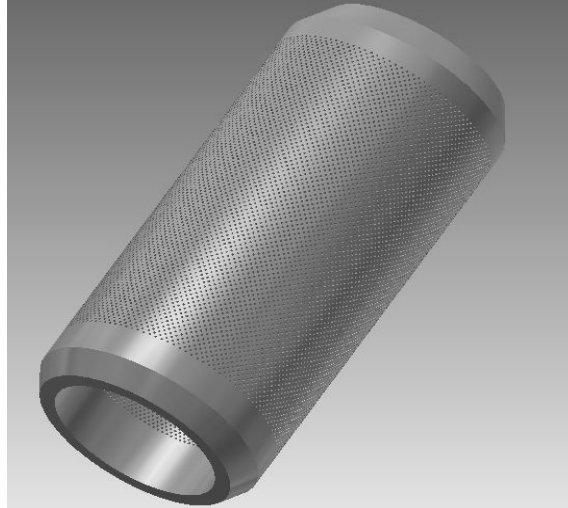


Рис. 1. Коллектор теплоносителя

Существующие арифметические формулы для нахождения параметров прочности и жесткости применимы только для простых схем нагружения детали, при условии, что конфигурация детали достаточно простая. В более сложных случаях корректный расчет на прочность и жесткость можно произвести только методом конечных элементов. Метод конечных элементов – это, численный метод решения дифференциальных уравнений с частными производными, а также интегральных уравнений, возникающих при решении задач прикладной физики. Метод широко используется для решения задач механики деформируемого твердого тела, теплообмена, гидродинамики и электротехники.

В программе Autodesk Inventor прочностной расчет производится методом конечных элементов. Анализ методом конечных элементов начинается с дискретизации исследуемой области (области задачи) и делении ее на ячейки сетки. Такие ячейки называют конечными элементами. В Inventor тело разбивается на множество подобных фигур – тетраэдров. Точность расчета напрямую зависит от размеров этих элементов. Общее правило состоит в том, что чем больше количество элементов (чем меньше их размер) тем точнее оказывается решение, но тем дороже оно стоит с вычислительной точки зрения.

Произведем расчет на прочность коллектор теплоносителя. Для этого определим его основные параметры:

d_0 - диаметр отверстия, $d_0 = 14$ мм;

d – внутренний диаметр коллектора, $d=1000$ мм;

$S_{1к}$ - продольный шаг расположения отверстий, $S_{1к} = 40$ мм;

$S_{2к}$ - поперечный шаг расположения отверстий, $S_{2к} = 28$ мм;

Давление теплоносителя составляет 18 МПа. Расчетное давление составляет 90% максимального давления в элементе, при котором срабатывают предохранительные клапаны; предохранительные устройства должны выбираться таким образом, чтобы максимальное давление в элементе не превышало рабочее на 25%. Таким образом, расчетное давление составляет 20,25 МПа.

Для обеспечения высокой чистоты поверхности, предотвращения коррозионных процессов в тракте трубная поверхность теплообмена и коллекторы теплоносителя, выполняются из аустенитной стали марки 12Х18Н10Т с электрополировкой поверхности. Допустимое напряжение для этой стали, при расчетной температуре стенки 312°C , составляет 117 МПа.

Для получения наименьшей массы поверхности теплообмена используется шахматное расположение трубного пучка. Схема расположения отверстий в коллекторе представлена на рисунке 2.

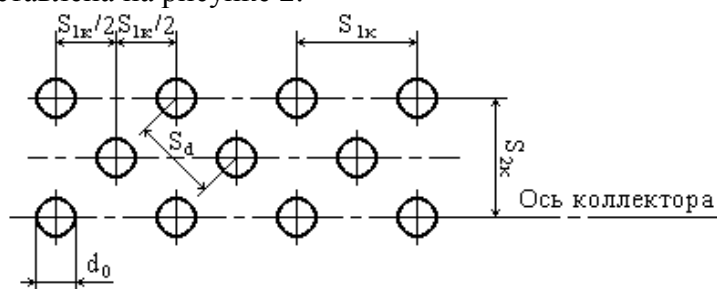


Рис. 2. Схема расположения отверстий в коллекторе

Произведем расчет на прочность данного коллектора в программе Autodesk Inventor. Для этого нужно создать твердотельную модель коллектора, перейти во вкладку «Среды» и выбрать «Анализ напряжений». Для того чтобы снизить требуемую вычислительную мощность, выполним расчет только для 6 рядов отверстий. Так как по всей длине коллектора размеры отверстий и шаги между ними одинаковы, на результат это не повлияет. Добавив необходимые нагрузки и настроив способ разбиения детали на конечные элементы, выполняем расчет. Результаты расчета представлены на рисунке 3.

Программа позволяет выполнять параметрический расчет детали. Управляя определенными параметрами, можно подобрать оптимальную конфигурацию детали при определенной нагрузке. Добавив какой либо изменяемый параметр, и обозначив предел, можно подобрать минимальное значение параметра, при котором условия прочности будут выполняться. В нашем случае в роли изменяемого параметра будет выступать толщина стенки. Так, поочередно производя расчет для стенок, толщиной 170, 180, 190 мм, видим, что минимально допустимая толщина стенки составляет 180 мм. При такой толщине максимальное напряжение равно 116,7 МПа.

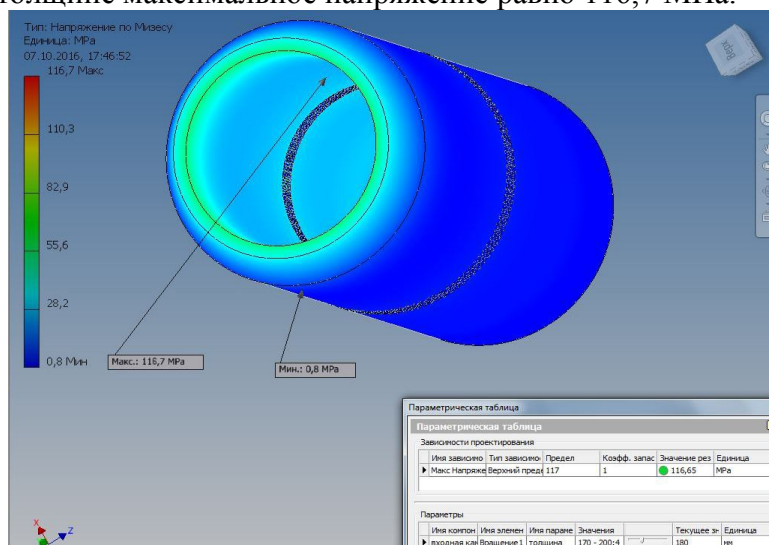


Рис. 3. Результат расчета коллектора теплоносителя на прочность

Трехмерные напряжения и нагрузки образуются в нескольких направлениях, эти многонаправленные напряжения суммируются для получения эквивалентного напряжения, которое называется напряжением по Мизесу. Критерий максимального напряжения по Мизесу основывается на теории Мизес-Хенки (теория энергии формоизменения). Теория утверждает, что пластичный материал начинает повреждаться в местах, где напряжение по Мизесу становится равным предельному напряжению. В большинстве случаев, предел текучести используется в качестве предельного напряжения. Однако, программа позволяет задавать свое собственное предельное напряжение. Результат расчета представляется напряжением по Мизесу. Концентратором напряжений в данном случае является пространство между отверстиями, именно там возникают максимальные напряжения (рисунок 4).

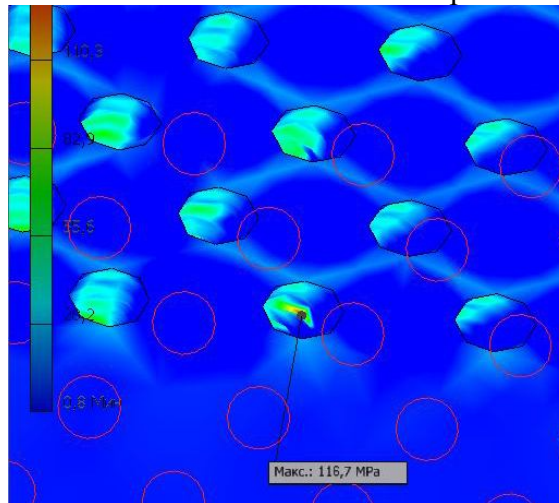


Рис. 4. Результат расчета коллектора теплоносителя на прочность

Для сравнения произведем традиционный прочностной расчет этого коллектора. Особенностью расчета толщины стенки коллектора является необходимость определить коэффициент прочности при ослаблении стенки рядом отверстий.

При шахматном расположении отверстий определяются три коэффициента прочности: для продольного φ_1 , поперечного φ_2 , диагонального ряда φ_3 :

$$\varphi_1 = (S_{1к} - d_0) / S_{1к} = (40 - 14) / 40 = 0,65;$$

$$\varphi_2 = 2 \cdot (S_{2к} - d_0) / S_{2к} = 2 \cdot (28 - 14) / 28 = 1;$$

$$m = S_{2к} / S_{1к} = 40 / 28 = 0,7;$$

$$\varphi_3 = \left[1 - \frac{2 \cdot d_0}{S_{1к}} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{1+m^2}} \right) \right] \cdot \left[\sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{m^2}{1+m^2} \right)^2} \right]^{-1};$$

$$\varphi_3 = \left[1 - \frac{2 \cdot 14}{40} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{1+0,7^2}} \right) \right] \cdot \left[\sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{0,7^2}{1+0,7^2} \right)^2} \right]^{-1} = 0,57;$$

Расчетный коэффициент прочности принимается наименьший из трех: $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3$.

$$\varphi = \varphi_3 = 0,57;$$

$[\sigma_n]$ - допустимое напряжение. Для стали 12X18H10T, при температуре стенки 312 °C $[\sigma_n] = 117$ МПа.

P_p - расчетное давление. $P_p = 0,9 \cdot 1,25 \cdot P = 0,9 \cdot 1,25 \cdot 18 = 20,25$ МПа.

Толщина стенки коллектора определяется по формуле:

$$\delta_{pk} = P_p \cdot d_{вк} / (2 \cdot \varphi \cdot [\sigma_n] - P_p) + C = 20,25 \cdot 1000 / (2 \cdot 0,57 \cdot 117 - 20,25) = 177 \text{ мм}.$$

Результаты традиционного прочностного расчета мало отличаются от результатов расчета в среде анализа напряжений Autodesk Inventor, что позволяет нам применять данный способ при конструировании. Это позволяет проектировщику оперативно выполнять прочностной анализ детали, задавая ее геометрию, свойства материала, различные условия нагружения и закрепления. Результаты прочностного анализа могут служить не только основанием для внесения изменений в конструкцию, но и одновременно помогают определить, какие именно изменения необходимо внести в модель в каждой конкретной ситуации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Официальный сайт компании Autodesk [электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.autodesk.ru/>
2. Лихачева Г.Н. Методические указания к расчетному заданию по курсу «Реакторы и парогенераторы АЭС» для студентов направления 141100 - «Энергетическое машиностроение» /Алтайский государственный технический университет им. И.И.Ползунова. – Барнаул : Издательство АлтГТУ, 2014. - с.43

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ СЖИМАЕМОЙ ЖИДКОСТИ В ОШИПОВАННЫХ ПОВЕРХНОСТЯХ НАГРЕВА

Вассерман А.А., Атанов Е.А.

Самарский государственный технический университет, г. Самара

В материалах работы исследован вопрос динамики воздушного потока при обтекании цилиндрического шипа. Приведены результаты гидравлических расчетов в программном обеспечении ANSYS-Fluent. Полученные результаты сравнивались с экспериментальными данными и показали хорошую сходимость. Исследована целесообразность применения ошипованных поверхностей нагрева.

В условиях растущих темпов производства и потребления газового топлива вопросы рационального и экономного его использования становятся весьма актуальными, тем более, что в последнее время отмечается мировой дефицит в углеводородном сырье и тенденция к повышению себестоимости добычи и транспорта природного газа к потребителю. Несмотря на большие успехи, достигнутые в эффективности использования природного газа, например, в паровых и водогрейных котлах, КПД которых близок к максимуму, для большого количества газопотребляющих установок характерны низкие КПД, связанные со значительными потерями теплоты (до 70%) с уходящими дымовыми газами. В значительной мере повысить энергоэффективность указанных установок можно за счет использования тепла, ранее безвозвратно теряемого. Основными способами являются использование тепла уходящих дымовых газов, горячего воздуха. Для эффективного теплообмена рассмотрена ошиповка поверхностей нагрева. Это позволяет увеличить удельную площадь теплообмена, следовательно, эффективнее использовать уходящую теплоту, а значит, снизить затраты на потребление топлива, цены на которые постоянно увеличиваются, сэкономить денежные средства.

Ввиду сложности расчетов динамики воздушного потока, а также динамики потока дымовых газов, обтекающих шипы различной формы, расчеты проводят в

программном продукте ANSYS-Fluent. ANSYS-Fluent позволяет решать задачи вычислительной гидродинамики и наглядно продемонстрировать потокораспределение в зависимости от формы и расположения шипов. Но даже для ANSYS-Fluent это сложная задача, поэтому следует сделать такую модель, которая описывала бы максимально точно реальный процесс. Простейшим случаем ошипованной поверхности является один цилиндр на плоской поверхности, за которым образуется дорожка Кармана. Если результаты моделирования динамики потока для одного шипа совпадают с реальным экспериментом, то можно говорить об адекватности модели и использовать ее для других форм шипов, их количества и расстояния между ними.

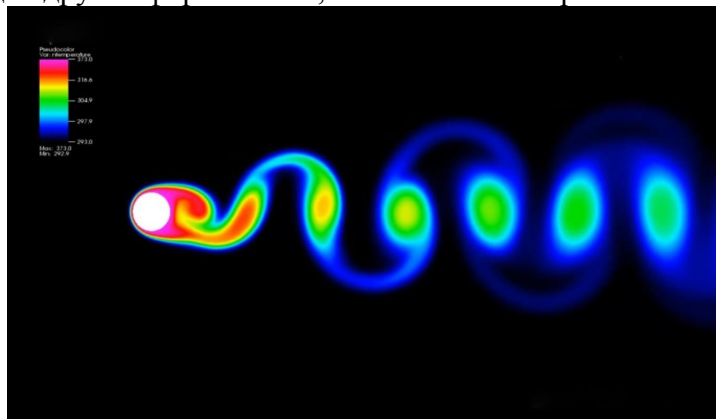


Рис. 1. Результаты CFD-моделирования динамики воздушного потока, обтекающего цилиндрический шип

На рисунке 1 видно, что шип создаёт завихрения согласно дорожке Кармана. Данная турбулентность потока увеличивает коэффициент теплоотдачи и в целом повышает эффективность теплообмена ошипованных поверхностей.

Такой способ интенсификации теплообмена может быть широко использован в промышленных установках (печи подогрева, водогрейные котлы, рекуператоры и т.д.).

ЛИТЕРАТУРА

1. Исаев С.А., Леонтьев А.И., Кудрявцев Н.А., Баранова Т.А., Лысенко Д.А. Численное моделирование нестационарного теплообмена при ламинарном поперечном обтекании кругового цилиндра // ТЕПЛОФИЗИКА ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР – 2005. – Т. 43. – №5. – С. 745-758.
2. Вальгер С.А., Федоров А.В., Федорова Н.Н. Моделирование несжимаемых турбулентных течений в окрестности плохообтекаемых тел с использованием ПК ANSYS-Fluent // Вычислительные технологии. – 2013. – №5. – С.27-40.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК

Бородин А.К.

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

Развитие малой энергетики, основанной на когенерации (совместной выработке тепловой и электрической энергии внутри одного устройства) в настоящее время набирает обороты. Этому способствуют значительные преимущества процесса когенерации: бесперебойность энергоснабжения объектов, высокий коэффициент использования теплоты сгорания топлива, относительно малое загрязнение

окружающей среды, низкая стоимость вырабатываемой энергии по сравнению с её раздельной выработкой.

Цель данной работы заключается в исследовании разных типов установок и выявлении их сильных и слабых сторон.

Главной частью когенерационных установок является силовой агрегат, который приводит во вращение находящийся с ним на одном валу высокоскоростной генератор. Приводом генератора могут быть газопоршневые, газотурбинные, микротурбинные и паротурбинные двигатели. Их конструктивные особенности и принцип работы определяют достоинства и недостатки двигателей в плане генерации электрической и тепловой энергии.

Когенерационные газопоршневые установки (ГПУ).

Работа газопоршневой установки основана на сжигании топливного газа в камере сгорания оборудования. Энергия, полученная в ходе такого процесса, поступает в поршневую группу. Поршневая группа передает полученную энергию генератору [1]. Газопоршневые установки обладают высоким электрическим КПД, находящимся в диапазоне 37-42%. Но при этом конструктивные особенности ГПУ осложняют получение тепловой энергии из-за рассеивания теплоты, часть которой отводится системой охлаждения двигателя (двигатель и масло, используемое в системе смазки, должны постоянно охлаждаться). Температура выхлопных газов у газопоршневой установки ниже чем у микротурбинной и составляет 390^{°C}. Этим объясняется более низкий тепловой КПД газопоршневых установок (45-50%). Выдача тепловой энергии производится с коэффициентом 1:1,2. Т.е. ГПУ с электрической мощностью 1 МВт способна выдать 1,2 МВт тепловой энергии. Уровень шумов, производимых газопоршневой установкой, составляет 75-78 дБ [2, с. 462].

Газопоршневые установки обладают рядом преимуществ. Во-первых, они работают на газе низкого давления, что позволяет избежать затраты на обслуживание дожимной компрессорной станции (дожимная компрессорная станция поддерживает необходимый уровень рабочего давления). Во-вторых, ГПУ могут работать на различных видах топлива: природный газ, биогаз, дизельное топливо. В-третьих, частые запуски и остановки ГПУ не оказывают существенного влияния на моторесурс установки. Также электрический КПД газопоршневых установок практически не зависит от повышения температуры окружающей среды и не изменяется в диапазоне рекомендуемых электрических нагрузок (40-100%). Но при работе на неполной мощности происходит значительный износ оборудования и, соответственно, уменьшается моторесурс установки. В рабочем цикле ГПУ используется моторное масло, что в свою очередь требует дополнительного обслуживания и контроля.

Когенерационные газотурбинные установки (ГТУ).

В газотурбинных установках атмосферный воздух и определенное количество топлива подаются в камеру сгорания под высоким давлением. Высокое давление продуктов сгорания достигается благодаря использованию многоступенчатого компрессора. Топливо и воздух перемешиваются и воспламеняются. При сгорании топливовоздушной смеси выделяется значительное количество энергии, которая преобразуется в механическую работу за счёт вращения струями раскаленного газа лопаток турбины. Механическая энергия передается генератору, а отработавшие газы направляются в утилизатор для получения тепловой энергии. Электрический КПД современных газотурбинных установок находится на уровне 32-37%. Этот показатель ниже, чем у ГПУ. Но высокая температура отработавшего газа, составляющая 450-550^{°C}, позволяет достаточно эффективно реализовывать тепловой потенциал установки. Тепловой КПД газотурбинных установок – 50-55%. Соотношение

получаемой электрической энергии к тепловой 1:1,5. Уровень шумов – 65-75 дБ [2, с. 458]. Газотурбинные установки, как и газопоршневые, работают на различном виде топлива. Но в рабочем цикле ГТУ отсутствует моторное масло и это упрощает обслуживание установки (имеется незначительное количество редукторного масла, которое не требует частой замены). В отличие от газопоршневых установок, газотурбинные обладают широким диапазоном электрических нагрузок (3-100%), однако при этом наблюдается зависимость моторесурса от частых запусков и остановок, что ограничивает сферу их применения. Электрический КПД газотурбинных установок монотонно убывает при повышении температуры окружающей среды и значительно падает при снижении нагрузки до 50%. Также для работы ГТУ, в отличие от ГПУ, необходимо поддерживать высокое давление топливовоздушной смеси. Это обеспечивается компрессором, которому требуется дополнительное обслуживание и энергия.

Микротурбинные установки (МТУ).

МТУ представляют собой энергогенерирующее оборудование малой мощности. Принцип работы микротурбиной установки во многом схож с классическими газотурбинными установками, но в МТУ наибольшее внимание уделяется компактности. Микротурбинные двигатели производятся в диапазоне мощностей 15-200 кВт, которые при необходимости могут объединяться в кластеры до 10-20 МВт. Электрический КПД МТУ достигает 29-35%. При этом коэффициент использования топлива (КИТ) превышает 90%. Соотношение получаемой электрической энергии к тепловой составляет 1:1,8. Уровень шумов работающей микротурбины – 65-75 дБ [3].

При создании микротурбин используются самые передовые технологии для достижения максимальной эффективности в малом корпусе. Сохранив ключевые преимущества ГТУ, МТУ добились высокого значения КИТ в компактном корпусе. Также при использовании микротурбинных установок есть возможность постепенного наращивания мощностей благодаря объединению их в кластеры. Моторесурс микротурбинных установок, как и у газотурбинных, зависит от частых запусков и остановок. Но конструктивные особенности МТУ обладают следующим недостатком: для достижения компактности в МТУ отсутствует редуктор – узел, связывающий турбину и генератор. Такое решение привело к необходимости двойного преобразования электроэнергии, так как высокая частота вращения ротора МТУ не позволяет обеспечить равномерность вращения и при таких оборотах невозможно создать генератор, выдающий напряжение с частотой 50-60 Гц. Поэтому силовая электроника сначала преобразует переменный ток переменной частоты от ротора в постоянный, а после этого происходит преобразование постоянного тока в переменный с постоянной частотой промышленной сети 50 Гц [4]. Использование силовой электроники для двойного преобразования электроэнергии увеличивает и без того высокую стоимость установки.

Паротурбинные когенерационные установки (ПТУ).

Использование паровых турбин для энергоснабжения потребителей практикуется в течение многих лет. Принцип работы основан на сжигании органического топлива (угля, нефти, природного газа и т.п.) для преобразования воды в пар высокого давления и температуры. Энергия пара преобразуется в механическую работу путем вращения лопаток турбины струями пара. Далее происходит передача механической энергии генератору. Электрический КПД паровой турбины очень низкий (7-20%), но в режиме когенерации КИТ может достигать 80%. Отношение электрической энергии к тепловой у паротурбинных когенерационных установок 1:4,7. Уровень шумов составляет 85-95 дБ [5].

Паротурбинные установки хоть и имеют относительно невысокий КИТ в режиме когенерации (80%), но при этом обладают некоторыми преимуществами перед остальными установками. Во-первых, они могут работать на самом различном топливе, включая твердое. Во-вторых, есть возможность переоборудования котельных, оснащенных паровыми котлами, которые осуществляют горячее водо- и теплоснабжение. Внедрение когенерации в процесс работы котельной не нуждается в установке новых котлов или их реконструкции. В итоге получение электрогенерирующей установки на базе ПТУ не потребует значительных капиталовложений на начальном этапе. К недостаткам можно отнести меньшую выработку электроэнергии относительно тепловой энергии и низкие показатели экологических характеристик системы при использовании твердого топлива.

Таблица 1. Анализ характеристик установок

Тип установки	Используемое топливо	Температура выхлопных газов, °C	Эл. КПД, %	Тепл. КПД, %	Уровень шумов, Дб	Коэф. выдачи тепл. энергии
ГПУ	природный газ, биогаз, дизельное топливо	390	37-42	45-50	75-78	1:1,2
ГТУ	природный газ, биогаз, дизельное топливо	450-550	32-37	50-55	65-75	1:1,5
МТУ	природный газ, биогаз, дизельное топливо	450-550	29-35	55-61	65-75	1:1,8
ПТУ	любое, включая твердое	–	8-20	60-72	85-95	1:4,7

Сравнение когенерационных установок.

Проанализировав преимущества и недостатки газопоршневых, газотурбинных, микротурбинных и паротурбинных двигателей, можно сделать объективно верный вывод о том, что каждая установка может эффективно использоваться только при грамотном анализе потребностей потребителя в том или ином виде энергии, характера нагрузок, а также экологических требований к объектам энергоснабжения.

Использование газопоршневых когенерационных установок будет экономически целесообразно, если потребителю не нужен источник большого количества теплоты, а акцентируется внимание именно на электропотреблении. Независимость от температуры окружающего воздуха делает эффективным использование данных установок в районах с жарким климатом. Также следует учитывать повышенный уровень шумов газопоршневых установок относительно газотурбинных (75-78 против 65-75 дБ), который носит низкочастотный характер, что требует применения соответствующих инженерных решений для устранения данного недостатка.

Микротурбинные установки можно выделить в отдельный класс энергогенерирующего оборудования из-за небольших размеров и возможности выбора

установок малой мощности от 15 кВт. Это является главным преимуществом перед остальными установками. Их целесообразно использовать в условиях ограниченного пространства городских застроек. Чистота выхлопа, меньший уровень шума и практически отсутствие вибрагрузок делает их отличным выбором в плане энергоснабжения потребителей малой и средней мощности. Но цены на МТУ значительно превышают цены на установки других типов аналогичной мощности, поэтому использование МТУ оправдано, когда их ключевые преимущества имеют принципиальное значение.

Паровые когенерационные установки имеют высокий тепловой КПД, поэтому они применяются там, где потребность в тепловой энергии намного выше, чем в электрической. Например, их внедрение наиболее перспективно в системе централизованного теплоснабжения. Переоборудование котельных с использованием процесса когенерации позволит существенно повысить КИТ котельных, что в свою очередь положительно скажется на экономике страны. Приоритет развития когенерации подтвержден на уровне правительства и в энергетической стратегии России до 2030 года предусмотрено развитие теплоснабжения именно на основе когенерации [6].

ЛИТЕРАТУРА

1. См. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий / Под ред. Гамазина С.И., Кудрина Б.И., Цырука С.А. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 746 с.
2. См. Справочник энергетика / Под ред. Чохонелидзе А.Н. – М.: Колос, 2006. – 488 с.
3. Микротурбинные установки Capstone [Электронный ресурс] – режим доступа http://www.bpcenergy.ru/imgcompany/bpcenergy/doc/Capstone_brochure5.pdf, свободный, дата обращения 20.10.2016.
4. О чем умалчивают поставщики микротурбин [Электронный ресурс] – режим доступа <http://nnhpe.spbstu.ru/wp-content/uploads/2015/04/sravnenie-GTU-i-GPA.pdf>, свободный, дата обращения 20.10.2016.
5. Когенерация, использование когенерационных установок [Электронный ресурс] – режим доступа <http://www.gae.ru/forum2012/pdf/2930.pdf>, свободный, дата обращения 20.10.2016.
6. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года / Перспективы и стратегические инициативы развития топливно-энергетического комплекса [Электронный ресурс] – режим доступа <http://www.manbw.ru/analytics/index.html>, свободный, дата обращения 20.10.2016.

ТЕХНОЛОГИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ПГУ С ПРЕИМУЩЕСТВЕННЫМ СЖИГАНИЕМ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Белявская П.В., Кругбелый В.А., Зуева А.А.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

Повышение эффективности топливоиспользования в энергетических установках – актуальная задача. В статье предлагается технология ПГУ с коэффициентом бинарности меньше единицы(0,43). Такая технология позволяет использовать в парогазовом цикле новый вариант твердого топлива в виде композиционного жидкого топлива (КаВУТа), полученного на основе кавитационных эффектов при его сжигании

в кипящем слое. Также применяется котел-утилизатор и паровая турбина нового (для отечественной энергетики) типа с увеличивающимся, по ходу продвижения по проточной части, пропускным паром. В основе предлагаемого варианта ПГУ лежат отечественные научно-технические разработки в области энергетики и топливоиспользования. Вариант ориентирован на предприятия отечественного энергетического машиностроения. [1]

Расчет тепловой схемы, представленной ПГУ, проведен на основе уравнений теплового и материального балансов. Результаты расчетов представлены на рис. 1.

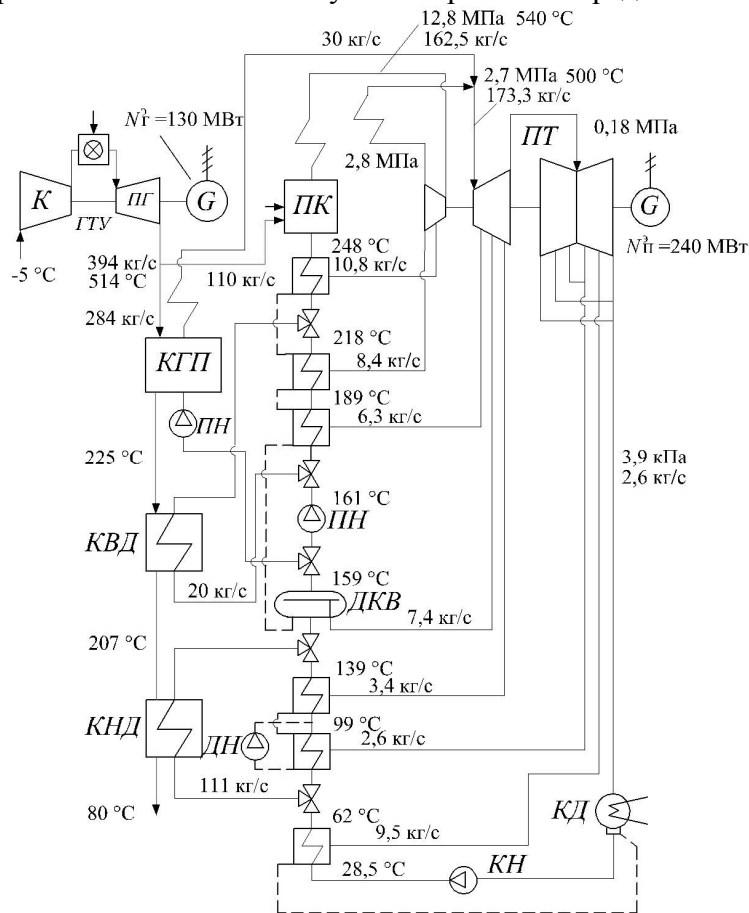


Рис. 1. Тепловая схема ПГУ с турбиной К-225-130

Вариант парогазовой установки (ПГУ) с преимущественным использованием твердого топлива заключается в следующем. ПГУ комплектуется газотурбинной установкой (ГТУ) с камерой сгорания (КС), котлом-утилизатором (КУ) и паротурбинной установкой (ПТУ) с паровым котлом (ПК).

Паротурбинная установка обеспечивает выработку электроэнергии и представляет собой двухконтурную паровую турбину с системой регенерации, предназначенную для работы в составе ПГУ. Паровой котел обеспечивает паровую турбину острым паром (первый контур паровой турбины) и частично паром промежуточного перегрева (второй контур паровой турбины). Топливом для парового котла является уголь. Сжигание угля осуществляют в стационарном кипящем слое на инертном материале (песок), при использовании в качестве окислителя отработавших в ГТУ газов (в слое) и воздуха (в камере дожига).

Газотурбинная установка обеспечивает выработку электроэнергии при сжигании газа в КС. ГТУ имеет мощность - 114 МВт, КПД (при $t_{\text{воздуха}} +15\text{ °C}$) - 36% и температуру газов на выходе из ГТ - 517 °C. При этом, отработавшие в ГТУ и имеющие

высокую температуру газа, частично направляются в ПК в качестве агента, обеспечивающего стационарность кипящего слоя. Наличие в газах CO_2 и водяных паров способствует процессам газификации КаВУТа в слое, а наличие O_2 – обеспечивает начало процесса горения. Другая часть газов направляется в КУ, в котором обеспечивается перегрев остальной части пара промежуточного перегрева для второго контура паровой турбины, а также обеспечивается частичное вытеснение системы регенерации ПТУ. [2]

Котел-утилизатор в предлагаемой установке предназначен для генерации части пара второго контура ПТУ с давлением 2,7 МПа и температурой 500 °С в количестве 30 кг/с, а также частичного вытеснения системы регенерации ПТУ.

КУ имеет три теплообменных контура. Контур генерации пара имеет схему традиционного барабанного парового котла и включает три группы поверхностей нагрева: водяной экономайзер; испарительный контур и пароперегреватель.

Контуров высокого и низкого давлений представляют собой газодлянные теплообменники и предназначены для нагрева 20 кг/с питательной воды от температуры 160 до 218 °С при байпасе двух подогревателей высокого давления системы регенерации ПТУ и 111 кг/с основного конденсата от температуры 62 до 139 °С при байпасе двух подогревателей низкого давления системы регенерации ПТУ соответственно.

Расчеты котла-утилизатора проведены укрупненно на основе нормативного метода. Паропроизводительность котла-утилизатора составляет ≈ 110 т/час, его тепловая мощность по пару - ≈ 104 МВт; на контуре ВД - ≈ 20 МВт; на контуре НД – 65 МВт.

Паровая турбина представляет собой новый класс паровых двухконтурных конденсационных турбин, предназначенных для работы в составе ПГУ. Особенностью турбины является то, что расход пара в частях среднего и низкого давлений превышает расход острого пара, направляемый в голову турбины (часть высокого давления). Такое превышение обеспечивает за счет дополнительного контура по подготовке пара средних параметров. Как правило, дополнительный (второй) паровой контур работает параллельно с линией промежуточного перегрева пара.

В предлагаемом варианте в качестве топлива используется композитное жидкое топливо (КаВУТ), приготовленное на основе кавитационных эффектов в специальных аппаратах. КаВУТ дает возможность эффективно использовать угольную мелочь, которая обычно составляет значительную часть добычи. Фракционный состав КаВУТа не превышает 5 мкм, что в сочетании с активной роли воды позволяет обеспечить высокую полноту сгорания ($q_4 \approx 1\%$ для ЦКС).

При сжигании КаВУТа в кипящем слое (с подачей топлива в виде капель) образуется наполняющие слой пористые угольные агломераты. Агломераты обладают прочностью, достаточной для длительного пребывания в слое, что способствует полноте выгорания топлива в слое и устойчивости процесса горения. [3]

Основные технические показатели показаны в табл.3.

Таблица 3. Основные показатели ПГУ

Мощность ГТУ, МВт	130
Мощность ПТУ, МВт	240
Мощность ПГУ, МВт	370
КПД ГТУ (при температуре воздуха -5 °С), %	46,5
Температура выхлопных газов (при температуре воздуха -5 °С), °С	38,4
Расход натурального топлива (КаВУТа), т·ч ⁻¹	199,3

Таким образом, становится понятно, что одним из путей повышения эффективности в области генерации энергии является применение ПГУ с коэффициентом бинарности меньше единицы, что характеризует преимущественное сжигание твердого топлива в паросиловом цикле установки общей мощностью 370 МВт.

ЛИТЕРАТУРА

1. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Томилов В.Г. и др. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. – 528 с.
2. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Бородихин И.В., Боруш О.В. и др. ПГУ с преимущественным использованием твердого топлива. – Энергетическая политика. – Вып.5, 2004- С.52-57.
3. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Ловцов А.А. Эффективность реконструкции пылеугольных паротурбинных ТЭЦ в парогазовые путем надстройки и исследование показателей их функционирования. - Новосибирск: Наука, 2002. – 95 с.

ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ЦЕНТРАЛЬНОГО ТЕПЛООВОГО ПУНКТА

Галеев С.Р., Зарипова Р.С.

Казанский государственный энергетический университет, г.Казань

Информационно-измерительной системой технологического контроля параметров центрального теплового пункта (ЦТП) предусматривается:

- оповещение диспетчера в случае несанкционированного проникновения в помещение ЦТП;
- оповещение диспетчера в случае возгорания при помощи оптических дымовых противопожарных извещателей;
- оповещение диспетчера в случае срабатывания дренажных насосов и подача тревожного сигнала, если уровень воды в помещении превышает допустимую отметку;
- снятие и передача текущих данных расхода теплоносителя, температур, а также датчиков давления и температур окружающего воздуха на пульт диспетчера;
- визуализация передаваемой информации на компьютер диспетчера (построение диаграмм, графиков, таблиц) с последующей архивацией информации при помощи системы SCADA-Master.

Передача информации из ЦТП на пульт диспетчера производится при помощи коммуникационного контроллера расположенного в щите автоматики и подключенному к ней радиомодему (NEVOD-5).

С ЦТП информация собирается на диспетчерский компьютер. Связь с ЦТП осуществляется по радиоканалу при помощи радиомодемов, работающих в любительском диапазоне частот 433 МГц.

Дистанционный сбор информации и ее архивация осуществляется только из центрального диспетчерского пункта. Объектами информационного опроса являются электродвигатели дренажных насосных агрегатов, пожарно-охранные извещатели, датчики затопления, давления, температуры.

Порядок работы системы. Система предназначена для круглосуточной работы в режиме реального времени. Измерения проводятся периодически. Частота опроса каждого информационного канала составляет не чаще 1 раза в секунду. Система обеспечивает измерение значений технологических параметров с основной

относительной погрешностью не более $\pm 1,5\%$. Такой режим работы обеспечивает возможность своевременной реакции персонала на события, происходящие на объекте автоматизации и зафиксированные системой. При необходимости работа системы в целом или отдельных ее частей может быть приостановлена.

Сбор измеренных значений осуществляется вычислительным комплексом. В состав вычислительного комплекса входит персональный компьютер и специализированное программное обеспечение.

Вычислительный комплекс центрального диспетчерского пункта предназначен для сбора и отображения информации с контроллеров ЦТП, хранения собранной информации, решения задач документооборота.

В состав оборудования системы входят: датчики, контроллеры, преобразователи интерфейсов, блоки питания, соединительные кабели и клеммы, вычислительный комплекс, контроллеры управления, сигнализация.

ЛИТЕРАТУРА

1. Поленов Л.А., Петрушенко Ю.Я., Попов Е.А. Метод определения скорости потока жидкости с компенсацией влияния площади поверхности измерительного электрода плоского ЭДП // Известия вузов. Проблемы энергетика. - 2009. - N 11/12. - С. 134-143.
2. Эггинс Б. Химические и биологические сенсоры. – М.: Техносфера, 2006.– 336 с.
3. Джексон Р. Новейшие датчики. – М.: Техносфера, 2006.– 384 с.

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЙ ЭЛЕКТРОННЫЙ ТРАНСПОРТ В НИКЕЛЬ ЗАМЕЩЕННОМ КОБАЛЬТИТЕ ПРАЗЕОДИМА БАРИЯ

Политов Б.В., Сунцов А.Ю.¹, Патракеев М.В.¹, Леонидов И.А.¹, Кожевников В.Л.¹
Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина,
г. Екатеринбург

¹ Институт химии твердого тела УрО РАН, г. Екатеринбург

Сложные оксиды $R\text{BaCo}_2\text{O}_{6-\delta}$ (где R – редкоземельный элемент) со структурой двойного перовскита обладают спектром уникальных свойств, благодаря которым они рассматриваются как перспективные материалы во многих отраслях науки и техники. Отличительной особенностью данного класса оксидных систем является чередование слоев $\text{RO}_{1-\delta}$ - CoO_4 – BaO вдоль кристаллографической оси c , а также широкая область гомогенности по кислороду, которая обеспечивает высокую концентрацию кислородных вакансий в структуре и, соответственно, значительный уровень кислород ионной проводимости. Поэтому кобальтиты $R\text{BaCo}_2\text{O}_{6-\delta}$ могут применяться как в качестве катодов твердооксидных топливных элементов (ТОТЭ), так и материалов мембран для получения чистого кислорода из воздуха. Наибольший интерес из семейства двойных перовскитов $R\text{BaCo}_2\text{O}_{6-\delta}$ привлекает состав с $R=\text{Pr}$, поскольку он легко модифицируется катионным допированием по различным подрешеткам, а также обладает высокой электронной проводимостью при температурах более 600°C . Содержание кислорода и допанта в этих условиях могут оказывать существенное влияние на концентрацию и подвижность носителей заряда в кристалле $\text{PrBaCo}_2\text{O}_{6-\delta}$, и, как следствие, на его электротранспортные свойства. В связи с этим целью настоящей работы является изучение термодинамики кислород-ионного равновесия, установление влияния кислородной нестехиометрии на температурную зависимость

электропроводности, а также ее зависимость от частичного замещения кобальта на никель в двойном перовските $\text{PrBaCo}_{1.8}\text{Ni}_{0.2}\text{O}_{6-\delta}$.

В рамках поставленных задач, получены значения равновесного содержания кислорода $6-\delta$ в сложном оксиде $\text{PrBaCo}_{1.8}\text{Ni}_{0.2}\text{O}_{6-\delta}$ как функции от температуры и парциального давления кислорода в газовой фазе (рис. 1). Для теоретического описания кислородной нестехиометрии δ использован квазихимический подход, в котором двойной перовскит рассматривался как идеальный раствор ионов и дефектов в соответствующих кристаллографических позициях.

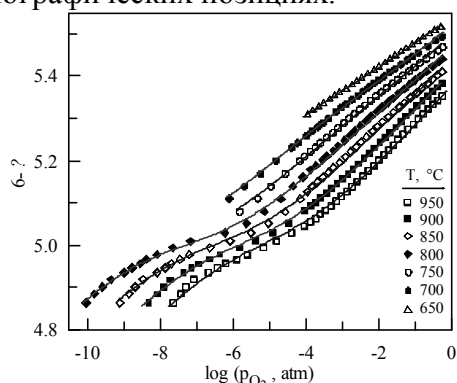


Рис. 1. Зависимость содержания кислорода в оксиде $\text{PrBaCo}_{1.8}\text{Ni}_{0.2}\text{O}_{6-\delta}$ от температуры и парциального давления кислорода (точки – эксперимент, линии – расчет по квазихимической модели)

В рамках данного подхода рассчитаны температурные и барические зависимости концентрации кислородных вакансий δ , носителей заряда p и трехзарядных ионов кобальта g , которое определяет число доступных мест для перескока носителей заряда. Показано, что численные значения p и g находятся в сильной корреляции с содержанием кислорода в оксиде.

Измерения электропроводности $\text{PrBaCo}_{1.8}\text{Ni}_{0.2}\text{O}_{6-\delta}$ проводили четырехзондовым методом на постоянном токе; модельное выражение для электропроводности записывали как $\sigma = |e| \cdot p \cdot \mu$, где μ – подвижность дырок, рассчитанная согласно модели поляронов малого радиуса по уравнению:

$$\mu = \frac{|e| \cdot r_0^2 \cdot v}{kT} (g - g') \cdot \exp\left(\frac{-E_a}{kT}\right) \quad (1)$$

где e , r_0 , v , k , T , E_a и g' обозначают элементарный электрический заряд, длину прыжка, частоту перескока, постоянную Больцмана, абсолютную температуру, энергию активации дырочной проводимости и мольную долю трехзарядного кобальта, недоступную для электропереноса, соответственно.

Расчет величины g' представляет собой сложную задачу. В данной работе на основании удовлетворительного теоретического описания изотерм кислород-ионного равновесия с газовой фазой (см. рис. 1) предположили, что распределение катионов кобальта в различном зарядовом состоянии по кристаллической решётке является случайным, а «недоступность» позиции для перескока определяется наличием между ней и соседним катионом кислородной вакансии. Тогда используя математический аппарат теории вероятности, можно получить выражение для числа недоступных позиций g' :

$$g' = \frac{\delta}{4} (g^2 + p \cdot g + n \cdot g + p \cdot n + p^2) \quad (2)$$

где n – концентрация ионов никеля в допированном оксиде. Уравнения (1) и (2) в совокупности с модельными выражениями для p и g позволили получить явный вид температурной зависимости электропроводности $\text{PrBaCo}_{1.8}\text{Ni}_{0.2}\text{O}_{6-\delta}$ на воздухе, который можно сопоставить с экспериментом (рис. 2). Легко видеть, что теоретическая кривая удовлетворительно описывает зависимость $\sigma = f(T)$, что подтверждает предположение о значительном влиянии содержания кислорода на электротранспортные свойства высоконестехиометричных двойных перовскитов $\text{RBaCo}_2\text{O}_{6-\delta}$ (при отсутствии обмена кислорода с газовой фазой, зависимость вида $\log(\sigma T) = f(1000/T)$ является линейной).

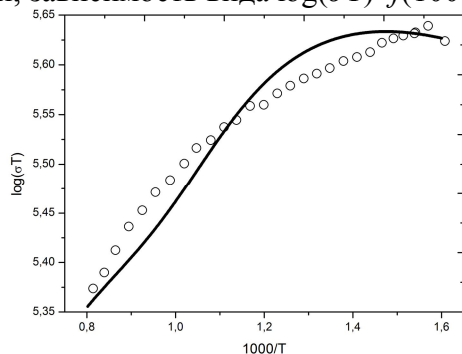


Рис. 2. Зависимость электропроводности от температуры в $\log(\sigma T)$ – $1000/T$ координатах (точки – эксперимент, линия – расчет по модели)

Таким образом, в данной работе построена квазихимическая модель дефектной структуры и на её основе рассчитаны концентрации носителей заряда, а также оценен предэкспоненциальный множитель в уравнении (1), что позволяет определить форму и наклон теоретической зависимости $\log(\sigma T) = f(1000/T)$. Показана принципиальная возможность расчёта количества недоступных для электропереноса позиций в рамках модели малых поляронов, установлено, что в сопоставлении с данными для матричного кобальтита $\text{PrBaCo}_2\text{O}_{6-\delta}$ частичное введение никеля в подрешетку кобальта приводит к увеличению величины g' .

ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ДАЛЬНИЕ РАССТОЯНИЯ

Сиушкина А.А.

Екатеринбургский энергетический техникум, г. Екатеринбург

Ни для кого не секрет, что при передаче электроэнергии на большие расстояния, часть энергии теряется. Для того чтобы решить эту проблему, существует несколько методов, такие как:

- строительство дополнительных ЛЭП;
- замена проводов на большие поперечные сечения;
- повышение напряжения;
- расщепление фазы,

которые не всегда возможно реализовать по нескольким причинам: большие вложения, время, получение разрешений на установку новых линий. Установка новых линий является более проблематичным решением, так как сталеалюминевый провод большего сечения обладает такой массой, на которую старые опоры часто не рассчитаны, что в конечном итоге приводит к необходимости установки новых опор ЛЭП большего размера. Учитывая районы, в которых есть необходимость установки новых опор ЛЭП, этот метод не является возможным, так как в некоторых случаях может потребоваться

полная перестройка линии. Отсюда и состоит актуальность данной проблемы в сокращении потерь электроэнергии, избегая строительства новых линий.

В настоящее время есть решения, способные обеспечить повышение пропускной способности линий за счет специальных проводов. К ним применяются особые требования:

- максимально высокая электропроводность;
- максимально высокая механическая прочность;
- низкий вес;
- устойчивость к высоким температурам;
- малые температурные удлинения;
- устойчивость к старению и ветровым воздействиям.

Известно, что наилучшая электропроводность обеспечивается при наивысшей чистоте алюминия, однако при этом значительно снижается прочность. Поэтому для получения необходимой температурной устойчивости рассматривалось применение дисперсионно-твердеющих материалов, циркониевых сплавов, композитных и других материалов, получением и внедрением волокон оксида алюминия.

Задача требует максимально коротких сроков решения, так как по прогнозам минимум через 50 лет на Земле закончатся природные энергоносители. Современные ученые не исключают возможность использовать солнечную энергию в качестве нового источника. Уже сегодня можно получить достаточное количество дешевой энергии, способной покрыть нужды всего земного шара. Сложность состоит в том, как передать такое колоссальное количество энергии на расстояние.

ЛИТЕРАТУРА

1. <http://ukmegalink.ru/?p=471>
2. http://www.bourabai.kz/toe/dist_problems.htm

РЕЗЕРВЫ ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ МОЩНОСТИ

Михайлова Е.В., Белоусова Н.А.

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

Электрическая энергия является одной из самых важных потребностей человека, без неё невозможна нормальная жизнь современного общества. Поэтому электроэнергетика развивалась стремительно быстро. Первоначально электроэнергетика выглядела как совокупность отдельных электростанций, каждая передавала электроэнергию потребителям через собственную сеть. Далее создавались энергетические системы, представляющие собой соединённые электрическими сетями электростанции и работающие параллельно между собой. Такие энергетические системы объединялись в более крупные энергетические системы. В настоящее время существует Единая энергетическая система России, которая имеет большие преимущества в отличие от единичных (отдельных) станций. ЕЭС России позволяет более эффективно использовать энергетические ресурсы, увеличить единичные мощности агрегатов, повысить экономичность выработки электроэнергии, повысить надёжность электроснабжения потребителей, уменьшить суммарную установленную мощность электрических станций.

Как показывает практика в энергетических системах крупных районов появляется несовпадение максимумов суммарной нагрузки и суммы максимумов отдельных

потребителей. Это обуславливается расположением нагрузок в различных часовых поясах. Установленная мощность электрических станций должна быть достаточной для покрытия максимальных нагрузок потребителя. Стандарты предъявляемые к надёжности работы систем, должны включать в себя резервную мощность генераторов.

В наше время качественно улучшается наша жизнь, в ней появляется большое количество приспособлений облегчающий труд человека и, следовательно, увеличивается энергопотребление на душу населения. Резервирование электроэнергии в энергосистеме принято называть резервом генерирующей мощности. При отсутствии резерва стараются восстановить баланс активной мощности, за счёт отключения менее важных потребителей электроэнергии. При определении резерва учитывают проведение ежегодных планово-предупредительных ремонтов. Для обеспечения нормальной работы энергосистемы установленная мощность станций должна превышать наибольшую нагрузку системы. Мощность равная разнице установленной мощности и максимальной нагрузки энергосистемы и есть резерв генерирующих мощностей.

Резерв мощности в зависимости от его назначения условно разделяют на аварийный, ремонтный или нагрузочно-эксплуатационный.

Аварийный резерв вводится в эксплуатацию при аварийных ситуациях частичного или полного отказа элементов оборудования.

Ремонтный резерв мощности - Резерв мощности, вводящийся в эксплуатацию при плановых ремонтах оборудования.

Нагрузочный резерв служит для компенсации покрытия непредвиденного увеличения нагрузки, включая ее случайные колебания.

Оборудование, предназначенное для резервирования мощности может быть в рабочем состоянии, так и в резервном.

Горячий – генерирующее оборудование, находящиеся в рабочем состоянии с автоматическим вводом не более 30, а так же с ручным вводом не более 15 мин (на загрузку и на разгрузку). Он сосредоточен в агрегатах нагрузка которых меньше их номинальной мощности.

Холодный- не работающие агрегаты, обеспеченные топливом, которые в случае необходимости могут быть быстро введены в работу.

В практике эксплуатации показано, что резервная мощность должна быть не меньше 10-15% от суммарной установленной мощности. Как показал опыт работы энергетических систем и их объединений, суммарный резерв мощности генерирующих устройств должен быть не менее 13% всей мощности системы.

Увеличение резервируемой мощности ведет к ухудшению технических показателей, а уменьшение, к понижению надежности электроснабжения потребителей

По данным «Системного оператора», за 2011–2015 гг. в России было введено в эксплуатацию более 26,5 ГВт генерирующих мощностей и выведено около 8,2 ГВт.

Нормативные значения резерва мощности (в процентах) от максимума потребления мощности, используемые в Минэнерго 2015:

ЕЭС России 20,5%

ОЭС Северо- Запада 19,0%

ОЭС Центра 22,0%

ОЭС Юга 19,5%

ОЭС Средней Волги 16,5%

ОЭС Урала 20,0%

ОЭС Сибири 22,0%

ОЭС Востока 23,0%

Резерв мощности необходим для поддержания надежности единой энергосистемы, в частности для потребителей первой и второй категории. Ведь основной задачей энергетиков является бесперебойное и надежное обеспечение потребителей, а за счет резерва генерирующей мощности выполнение этой задачи существенно возрастает. Но при этом увеличение резервной мощности ведёт к ухудшению технико-экономических показателей, а значит использование резервирования не всегда может эффективно решать проблемы надежности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дубицкий М.А., Рыкова А.А. Резервы мощности в электроэнергетических системах // Вестник Ангарского государственного технического университета, (2014), 8, 44-52
2. Воропай Н.И., Труфанов В.В. Исследование вариантов развития ЕЭС России на перспективу до 2030 г. // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, (2013), 3, 2-6
3. Александров Ю.Л. Сравнительный анализ развития электроэнергетики России и Евросоюза // Вестник Университета (Государственный университет управления), (2014), 1 (январь), 85-88

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА И КОЛИЧЕСТВЕННОГО КОНТРОЛЯ ГОЛОЛЕДОБРАЗОВАНИЯ НА ПРОВОДАХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Иванов Д.А.¹, Савельев О.Г.², Мисбахов Р.Ш.¹

¹ Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

² ПАО «Татнефть», г. Альметьевск

Отложение гололёда представляет большую опасность для стабильного энергоснабжения и нормальной эксплуатации воздушных линий электропередачи. За последние двадцать лет произошли значительные изменения в динамике и географии образования гололёда на высоковольтных линиях передачи электроэнергии. Увеличилось количество температурных переходов через 0°C, что привело к возрастанию вероятности гололедообразования, так как гололедно-изморозевые отложения на проводах ЛЭП образуются при намерзании переохлажденных капель дождя, мороси или тумана при температуре от 0 до -5°C.

В условиях относительно мягкой зимы при резком перепаде значений температуры окружающего воздуха от положительной к отрицательной на проводах оседают капли воды и начинается лавинообразный процесс образования толстой ледяной корки, достигающей толщины в несколько десятков миллиметров и многократно утяжеляющей провода.

Отложение гололёда представляет большую опасность для стабильного энергоснабжения и нормальной эксплуатации воздушных линий электропередачи [1, 2]. Они могут вызывать:

- а) разрегулировку проводов и тросов и их сближение между собой;
- б) сближение проводов и тросов при подскоке вследствие одновременного сброса гололеда;
- в) интенсивную пляску, вызывающую короткие замыкания между проводами и между проводами и тросами, ожоги проводов и тросов, а в некоторых случаях повреждения линейной арматуры и креплений;

- г) значительную перегрузку проводов и тросов и их обрывы;
- д) разрушение опор в результате обрыва проводов и тросов при перегрузке от гололеда, когда возникающие неуравновешенные тяжения на опоры от оставшихся целыми проводов и тросов значительно превышают расчетные, а также при сочетании гололеда с сильным ветром;
- е) перекрытие линейной изоляции ВЛ при таянии вследствие значительного снижения льдоразрядных характеристик изоляторов по сравнению с влагоразрядными характеристиками, по которым обычно выбирается необходимый уровень линейной изоляции.

Система мониторинга гололедообразования на воздушных линиях электропередач состоит из специального набора аппаратно-метрологических средств и соответствующего программного обеспечения. Функциональная схема системы мониторинга показана на рисунке 1.

Аппаратная часть платформы включает набор датчиков для измерения параметров состояния проводов линии и окружающей среды, и средства приема и передачи данных. Данные, получаемые от метрологических средств, собираются в коллекторном устройстве и передаются персональный компьютер для дальнейшей обработки в виртуальных моделях.

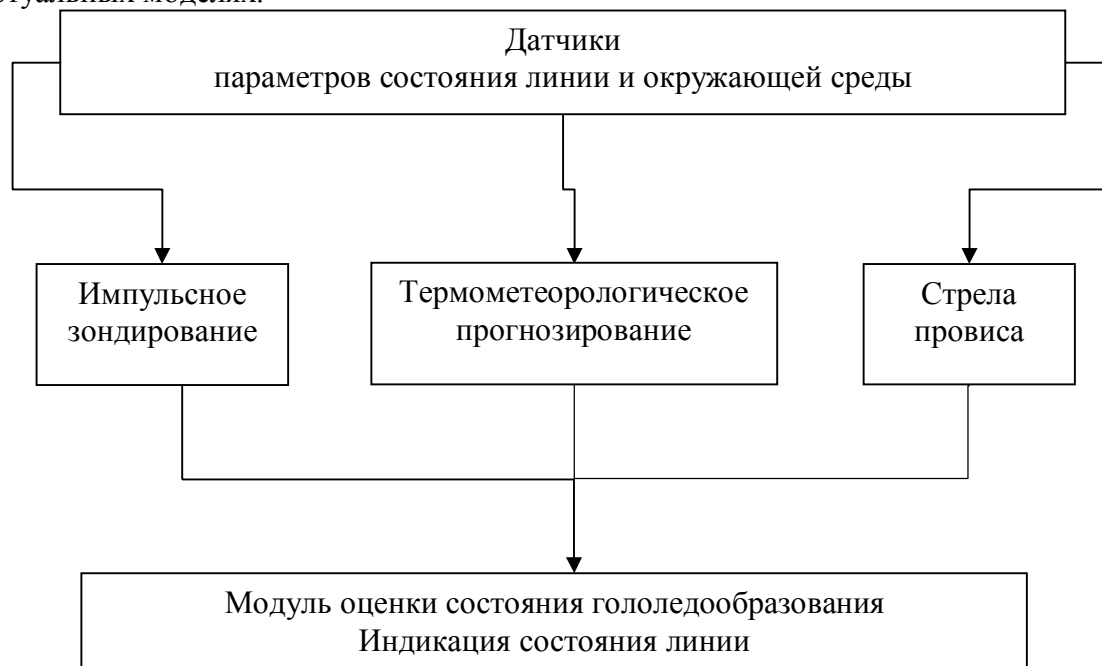


Рис. 1. Функциональная схема системы мониторинга гололедообразования

Программное обеспечение, установленное на персональном компьютере, состоит из следующих блоков – модуль оценки стрелы провеса, модуль обработки результатов импульсного зондирования, модуль термометеорологического прогнозирования, модуля оценки и индикации.

В модуле оценки стрелы провеса выполняется определение стрелы провеса при измеренных значениях соответствующего расчётного режима. В модуле обработки результатов зондирования определяется скорость распространения зондирующего импульса между источником и приемником. Модуль термо-метеорологического прогнозирования выполняет оценку параметров окружающей среды и режимов работы линии электропередачи с целью определения вероятности появления гололедных образований. Далее полученные данные передаются в модуль оценки состояния и

индикации, где выполняется их обработка для оценки гололедообразования и индикация состояния линии электропередачи.

Выводы. Мониторинг воздушных линий электропередачи [3-8] на основе беспроводной сети анализаторов предоставляет возможность измерять температура окружающей среды, среднюю толщину обледенения, угол провиса провода, действующее значение тока, относительную влажность воздуха, среднеквадратичное виброускорение (ветровое давление).

ЛИТЕРАТУРА

1. Г. Ф. Быстрицкий, М. И. Трофимчук Методы борьбы с гололедом на воздушных линиях электропередачи // Главный энергетик. – февраль 2008. – С.14-23.
2. Сацук, Е. И. Программно-технические средства мониторинга воздушных линий электропередачи и управления энергосистемой в экстремальных погодных условиях [Текст]: дис. ... д-ра тех. наук / Е. И. Сацук. – Новочеркасск, 2011. – 314 с.
3. Аверьянов С. В. Анализ существующих способов, методик и технических средств систем мониторинга гололедноветровых нагрузок воздушных линий электропередачи // Новое в Российской электроэнергетике. – № 12. – 2005.
4. М. К. Гуревич, М. А. Козлова, А. В. Репин, Ю. А. Шершнев. Способы предотвращения аварий, вызванных гололедообразованием на проводах и грозозащитных тросах ВЛ // Известия НИИ постоянного тока. – № 64. – 2010. – С. 235–246, – С.237-249.
5. Информационные системы контроля гололедных нагрузок на ВЛ. Дьяков А.Ф., Левченко И.И., Засыпкин А.С., Аллилуев А.А., Сацук Е.И., Быткин А.И., Дьяков Ф.А., ОАО РАО «ЕЭС России», филиал ОАО РАО «ЕЭС России» - РП «Южэнерготехнадзор», Южно-Российский ГТУ (НПИ), филиал ОАО «ЮИЦЭ» - институт «Южэнергосетьпроект», ООО «СКБ приборов и систем автоматизации», филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга. – Энергетик. – 2005. – №11.
6. Соловьев В. А., Сухоруков С. И., Черный С. П., Костин К. Е., Савельев Д. О. Разработка интеллектуального модуля прогнозирования образования гололёда на проводах линий электропередач // Ученые записки Комсомольского-на-Амуре государственного технического университета. – №III-1 (23). – 2015.
7. Молоканов Д.Ю., Кудряшов П.П., Герасимов А.М., Фоменков С.А. Автоматизированная информационная система контроля гололедной нагрузки на воздушных линиях электропередачи // Известия Волгоградского государственного технического университета. – 2012. – Т. 15. – № 15 (102). – С. 52-57.
8. Голенищев-Кутузов А.В., Голенищев-Кутузов В.А., Иванов Д.А., Хуснутдинов Р.А., Марданов Г.Д. Комплексный метод дистанционного контроля состояния высоковольтных изоляторов // Проблемы энергетики. – 2016. – № 5-6. – С.87-93.

ТРАНСФОРМАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ИЗЛУЧЕНИЙ В ГРАФИЧЕСКИ-ЦИФРОВОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ

Титов Е.В.

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова, г. Барнаул

В результате интенсивного использования электромагнитной и электрической энергии и высокой степени компьютеризации в различных отраслях производства, в системе образования и в быту к началу XXI века сформировался новый значимый

фактор загрязнения окружающей среды – электромагнитный. Сегодня эта проблема широко известна неблагоприятными последствиями для здоровья людей, подверженных постоянному воздействию электромагнитных излучений (ЭМИ), сложных по частотному составу, разнообразно модулированных и непостоянных во времени и в пространстве [1].

С целью совершенствования методов инструментального контроля опасных уровней электромагнитных излучений в Алтайском государственном техническом университете им. И. И. Ползунова (АлтГТУ) проводятся экспериментальные и теоретические исследования параметров электромагнитного поля (ЭМП).

Таблица 1 объединяет результаты измерений параметров электрического поля от нескольких мониторов персональных компьютеров в разных частотных диапазонах с помощью разработанного нами аппаратно-программного комплекса [2, 3].

Таблица 1. Результаты измерения напряженности электрического поля мониторов персональных компьютеров

Наименование монитора	Область измерения	Напряженность электрического поля E , В/м							
		ПЗ-50 50 Гц	ПЗ-41 АП-3 30 кГц	ПЗ-41 АП-3 3 МГц	ПЗ-41 АП-3 30 МГц	ПЗ-41 АП-3 50 МГц	ПЗ-41 АП-3 100 МГц	ПЗ-41 АП-3 300 МГц	ПЗ-41 АП-1 10 ГГц
Жидко-кристаллический монитор «Samsung Sync Master 2243 LNX»	спереди	80	4,12	1,11	1,06	1,11	1,14	1,32	0
	сзади	190	7	1,45	1,5	1,52	1,51	2,12	0
	слева	20	4	1,09	1,02	1,17	1,03	1,04	0
	справа	140	8,12	1,23	1,03	1,04	2,6	2,44	0
	сверху	50	4,53	1,15	1,4	1,17	1,5	1,43	0
	снизу	30	4,2	1,13	0,9	1,08	1,16	1,52	0
Монитор с электронно-лучевой трубкой «Samsung Sync Master 757 DFX»	спереди	27	7,8	2,69	3,23	2,94	2,5	2,4	2,27
	сзади	340	7,2	3,99	2,95	2,79	3,34	2,54	1
	слева	34	5,2	2,29	1,77	1,38	1,5	1,52	1,57
	справа	30	6,6	2,99	2,49	2,52	2,25	2,06	1,57
	сверху	50	6	2,32	2,23	2,41	2,4	1,9	1,5
	снизу	50	8	2,46	3,25	2,74	1,86	2,84	2,17

Согласно санитарным нормам [4, 5] напряженность электрического поля мониторов рассмотренных типов не превышает предельно-допустимый уровень (ПДУ). Так, при длительности пребывания в зоне воздействия источников ЭМИ более 8 ч в течение суток ПДУ составляет 5000 В/м, 25 В/м, 15 В/м, 10 В/м и 3 В/м соответственно для электромагнитных излучений частотой 50 Гц, 0,03 МГц, 3 МГц, 30 МГц и 50 МГц.

Другие данные были зафиксированы в процессе анализа уровней электрического и магнитного полей, формируемых беспроводным и проводным координатными устройствами ввода для управления курсором и отдачи различных команд компьютеру (компьютерная мышь). Оказалось, что беспроводное координатное устройство ввода создает уровень электромагнитного излучения, в несколько раз превышающее уровень излучения оптического координатного устройства ввода с проводным соединением. В таблице 2 указаны результаты измерений параметров электрического поля от проводного и беспроводного координатного устройства ввода.

Таблица 2. Результаты измерения напряженности электрического поля координатных устройств ввода

Наименование объекта	Область измерения	Напряженность электрического поля E , В/м							
		ПЗ-50 50 Гц	ПЗ-41 АП-3 30 кГц	ПЗ-41 АП-3 3 МГц	ПЗ-41 АП-3 30 МГц	ПЗ-41 АП-3 50 МГц	ПЗ-41 АП-3 100 МГц	ПЗ-41 АП-3 300 МГц	ПЗ-41 АП-1 10 ГГц
Оптическая мышь «Mitsumi»	слева	214	1,7	0,28	0,52	1,05	0,24	0,47	0
	справа	264	1,89	0,24	0,6	1,48	0,41	0,45	0
	сзади	67	1,84	0,2	0,3	0,86	0,23	0,25	0
	спереди	263	1,65	0,26	0,8	1,31	0,19	0,27	0
	снизу	324	2,03	0,33	0,87	0,58	0,53	0,51	0
	сверху	6	1,51	0,26	0,94	1,2	0,24	0,48	0
Беспроводная мышь «Battery Free» на коврик «Magic Magnetism»	сверху	110	146,88	53,25	51,49	61,44	43,76	45,84	9,22
	слева	590	375,88	83,12	99,26	94,69	121,26	131,33	20,59
	справа	805	310,85	63,41	82,26	100,71	131,23	106,86	26,5
	сзади	840	356,89	51,08	83,58	79,82	116,16	115,13	24,97
	спереди	50	193,92	65,03	88,6	105,85	54,45	49,83	11,75
	снизу	275	268,94	72,03	55,73	48,25	78,33	86,85	17,96

В соответствии с данными, указанными в таблице 2, уровень электрического поля беспроводного координатного устройства ввода превышает предельно-допустимый уровень на частотах: 30 кГц, 3 МГц, 30 МГц и 50 МГц, соответственно: в 11,01 раз, в 4,02 раза, в 7,53 раз и в 27,14 раз. Значения напряженности магнитного поля беспроводного координатного устройства ввода приблизительно в таких же пределах превышает величину напряженности координатного устройства ввода с проводным соединением.

Наличие не известного ранее эффекта приводит к выводу о необходимости плановых исследований для более информативного представления об электромагнитных полях. Расширить информативную базу можно с помощью компьютерного моделирования электромагнитных излучений, которое позволяет получать картины распределения электрического и магнитного полей в заданном пространстве.

В настоящее время имеется множество различных компьютерных программ для моделирования. Одной из лучших в области моделирования ЭМИ является программа Femlab, главной особенностью которой является простота, гибкость и удобство при настройке и интеграции вычислительных моделей.

На рис. 1 указана картина распространения напряженности электрического поля частотой 30 МГц от монитора с электронно-лучевой трубкой и системного блока компьютера, размещенного на рабочем столе. Данная картина характеризует распределение напряженности электрического поля от источников электромагнитных излучений в виде изоповерхностей, имеющих множество уровней и естественно окрашенных в различные цветовые тона в соответствии с величиной напряженности. С помощью цветной шкалы напряженности электрического поля (В/м) можно визуально определять уровень исследуемого поля в зависимости от цветовой гаммы данной характеристики поля в любой области контролируемого помещения.

При определении адекватности компьютерной модели было установлено, что измеренные и расчетные значения напряженности электрического поля отличаются не более чем на 30 %, что в среднем соответствует 13 %. Причинами данного несоответствия возможно являются погрешность измерительной аппаратуры и наличие внешних электромагнитных полей, не учитываемых при компьютерной обработке

экспериментальных данных. Учитывая указанные обстоятельства можно повысить точность формирования компьютерной модели электромагнитной обстановки.

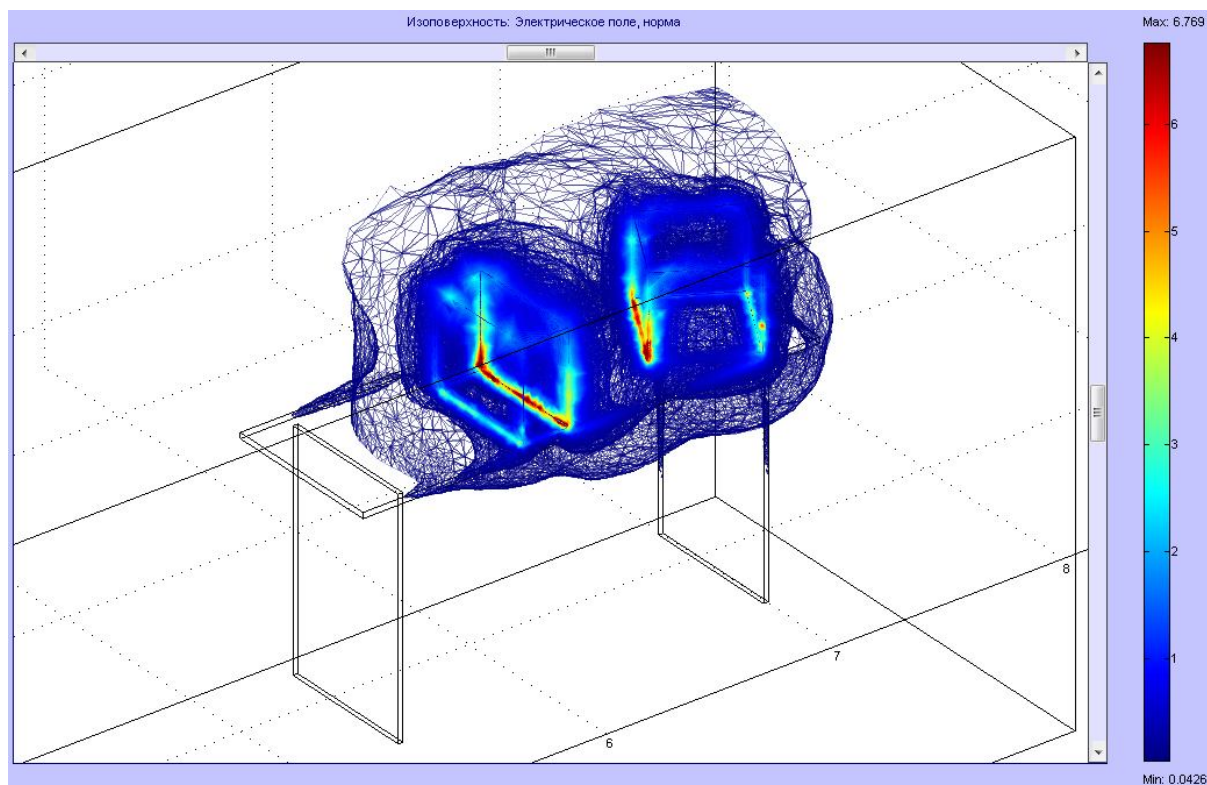


Рис. 1. Картина распределения электрического поля в дисплейном классе

Результаты экспериментальных измерений и компьютерного моделирования электромагнитных излучений позволяют оценивать пространственную картину электромагнитной обстановки и получать важную информацию при выборе мероприятий по защите от ЭМИ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Воробьев Н.П., Титов Е.В., Мигалев И.Е. Оценка состояния электромагнитной обстановки в помещениях // Вестник КрасГАУ. – 2013. – № 1. – С. 134–138.
2. Сошников А.А., Воробьев Н.П., Титов Е.В. Контроль электромагнитной обстановки на объектах с источниками электромагнитных излучений // Ползуновский вестник. – 2012. – № 4. – С.64–68.
3. Титов, Е.В. Анализ опасности электромагнитных излучений в помещениях // Вестник АГАУ. – Барнаул, 2012. – № 12 (98). – С. 94–97.
4. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях.
5. СанПиН 2.2.42.1.8.055-96. Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона.

МОДИФИКАЦИЯ СТРУКТУРНЫХ СВОЙСТВ Ni НАНОТРУБОК ПУТЕМ ЭЛЕКТРОННОГО ОБЛУЧЕНИЯ

Козловский А.¹, Кайканов М.², Тихонов А.³

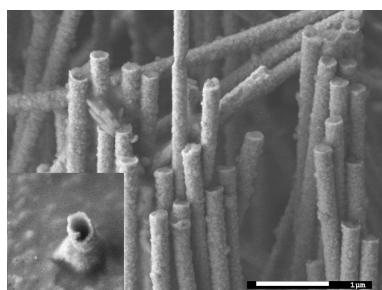
¹Астанинский филиал института ядерной физики, Республика Казахстан, г. Астана

²Национальная лаборатория, Назарбаев Университет, Республика Казахстан, г. Астана

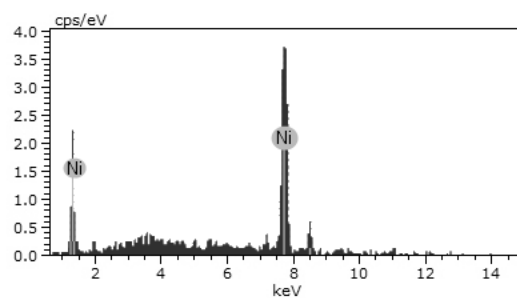
³Школа наук и технологий, Назарбаев Университет, Республика Казахстан, г. Астана

Радиационные эффекты, возникающие в наноматериалах под действием ионизирующего излучения обладают рядом особенностей, отличающимися от аналогичных эффектов в микро- и макроразмерных объектах. С точки зрения практического применения для создания новых элементов оборудования космических аппаратов представляют интерес нанотрубки на основе никеля, полученные методом темплатного синтеза. При взаимодействии ионизирующего излучения с большой энергией, сравнимой с энергией космического излучения, с наноструктурой, ей передается лишь незначительная часть энергии налетающей частицы. В связи с этим, в наноразмерных структурах возникает малое количество дополнительных носителей заряда или структурных дефектов. Причем с увеличением энергии налетающих частиц количество создаваемых носителей заряда и дефектов снижается в соответствии с уменьшением линейной передачи энергии и уменьшению сечения взаимодействия с атомами вещества наноструктур, в то время как в обычных материалах суммарное количество носителей заряда и дефектов структуры увеличивается с увеличением энергии налетающих частиц [1-3]. В связи с этим большой интерес представляет собой влияние ионизирующего излучения, в частности, потока низкоэнергетичных электронов на структурные и проводящие свойства нанотрубок, так как применение электронов с энергиями менее 500 кэВ, позволяют проводить отжиг дефектов в кристаллической структуре, что способствует улучшению проводимости и снижению сопротивления.

В качестве исследуемых структур были взяты нанотрубки на основе никеля полученные методом электрохимического осаждения. Электрохимическое осаждение из растворов электролита проводилось с использованием трековых мембран на основе полиэтилентерефталата типа Hostaphan® производства фирмы «Mitsubishi Polyester Film» (Германия) с плотностью пор $4.0E+07$, толщиной 12 мкм и диаметрами 380 нм. Облучение ПЭТФ пленки производилось на ускорителе DC-60 ионами криптона с энергией 1.75 МэВ/нуклон. Электроосаждение в треки мембраны проводилось при напряжении 1.5В в потенциостатическом режиме. Раствор электролита: $NiSO_4 \cdot 6H_2O$ (100.14 г/л), H_3BO_3 (45 г/л), $C_6H_8O_6$ (1.5 г/л).



а)



б)

Рис. 1. а) РЭМ – изображение Ni – нанотрубок; б) ЭДА спектр Ni – нанотрубок

Анализ электронных снимков синтезированных образцов, показал, что НС представляют собой полые НТ, высота которых совпадает с толщиной шаблонной матрицы – 12 мкм, диаметр нанотрубок соответствуют диаметрам пор 380 ± 10 нм. Определение внутренних диаметров находящихся в ПЭТФ шаблонах наноструктур велось манометрическим методом определения газопроницаемости, основанном на измерении изменения давления газа в замкнутой камере при давлении в интервале 0.008–0.020 МПа с шагом 0.004 МПа. В результате проведенных вычислений внутренние диаметры НТ составили 170 ± 5 нм, толщина стенки составила 105 ± 2 нм.

Полученные образцы были облучены на электронном ускорителе ТЭУ - 500. Поглощенная доза в образцах составляет порядка 12 кГр за импульс. Обработка образцов производилась в атмосфере воздуха. Варьировалось количество импульсов: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 9, 12, 15, 18 импульсов. Частота следования импульсов 0,3 имп./с. Максимальное количество импульсов было определено изменением прочностных свойств матриц при данной частоте следования импульсов: при более 20 импульсах образцы становились хрупкими. На рисунке 2 представлен график зависимости изменения сопротивления нанотрубок на основе никеля от дозы облучения.

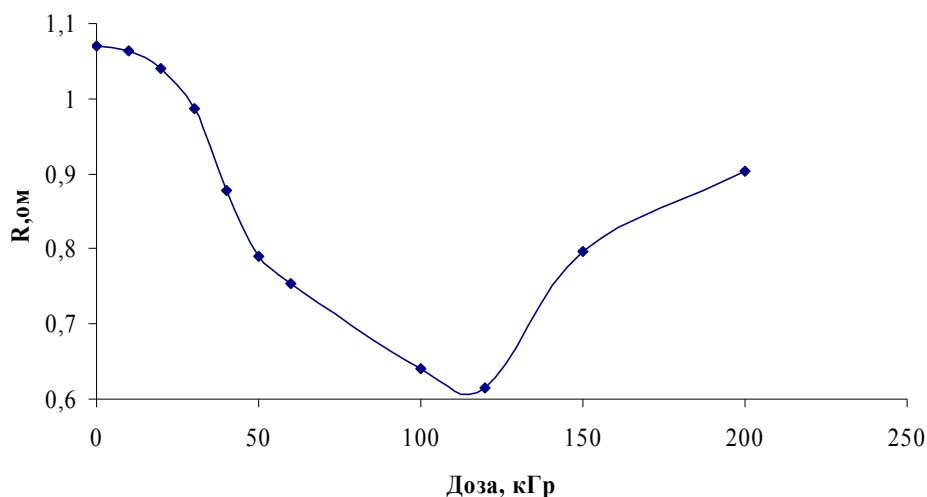


Рис. 2. График зависимости изменения сопротивления нанотрубок на основе никеля от дозы облучения

Зависимость изменения сопротивления от дозы облучения носит нелинейный характер, при этом при дозе 120 кГр наблюдается минимальное значение сопротивления, которое может быть объяснено изменением кристаллической структуры нанотрубок. При дозе 150 и 200 кГр наблюдается резкое увеличение сопротивления. При этом дальнейшее увеличение дозы облучения приводит к деструкции образцов, которое вызвано локальным термическим нагревом нанотрубок, приводящим к разрушению кристаллической решетки и аморфизации образцов. Для уточнения влияния облучения электронами был проведен рентгеноструктурный анализ полученных образцов до и после облучения. Анализ рентгеновских дифрактограмм позволил установить, что полученные образцы обладают поликристаллической структурой с ГЦК фазой и параметром элементарной ячейки отличным от эталонного значения.

При дозах от 60 до 120 кГр наблюдается резкое изменение параметра a , что свидетельствует об увеличении тепловых колебаний решетки, вызванное в результате локального термического нагрева наноструктур, а также перестройки текстурных

плоскостей (111) и (200), с увеличением вклада интенсивности пика с индексами Миллера (200), что свидетельствует об изменении текстуры образцов. На рисунке 3 представлен график зависимости изменения среднего размера кристаллитов, рассчитанных при помощи уравнения Шерера.

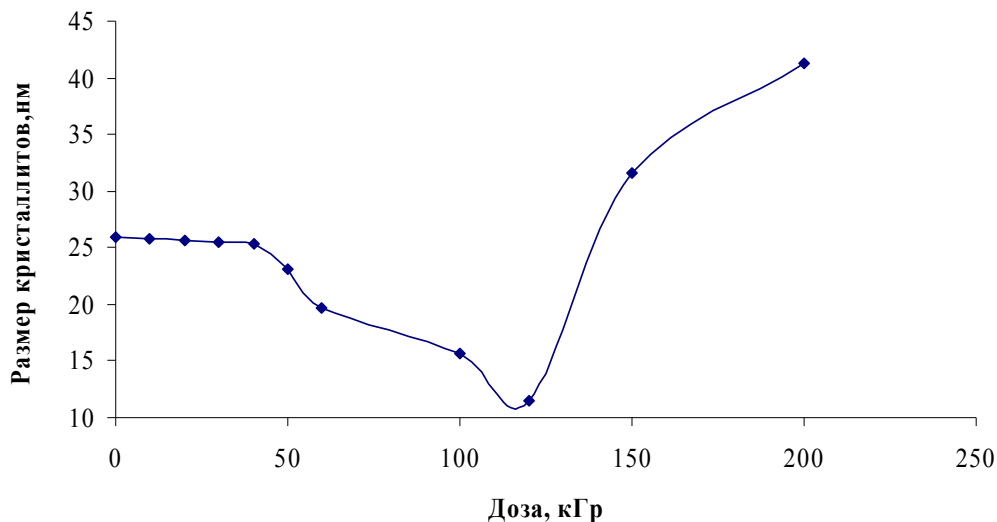


Рис. 3. График зависимости изменения среднего размера кристаллитов

Как видно из представленных данных на рисунке 3, результаты изменения среднего размера кристаллитов являются прямым подтверждением высказанного выше предположения о влиянии электронного облучения на изменения кристаллической структуры нанотрубок. При дозах 120 кГр и ниже наблюдается электронный отжиг дефектов, в результате которого происходит уменьшение среднего размера кристаллитов. При дозах выше 120 кГр наблюдается резкое увеличение среднего размера кристаллитов, что связано с деструкцией нанотрубок в результате неконтролируемой аморфизации нанотрубок.

Таким образом, применение электронного облучения с энергиями менее 500 кэВ позволяет проводить контролируемый отжиг дефектов нанотрубок, что приводит к улучшению проводящих свойств за счет снижения сопротивления. Однако при больших дозах облучения наблюдается деструкция образцов вызванная локальным термическим нагревом кристаллической структуры и последующей неконтролируемой аморфизации нанотрубок, приводящей к частичному разрушению поверхности.

Выполненные исследования проведены в рамках НТП №0115РК03029 "НУ-Беркли: стратегическая программа исследования критического состояния вещества, перспективных материалов и источников энергии (2014-2018 г.г.)" МОН РК.

ЛИТЕРАТУРА

1. Goldberger J., He R., Zhang Y. Single-crystal gallium nitride nanotubes// Nature. – 2003. – V. 422. – P. 599.
2. Sanchez-Castillo M. A., Couto C., Kim W. B. Gold-Nanotube Membranes for the Oxidation of CO at Gas–Water Interfaces// Angew. Chem. Int. Ed. – 2004. – V.43. – P. 1140.
3. Kros A., Nolte R. J. M., Sommerdijk N. A. J. M. Conducting polymers with confined dimensions: Track-etch membranes for amperometric biosensor applications // Adv. Mater. – 2002. – V. 14. – P. 1779.

ПЕРЕКЛЮЧЕНИЕ НА ТРАНСФОРМАТОР МЕНЬШЕЙ МОЩНОСТИ С ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИЧЕСКОЙ РАЗГРУЗКОЙ

Хафизов А.А., Хафизова Г.М.

Набережночелнинский институт (филиал) КФУ, г. Набережные Челны

В эксплуатации электроподстанции (ПС) не редки ситуации, когда нагрузка ПС переводится с более мощного трансформатора на второй трансформатор с меньшей мощностью с предварительной разгрузкой путем частичного отключения неответственных электропотребителей. В этом случае перед включением схемы автоматическим включением резерва (АВР) или переключением оперативным персоналом требуется предварительная автоматическая разгрузка трансформатора до необходимой мощности [1].

На рис.1 приведена исходная схема электропитания нагрузок ПС 10/0,4 кВ с 1х1000 кВА+1х400 кВА. Нормальное электроснабжение мощностью $S_1 = 1000$ кВА осуществляется как основная система питания нагрузок ПС по 1КЛ, а резервное электроснабжение возможно по 2КЛ, но ограниченной мощностью с учетом допустимого перегруза не более $S_2 = 520$ кВА, в связи с тем, что второй трансформатор меньшей мощности (400 кВА).

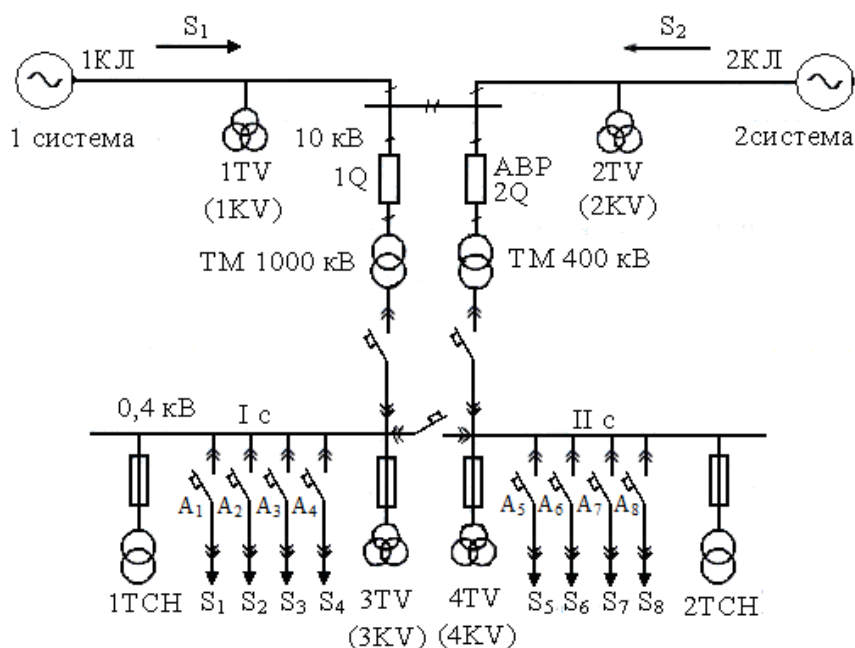


Рис. 1. Схема электропитания ПС 10/0,4 кВ

Настоящим излагается вариант переключения нагрузки ПС на второй трансформатор меньшей мощности 1х400 кВА с предварительной разгрузкой трансформатора 1х1000 кВА - на мощность 480 кВА.

Предварительно отключаемая мощность равна:

$$\Delta S = S_1 - S_2 = 480 \text{ кВА},$$

после чего возможно переключение основной нагрузки на второй трансформатор меньшей мощности оперативным персоналом или АВР. На ПС 10/0,4 кВ оперативное напряжение образовано блоком бесперебойного электропитания [2].

Настоящим излагается вариант переключения нагрузки ПС на второй трансформатор меньшей мощности 1х400 кВА с предварительной разгрузкой трансформатора 1х1000 кВА - на мощность 480 кВА.

Предварительно отключаемая мощность равна:

$$\Delta S = S_1 - S_2 = 480 \text{ кВА,}$$

после чего возможно переключение основной нагрузки на второй трансформатор меньшей мощности оперативным персоналом или АВР. На ПС 10/0,4 кВ оперативное напряжение образовано блоком бесперебойного электропитания [2].

На рис.2 приведена схема автоматики и управления на оперативном постоянном напряжении. При обесточивании шин 10 кВ и 0,4 кВ в результате отключения нормального режима питания по 1КЛ контакты реле напряжения 1KV, 3KV, 4KV в цепи трансформаторов напряжения 1TV, 3TV, 4TV будут замкнуты и включают реле промежуточное - 1KL.

Нормально открытые контакты промежуточного реле 1KL включатся, тем самым произойдет отключение автоматов не ответственных фидеров A_3, A_4, A_5, A_6 в минимальном режиме с нагрузками - S_3, S_4, S_5, S_6 , которые в сумме более 480 кВА

$$(S_3 + S_4 + S_5 + S_6) \geq \Delta S = 480 \text{ кВА.}$$

После чего замыкаются открытые контакты КСА приводов автоматов A_3, A_4, A_5, A_6 , что является разрешением на АВР, т.е. на отключение выключателя 1Q (рис.2) и включения выключателя 2Q. АВР работает на несоответствии: при наличии рабочего напряжения на 2КЛ и отсутствии на 1КЛ, что информируется положением контактов реле напряжений 1KV и 2KV, подключенных на трансформаторы напряжения соответственно 1TV и 2TV. Далее включится промежуточное реле 2KL, первым контактом которого будет подана команда на отключение выключателя 1Q на 1КЛ основной системы электроснабжения. За счет нормально замкнутого контакта КСА, привода отключенного выключателя 1Q и второго контактного реле 2KL2 произойдет включение выключателя 2Q резервной системы электроснабжения по 2КЛ.

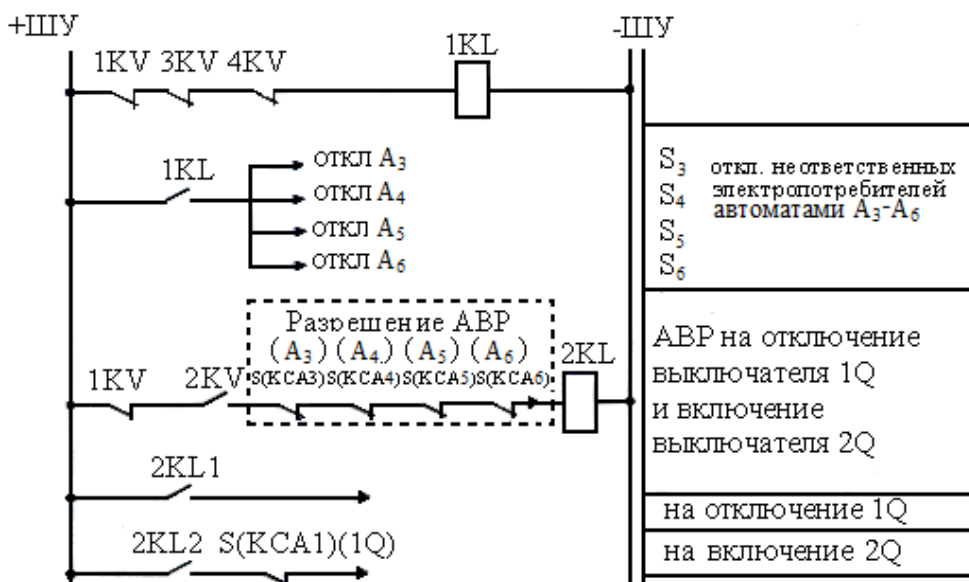


Рис. 2. Схема автоматики и управления на оперативном постоянном напряжении

На рис. 3 приведен возврат схемы управления выключателями 1Q и 2Q при появлении напряжения на 1КЛ основной системы электроснабжения, то есть возврат нормального режима питания ПС по 1КЛ.

При появлении напряжения на 1 КЛ нормального режима электроснабжения ПС реле напряжения 1KV от трансформатора напряжения 1TV на 1КЛ включит реле времени 1КТ. По истечении уставки определенной выдержки времени контакт 1КТ1 реле времени 1КТ включает промежуточное реле 3KL, который своим первым контактом 3KL1 дает команду на отключение выключателя 2Q от резервной системы электроснабжения. Вторым контактом 3KL2 будет дана команда на включение выключателя 1Q основной системы электроснабжения. В этой цепи контакты КСА привода выключателя 2Q будут замкнуты по факту отключения выключателя 2Q. Параллельная работа двух разных систем основного и резервного электроснабжения, стыкующихся на ПС, выключателями 1Q и 2Q по техническим причинам невозможна. После перевода ПС на нормальный режим питания по 1КЛ включают ранее отключенные нагрузки S₃, S₄, S₅ и S₆.

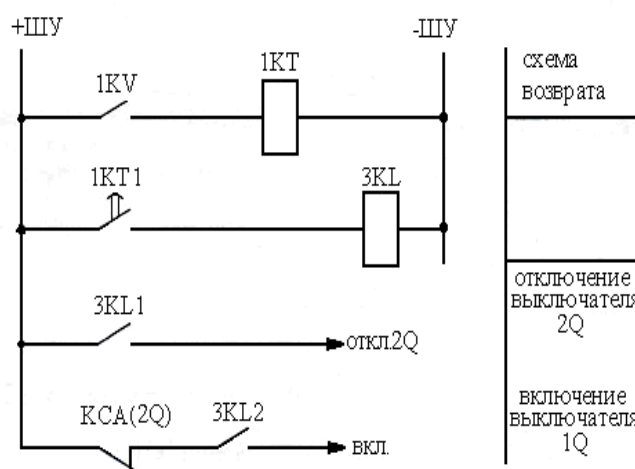


Рис. 3. Схема возврата на основную систему электроснабжения по 1 КЛ

ЛИТЕРАТУРА

1. Киреева Э.А., Юнес Т, Айюба М. Автоматизация и экономия электрической энергии в системах промышленного электроснабжения // М.: Энергоатомиздат, 1998.
2. Овчаренко НМ. Элементы автоматических устройств энергосистем // М.: Энергоатомиздат, 1995.

ПОСТРОЕНИЕ ИЗОТЕРМИЧЕСКИХ ПОВЕРХНОСТЕЙ ТОПОЧНОЙ КАМЕРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОТЛА

Надырова А.Р., Степанова О.А.

Государственный университет имени Шакарима, Республика Казахстан, г. Семей

Для установления режимных условий топочной камеры котла, обеспечивающих отсутствие шлакования радиационных поверхностей, обеспечения надежной циркуляции в котле, требуемой температуры перегрева пара и минимальных потерь теплоты проводят исследования по определению оптимального положения факела в топке. О положении факела говорит распределение температуры в характерных сечениях топочной камеры по высоте.

Выявление оптимального положения факела следует проводить при номинальной нагрузке, соответствующем коэффициенте избытка воздуха, оптимальной тонине помола топлива.

Из проведенной серии замеров при одной нагрузке оптимальным будет режим с минимальными суммарными потерями от химического и механического недожогов и от потерь теплоты с уходящими газами[1].

Исследования проводились для котельного агрегата КВ-Т-116,3-150 при сжигании угля разреза «Каражыра» (каменный, марка Д), теплопроизводительность составляла 60 Гкал/ч. Положение факела в топке определяли инструментальными замерами изотермических полей (температуры газов в топке котла), с помощью оптического пирометра и визуальным наблюдением через лючки по объему топочной камеры.

Установленные значения температуры на уровне горелок (фронтальная, правая и левая поверхности) представлены на рис. 1.

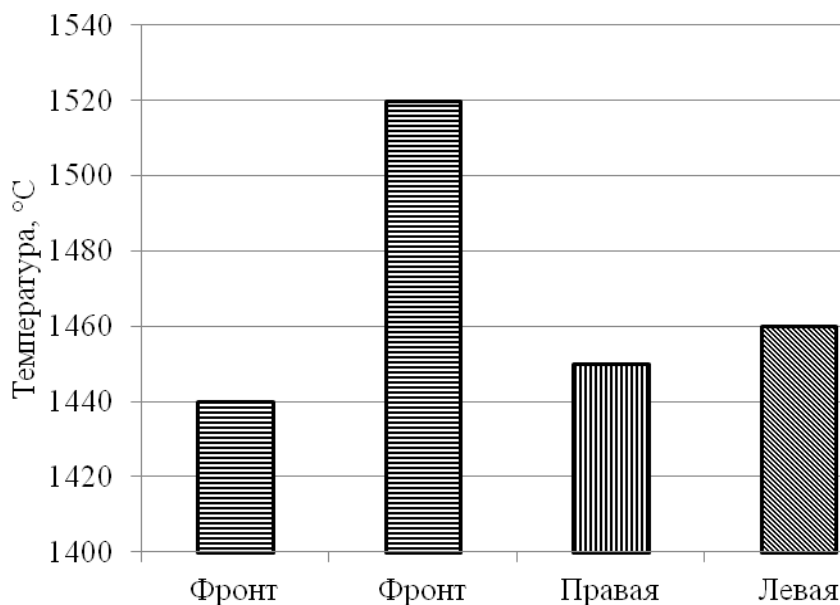


Рис. 1. Температура на уровне горелок

На рис. 2, 3, 4 показаны температурные поля (фронтальная правая, левая поверхности).

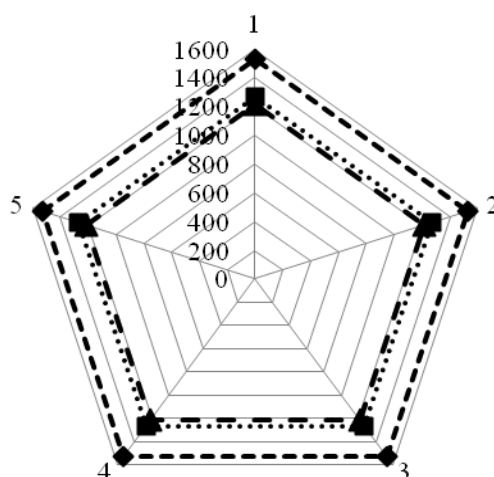


Рис. 2. Температурное поле – фронтальная поверхность

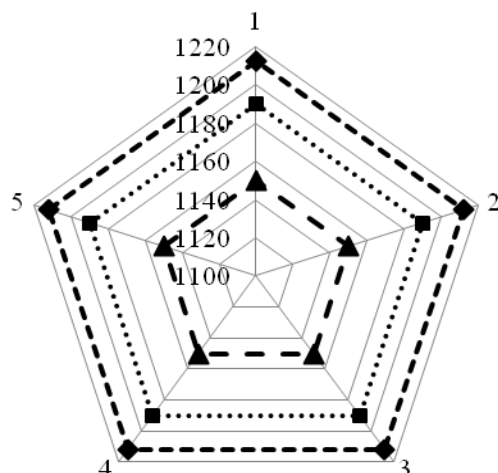


Рис. 3. Температурное поле – правая поверхность

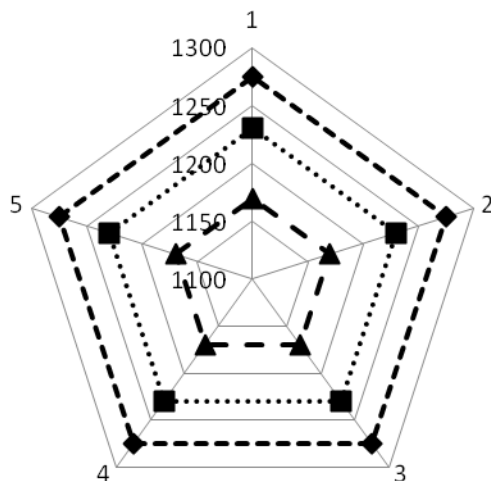


Рис. 4. Температурное поле – левая поверхность

При рассмотренном режиме работы расход топлива составил 13,19 т/ч, коэффициент полезного действия, рассчитанный по обратному балансу [2], составил 87,98 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. <http://msd.com.ua/teplotexnicheskoe-oborudovanie/opredelenie-optimalnogo-polozheniya-fakela/>
2. Бойко, Е. А. и др. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла): Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. - 96 с.

**СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЕМКОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРОЦЕССОВ
РАЗДЕЛЕНИЯ ВЕЩЕСТВ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
КОМБИНИРОВАННЫХ СХЕМ**

«РЕКТИФИКАЦИОННАЯ КОЛОННА – ТЕПЛОВОЙ НАСОС»

Красавина Е.О., Плотникова Л.В., Ухлин В.Е.

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

Разделение веществ, осуществляющееся в промышленных ректификационных колоннах (РК) – основном оборудовании нефтеперерабатывающей, нефтехимической, пищевой и ряда других отраслей, происходит за счет многократного испарения жидкости и конденсации паров, что сопровождается выделением вторичной энергии. Известно, что при увеличении флегмового числа (требуется большой расход флегмы из-за снижения эффективности контактных устройств), повышается расход греющего агента и охлаждающего теплоносителя в кипятильнике колонны и дефлегматоре соответственно. Таким образом, основное потребление энергии приходится на промышленные процессы разделения, так как на разделение каждого компонента вещества расходуется большое количество тепловой энергии, что обуславливает актуальность проблемы снижения энергопотребления в промышленных процессах разделения.

Одним из направлений решения вышеуказанной проблемы является полезное использование вторичной энергии полупродуктов, выделяющейся в результате реакций разделения веществ. Для дальнейшего применения такой вторичной энергии необходимо увеличить ее потенциал, что возможно сделать в теплонасосной установке [1]. Таким образом, в целях утилизации теплоты получаемых полупродуктов целесообразно включить тепловые насосы (ТН) в процессы разделения.

Классическая схема включения ТН в процессы разделения представлена на Рис.1 [2, 3]. Данная схема является схемой закрытого типа с промежуточным теплоносителем, который выступает в качестве рабочего вещества теплового насоса. Работает установка следующим образом: с ТН часть жидкости из куба колонны, используемая после дросселирования в качестве хладоносителя, поступает в дефлегматор, взаимодействует с выходящей из колонны паровой смесью, обеспечивает флегмой колонну. А низкопотенциальная теплота, образующаяся в дефлегматоре, направляется в компрессор, где теплоноситель сжимается. В компрессоре поднимается потенциал теплоносителя - увеличивается его температура и давление, после чего он направляется в ректификационную колонну.

Применение ТН в ректификационных установках осложняется большой температурной депрессией. Для разделительной колонны разность составляет примерно 28 °С. Так как ТН непосредственно контактирует с пищевым продуктом, то должно устанавливаться оборудование, которое не загрязняет пары и не изменяет их качества. Излишняя температурная депрессия покрывается дополнительным сжатием паров, отчего происходит значительный перегрев паров и дополнительные потери в ребойлере из-за увеличенного температурного напора. В этом случае применяют разделительную установку, включающая в свой состав промежуточный кипятильник (Рис. 2). В него поступает жидкость с промежуточных тарелок колонны и кипит за счет конденсации сжатых паров верхнего продукта [4]. Недостающая теплота направляется в кипятильник нижней части колонны с паром от котла. Образовавшийся в промежуточном кипятильнике пар и неиспаренная жидкость поступают в колонну, а сконденсированные пары верхнего продукта после сброса давления в редукционном клапане поступают в конденсатор колонны, где конденсируются пары, образовавшиеся

в результате самовскипания. Часть жидкости возвращается в колонну в виде флегмы. Чем выше давление сжатых паров, тем ближе к нижней части колонны будет осуществляться отбор жидкости в промежуточный кипятильник, тем больше энергии будет затрачиваться на сжатие и меньше теплоты поступать от котла.

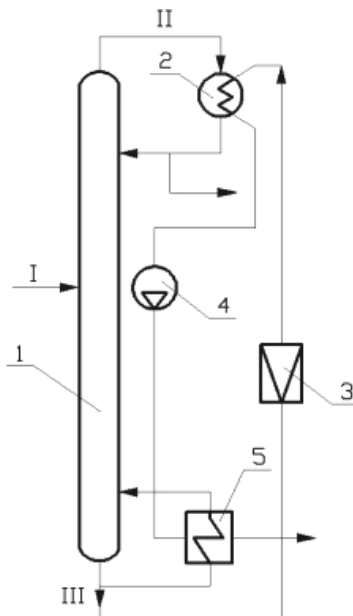


Рис. 1. Ректификационная колонна с ТН с применением промежуточного теплоносителя:

- 1 – ректификационная колонна; 2 – дефлегматор-испаритель;
 3 - дроссельный клапан 4 – компрессор; 5 – конденсатор-кипятыльник;
 I – сырьё; II – верхний продукт; III – нижний продукт

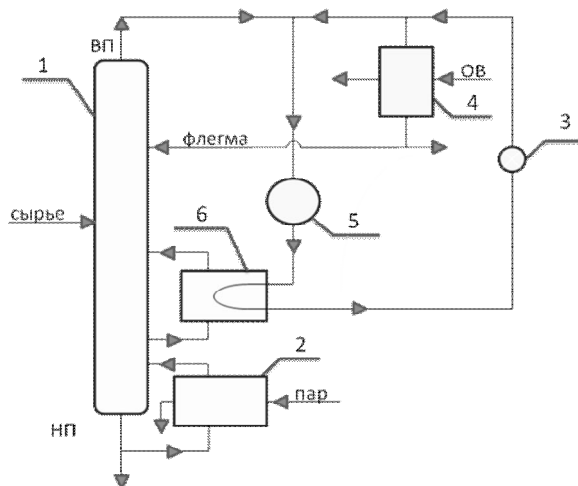


Рис. 2. Принципиальная схема колонны разделения с трансформатором теплоты:

- 1 – колонна, 2 – кипятыльник, 3 – дроссельный клапан, 4 – конденсатор, 5 – компрессор, 6 – дополнительный кипятыльник, ВП – верхний продукт, НП – нижний продукт, ОВ – охлаждающая вода

В случае проектирования новой установки разделения возможна и более экономичная схема с одним теплообменным аппаратом в составе ТН открытого типа (Рис. 3). Такая установка не включает конденсатор теплового насоса, который на Рис. 1

также являлся и кипятильником колонны. Процесс конденсации рабочего вещества теплового насоса осуществляется непосредственно в ректификационной колонне, так как в качестве рабочего вещества в ТН открытого типа используются полупродукты колонны. По схеме разделения с ТН открытого типа верхний продукт сжимается в компрессоре, затем используется в качестве греющего агента в ребойлере для получения паров внизу колонны, вследствие чего он конденсируется, затем дросселируется и возвращается в качестве флегмы в колонну. Здесь роль испарителя выполняет сама ректификационная колонна.

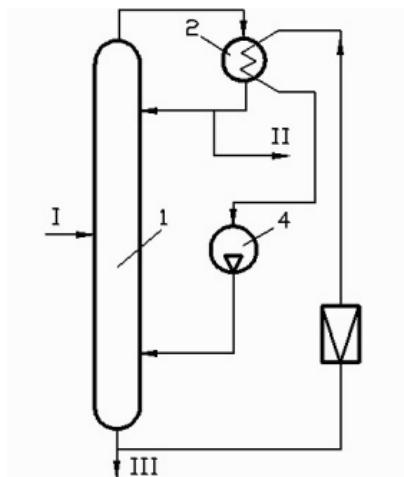


Рис. 3. Ректификационная колонна с ТН на нижнем продукте:
 1 – ректификационная колонна; 2 - дефлегматор-испаритель; 3 – ребойлер;
 4 – компрессор; I – разделяемая смесь; II – верхний продукт; III- нижний продукт

Данные, полученные при термодинамическом расчете [5] схем «ректификационная колонна – тепловой насос» закрытого и открытого типа, сведены в Таблицу 1.

Таблица 1. Результаты расчета схем «РК-ТН» закрытого и открытого типа

Параметры и технико-экономические показатели	Традиционная схема ректификационной установки	Схема РК с ТН закрытого типа	Схема РК с ТН открытого типа
Давление, МПа вверху колонны после компрессора	0,9 -	0,9 3,715	0,077 0,321
Диаметр колонны, м	1,8	1,6	1,2
Высота колонны, м	12	10	7
Флегмовое число	1,1775	1,325	1,105
Параметры и технико-экономические показатели	Традиционная схема ректификационной установки	Схема РК с ТН закрытого типа	Схема РК с ТН открытого типа
Коэффициент преобразования	-	2,25	88,01
Относительный расход пара, кг/ч	11120,08	9500,1	7215

В результате анализа табличных данных можно сделать вывод о том, что при использовании установки «РК - ТН закрытого типа» снижается расход тепловой энергии в виде греющего пара на 20% по сравнению с традиционной установкой, при схеме «ректификационная колонна - тепловой насос открытого типа» энергозатраты снижаются на 35 %. Также уменьшаются габаритные размеры самой колонны (высота и диаметр), а значит, конструкция становится менее металлоемкой, соответственно снижаются капитальные затраты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Плотникова Л.В., Андреева С.А., Ефремов Г.И. Организация энергосберегающей системы утилизации вторичных ресурсов стадии пиролиза в производстве этилена // Энергосбережение и водоподготовка, 2009, №2. - С. 9-12.
2. Янговский Е.И., Левин Л.А. Промышленные тепловые насосы. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 128 с.
3. Александров И.А., Ефремов Г.И., Брюзгинов Е.В. Применение теплового насоса в процессах ректификации // Энергосбережение и водоподготовка, 2007, № 1. - С. 33 - 36.
4. Янговский Е.И., Левин Л.А. Промышленные тепловые насосы. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 128 с.
5. Михайлова (Плотникова) Л.В. Анализ термодинамической эффективности теплотехнологической схемы пиролиза в совместном производстве этилена и пропилена // Известия российской академии наук. Энергетика, 2005, № 1. - С. 69-79.

ПОВЫШЕНИЕ МАНЕВРЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК АЭС ПРИМЕНЕНИЕМ АККУМУЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОТЫ

Косицын А.А.

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,
г. Саратов

Одной из наиболее острых проблем энергетики является проблема покрытия неравномерности графиков суточного, недельного и сезонного электропотребления [1]. К числу перспективных путей решения проблемы повышения маневренности генерирующего оборудования энергосистемы можно отнести использование теплоаккумулирующих систем на традиционно маломаневренных электростанциях, таких как АЭС, АТЭ, ТЭЦ с повышенной теплофикационной нагрузкой, ТЭС, использующих твердое топливо. Тепловое аккумулирование энергии на электростанциях позволяет уменьшить капиталовложения в энергосистеме на сооружение специализированных высокоманевренных установок, а при высокой эффективности теплоаккумулирующего цикла - и экономить топливо, потребляемое специализированными установками. Кроме этого, одновременно повышается надежность электростанции, так как на ней значительную часть суток (кроме часов стояния пиковых нагрузок) имеется готовый к быстрому вводу в работу пиковый контур [2].

Поэтому применение системы аккумулирования теплоты на тепловых электростанциях и в частности на АЭС является актуальной задачей в плане использования атомных электростанций в широком диапазоне электрических нагрузок.

Проведена разработка и оценка эффективности системы аккумулирования теплоты на атомных электрических станциях. Одним из новых направлений в решении проблемы повышения маневренности АЭС является включение в схему станции пикового контура с аккумулятором теплоты (АТ), который позволяет сохранить стабильный режим работы реакторного оборудования при работе АЭС с переменной электрической нагрузкой. На таких АЭС может использоваться стандартное реакторное оборудование и применяемые в настоящее время ТВЭЛы.

Разработана схема АТ для блока с ВВЭР-1000 где в качестве аккумуляторов предлагается использовать аккумуляторы питательной воды (АПВ). Разработана методика расчета пикового контура, расчета тепловой схемы блока в период зарядки и разрядки аккумулятора. Проведена оценка эффективности блока с ВВЭР-1000 с аккумуляторами питательной воды.

Принцип работы маневренной АЭС состоит в том, что период ночного провала графика электрической нагрузки станция снижает электрическую мощность на 15 - 25 %, а реакторы работают в полной нагрузке, т.е. на номинальной мощности. Избыток тепловой мощности АЭС поступает для заряда АТ. Во время утреннего и вечернего максимума аккумулированное тепло может использоваться для покрытия пиков электрической, а иногда и тепловой нагрузки.

Для аккумулятора АЭС был выбран аккумулятор питательной воды, имеющий ряд преимуществ, а именно: увеличение мощности энергоблока АЭС (в пиковом режиме) при приемлемых технико-экономических показателях; дешевизна и простота конструкции установки; теплоаккумулирующее вещество – вода.

Аккумулирующие устройства такого типа АПВ содержат жидкость и паровую подушку над ней, причем жидкость и пар находятся в термодинамическом равновесии (при температуре насыщения). Аккумулирующей средой почти во всех случаях служит система вода-водяной пар. Жидкость может занимать почти весь объем резервуара аккумулятора или небольшую его часть.

На рис.1 представлена схема АЭС с АПВ.

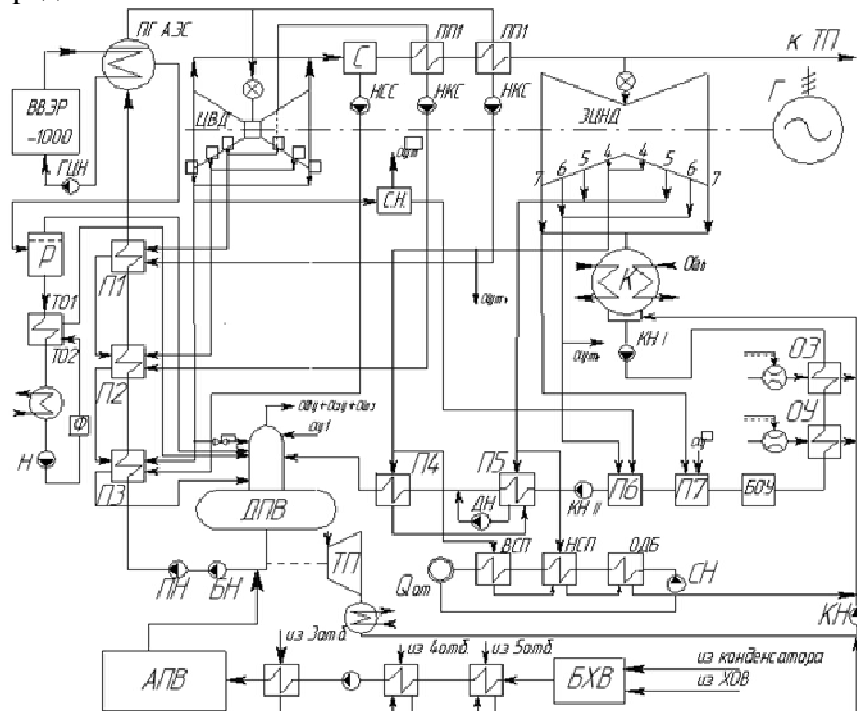
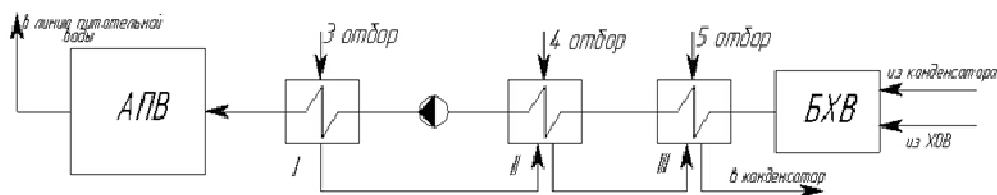


Рис. 1. Принципиальная схема турбоустановки К – 1000 – 60/1500 с аккумулятором питательной воды

Работа АЭС по предлагаемой схеме обеспечивается следующим образом: в период снижения электрической нагрузки из БХВ (бак холодной воды) по нитке регенеративного подогрева подается дополнительный расход холодной воды, которая нагревается до температуры в аккумуляторе питательной воды (АПВ) за счет увеличения отбора пара из турбины. В результате этого расход пара через турбину уменьшается и следовательно снижается электрическая мощность турбоустановки.

В часы "пик" вода из АПВ подается питательным насосом в парогенератор, что приводит к росту электрической мощности энергоблока, так как в этом случае отборы пара из турбины существенно уменьшаются.

Проведен расчет пикового контура, конструкция которого представлена на рис.2.



АПВ – аккумулятор питательной воды;
 БХВ – бак холодной воды.

Рис. 2. Схема пикового контура аккумулятора питательной воды

Методика расчета основана на составлении тепловых и материальных балансов элементов пиковой линии и определении относительных расходов пара, идущих на подогреватели пикового контура.

Относительный расход воды в пиковом контуре: $\alpha_{п.к} = 100\% \cdot \alpha_{п.к.}$.

Уравнение теплового баланса первого подогревателя пикового контура:

$$\alpha_{п.к} \cdot (h'_{п.к} - h''_{п.к}) = \alpha'_{п3} \cdot (h_3 - h'_3) \cdot \eta_{п} \quad (1)$$

Относительный расход пара, идущего на первый подогреватель пикового контура:

$$\alpha'_{п3} = \frac{\alpha_{п.к} \cdot (h'_{п.к} - h''_{п.к})}{(h_3 - h'_3) \cdot \eta_{п}} \quad (3)$$

Получено:

Расход пара и дренажа на подогреватели пикового контура:

$$\alpha'_{п3} = 0,01031; \alpha'_{др3} = \alpha'_{п3} = 0,01031; \alpha'_{п4} = 0,00799;$$

$$\alpha'_{др4} = \alpha'_{п4} + \alpha'_{др3} = 0,0103 + 0,00799 = 0,0183; \alpha'_{п5} = 0,007455;$$

$$\alpha'_{др4} = 0,0183 + 0,007455 = 0,025765.$$

В режиме зарядки происходит отбор пара из трех отборов в регенеративные подогреватели пикового контура, в результате чего, уменьшается расход пара в конденсатор, следовательно, пересчитываем давление в конденсаторе:

$$t_{СК} = t_{В1} + \frac{G_K}{G_K^0} \cdot (t_{СК}^0 - t_{В1}), \quad (4)$$

где G_K^0 - расход пара, идущий в конденсатор турбины в режиме зарядки аккумулятора, кг/с; G_K - расход пара, идущий в конденсатор турбины в номинальном режиме, кг/с; $t_{В1}$ - температура воды (принимается).

В режиме разрядки аккумулятора во время максимума нагрузки питательная вода из аккумуляторов вытесняется редуцированным острым паром и с помощью специального насоса подается в нитку питательной воды. При этом пропуск пара через проточную

часть турбины в конденсатор увеличивается вследствие сокращения отборов на систему регенеративного подогрева питательной воды.

Расчет тепловых схем в режиме зарядки и разрядки АПВ проведен с использованием алгоритма расчета в среде Microsoft EXCEL.

Получено:

1) В режиме зарядки аккумулятора получено снижение электрической мощности турбоустановки на 1,8 % (что допустимо по нормам технической эксплуатации АЭС).

Электрическая мощность турбоустановки, МВт:

$$N_{\text{Э}} = \sum \alpha_i \cdot H_i \cdot D_0 \cdot 0,98 \cdot \frac{0,99}{3600}, \quad (5)$$

где H_{ij} - теплоперепад пара в отсеке турбины, $\text{кДж} / \text{кг}$; α_i - относительный расход пара через отсек турбины; η_m - механический КПД турбоустановки; η_e - КПД электрогенератора.

Итак, в режиме зарядки аккумулятора получили падение электрической мощности турбоустановки на 1,8 %, что допустимо.

$$\Delta N_{\text{Э}}^{\text{мин}} = N_{\text{Э}}^{\text{ном}} - N_{\text{Э}}^{\text{зар}} \quad (5)$$

$$\Delta N_{\text{Э}}^{\text{мин}} = 18,047 \text{ МВт}$$

2) В режиме разрядки аккумулятора получена дополнительная мощность:

$$N_{\text{Э}}^{\text{разр}} = 624,78 \cdot 6534 \cdot 10^3 \cdot 0,98 \cdot \frac{0,99}{3600} = 1100,18 \text{ МВт}$$

$$\Delta N_{\text{Э}}^{\text{макс}} = N_{\text{Э}}^{\text{разр}} - N_{\text{Э}}^{\text{ном}} \quad (6)$$

$$\Delta N_{\text{Э}}^{\text{макс}} = 100,28 \text{ МВт}$$

Коэффициент полезного действия пикового контура составит:

$$\eta_{\text{пик}} = \frac{N_{\text{Э}}^{\text{разр}} \cdot \tau_{\text{разр}}}{N_{\text{Э}}^{\text{зар}} \cdot \tau_{\text{зар}}}, \quad (7)$$

где $\tau^{\text{разр}} = 500; 1000; 1500$ ч – число часов работы станции в режиме разрядки, ч;

$\tau^{\text{зар}} = 1000; 2000; 3000$ – число часов работы станции в режиме зарядки, ч.

$$\eta_{\text{пик}} = \frac{1100,18 \cdot 500}{981,853 \cdot 1000} \cdot 100\% = 56,03\%$$

Электрическая мощность пикового контура:

$$N_{\text{пик}} = N_{\text{Э}}^{\text{разр}} - N_{\text{Э}}^{\text{зар}}$$

$$N_{\text{пик}} = 1100,18 - 981,853 = 118,327 \text{ МВт}$$

Проведена оценка эффективности системы аккумулирования на блоке с ВВЭР-1000.

Определение отпуска электроэнергии с пикового контура электростанции проведено по выражению:

$$\Xi_{\text{пик}} = 2 \cdot N_{\text{пик}} \cdot \tau_{\text{пик}}, \quad (8)$$

где $\tau_{\text{пик}}$ - число часов работы пикового контура.

Капитальные вложения оценены по удельным показателям:

$$K_{\text{пик}} = k_{\text{пик}} \cdot 2 \cdot N_{\text{пик}} = 14000 \cdot 2 \cdot 118,327 \cdot 1000 = 3313,16 \text{ млн. руб}$$

Издержки на ремонт

$$I_p = K \cdot \alpha_{\text{рем}} = 3313,16 \cdot 0,02 = 66,26 \text{ млн. руб}$$

$\alpha_{\text{рем}} = 0,02$ – затраты на ремонт, в долях от капитальных вложений.

Амортизация основных фондов рассчитывается линейным способом:

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{\text{СПИ}} = \frac{1}{30} = 0,03333$$

СПИ = 30 лет - срок полезного использования аккумулирующего оборудования.

$$I_{\text{ам},10} = \alpha_{\text{ам}} \cdot K = 0,03333 \cdot 3313,16 = 110,43 \text{ млн. руб}$$

Эксплуатационные издержки пикового контура:

$$Z_{t,zz} = I_t = I_{\gamma} + I_{\text{эл},10} = 66,26 + 110,43 = 176,69 \text{ млн. руб}$$

Выручка от реализации электрической энергии составит:

$$R_{t,zz} = \mathcal{E}_{\text{эл}} \cdot T_{zz} \text{ млн. руб} \quad (9)$$

Эффективность использования пикового контура равна:

$$\mathcal{E}_t = R_{t,zz} - Z_{t,zz}, \text{ млн. руб} \quad (10)$$

Результаты расчета представлены в табл.1 и на рис.1.

Таблица 1. Техничко-экономические показатели системы АПВ для блока с ВВЭР-1000 и турбоустановкой К-1000-60/1500

Число часов работы пикового контура	тпк, ч	500	1000	1500	2000	3000
Отпуск электроэнергии пикового контура	Эпк, МВт·ч/год	118327	236654	354981	473308	709962
Выручка от реализации электроэнергии	Rt, млн.руб	177,65	355,30	532,95	710,60	1065,9
Затраты по пиковому контуру	Zt, млн.руб	176,70	176,70	176,70	176,70	176,70
Эффективность работы пикового контура	Эt, млн.руб	0,95	178,60	356,25	533,91	889,21

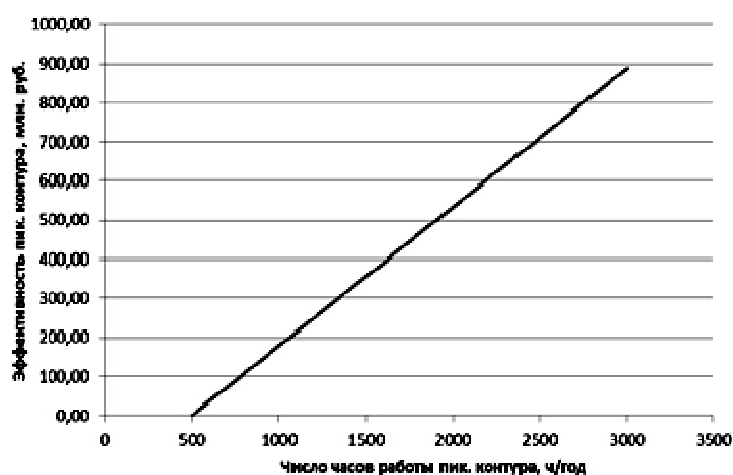


Рис. 3. Оценка эффективности пикового контура

ЛИТЕРАТУРА

1. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции/ В.Я. Рыжкин.- М. :Энергия, 1976. - 448 с.

2. Онищенко В.Я. Тепловое аккумулирование энергии на электростанциях. Основы аккумулирования. Учеб. пособие / Онищенко В. Я.- Саратов: Изд-во Сарат. гос. техн. ун-т., 1995. -84 с.
3. Онищенко В.Я. Тепловое аккумулирование энергии на электростанциях. Основы технико-экономического анализа. Учеб. пособие / Онищенко В. Я.- Саратов: Изд-во Сарат. гос. техн. ун-т., 1995. -88 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЭЦ С ГАЗОСЕТЕВЫМ ПОДОГРЕВАТЕЛЕМ И ФРЕОНОВЫМИ ТЕРМОТРАНСФОРМАТОРАМИ

Кочкин Д.Ю., Францева А.А.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

Объединение ГТУ и ПТУ осуществляют различными способами, при этом получается различные тепловые схемы, разные состав оборудования и основные характеристики работы. Тепловая схема парогазовой установки, определяющая её тип, энергетические, экономические и экологические характеристики в значительной степени зависит от конфигурации термодинамического цикла и организации его процессов.

Одним из типов парогазовой установки является ПГУ со сбросом газов в сетевую установку [1]. Особенности ее состоят в том, что газы после ГТУ сбрасываются в сетевой подогреватель, вытесняя Т-отбор и обеспечивая нагрузку горячего водоснабжения (при минимальной отопительной нагрузке). Такая схема позволяет использовать регулируемый Т-отбор только для качественного регулирования и уменьшить расход острого пара на теплофикационную турбину. При этом ПТУ может работать на твердом топливе, а ГТУ – на природном газе.

ПГУ позволяют создать энергоблоки с тепловой экономичностью на уровне 45...59%, что в настоящее время недостижимо для других типов энергоблоков. Вместе с тем разработка и создание ПГУ, работающих одновременно на двух видах топлива: природном газе – для ГТУ и твердом – для ПТУ – является актуальной задачей, позволяющей с одной стороны получить высокую тепловую экономичность энергоблоков, а с другой – вовлечь в топливно-энергетический баланс ТЭС твердое топливо и сократить потребление природного газа.

К настоящему времени выполнены исследования в основном по бинарным ПГУ, ГТУ – надстройке паротурбинной установки. Вместе с тем перспективны схемы теплофикационных ПГУ. В одной из немногих работ [1] показывается эффективность такого варианта по сравнению с традиционной теплофикационной ТЭЦ.

Для традиционных ТЭЦ характерна повышенная повреждаемость подземных теплопроводов и участвовавшие случаи недоотпуска тепла потребителям, особенно в период резких похолоданий. Одним из направлений совершенствования теплоснабжающих систем является тенденция перехода на низкотемпературные системы отопления потребителей с догревом сетевой воды с помощью фреоновых термотрансформаторов (ФТТ).

Технология комбинированного теплоснабжения с применением газосетевого подогревателя (ГСП) и ФТТ может быть спроектирована и разработана на базе как оптимального энергооборудования, так и на базе традиционных теплофикационных паротурбинных энергоблоков ТЭЦ путем их газотурбинной надстройки с газосетевым подогревателем, перевода в режим с постоянным давлением в теплофикационном

отборе и количественным регулированием отпуска тепла сетевой установкой при качественном регулировании теплоснабжения внутриквартальными ФТТ.

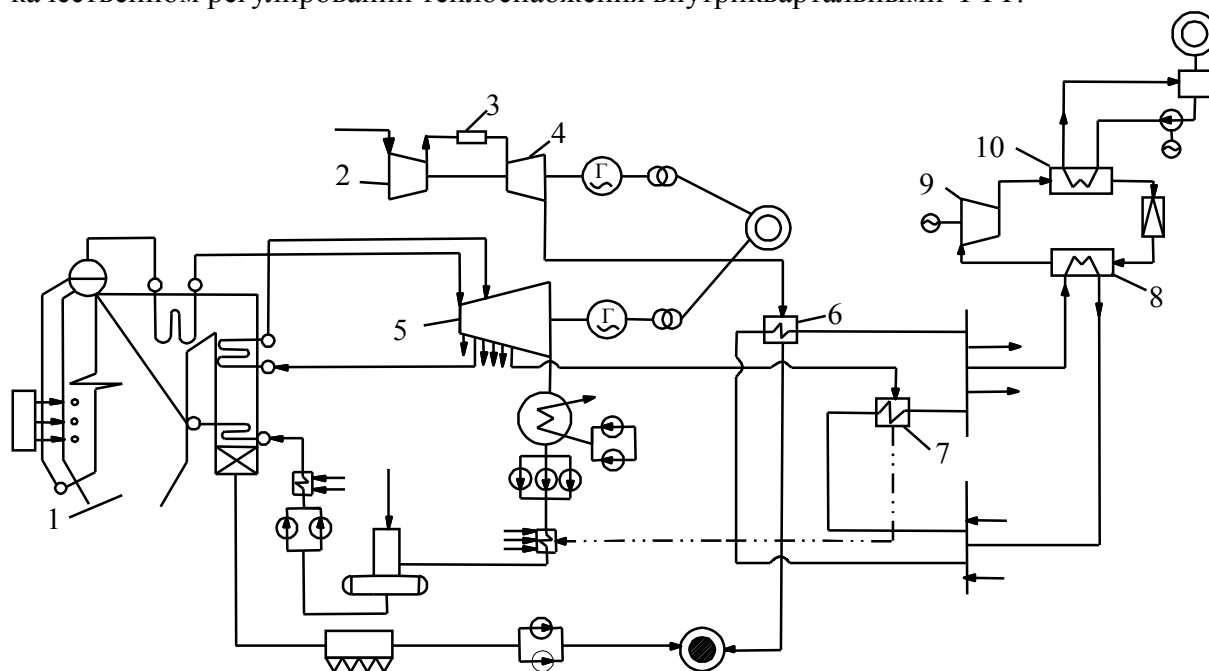


Рис. 1. Технологическая схема энергоблока ТЭЦ в системе комбинированного теплоснабжения с газосетевыми подогревателями и внутриквартальными фреоновыми термотрансформаторами:

1-паровой котел; 2-компрессор газотурбинной установки; 3-камера сгорания; 4-газовая турбина; 5-паровая турбина; 6-газосетевой подогреватель; 7-традиционный сетевой подогреватель; 8-испаритель; 9-компрессор; 10-конденсатор

По этой схеме (рис. 1.) в течении всего года сетевая вода подогревается до $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ в ГСП уходящими газами из газовой турбины. При включении отопительной нагрузки, сетевая вода также параллельно подогревается в традиционном сетевом подогревателе паром из теплофикационного отбора паровой турбины. Далее – к фреоновым термотрансформаторам. При работе термотрансформатора в составе комбинированной системы теплоснабжения сетевая вода, подводимая от ТЭЦ как основного источника теплоснабжения, охлаждается в испарителе ФТТ. При этом фреон испаряется. Затем пар сжимается компрессором и поступает в конденсатор, после конденсации дросселируется. В конденсаторе нагревается идущая на отопление внутриквартальная сетевая вода теплопотребителя.

ГСП покрывает нагрузку только горячего водоснабжения. И исходя из этого условия рассчитывается количество тепла с уходящими из газовой турбины газами, а следовательно – и сопряженная мощность газотурбинной установки. Для отопительной нагрузки выполняется температурный график $70/40\text{ }^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{C}$ во всем диапазоне температур окружающего воздуха при количественном регулировании. ФТТ обеспечивают у теплопотребителя качественное регулирование при максимальной температуре внутриквартальной сетевой воды на уровне 85°C .

Особенностью технологической схемы ТЭЦ-ГСП-ФТТ является замещение нижнего сетевого подогревателя газовым сетевым подогревателем, утилизирующим теплоту уходящих из ГТУ газов. При этом вытесняется нижний теплофикационный отбор паровой турбины, что уменьшает расход острого пара на турбину. По сравнению с традиционным паротурбинным энергоблоком в ПГУ с ГСП увеличивается выработка электроэнергии. Это достигается за счет уменьшения потерь отведенной теплоты в

термодинамическом цикле (рис. 2.). Потребитель получает такое же количество теплоты при том же расходе топлива на теплоэлектроцентрали, но выработка электроэнергии возрастает. Наличие у потребителя внутриквартального ФТТ обуславливает переход ТЭЦ с нормативного температурного графика к графику с пониженными температурами прямой и обратной сетевой воды. Что также ведет к уменьшению расхода острого пара на турбину и экономии топлива.

При снижении температуры теплоносителя в тепловых магистралях, сокращаются тепловые потери при транспортировке тепла, что в свою очередь напрямую влияет на экономию топлива. Более низкая температура сетевой воды позволяет использовать для строительства тепловых магистралей более дешевые долговечные и устойчивые к коррозии материалы. При этом уменьшается аварийность тепловых сетей и полностью исключаются аварии, со вскипанием сетевой воды.

ФТТ позволяют качественно регулировать температуру воды и полностью справляются с покрытием пиковой тепловой нагрузки, при этом отпадает необходимость использования пиковых водогрейных котлов. Также отпадает необходимость в тепловых пунктах, поскольку сетевая вода будет поступать непосредственно в отопительные радиаторы от внутриквартальных ФТТ.

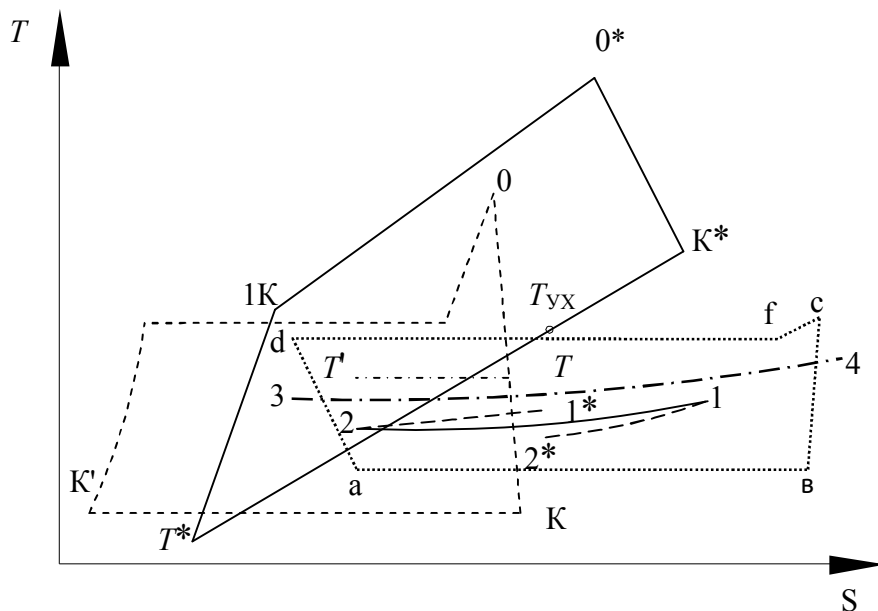


Рис. 2. Цикл теплофикационного энергоблока с газосетевыми подогревателями и комбинированной системой теплоснабжения с фреоновыми термотрансформаторами:

O, K, K', O — цикл теплофикационного энергоблока; T, T' — конденсация пара теплофикационного отбора; $2, 1^*$ — подогрев сетевой воды в пароводяном подогревателе; O^*, K^*, T_{yx} (yx — уходящие

газы), $T^*, 1K$ — цикл газотурбинной установки; K^*, T_{yx} — охлаждение газов в газосетевом

подогревателе; $2^*, 1$ — подогрев сетевой воды в газосетевом подогревателе;

$1, 2$ — охлаждение станционной сетевой воды в испарителе фреонового термотрансформатора; b, c, d, a — цикл фреонового термотрансформатора; f, d — конденсация фреона; $3, 4$ — подогрев внутриквартальной сетевой воды в фреоновом конденсаторе

После проведения исследований оказалось, что эксергетическая эффективность парогазогенерирующей подсистемы при оптимальных параметрах ТЭЦ с ГСП и ФТТ в 1,2 – 1,35 раза выше эффективности традиционной ТЭЦ с ПВК. Эксергетическая

эффективность сетевой установки с ГСП и ФТТ по сравнению с традиционной установкой, примерно в два раза выше и находится на уровне 0,38-0,42. Эксергетический КПД ТЭЦ с ГСП и ФТТ по отпуску электроэнергии с теплофикационными турбинами Т-50...Т-175 находится на уровне 0,435-0,475, а с Т-180, Т-250 составляет 0,45-0,5. КПД по отпуску теплоэнергии составляет 0,16-0,185, что практически в два раза больше КПД традиционных ТЭЦ с ПВК. Применение оптимального оборудования в составе ТЭЦ-ГСП-ФТТ позволяет повысить технико-экономическую эффективность в среднем на 7 %. Показано, что вложение инвестиций в энергоблок ТЭЦ-ГСП-ФТТ по сравнению с традиционной ТЭЦ выгоднее на 25 % [3].

К хладагентам используемым в ФТТ предъявляются жесткие требования. Использование некоторых эффективных хладагентов (R12, R22) запрещено Монреальским протоколом [4].

Поиск подходящих хладагентов и их смесей для ФТТ является важной задачей на сегодняшний день. В качестве хладагентов для ФТТ могут быть использованы такие хлор-несодержащие хладагенты как R134a, R152a, R32a, R125, R143a, а также их смеси R407c, R410a. Преимуществом смесей является то, что они могут быть выполнены под каждую систему индивидуально, чтобы соответствовать конкретным требованиям энергоустановки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Григорьева О. К. Комплексное исследование ПГУ пылеугольных ТЭЦ с газовыми сетевыми подогревателями. – дис. канд. техн. наук: 05.14.01 / О. К. Григорьева; науч. рук: Г. В. Ноздренко. – Новосибирск: изд-во НГТУ, 2005. – 124 с.
2. Славин В.С., Данилов В.В. Повышение эффективности систем централизованного теплоснабжения на основе применения технологии тепловых насосов // Теплоэнергетика. – 2000. – №2. – С.5-14.
3. Францева А. А. Оптимизационные исследования ТЭЦ с газосетевым подогревателем и фреоновыми трансформаторами: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14. – Новосибирск, 2015. – 112 с.
4. Бабакин Б.С., Стефанчук В.И., Ковтунов Е.Е. Альтернативные хладагенты и сервис холодильных систем на их основе. – М.: Колос, 2000. – 160 с.

НАНОТЕХНОЛОГИИ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ

Попова А.П., Бакрунова Т.С.

Самарский государственный технический университет, г. Самара

В XXI веке большинство развитых стран мира ведут активную политику энергосбережения, одним из направлений которой является эффективное использование топливно-энергетического комплекса. Инновационный путь развития теплоэнергетики состоит в применении новых технологий, а именно нанотехнологий.

Рассматриваемый продукт индустриального прогресса зародился во второй половине XX века, хотя ранее использовался человечеством неосознанно. Например, изготовление чернил в Древнем Китае, при покрытии витражей золотом в Средневековье. В России же активное развитие nanoиндустрии на государственном уровне началось лишь в 2000 годах.

Согласно Р 50.1.071-2010 «Нанотехнологии. Принципы, объекты стандартизации и виды документов в области стандартизации нанотехнологий, наноматериалов и

продукции наноиндустрии», нанотехнологии – это совокупность методов и приёмов, обеспечивающих возможность регулируемым образом создавать нанообъекты с принципиально новыми качествами, позволяющими осуществить их применение в системах большого масштаба.

По проектам «Роснано», российская наноиндустрия разделена на шесть кластеров:

- 1) солнечная энергетика и энергосбережение;
- 2) оптоэлектроника и наноэлектроника;
- 3) наноконструируемые материалы;
- 4) машиностроение и металлообработка;
- 5) инфраструктурные проекты;
- 6) медицина и биотехнологии.

Нанотехнологии – это межотраслевая область различных наук и техник, и её применение в теплоэнергетике позволит достичь высокой эффективности ресурсосбережения.

Применение нанотехнологий в теплоэнергетике возможно:

- ✓ при преобразовании первичных возобновляемых источников энергии (солнца, силы ветра, биомассы, природного тепла Земли);
- ✓ в атомной и водородной энергетике;
- ✓ для аккумуляирования;
- ✓ при трансформации тепловой энергии в электрическую;
- ✓ для транспортировки;
- ✓ при очистке воды и воздуха;
- ✓ для эффективного сжигания топлива;
- ✓ в теплоизоляции.

Барьеры применения вышеперечисленных возможностей заключаются в следующем:

- 1) в просвещении обычного человека в данной области;
- 2) в наличии квалифицированных широкопрофильных кадров;
- 3) в отсутствии международной терминологической стандартизации в сфере нанотехнологий;
- 4) в сложности внедрения разработок в промышленность;
- 5) в отсутствии отраслевых государственных программ в области наноиндустрии.

Решение этих проблем лежит в масштабной межотраслевой научно-исследовательской деятельности. В эпоху всеобщей глобализации государство сможет обеспечить свою безопасность в сферах экологии, экономики, обороны и социальную стабильность общества, а также конкурентоспособность в борьбе за мировые рынки, используя передовые технологии, такие как нанотехнологии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Беззубцева М.М., Волков В.С. «Нанотехнологии в энергетике» - СПб.: СПбГАУ, 2012. - 133 с.
2. Р 50.1.071-2010 «Нанотехнологии. Принципы, объекты стандартизации и виды документов в области стандартизации нанотехнологий, наноматериалов и продукции наноиндустрии», Москва, Стандартинформ, 2011
3. <http://www.portalnano.ru/>

ПЕРСПЕКТИВЫ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В КАЗАХСТАНЕ

Асылханова Е.А., Увайсова А.Ж.

Государственный университет имени Шакарима, Республика Казахстан, г. Семей

Целью работы было провести анализ состояния солнечной энергетики в мире и Республике Казахстан.

Солнечная энергетика – это одно из направлений альтернативной энергетики, которое основано на непосредственном использовании солнечного излучения для получения энергии в каком-либо виде. Солнечная энергетика использует возобновляемые источники энергии и является «экологически чистой», не производящей вредных отходов во время активной фазы использования. Производство энергии с помощью солнечных электростанций хорошо согласовывается с концепцией распределённого производства энергии [1].

В последние годы наблюдается динамичный рост и в плане развития солнечной энергетики. Но использование энергии солнца невозможно без государственной поддержки. Среди стран, где существует такая поддержка, наиболее заметную роль играют США, Германия, Испания, Южная Корея и Япония – там программы развития этого направления энергетики стали национальными. Именно они и формируют сегодня мировой рынок солнечной энергетики [2].

Имеется пример создания гелиоводонагревателя из 24 гелио-коллекторов (Беларусь). С помощью этой установки можно за 6 часов нагреть 1300 л воды от 13 до 44 °С при температуре наружного воздуха от 15 до 20 °С и скорости ветра 3 м/сек. Этого достаточно для обслуживания фермы в 200 коров, при этом экономия электроэнергии составит (6÷8) тыс. кВт·ч электроэнергии.

В Грузии построена опытная автономная комплексная система для городского водоснабжения и отопления. Система состоит из параболических гелиоконцентраторов в сочетании с двумя ветроэнергетическими установками [3].

Наиболее развитыми регионами в России в отрасли солнечной генерации принято считать Республику Алтай, Краснодарскую и Белгородскую области. Самая крупная станция мощностью 5 МВт была запущена в 2014 году в Республике Алтай - Кош-Агачская СЭС [4].

Естественно, что имеется еще множество примеров в различных странах, использования энергии Солнца.

Казахстан обладает значительными ресурсами солнечной энергии. Потенциально возможная выработка солнечной энергии в Казахстане оценивается в 2,5 млрд. кВт/ч в год. Около 70 % территории Казахстана относятся к районам с преобладанием солнечных дней в году. Продолжительность солнечного сияния здесь колеблется от 2800 до 3000 часов, годовой приход солнечной радиации на эту территорию составляет не менее $19 \cdot 10^{17}$ ккал, что эквивалентно 270 млрд. тонн условного топлива [1].

Но следует учесть, что эти ресурсы не имели широкого применения вплоть до настоящего времени. Использование солнечной энергии в Казахстане в целом незначительно. На сегодняшний день имеются примеры использования энергии Солнца в РК. В 2012 г. консорциум «Солнечная крыша» в Казахстане, состоящий из фирм PRETHERM solutions GmbH, BAE Batterien GmbH, DPU Investment GmbH и PRETHERM GmbH установил «солнечную крышу» в Байконуре. Также им было установлено такое же оборудование и в Евразийском Национальном университете им. Л. Н. Гумилева в Астане. Мощность этих установок 10 кВт. Они будут эксплуатироваться в течение 10 лет [5].

В табл. 1 представлена суммарная солнечная освещенность горизонтальной поверхности [2].

Анализ имеющихся данных дал возможность сделать СВОТ-анализ по перспективам использования солнечной энергетики в Казахстане (табл. 2).

Таблица 1. Суммарная солнечная освещенность горизонтальной поверхности, МДж/м²

Месяц	Шевченко	Аральское море	Алматы
Январь	157	198	178
Февраль	230	307	234
Март	387	473	363
Апрель	551	616	491
Май	724	820	656
Июнь	749	850	716
Июль	752	830	758
Август	675	736	668
Сентябрь	512	558	506
Октябрь	328	343	328
Ноябрь	179	188	186
Декабрь	124	139	134

Таблица 2. СВОТ-анализ

Сильные стороны	Слабые стороны	Возможности	Угрозы
Перспективность, доступность и неисчерпаемость источника энергии.	Зависимость от погоды и времени суток.	Позволит снизить затраты на обеспечение электроэнергией отдаленных населенных пунктов.	Лоббирование интересов традиционной энергетики.
Теоретически, полная безопасность для окружающей среды.	Необходимость дублирования маневренными ЭС сопоставимой мощности.	Разработка новых энергоэффективных технологий и материалов.	Вероятность повсеместного внедрения может привести к изменению климата.
		Значительно сэкономят на строительстве новых линий электропередачи.	
		Рост цен на традиционные виды энергоносителей.	

ЛИТЕРАТУРА

1. <http://gbpp.org/solnechnaya-energetika>
2. <http://www.rfc.kegoc.kz/vozmozhnosti-vozobnovlyaemyx-istochnikov-energii-v-kazaxstane/>
3. <https://alternativenergy.ru/solnechnaya-energetika/92-solnechnaya-energetika-v-mire.html>
4. <http://altenergiya.ru/sun>
5. <http://led-ca.net/vozobnovlyaemyie-istochniki-energii/solnechnaya-energetika>

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПРИТОЧНО-ВЫТЯЖНОЙ ВЕНТИЛЯЦИИ С РЕКУПЕРАЦИЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Казанцева Н.С.¹, Кузнецова И.В.¹, Каратаева Е.С.²

¹Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань

²Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

На сегодняшний день достаточно остро стоит вопрос о максимально эффективном сохранении тепла, оптимизации параметров микроклимата в помещении, а также об увеличении энергосбережения. Современное общество приходит к пониманию о необходимости внедрения в практику отопления и кондиционирования зданий инновационных устройств, способных обеспечить снижение уровня энергопотребления при сохранении современных требований к тепловому комфорту.

Использование систем приточно-вытяжной вентиляции с рекуперацией тепла для оптимизации параметров микроклимата помещения

Максимальный эффект следует ожидать при внедрении децентрализованных систем приточно-вытяжной вентиляции с рекуперацией тепла (СПВВР). В ходе эксплуатации данной системы большое практическое значение приобретают вопросы полезного использования энергетического потенциала отработанных потоков воздуха, загрязненных поллютантами. При этом осуществляется принцип регенерации энергии, результатом которого является снижение тепловых потерь непосредственно в самом изолированном помещении.

Исследование экспериментального образца СПВВР

Для определения показателя энергоэффективности системы приточно-вытяжной вентиляции с рекуперацией тепловой энергии (СПВВР) были проведены научные исследования, в ходе которых использовался экспериментальный образец СПВВР, представляющий собой устройство для утилизации тепла вентиляционных выбросов (рис.1).

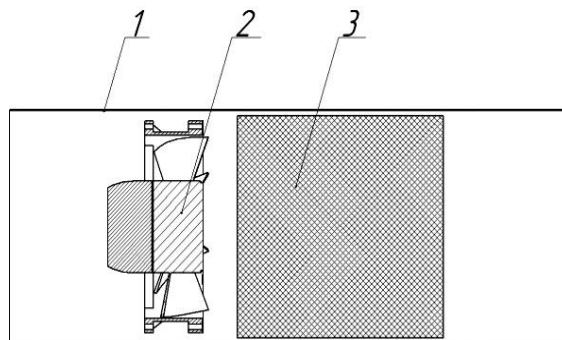


Рис. 1. Экспериментальная модель СПВВР:

1 – металлическая труба; 2 – осевой вентилятор; 3 – насадочный рекуператор

Устройство состоит из металлической трубы с установленным в ней осевым вентилятором и регенерирующей насадкой. На входе и выходе встроены фильтры. Кроме того, на выходе (в помещении) устанавливается решетка (жалюзи). С внешней стороны металлический корпус покрыт пенополиэтиленовой изоляцией. Вставка представляет собой цилиндрический керамический блок с однонаправленными регулярными продольными каналами прямоугольного сечения в виде сот.

Определение теоретического КПД

Максимальный КПД устройства можно достичь при сбалансированной и симметричной работе регенератора. Примем, что при работе системы приточно-

вытяжной вентиляции с рекуперацией тепловой энергии на третьей скорости расход воздуха в прямом и обратном направлении будет $V = 65 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$, при этом коэффициент теплоотдачи от воздуха к стенке каналов матрицы (кордиеритовый блок) составит $\alpha = 0,06 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$.

Рассчитаем эффективность по $\Lambda\Pi$ – методу [1]:

$$\Lambda = \frac{\alpha \cdot F}{V \cdot \rho \cdot c_p}, \quad (1)$$

где F – теплообменная поверхность матрицы, м^2 ; ρ – плотность воздуха $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$; c_p – теплоемкость воздуха $\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$.

$$\Pi = \frac{\alpha \cdot F \cdot P}{M_m \cdot c_m} \quad (2)$$

где P – период работы, с; M_m – масса матрицы, кг; c_m – теплоемкость матрицы, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$.

Получаем следующие значения:

$$\Lambda = \frac{0,06 \cdot 4,38 \cdot 3600}{65 \cdot 1,2 \cdot 1,05} = 11,62; \quad \Pi = \frac{0,06 \cdot 4,38 \cdot 60}{4,2 \cdot 1,02} = 3,68.$$

Согласно диаграмме (рис. 2) эффективность работы используемого в данной установке рекуператора составит $\epsilon_R = 0,85$.

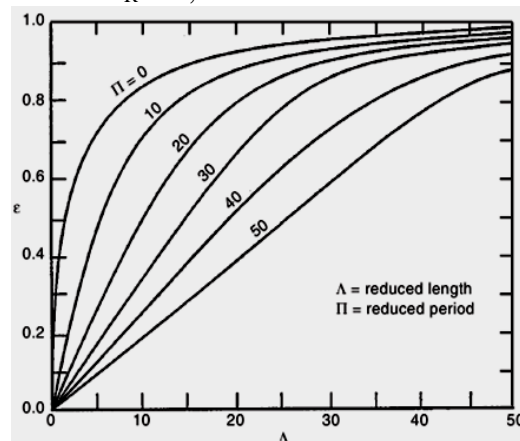


Рис. 2. Эффективность сбалансированного и симметричного противоточного рекуператора

Экспериментальное определение КПД

КПД рекуператора в режиме энергосбережения определялся на экспериментальной установке (рис. 3), в которую была помещена исследуемая модель устройства (рис. 1).

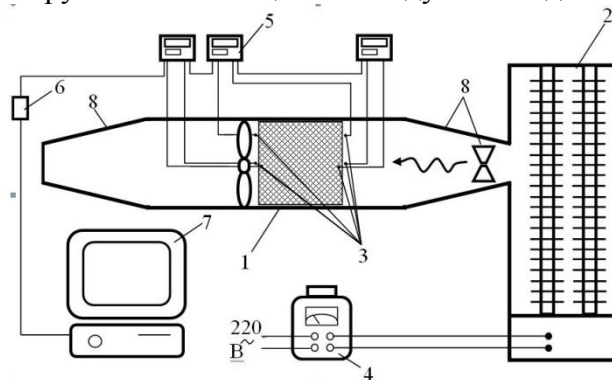


Рис. 3. Экспериментальная установка:

1 – СПВВР; 2 – ТЭН-ы; 3 – безоболочные термопары; 4 – ЛАТР; 5, 6 – система сбора данных; 7 – персональный компьютер; 8 – выравниватель потока

Разность температур создавалась с помощью ТЭН-ов 2, ЛАТР 4 служил для регулирования мощности ТЭН-ов, что позволяло устанавливать необходимую температуру воздуха входящего в СПВВР. Для измерения температуры воздуха на входе и выходе из рекуператора были установлены по три безоболочные термопары 3 с каждой стороны. Измерения на периферии производилось (на расстоянии 60 мм от центра) кордиеритого блока. Система сбора данных 5,6 служила для передачи экспериментальных данных на персональный компьютер 7. Для выравнивания температурного поля по сечению со стороны ТЭН-ов был установлен выравниватель потока 8 со стационарным завихрителем.

Методика измерения

Измерения проводились при установившихся температурах на входе и выходе из рекуператора, графики изменения температуры от времени всех термопар высвечивались на мониторе персонального компьютера.

Замер температур производился по центру и на периферии. Измерения по центру велось в двух точках, в 1-ой точке производился замер воздуха (на расстоянии 10 мм от матрицы), во 2-ой точке замерялась, непосредственно температура матрицы (на расстоянии 10 мм перпендикулярно от края матрицы). Температуре воздуха входящего в рекуператор со стороны тэнов $T_b \approx 45 \text{ }^\circ\text{C}$, температура в комнате $T_k \approx 27 \text{ }^\circ\text{C}$. Эксперимент проводился на 3-ей скорости в энергосберегающем режиме МЗ период составлял 60 сек. (заданный режим выбирался на блоке управления СПВВР).

Выводы

Температурная эффективность (КПД) регенератора определяется следующим образом [2]:

$$\varepsilon_h = \frac{T_{h,i} - T_{h,o}}{T_{h,i} - T_{c,i}} \quad (3)$$

$$\varepsilon_c = \frac{T_{c,o} - T_{c,i}}{T_{h,i} - T_{c,i}} \quad (4)$$

$$\frac{1}{\varepsilon_r} = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{\varepsilon_h} + \frac{1}{\varepsilon_c} \right) \quad (5)$$

где ε_h – эффективность периода нагрева, ε_c – эффективность периода охлаждения, ε_r – общая эффективность регенератора, $T_{h,i}$, $T_{c,i}$ – температура горячего и холодного воздуха на входе, $T_{h,o}$, $T_{c,o}$ – температура горячего и холодного воздуха на выходе.

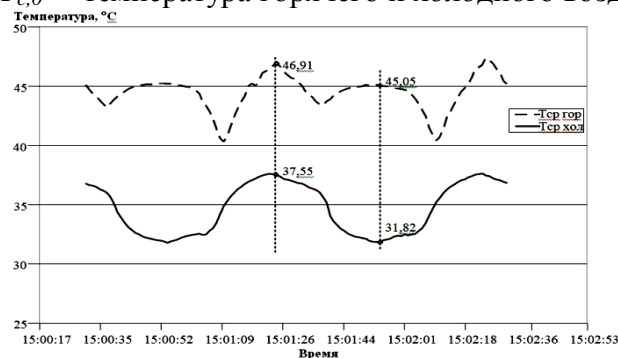


Рис. 4. Изменение температуры во времени

На рис. 4 представлен график изменения средних температур по сечению на входе ($T_{ср.гор}$) и на выходе ($T_{ср.хол}$) СПВВР в процессе работы в энергосберегающем режиме.

На основании полученных данных:

$T_{h,i} = 46,91 \text{ }^\circ\text{C}$, $T_{c,i} = 31,82 \text{ }^\circ\text{C}$, $T_{h,o} = 37,55 \text{ }^\circ\text{C}$, $T_{c,o} = 45,05 \text{ }^\circ\text{C}$,
 проведем расчет по формулам (3) и (4):

$$\varepsilon_h = \frac{46,91 - 37,55}{46,91 - 31,82} = 0,62; \quad \varepsilon_c = \frac{45,05 - 31,82}{46,91 - 31,82} = 0,87;$$

И, согласно формуле (5), получаем:

$$\varepsilon_c = \frac{1}{\frac{1}{2}\left(\frac{1}{0,62} + \frac{1}{0,87}\right)} = 0,73.$$

Таким образом, по результатам эксперимента температурный КПД установки составил 73%, что меньше расчетного теоретического КПД, равного 85%. Такое расхождение значений теоретического и экспериментального показателя энергоэффективности объясняется наличием температурной неоднородности по сечению аппарата. Причиной тому служит неравномерное распределение воздушного потока по сечению аппарата с ярко выраженной застойной зоной в центре матрицы. Такой эффект создает несимметричная работа вентилятора в прямом и обратном направлении. [3]

Заключение

Для эффективного предотвращения отрицательных воздействий на здоровье человека необходимо внедрять децентрализованную энергосберегающую систему приточно-вытяжной вентиляции с рекуперацией тепла (СПВВР).

Опираясь на результаты проведенных исследований, можно сделать следующий вывод. Аппарат обладает энергосберегающими свойствами и может быть применен в системах воздухообмена объектов культурно-бытового назначения (жилые и производственные помещения, а также спортивные объекты).

ЛИТЕРАТУРА

1. Garcia, M. I. Osendi, and P. Miranzo Instituto de Ceramica y Vidrio. Journal of applied physics // Thermal diffusivity of porous cordierite ceramic burners E. 2002. vol. 92, №5.
2. Ramesh K. Shah, Dušan P. Sekulic Fundamentals of Heat Exchanger Design / John Wiley & Sons, Inc. 2003.
3. Е.С. Каратаева, Н.С. Казанцева. Вестник Казанского технологического университета, т.17, 23, 320-321 (2014).

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ

Зыков С.В., Щинников П.А.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

В данной работе на базе дифференциального эксергетического метода термодинамического анализа описана работа программного комплекса для оптимизации режимов работы ТЭЦ. Данный программный комплекс служит для распределения тепловых и электрических нагрузок между энергоблоками (или эквивалентными энергоблоками для ТЭЦ с поперечными связями). Использование программного комплекса позволяет без значительных затрат повысить эффективность работы ТЭЦ и снизить расход топлива на 1,5-3% процента в зависимости от режима.

Критерием эффективности распределения нагрузок между энергоблоками является эксергетический КПД ТЭЦ [1]:

$$\tilde{\eta}_z = \frac{\sum \eta_e (N + E_T + E_{II})}{\sum N + E_T + E_{II}}$$

где η_e - интегральный эксергетический КПД энергоблока; N – электрическая мощность энергоблока; E_T – отпуск теплоэксергии потребителю паром теплофикационного отбора; E_{II} – отпуск теплоэксергии потребителю паром производственного отбора.

В соответствии с эксергетической методологией энергоблок необходимо разделить на функционирующие части или подсистемы[2]. Эксергетическая структурная схема энергоблока, по сути, эквивалентна некоему графу (Γ), в котором каждому элементу системы энергоблока $i \in I$ соответствует вершина графа, а каждой связи $j \in J$ между функционирующими частями дуга графа:

$$\Gamma = (I, J).$$

Оптимизационная модель реализована в программном комплексе «СНПП», при этом использована система построения клиентских приложений Window Presentation Foundation, языки программирования – C#, XAML и Transact-SQL. В работе применен шаблон проектирования MVC (Model-View-Controller), т.е. разделение построенной модели и представления этой модели пользователю.

Программный комплекс состоит из следующих компонентов:

1. «СНПП Optimizer» - расчетный модуль;
2. «СНПП Optimizer – Database Controller» - формирование выходных данных;
3. «СНПП Optimizer – RDS» - оптимизатор;
4. «СНПП Optimizer – GUI» - графический пользовательский интерфейс;
5. «СНПП Optimizer – Events» - обработка пользовательского ввода;
6. «СНПП Optimizer – DB» - отвечает за взаимодействие с базой данных;
7. «IAPWSL» - рассчитывает свойства воды и водяного пара

На рисунке 1 представлено взаимоотношение между компонентами программы. Функциональная составляющая каждой подпрограммы представлена ниже.

1. СНПП Optimizer. Данная программа [2] является основной в комплексе. Она предназначена для проведения распределения тепловой и электрической мощностей между энергоблоками ТЭЦ. С помощью программы можно проводить анализ режимов работы ТЭЦ и получать рекомендации по ведению наиболее экономичного режима. Для каждого энергоблока программа рассчитывает тепловую схему, материальные, энергетические и эксергетические потоки, выполняет тепловые и балансовые расчеты котла, турбины, регенеративных и сетевых подогревателей, конденсатора, технических систем, производит расчет мощности собственных нужд, определяет расход топлива. Далее вычисляется значение целевой функции для данных нагрузок энергоблоков.

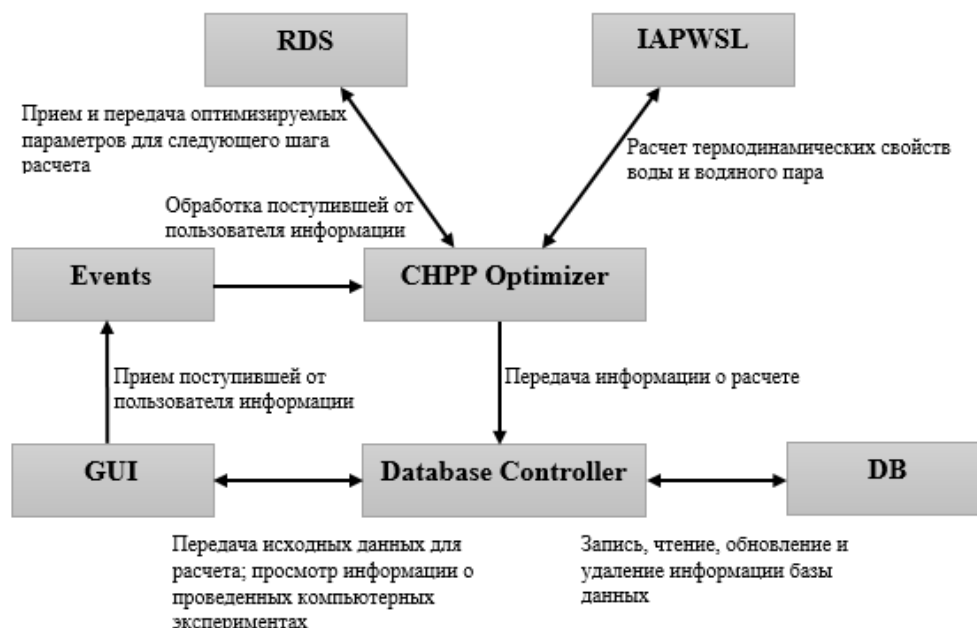


Рис. 1. Взаимоотношение между компонентами программы СНПП Optimizer

2. CHPP optimizer – Database Controller. Программа осуществляет взаимодействие между основной программой для проведения оптимизации распределения тепловой и электрической мощностей между энергоблоками ТЭЦ - CHPP optimizer и базами данных, а также отвечает за инициализацию некоторых переменных для расчета.

3. CHPP optimizer – RDS. Программа [3] является совокупностью методов, которые позволяют проводить процедуру минимизации функции цели для программы CHPP Optimizer. Минимум функции определяется методом случайного направленного поиска.

4. CHPP optimizer – GUI. Подпрограмма [4] является графическим пользовательским интерфейсом программы CHPP Optimizer (см. рисунок 2). Она позволяет задать начальные данные для расчета и просмотреть информацию по проведенным компьютерным экспериментам.

5. CHPP optimizer – Events. Программа [5] осуществляет обработку пользовательского ввода, а также процедуру подготовки компонентов программы CHPP Optimizer.

6. CHPP optimizer – DB. Программа [6] состоит из сгенерированных классов, которые позволяют взаимодействовать с базой данных. Функционал данной программы используется в программе CHPP Optimizer и CHPP Optimizer – GUI.

Данный компонент использует объектно-ориентированную технологию (ORM) доступа к данным Entity Framework 6, также есть возможность обращаться к данным используя технологию ADO.NET.

База данных состоит из двух таблиц:

- Таблица с исходной информацией для компьютерного эксперимента (идентификатор параметра, наименование параметра, номер энергоблока к которому относится параметр)
- Таблица с информацией о результатах компьютерного эксперимента (номер эксперимента, идентификатор параметра, номер энергоблока к которому относится параметр, имя параметра, его обозначение и значение).

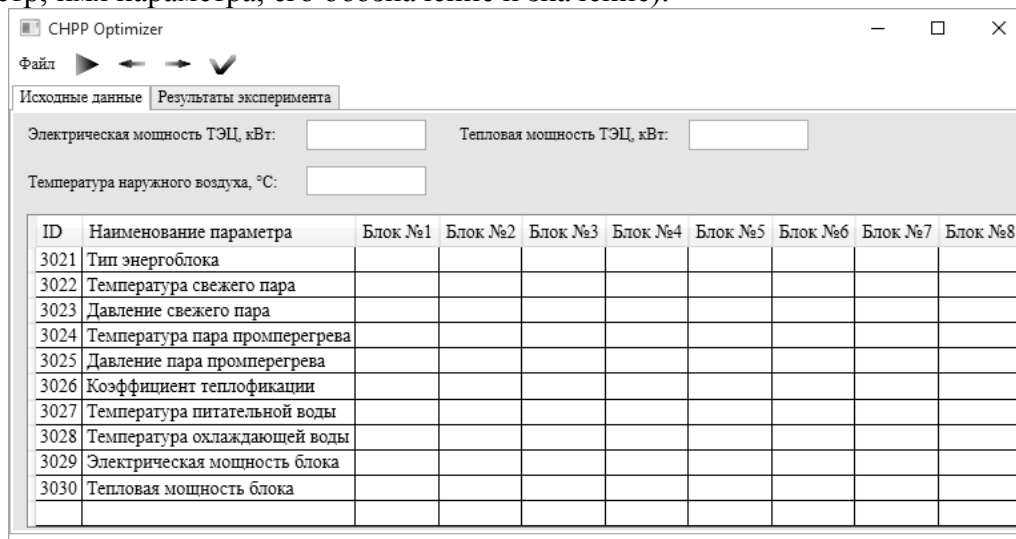


Рис. 2. Графический пользовательский интерфейс программы CHPP Optimizer

7. Подпрограмма для расчета свойств воды и водяного пара IAPWSL. Для определения свойств воды и водяного пара был разработан компонент программного комплекса IAPWSL (International Association for the Properties of Water and Steam Library). Компонент основан на материалах «Revised Release on the IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam» от 2007 года [7].

IAPWSL – является библиотекой C# кода. С помощью этой библиотеки можно быстро и просто вычислять свойства воды и водяного пара. К примеру, для вычисления термодинамических свойств пара с параметрами 540°C и давлением 13МПа достаточно создать экземпляр класса Substance и передать температуру и давление в качестве параметров:

```
Substance s = new Substance(540, 13);
```

Теперь обращаясь к свойствам объекта «s» можно получить информацию о термодинамических свойствах. Конструктор класса Substance также позволяет передавать в качестве параметров для определения термодинамических свойств следующие пары значений:

Давление –энтропия;

Давление –энтальпия;

Температура – Агрегатное состояние (Агрегатное состояние указывается для линии насыщения);

Давление – Агрегатное состояние;

Методы класса Substance отвечают за расчет термодинамических свойств, они используют различные уравнения в зависимости от того в какой диапазон попадают значения параметров, указанные в качестве начальных.

Все термодинамические свойства проверялись методами модульного тестирования [8]. Данный компонент опубликован в github репозитории под лицензией MIT и доступен для ознакомления с исходным кодом и публичного использования [9].

Для примера работы программного комплекса «CHPP Optimizer» на рисунке 3 приведены данные о расходах топлива по результатам оптимального распределения нагрузок на одной из Новосибирских ТЭЦ для 2013 года. Как видно из графика применение программного комплекса приводит к существенной экономии топлива на электростанции.

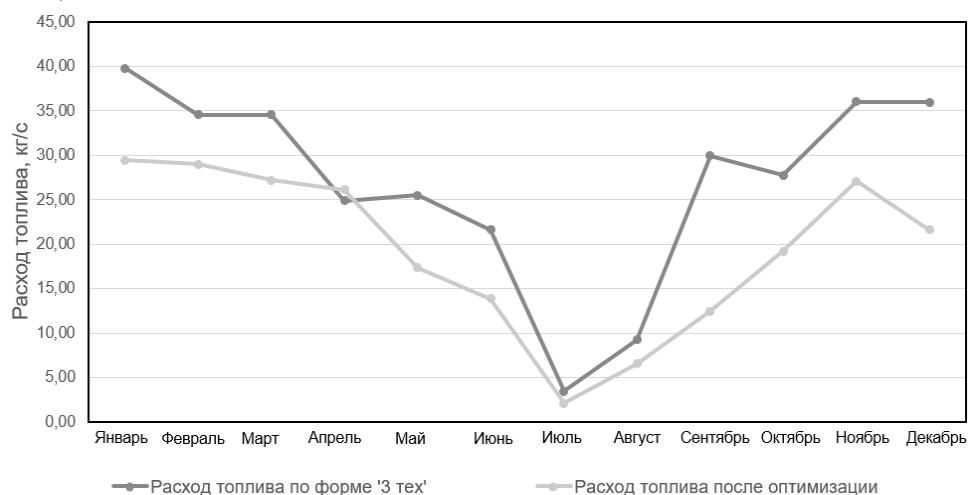


Рис. 3. Расход топлива на ТЭЦ

Выводы:

1. Представлено описание разработанного программного комплекса.
2. Приведен пример результатов работы комплекса, показано что применение программного комплекса приводит к существенной экономии топлива на электростанции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Щинников П. А. Эксергетическая оптимизация режимов ТЭЦ / П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко, С. В. Зыков // Энергетика и теплотехника: сборник научных трудов /

под ред. акад. РАН В.Е.Накорякова. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. - Вып.18. - С.110-117

2. Щинников П.А., Ноздренко Г.В. Комплексный эксергетический анализ энергоблоков ТЭС с новыми технологиями. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009. -190 с.

ТЕПЛООБМЕННЫЙ ЭЛЕМЕНТ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОГО НАГРЕВАТЕЛЯ КОМПРИМАННОГО ВОЗДУХА

Шмакова Л.А., Гильметдинова Ю.Р., Микула Е.В.

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург

Последнее время уменьшение запасов природный газ и нефть и высокая цена на эти энергоресурсы вынуждает интересоваться использованием твердых топлив в энергетике. Поэтому на базе Уральского федерального университета ведутся исследования гибридной ПГУ-ВЦГ с внешним сжиганием твердых топлив.

Высокотемпературный воздухонагреватель является ключевым элементом в схеме гибридной ПГУ-ВЦГ с внешним сжиганием топлива, в нем нагревается сжатый воздух до температуры 750-1000°C, а затем воздух направляется в камеру сгорания газовой турбины.

Давление в камере сгорания газовой турбины и в газогенераторе определяет давление нагреваемого воздуха в воздушном котле. Для современных энергетических турбин оно составляет порядка 2-3 МПа, давление дутьевого воздуха в газогенераторе 3-4 МПа.

Интенсивность теплообмена к воздуху в трубном металлическом элементе при турбулентном режиме течения описывается критериальной зависимостью [1]:

$$\overline{Nu}_{жс} = 0,021 Re_{жс}^{0,80} Pr_{жс}^{0,43} (Pr_{жс} / Pr_c)^{0,25} \quad (1)$$

Коэффициент теплоотдачи зависит от $\lambda^{0,57}$, $c_p^{0,43}$, $\mu^{-0,37}$, $d_{эк}^{-0,2}$, $w^{0,8}$, $\sim p^{0,8}$ и $\sim T^{-0,53}$.

Задавшись пределами изменения основных параметров, влияющих на теплообмен, был оценен диапазон вариации коэффициента теплоотдачи со стороны воздуха (Рис. 1. Зависимость среднего коэффициента теплоотдачи конвекцией от давления воздуха).

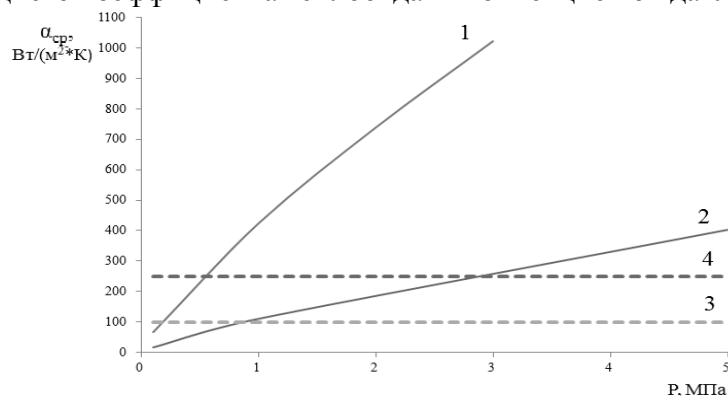


Рис. 1. Зависимость среднего коэффициента теплоотдачи конвекцией ($\alpha_{ср}$) от давления воздуха(P):

- 1 – расчет по формуле (1) для условий: $w = 25$ м/с, $t = 400^\circ\text{C}$, $d = 10$ мм; 2 – расчет по формуле (1) для условий: $w = 10$ м/с, $t = 1000^\circ\text{C}$, $d = 40$ мм; 3 – коэффициента теплоотдачи от продуктов сгорания к коридорному трубному пучку для $t = 1000^\circ\text{C}$, $w = 10$ м/с, $d = 10$ мм; 4 – эффективный коэффициент теплоотдачи $\alpha_{эф} = \alpha_{г} \cdot (For/F_{глад})$ от продуктов сгорания к шахматному мембранному трубному пучку для $t = 1000^\circ\text{C}$, $w = 10$ м/с, $d = 10$ мм

Из рисунка видно, коэффициент теплоотдачи с изменением параметров теплообмена меняется в значительных пределах, при этом диапазон расширяется с ростом давления. Между тем коэффициент теплоотдачи со стороны продуктов сгорания α_g , для поверхностей нагрева в конвективной шахте парового котла на твердом топливе, колеблется в узких пределах 50-90 Вт/(м²•К), что на порядок ниже максимально возможного уровня для коэффициента теплоотдачи со стороны воздуха $\alpha_{в} \sim 1000$ Вт/(м²•К), следовательно эффективность теплопередачи зависит от внешнего термического сопротивления (теплоотдача от газов).

Возможными способами снижения внешнего термического сопротивления могут быть оребрение (в соответствии с [4] рекомендуется использовать только продольное оребрение (мембранные трубные пучки)) и снижение диаметра труб.

Наиболее важной задачей при разработке воздушного котла является снижение затрат на дорогостоящий металл. Для решения данной проблемы была предложена конструкция биметаллической трубы с продольным оребрением (Рис. 2. Конструкция биметаллической трубы с продольным оребрением).

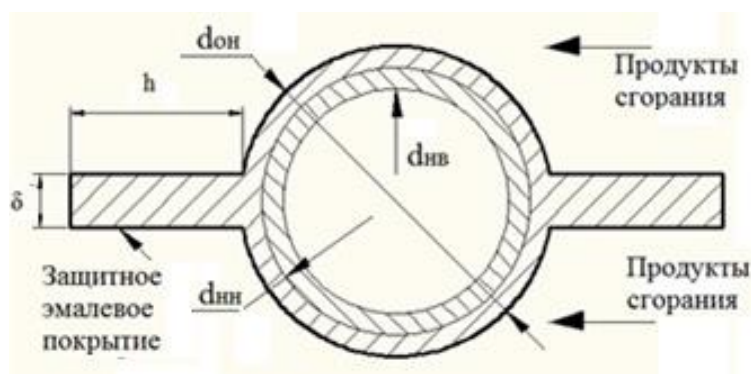


Рис. 2. Конструкция биметаллической трубы с продольным оребрением

Наружная конструкция должна обладать тремя свойствами: жаростойкость, при низких механических напряжениях; низкая стоимость (по сравнению с жаропрочным сплавом); пониженное (по сравнению с исходной гладкой трубой) термическое сопротивление теплоотдачи от продуктов сгорания.

В качестве критерия оптимизации конструкции биметаллической оребренной трубы был принят минимум удельных денежных затрат (капитальных и эксплуатационных) на передачу одного кВт теплоты:

$$\frac{z}{Q} = \frac{(z_{ж} + z_{yc})/n + z_{в} + z_{г}}{Q} \quad (2)$$

где $z_{ж}$ - капитальные затраты на жаропрочную трубу, тыс.руб.; z_{yc} - капитальные затраты на оребренную трубу из углеродной стали с жаростойким покрытием, тыс.руб.; n - срок службы теплообменного элемента (принят 12,5 лет или 100 тыс.ч); $z_{в}$ - затраты на перекачку сжатого воздуха, тыс.руб./год; $z_{г}$ - затраты на перекачку продуктов сгорания, тыс.руб./год; Q - тепловой поток передаваемый биметаллической оребренной трубой, кВт (на один погонный метр трубы).

Тепловой поток через цилиндрическую оребренную с внешней стороны стенку, рассчитывают по формуле:

$$Q_{ор} = k_{ор} * (T_{г} - T_{в}) * F_{глад} \quad (3)$$

где $T_{г}$ и $T_{в}$ - температуры продуктов сгорания и воздуха, °С; $k_{ор}$ - коэффициент теплопередачи через оребренную стенку, Вт/(м²•К); $F_{глад}$ - площадь гладкой поверхности наружной трубы, м².

Коэффициент теплопередачи через оребренную цилиндрическую стенку можно рассчитать по зависимости [2]:

$$k_{op} = \left(\frac{d_{он}}{\alpha_e d_{нв}} + \frac{d_{он}}{2\lambda_{жс}} \ln \frac{d_{нн}}{d_{нв}} + \frac{d_{он}}{2\lambda_{yc}} \ln \frac{d_{он}}{d_{нн}} + \frac{1}{\alpha_e \eta \varphi} \right)^{-1} \quad (4)$$

где α_b и α_r - коэффициенты теплоотдачи со стороны воздуха и газов, Вт/(м²•К); $\lambda_{жс}$, λ_{yc} - коэффициенты теплопроводности жаропрочного и углеродистого металла, Вт/(м•К); η - коэффициент эффективности оребрения; $\varphi = F_{op}/F_{глад}$ - коэффициент оребрения; $d_{нв}$, $d_{нн}$ и $d_{он}$ - геометрические размеры, м.

Коэффициент теплоотдачи с воздушной стороны определяется следующим образом:

$$Nu = 0,021 * Re^{0.8} * Pr^{0.38} \quad (5)$$

Коэффициент теплоотдачи с газовой стороны определяется как:

$$\alpha_r = \alpha_k + \alpha_l \quad (6)$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией α_k для шахматного пучка труб из мембранных панелей:

$$\alpha_k = 0,14 \cdot C_S \cdot C_Z \cdot \frac{\lambda}{\delta} \cdot \left(\frac{w \cdot d}{\nu} \right)^{0,7} \cdot Pr^{0,33} \quad (7)$$

Коэффициент теплоотдачи излучением α_l для шахматного пучка труб из мембранных панелей:

$$\alpha_l = 5,67 * 10^{-8} \frac{a_3 + 1}{2} a T^3 \frac{1 - \left(\frac{T_3}{T} \right)^4}{1 - \frac{T_3}{T}} \quad (8)$$

Для ребра постоянного поперечного сечения, согласно [3], коэффициент эффективности оребрения определяется по формуле:

$$\eta = \frac{th(mh)}{mh} \quad (9)$$

Параметр m рассчитывается как:

$$m = \sqrt{2 * \alpha_e / (\lambda_{yc} * \delta)} \quad (10)$$

Исходные данные для расчета по вышеизложенной методике: внутренний диаметр неоребренной трубы – $d_{нв} = 21$ мм; наружный диаметр неоребренной трубы – $d_{нн} = 25$ мм; наружный диаметр оребренной трубы – $d_{он} = 29$ мм; температура горячей среды - $T_r = 1000$ °С, холодной - $T_b = 300$ °С; коэффициент теплопроводности жаропрочного металла - $\lambda_{жс} = 15,6$ Вт/м•К, углеродистой стали - $\lambda_{yc} = 43,3$ Вт/м•К; стоимость жаропрочного металла $C_{жс} = 3000$ тыс.руб/т, углеродистого метал - $C_{yc} = 50$ тыс. руб/т.

В расчете варьировались:

- Высота ребра (h), при этом с ростом h увеличивались капитальные затраты на оребренную трубу из углеродной стали с жаростойким покрытием (Z_{yc}) и затраты на перекачку продуктов сгорания (Z_r).
- Скорость воздуха (w), при этом с ростом w увеличивался тепловой поток Q и возрастали затраты на перекачку сжатого воздуха (Z_b).

В результате расчетов получены зависимости удельных денежных затрат, которые имеют экстремум в зависимости от h и от скорости воздуха (Рис. 2-4.).

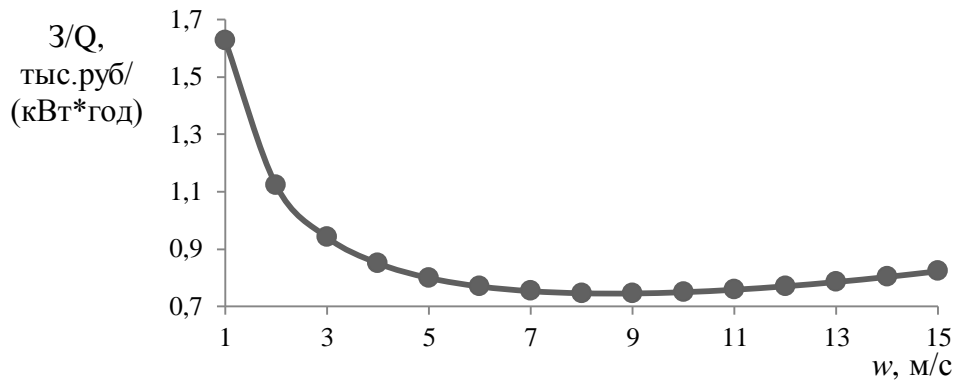


Рис. 2. Зависимость удельных денежных затрат для гладкой трубы ($d_{\text{нн}}/d_{\text{нв}}=25\text{мм}/21\text{мм}$) от скорости воздуха

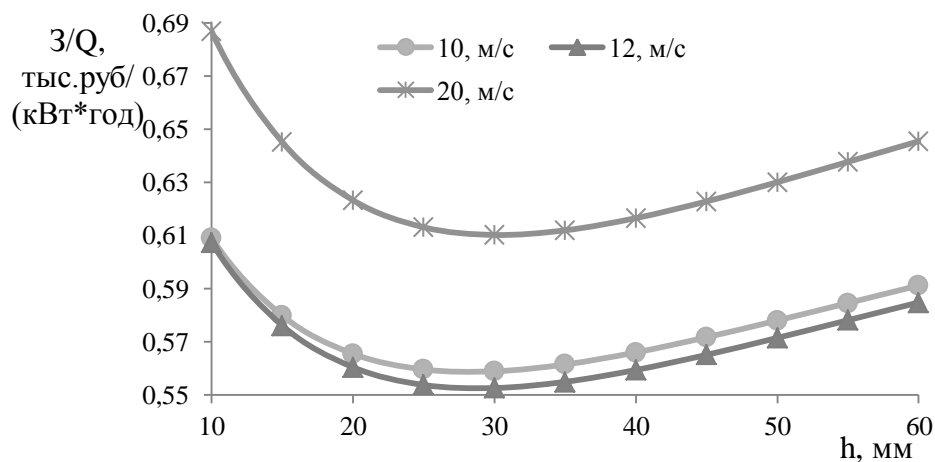


Рис. 3. Зависимость удельных денежных затрат для биметаллической трубы с продольным оребрением от высоты ребра (h)

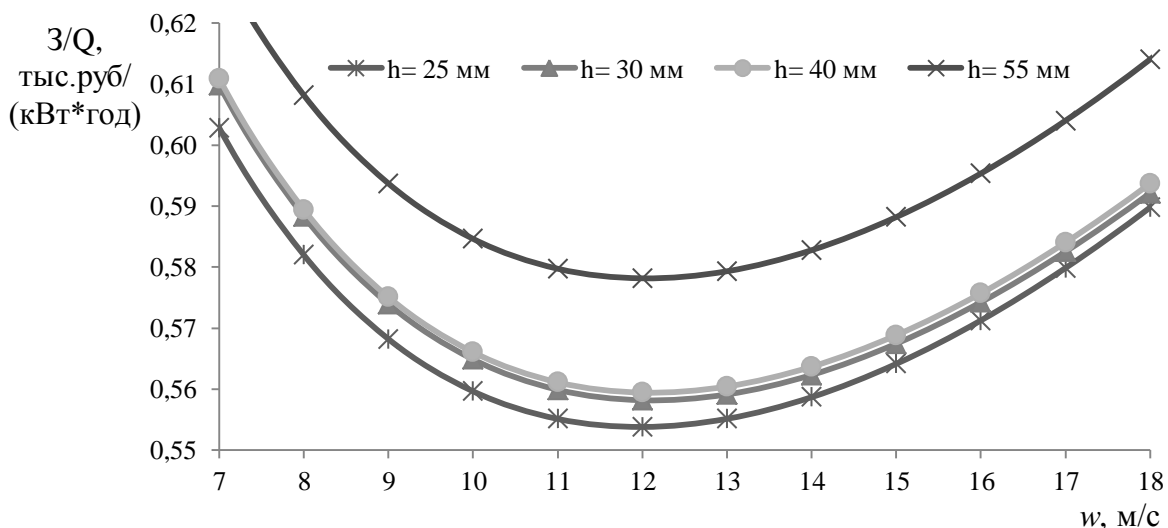


Рис. 4. Зависимость удельных денежных затрат для биметаллической трубы с продольным оребрением от скорости воздуха

Из Рис.3. видно, что минимальные удельные денежные затраты для биметаллической трубы с продольным оребрением достигаются при высоте ребра – 25мм и составляют 0,55 тыс.руб./(кВт•год), что почти в 1,5 раза ниже, чем для гладкой трубы (Рис.2). Для достижения минимума удельных денежных затраты скорость воздуха должна быть – 12 м/с (Рис.4).

Исследование выполнено в Уральском федеральном университете за счет гранта Российского научного фонда (проект №14-19-00524).

ЛИТЕРАТУРА

1. Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача. М.: Энергоиздат, 1981.
2. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). СПб.: изд-во НПО ЦКТИ, 1998. 255 с.
3. Д. Керн, А. Краус и др. Развитые поверхности теплообмена. М.: изд-во Энергия, 1977. 78-80 с.
4. Combustion 2000: Final Technical Report / United Technologies Research center. – Connecticut. 2001. – 928 p.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДВУХТОПЛИВНОЙ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ ПРИ КОЭФФИЦИЕНТЕ БИНАРНОСТИ МЕНЬШЕ ЕДИНИЦЫ

Кругбелый В.А., Белявская П.В., Зуева А.А.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

Повышение эффективности топливоиспользования в энергетических установках – это актуальная задача.[1-3] Одним из путей повышения эффективности в области генерации энергии является применение ПГУ с коэффициентом бинарности меньше единицы, что позволяет использовать в парогазовом цикле уголь с наиболее высоким КПД. В этом случае уголь сжигают для генерации пара высоких параметров, а сжигание газа применяют для нагрева воздуха в газотурбиной установке. [4].

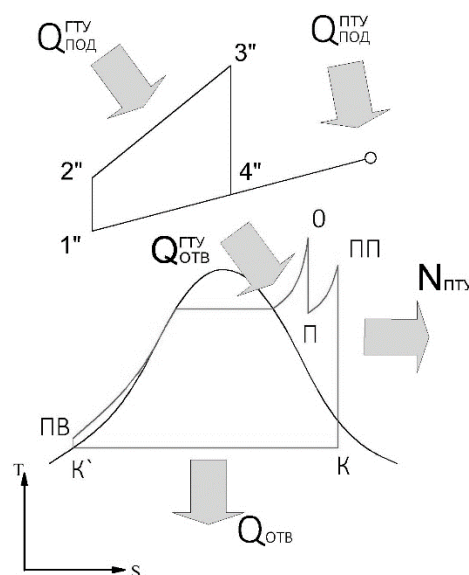


Рис. 1. Термодинамическая диаграмма парогазовой энергетической установки с дожиганием топлива и коэффициентом бинарности меньше единицы

Коэффициент бинарности определяют как:

$$\gamma = \frac{Q_{\text{ПОД}}^{\text{ГТУ}}}{Q_{\text{ПОД}}^{\text{ГТУ}} + Q_{\text{ПОД}}^{\text{ПГУ}}},$$

где $Q_{\text{ПОД}}^{\text{ГТУ}}$, $Q_{\text{ПОД}}^{\text{ПГУ}}$ - подводимая к парогазовой установке (ПГУ) энергия в камеру сгорания газовой турбины и в паровой котел соответственно МВт.

Этот показатель (γ) характеризует то количество энергии, которое подведено к установке через газотурбинную ее часть по отношению к полной подведенной энергии.

В паровом котле при генерации пара высоких параметров может использоваться любой вид топлива (в отличие от камеры сгорания газовой турбины, где необходим газ), в этом случае уголь вовлекается в технологию комбинированного цикла с эффективностью использования недостижимой в других технологиях генерации энергии, характерных для данного вида топлива.

Термодинамическая особенность комбинированного цикла с бинарностью меньше единицы заключается в следующем. Подвод энергии осуществляют в двух местах (рис.1) через камеру сгорания газовой турбины ($Q_{\text{ПОД}}^{\text{ГТУ}}$) для обеспечения работы в газотурбинной части (1'' - 2'' - 3'' - 4'' - 1'', рис.1-а) цикла. Отработавший в газовой турбине тепловой поток ($Q_{\text{ОТВ}}^{\text{ГТУ}}$) также передается в пароводяной (паросиловой) контур комбинированного цикла через котел-утилизатор. В этом случае газы, отработавшие в газовой турбине, делятся на две части. Большую часть направляют в котел – утилизатор, а меньшую – в паровой энергетический котел. Полезную продукцию в виде электроэнергии получают как в газотурбинной установке, так и в паротурбинной (паросиловой) частях комбинированного цикла.

Теплота (энергия) подводимая к парогазовой установке ($Q_{\text{ПОД}}^{\text{ГТУ}}$) обеспечивается сжиганием топлива и определяется по выражениям:

$$\begin{cases} Q_{\text{ПОД}}^{\text{ГТУ}} = B_{\text{ГТУ}} \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{P}}(\text{ГТУ}); \\ Q_{\text{ПОД}}^{\text{ПГУ}} = B_{\text{ПГУ}} \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{P}}(\text{ПГУ}); \\ Q_{\text{ПОД}}^{\text{ПГУ}} = Q_{\text{ПОД}}^{\text{ГТУ}} + Q_{\text{ПОД}}^{\text{ПГУ}}. \end{cases}$$

В этих выражениях B и $Q_{\text{Н}}^{\text{P}}$ – расход (кг/с; м³/с) и низшая теплота сгорания (МДж/кг; МДж/м³) топлива, вводимого в ГТУ и ПГУ соответственно. В случае, когда топливом для газовой турбины и энергетического котла является газ с одной теплотой сгорания ($Q_{\text{Н}}^{\text{P}}(\text{ГТУ}) = Q_{\text{Н}}^{\text{P}}(\text{ПГУ})$) выражение для определения коэффициента бинарности примет вид:

$$\gamma = \frac{B_{\text{ГТУ}}}{B_{\text{ГТУ}} + B_{\text{ПГУ}}}.$$

Очевидно, что бинарность меньше единицы ($\gamma < 1$) обеспечивается сжиганием дополнительного по отношению к камере сгорания газовой турбины топлива в паровом котле. Такие установки принято называть парогазовыми установками с дожиганием топлива, а в том случае, когда в качестве топлива используют газ в камере сгорания газовой турбины и уголь в паровом котле – двухтопливными.

При коэффициенте бинарности ($\gamma = 0,44$) КПД – нетто ПГУ обеспечивается на уровне 46,5 %. При этом КПД – нетто паротурбинной установки увеличивается (по сравнению с $\gamma = 1$) до ~ 34% т.е. в 2,4 - 2,5 раза. Это обусловлено высокими параметрами пара, которые обеспечивает сжигание угля в паровом котле.

Таблица 1. Сравнение расходов топлива для ПГУ с разными коэффициентами бинарности

Наименование показателя	ПГУ	
	$\gamma = 1$	$\gamma = 0,44$
Удельный расход условного топлива, кг.у.т./кВт·ч	0,264	0,264
Расход натурального топлива:		
газ, тыс. м ³ /ч	76,8	33,6
уголь, т/ч	-	71,2
Годовой расход натурального топлива при 7000 часов использования установленной мощности:		
газ, млн. м ³	537	235
уголь, тыс.т	-	498
Стоимость топлива *, млн.руб.	2953	2412

*при цене на газ 5500 руб/тыс. м³ и уголь 2250 руб/т.

Несложные расчеты расходов топлива (табл.1) ПГУ без дожига (γ=1) и с дожигом (γ = 0,44) при сопоставимых условиях показывают, что ПГУ с дожигом 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 топлива. Следует отметить, что сопоставимые условия в данном случае не учитывают техническую возможность создания ПГУ с коэффициентом бинарности $\gamma = 1$ с более высоким КПД.

Применение дожига топлива в паровом энергетическом котле при сохранении парогазовой схемы установки может обеспечить увеличение КПД паротурбинной части в 1,4 раза при сохранении неизменным КПД ПГУ в целом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Томилов В.Г. и др. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. – 528с.
2. Щинников П.А. Перспективные ТЭС. Особенности и результаты исследования. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 284с.
3. П. А. Щинников, Г. В. Ноздренко, О. К. Григорьева, О. В. Боруш. Перспективы применения ПГУ в сибирской энергетике при различных сценариях развития топливно-энергетического баланса. Проблемы энергетики, 2009. – №5-6. – С.37...42.
4. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Ловцов А.А. Эффективность реконструкции пылеугольных паротурбинных ТЭС в парогазовые путем газотурбинной надстройки и исследование показателей их функционирования. – Новосибирск: Наука, 2002. – 95с.

Нейман Л.А., Обухов К.А.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск,

Электромеханические колебательные ударные системы, использующие электромагнитный привод возвратно-поступательного движения, применяются в промышленности для обеспечения различных технологических процессов и производств [1].

Перспективным направлением исследований в данной области является совершенствование машин и механизмов с повышенной энергией удара на базе электромагнитного привода колебательного движения, для которого частота ударных импульсов сил равна или кратна частоте питающего источника [2 – 5].

Эффективность работы подобных электроприводов возможно только при условии рационального выбора взаимосвязанных параметров электрической, магнитной и механической подсистем, для анализа работы которых еще на стадии проектирования возникает необходимость в проведении динамического расчета с последующей корректировкой параметров.

Существующие в настоящее время рекомендации и методики для проектирования подобных систем основаны в своем большинстве на статических подходах, что ограничивает возможности анализа рабочих процессов электромеханических колебательных систем, работающих в переходных и квазиустановившихся режимах.

Целью работы является разработка математической модели динамического состояния двухкатушечной синхронной электромагнитной машины ударного действия с пружинным реверсом бойка, обеспечивающей возможности в проведении всестороннего анализа взаимосвязанных электромеханических процессов в переходных и квазиустановившихся режимах работы.

В качестве объекта исследований рассматривается конструкция электромагнитного ударного узла двухкатушечной синхронной электромагнитной машины ударного действия (рис. 1), содержащего катушки прямого 1 и обратного 2 хода, размещенные внутри магнитопровода 3 и обеспечивающие поочередно разгон ударной массы бойка 4 электромагнитными силами в прямом и обратном направлении. Боек 4, совершая возвратно-поступательные движения, поочередно взаимодействует с буферной пружиной 5, осуществляющей его остановку и реверс, и рабочим инструментом 6, взаимодействующим с деформируемой средой 7. Устойчивая связь электромагнитного ударного узла с рабочим инструментом и с деформируемой средой обеспечивается усилием нажатия F_H . Реализация рабочего цикла осуществляется при постоянном воздействии электромагнитных сил катушек, получающих питание от однофазного источника напряжения по однополупериодной схеме выпрямления.

Работа ударного узла осуществляется при условии полной синхронизации работы механической подсистемы с импульсами напряжения, поочередно подаваемыми на обмотки катушек [6 – 12].

Механическая колебательная система имеет в своем составе традиционные массоинерционные, упругие и диссипативные звенья, которые в разной степени по времени взаимодействующие или только частично вступающие в контакт между собой в процессе движения, что определенным образом связано с процессами рассеяния энергии, как за счет собственных деформирующих свойств упругих связей и сил сухого трения, так и за счет изменения физических свойств конструкционных материалов в процессе соударений.

Механическая и магнитная подсистемы связаны функциональной зависимостью электромагнитного усилия $f_{эм1} = f(i_1, x_1)$ и $f_{эм2} = f(i_2, x_1)$ от величины

протекающего по обмотке тока i_1, i_2 и координаты положения бойка x_1 , а электрическая и магнитная подсистемы – функциональной зависимостью величины потокосцепления $\Psi_1 = f(i_1, x_1)$ и $\Psi_2 = f(i_2, x_1)$.

Связь электрической и магнитной подсистем описывается уравнением электрического равновесия

$$u_1(t) = i_1 r_1 + \frac{d\Psi_1(i_1, x_1)}{dt}, \quad (1)$$

$$u_2(t) = i_2 r_2 + \frac{d\Psi_2(i_2, x_1)}{dt}, \quad (2)$$

где $u_1(t)$ и $u_2(t)$ – напряжение на обмотке первой и второй катушки; r_1, r_2 – активное сопротивление обмотки первой и второй катушки.

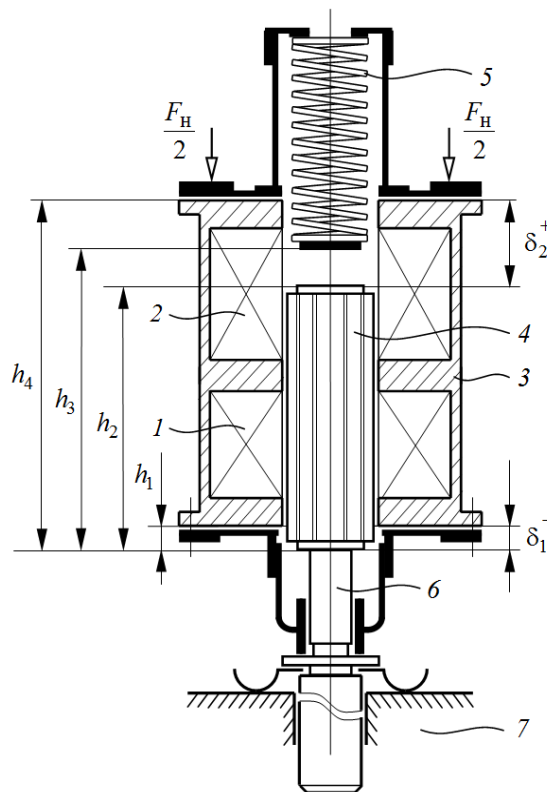


Рис. 1. Электромагнитный ударный узел

Уравнения движения механической системы получим на основании уравнения Лагранжа второго рода:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial T}{\partial \dot{x}_i} \right) - \frac{\partial T}{\partial x_i} = \frac{\partial \Pi}{\partial x_i} - \frac{\partial \Phi}{\partial \dot{x}_i} + Q_i, \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad (3)$$

где T – кинетическая энергия системы; Π – потенциальная энергия системы; Φ – диссипативная функция системы (функция Релея); Q_i – обобщенные силы внешних воздействий, соответствующие i -й обобщенной координате.

Используя уравнения (1) – (3), предварительно получив частные производные от кинетической, потенциальной энергий и диссипативной функции Релея, а также производные по времени, учитывая внешние периодические силы и силы трения,

получен математическая модель динамического состояния электромеханической колебательной системы электромагнитного ударного узла двухкатушечной синхронной электромагнитной машины ударного действия.

Решение математической модели динамики ударного узла связано с совместным интегрированием уравнений электрического равновесия и уравнений движения.

Построение структурной модели динамики ударного узла и разработка алгоритма расчета производились в соответствии с имеющимися рекомендациями [3]. Решение полевой части задачи выполнялось при использовании стандартной программы конечно-элементного моделирования магнитного поля [4], с помощью которой определялся массив значений опорных точек статических параметров потокоцепления $\Psi_1 = f(i_1, x_1)$ и $\Psi_2 = f(i_2, x_1)$ и электромагнитного усилия $f_{ЭМ1} = f(i_1, x_1)$ и $f_{ЭМ2} = f(i_2, x_1)$.

Составляющие тока потерь $i_{П1}$ и $i_{П2}$ учтены в соответствии с рекомендациями [5].

Реализация математической модели выполнялась методами и средствами структурного моделирования в Matlab Simulink.

Результаты моделирования в виде временных диаграмм процесса включения варианта двухкатушечного ударного узла с пружинным реверсом бойка представлены на рис. 2.

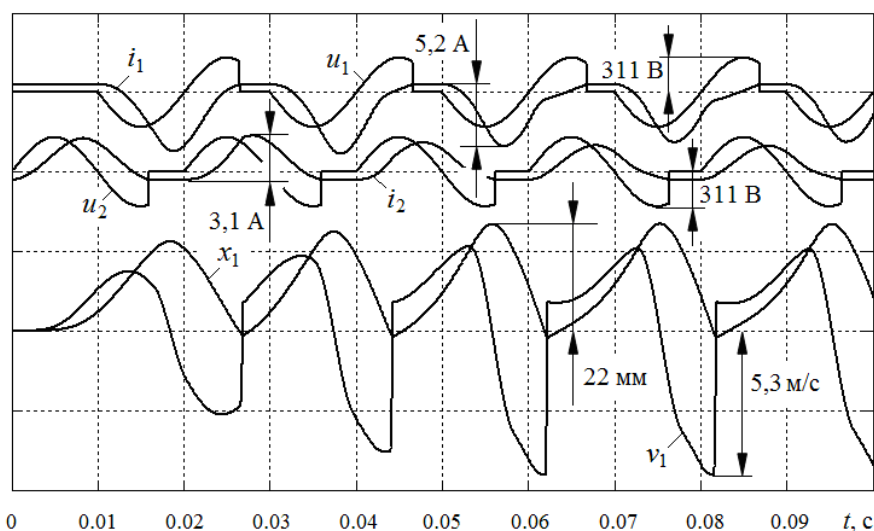


Рис. 2. Временные диаграммы процесса включения ударного узла

Выводы:

Разработана математическая модель динамического состояния двухкатушечной синхронной машины ударного действия с пружинным реверсом бойка, обеспечивающая широкие возможности для всестороннего анализа взаимосвязанных электромеханических процессов при возбуждении периодических ударных импульсов сил и взаимодействии с деформируемой средой.

Особенностью модели является возможность учета большого числа взаимосвязанных факторов, обусловленных скоростью движения бойка и частотой ударных импульсов сил, степенью подвижности инерционных масс и свойствами упругих связей механической системы, а также нелинейностью характеристик магнитных материалов, сопровождаемые различного рода потерями энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нейман Л.А. Низкочастотные ударные электромагнитные машины и технологии / Нейман Л.А., Нейман В.Ю. // Актуальные проблемы в машиностроении. – 2014. – №1. – С. 256–259.
2. Саттаров Р.Р. Периодические режимы в электромагнитных вибрационных преобразователях / Р.Р. Сатаров, Ф.Р. Исмагилов // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2010. – Т. 14. – № 1 (36). – С. 50-55.
3. Патент РФ № 2508980 B25D 13/00 Синхронная электромагнитная машина ударного действия / Л.А. Нейман, В.Ю. Нейман, Е.Ю. Артебякина, НГТУ. – Заявка № 2012121695/02; завл. 25.05.2012; опубл. 27.11.2013 Бюл. № 33.
4. Патент РФ № 2491701 H02K 33/12, B25D 13/00. Синхронный электромагнитный ударный механизм / Л.А. Нейман, В.Ю. Нейман, А.А. Скотников. НГТУ. – Заявка № 2011149247/07; завл. 02.12.2011; опубл. 10.06.2013, Бюлл. № 16. Дополнительно: приоритет от 02.12.2011; опубл. 27.08.2013 Бюлл. № 24 (патент).
5. Нейман Л.А. Синхронный электромагнитный механизм для виброударного технологического оборудования / Л.А. Нейман // Справочник. Инженерный журнал с приложением. 2014. № 6 (207). С. 17-19.
6. Нейман Л.А. Решение задачи учета нелинейных свойств динамической модели электромагнитного привода / Л.А. Нейман, А.С. Шабанов, В.Ю. Нейман // Теория и практика современной науки: материалы XIX Международной научно-практической конференции. НИИЦ «Институт стратегических исследований». – Москва, 2015. – С. 58–63.
7. Нейман Л.А. Динамическая модель электромагнитного привода колебательного движения для систем генерирования низкочастотных вибраций / Л.А. Нейман, В.Ю. Нейман // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2015. – № 3 (28). – С. 75–87.
8. Нейман Л.А. Моделирование процессов в электромагнитном вибрационном преобразователе с потерями энергии в магнитопроводе / Л.А. Нейман, В.Ю. Нейман // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2016. – Т. 19. – № 1. – С. 73–78.
9. Нейман Л. А. Рабочий цикл двухкатушечной синхронной электромагнитной машины со свободным выбегом бойка / Л. А. Нейман, В. Ю. Нейман // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2013. – № 6. – С. – 48 – 52.
10. Нейман Л.А. Новый рабочий цикл двухкатушечной синхронной электромагнитной машины с инерционным реверсом бойка / Л.А. Нейман, В.Ю. Нейман // Вестник Южно-Уральского государственного энергетического университета. – 2016. – Т. 6. – № 2. – С. 72 – 78.
11. L.A. Neyman A simplified calculation of the intermittent periodic operating regime of an electromagnetic impact drive / Neyman L.A., Neyman V. Yu., Shabanov A.S. // Russian Electrical Engineering. – 2014. – Т. 85. – № 12. –С. 757–760.
12. Нейман Л.А. Моделирование процессов в электромагнитном вибрационном преобразователе с потерями энергии в магнитопроводе / Л.А. Нейман, В.Ю. Нейман // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2016. – Т. 19. – № 1. – С. 73–78.
13. Нейман Л.А. Новые конструктивные решения проблемы точной синхронизации возвратно-поступательного движения бойка неуправляемой электромагнитной машины ударного действия / Л.А. Нейман, В.Ю. Нейман // Актуальные проблемы в машиностроении. – 2015. – № 2. – С. 280–285.
14. Нейман Л.А. Линейные синхронные электромагнитные машины для низкочастотных ударных технологий / Л.А. Нейман, В.Ю. Нейман // Электротехника, 2014. № 12. С. 45 – 50
15. Neyman L.A. Electromagnetic motor heating transient analysis / L.A. Neyman, V.Yu. Neyman // British Journal of Science, Education and Culture. – 2014. – № 2 (6). – P. 58 – 64.

**РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ СВЯЗЕЙ В РАСЩЕПЛЕННОЙ ФАЗЕ
САМОКОМПЕНСИРОВАННОЙ РАЗОМКНУТОЙ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ**

Пронищев А.В., Шишков Е.М.

Самарский государственный технический университет, г. Самара

ВВЕДЕНИЕ

Установки продольной компенсации являются неотъемлемым элементов сверхдальних передач переменного тока [1]. Одним из способов достижения цели продольной компенсации – уменьшения продольной индуктивности воздушной линии (ВЛ) – является настройка линии на резонанс напряжений или резонанс токов. Эта идея была предложена в работах И.И. Соловьёва и А.А. Вульфа [2] в первой половине XX века. Позднее, профессором Н.Ф. Ракушевым в работе [3] был предложен способ реализации данной идеи – разомкнутая линия электропередачи, каждая фаза которой состоит из двух изолированных друг от друга проводников, один из которых (прямая составляющая) подключен к шинам передающей подстанции, а второй (встречная составляющая) – к шинам приёмной.

В работе [4] авторами предложена усовершенствованная конструкция разомкнутой ВЛ, выполненная по принципу расщепления фазы. В такой линии прямая и встречная составляющая расщеплённой фазы подвешены на одной траверсе и отделены друг от друга диэлектрическими распорками. При этом на одной опоре могут располагаться все три фазы разомкнутой ВЛ. В работе [5] авторами предложена математическая модель в фазных координатах, учитывающая принципиальную несимметрию разомкнутой ВЛ, как трёхфазной системы, а в работе [6] – способ реализации этой модели в виде методик расчёта установившегося режима линии. В работе [7] проведено определение действительных границ применимости предложенной в [4] конструкции разомкнутой ВЛ.

Целью данного исследования является определение значений взаимной емкости, образующейся между составляющими расщепленной фазы.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для расчета емкости каждой емкостной связи расщепленной фазы разомкнутых линий электропередачи используются методы математического моделирования в среде Elcut с помощью встроенного модуля «Мастер емкостей».

Таблица 1. Исходные данные анализируемых конструкций

Класс напряжения (кВ)	500	750	1150
Марка провода в фазе	АС-700/86	АС-500/64	АС-330/43
Диаметр провода (см)	3,62	3,06	2,52

Конфигурации проводов, используемые в расчетах представлены в табл. 1.

Для каждого из анализируемых вариантов (Рис. 1) определялась емкость, образующаяся между прямой и встречной составляющей расщепленной фазы.

Получены картины напряженности электрического поля для трех вариантов количества составляющих расщепленной фазы (Рис. 2).

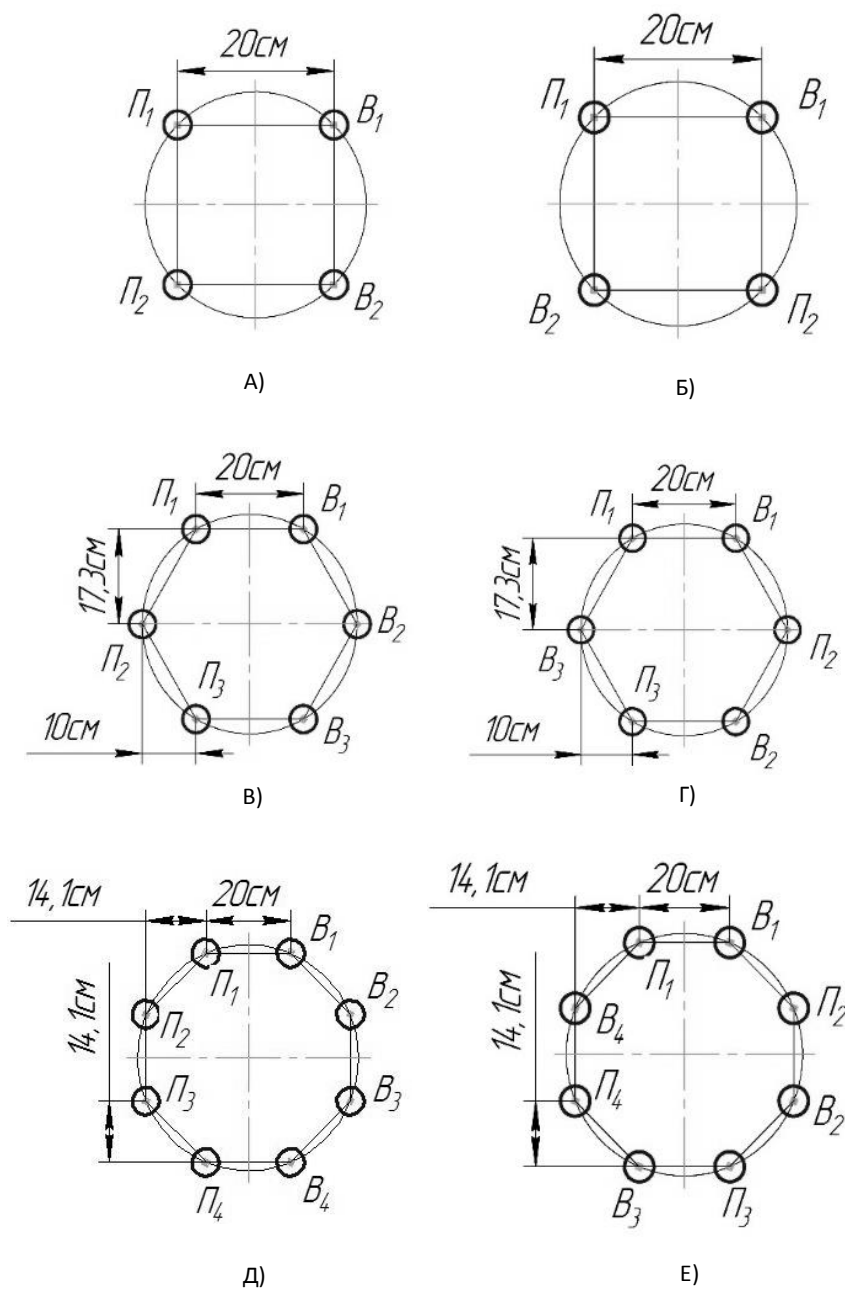


Рис. 1. Варианты расщепления фазы разомкнутой ВЛ

РЕЗУЛЬТАТЫ

Таблица 2. Четыре составляющих расщепленной фазы

Класс напряжения		500 кВ		750 кВ		1150 кВ	
Схема фазы		А	Б	А	Б	А	Б
П ₁ -В ₁	Емкость связи, нФ/км	12,0484	12,0484	11,1616	11,1616	10,2989	10,2989

П ₁ -В ₂		10,3636	12,0484	9,71677	11,1616	9,06951	10,2989
--------------------------------	--	---------	---------	---------	---------	---------	---------

Таблица 3. Шесть составляющих расщепленной фазы

Класс напряжения		500 кВ		750 кВ		1150 кВ	
Схема фазы		В	Г	В	Г	В	Г
П ₁ -В ₁	Емкость связи, нФ/км	12,0484	12,0484	11,1616	11,1616	10,2989	10,2989
П ₁ -В ₂		9,59356	9,11775	9,04266	8,6219	8,48446	8,11565
П ₁ -В ₃		9,11775	12,0484	8,6219	11,1616	8,11565	10,2989

Таблица 4. Восемь составляющих расщепленной фазы

Класс напряжения		500 кВ		750 кВ		1150 кВ	
Схема фазы		Д	Е	Д	Е	Д	Е
П ₁ -В ₁	Емкость связи, нФ/км	12,0484	12,0484	11,1616	11,1616	10,2989	10,2989
П ₁ -В ₂		9,37272	8,56646	8,84777	8,1304	8,31398	7,68133
П ₁ -В ₃		8,56646	8,56646	8,1304	8,1304	7,68133	7,68133
П ₁ -В ₄		8,35491	12,0484	7,94067	11,1616	7,51268	10,2989

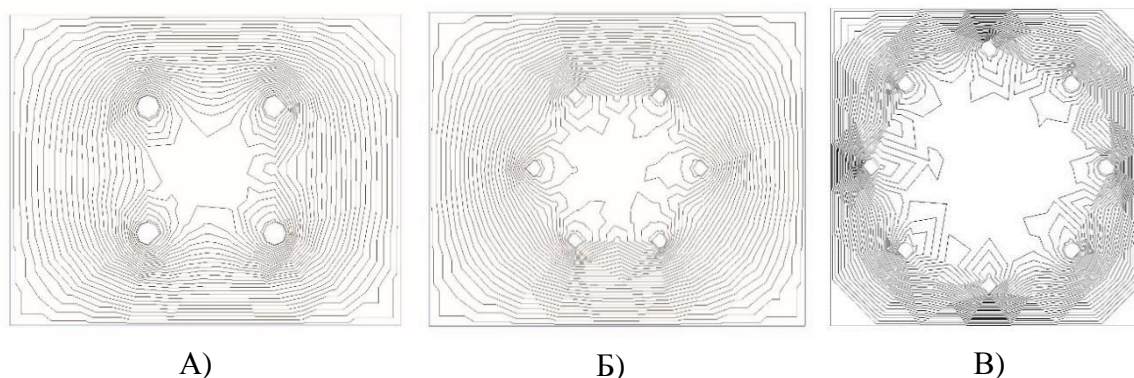


Рис. 2. Картины напряженностей электрического поля для трех вариантов количества составляющих расщепленной фазы:

а) четырех составляющих; б) шести составляющих; в) восьми составляющих

ВЫВОДЫ

В работе проведен расчет значений емкости между фазными проводниками разомкнутой воздушной линии электропередачи для различных конфигураций расщепленной фазы и трёх классов напряжений. Значение емкости напрямую зависит от расстояния между составляющими расщепленной фазы, а также количества и расположения составляющих расщепленной фазы.

Внутрифазная продольная ёмкость разомкнутой линии определяется числом взаимных емкостных связей между составляющими расщеплённой фазы, образующимися прямыми и встречными проводниками. С увеличением количества составляющих расщепленной фазы продольная емкость увеличивается. При чередовании прямых и встречных составляющих расщепленной фазы наблюдается увеличение продольной емкости. Вследствие этого при проектировании разомкнутых линий следует уменьшать сечение одиночной составляющей расщеплённой фазы и увеличивать число самих составляющих.

Значения емкостей, рассчитанных в данной работе, полностью соответствуют результатам по определению оптимальной конфигурации расщепленной фазы самокомпенсированных разомкнутых линий электропередачи, полученным авторами в работе [7].

ЛИТЕРАТУРА

1. Готман В.И., Глазачев А.В., Бацева Н.В. Продольная компенсация дальних электропередач с промежуточными системами // Известия Томского политехнического университета. Т. 319, №4, 2011, С. 68-75.
2. Вульф А. А. Проблема передачи электрической энергии на сверхдальние расстояния по компенсированным линиям. – М.: Госэнергоиздат, 1945. – 83 с.
3. Ракушев Н.Ф. Сверхдальняя передача энергии переменным током по разомкнутым линиям. М.: Госэнергоиздат, 1957. – 160 с.
4. Пат. 130458 РФ, МПК8 Н 02 J 3/20. Разомкнутая трёхфазная воздушная линия электропередачи переменного тока / В.Г. Гольдштейн, Е.М. Шишков; ФГБОУ "Самарский государственный технический университет". № 2013103649/07; заявл. 28.01.2013; опубл. 20.07.2013, Бюл. №20.
5. Шишков Е.М., Гольдштейн В.Г., Кривихин И.Н. Математическая модель самокомпенсированной воздушной линии электропередачи. // Сборник докладов VI Международной научно-технической конференции "Электроэнергетика глазами молодежи". – Иваново. – 2015. – С. 620-623.
6. E. Shishkov, V. Goldstein, I. Krivihin, "Open Overhead Transmission Lines", Applied Mechanics and Materials, Vol. 792, pp. 293-299, 2015.
7. Проничев А.В., Кривихин И.Н., Шишков Е.М., Гольдштейн В.Г. Определение оптимальной конфигурации расщепленной фазы для самокомпенсированных разомкнутых линий электропередачи // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VII Международной научно-технической конференции, 19 – 23 сентября 2016, Казань. – В 3 т. Т 1. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – С. 198-201.

СОПОСТАВЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЕЙ РАЗНЫХ ВАРИАНТОВ ПРИТОЧНО-ВЫТЯЖНОЙ СИСТЕМЫ ВЕНТИЛЯЦИИ

Бойко Е. А., Ильин А. С.

Политехнический институт СФУ, г. Красноярск

Рассматривается методика, позволяющая сравнивать приточно-вытяжные системы вентиляции по энергетической и экономической эффективности.

Ключевые слова: методика, эффективность, вентиляция.

В современных общественных и производственных зданиях расход тепла на вентиляцию нередко составляет 60-80 % [1] от общего расхода тепла на все

инженерные системы [2]. С ростом требований к теплотерям через ограждающие конструкции, требования к теплотерям, связанным с нагревом приточного воздуха, не ужесточаются, что приводит к существенному перераспределению структуры теплопотребления здания. Поэтому приоритетным направлением по повышению энергетической эффективности зданий и сооружений являются мероприятия, связанные со снижением расхода энергии, затрачиваемой на нагрев приточного воздуха, что особенно актуально для районов с длительным отопительным периодом (например, для Красноярского края количество дней отопительного периода составляет 233 [3]).

Количество тепловой энергии, используемой на нагрев холодного воздуха, напрямую зависит от варианта исполнения приточно-вытяжной системы вентиляции. На примере типового этажа площадью 1600 м² торгово-офисного здания в г. Красноярске сравниваются три системы вентиляции [2]:

1. приточно-вытяжная с рекуперацией тепла;
2. приточно-вытяжная с рециркуляцией воздуха;
3. приточно-вытяжная с рекуперацией тепла и рециркуляцией воздуха.

Энергетическая эффективность всех вариантов систем вентиляции определяется с учетом температур наружного воздуха t_n^i , длящихся период времени τ^i в течение года [4]. Общая формула для определения затрат теплоты на нагрев наружного воздуха, кВт·ч имеет следующий вид:

$$Q^i = V\rho c(t_{\text{пр}} - t_n^i)(1 - \eta)\tau^i, \quad (1)$$

где V – расход холодного приточного воздуха, м³/ч;

ρ – плотность воздуха, кг/м³;

c – удельная теплоемкость воздуха, кДж/(кг·К);

$t_{\text{пр}}$ – температура нагретого приточного воздуха (принимается в расчетах 20 °С);

t_n^i – температура наружного воздуха, °С [4];

η – эффективность вентиляционной установки с рекуперацией тепла;

τ^i – продолжительность повторяемости температуры наружного воздуха t_n^i в течение года, час [4].

Годовые затраты тепла, кВт·ч/год:

$$Q = \sum Q^i. \quad (2)$$

Отличие энергетического эффекта разных вариантов систем вентиляции обусловлено наличием или отсутствием рекуперации тепла, учитываемой в формуле коэффициентом η , и расходом холодного приточного воздуха V , который может быть определен двумя способами [6]:

1. на основе удельных норм воздухообмена;
2. на основе расчета воздухообмена, необходимого для обеспечения допустимых концентраций загрязняющих веществ.

Для варианта приточно-вытяжных систем вентиляции только с рекуперацией тепла расход приточного воздуха рассчитывается на основе удельных норм воздухообмена. В случае применения рециркуляции воздуха и автоматизации системы вентиляции, количество холодного приточного воздуха определяется из условия поддержания необходимого уровня чистоты вытяжного воздуха. Основным критерием качества воздуха является концентрация CO₂. Необходимый расход свежего приточного воздуха, м³/ч [5]:

$$V = \frac{G_q n_q}{\text{ПДК}_{\text{CO}_2} - c_{\text{пр}}} + V_{\text{выт}}, \quad (3)$$

где G_q – вредные выделения в помещении от людей (принимается в расчетах 24 л/ч) [5];

n_q – количество человек в помещении;

$ПДК_{CO_2}$ – предельно допустимая концентрация CO_2 , соответствующая среднему качеству воздуха в помещении [6];

$C_{пр}$ – концентрация CO_2 в приточном (наружном) воздухе (в результате замера в г. Красноярске составила 500 ppm);

$V_{быт}$ – расход воздуха для вентиляции бытовых помещений ($540 \text{ м}^3/\text{ч}$).

Расчет срока окупаемости рассматриваемых вариантов оценивается по формуле, лет:

$$T_{ок} = \frac{\mathcal{E}_{ву} - \Delta\mathcal{E}_{ту}}{\Delta Q \cdot \mathcal{E}_{тэ} - N \cdot \mathcal{E}_{ээ}}, \quad (4)$$

где $\mathcal{E}_{ву}$ – стоимость вентиляционной установки (1,0 млн. руб с рекуперацией тепла, 0,5 млн. руб – с рециркуляцией воздуха);

$\Delta\mathcal{E}_{ту}$ – разница в стоимостях технических условий, млн. руб;

ΔQ – количество сэкономленной тепловой энергии, кВт·ч;

$\mathcal{E}_{тэ}$ – стоимость тепловой энергии (принята 1300 руб/Гкал);

N – мощность привода ротора теплообменника вент. установки (по данным производителя составляет 1,6 кВт и учитывается только в системах с использованием рекуперации тепла);

$\mathcal{E}_{ээ}$ – стоимость электрической энергии (принята 3 руб/кВт·ч).

Выбор варианта приточно-вытяжной системы вентиляции зависит от энергетической и экономической эффективностей, на которые влияют такие исходные данные как $ПДК_{CO_2}$, количество человек $n_{ч}$, эффективность вентиляционной установки с рекуперацией тепла η . На рис. 1-3 представлены графики зависимостей эффективностей трех рассматриваемых систем вентиляции от этих исходных данных.

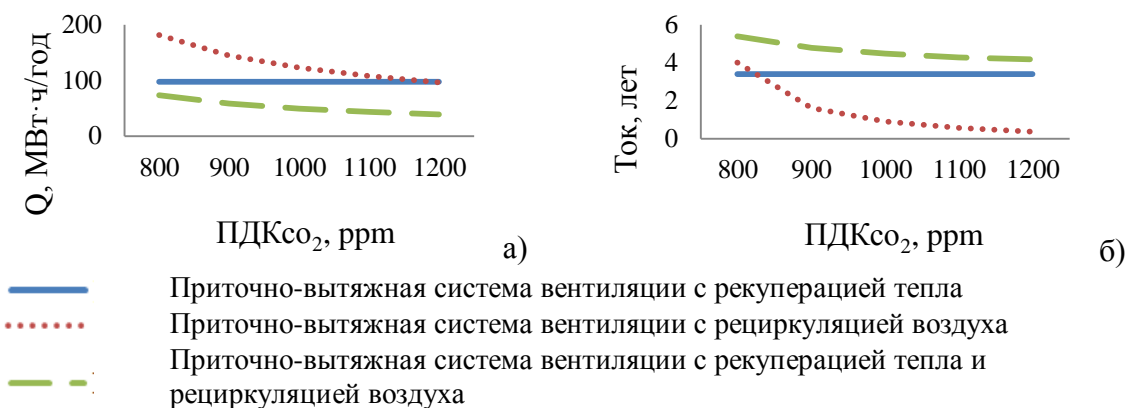


Рис. 1. Зависимости энергетической (а) и экономической (б) эффективностей приточно-вытяжных систем вентиляции от $ПДК_{CO_2}$ на примере торгово-офисного здания в г. Красноярске

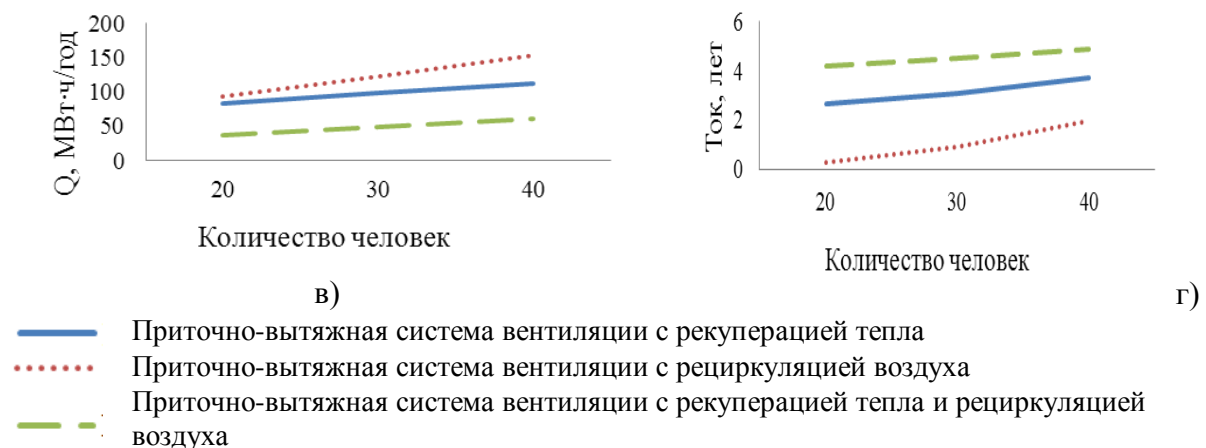


Рис. 2. Зависимости энергетической (а) и экономической (б) эффективностей приточно-вытяжных систем вентиляции от количества человек

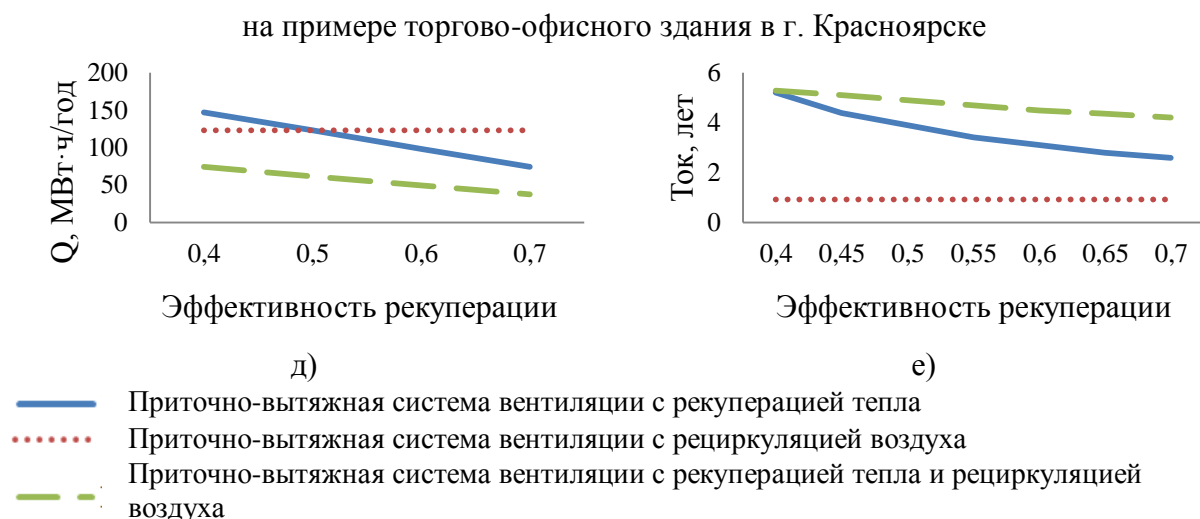


Рис. 3. Зависимости энергетической (а) и экономической (б) эффективностей приточно-вытяжных систем вентиляции от эффективности рекуперации на примере торгово-офисного здания в г. Красноярске

Повышение уровня качества воздуха в помещении, численности человек, уменьшение эффективности рекуперативной установки приводит к увеличению затрат тепла на нагрев холодного приточного воздуха, вследствие чего возрастает срок окупаемости системы вентиляции.

Таким образом, можно сделать вывод о возможности использовать методику для сравнения любых из рассматриваемых вариантов приточно-вытяжных систем вентиляции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Табунщиков Ю. А. Энергоэффективные здания и инновационные инженерные системы // АВОК – 2014. – №1.
2. Ромащенко А. С., Бойко Е. А., Ильин А. С. Повышение энергетической эффективности систем вентиляции и кондиционирования объектов ЖКХ // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность – 2015. – Том 2.
3. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99.
4. Пособие к СНиП 23-01-99. Строительная климатология.
5. Губернский Ю. Д., Гурина И. В., Шилькрот Е. О. Качество воздуха и энергоэффективность систем вентиляции общественных зданий // Экологические системы – 2011. – №5.
6. ГОСТ 30494-2011. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ НА ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Селянкин Н.С.

Вологодский государственный университет, г. Вологда.

Задачам оптимизации потерь электроэнергии уделяется пристальное внимание, начиная с момента появления первых систем электроснабжения. Основными элементами электрической сети являются силовые трансформаторы подстанций и линии электропередачи. В данных элементах теряется существенная доля потерь электроэнергии.

Потери в силовом трансформаторе и в линиях определяются по формулам[1]:

$$\Delta W_T = \Delta P_x \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}}\right)^2 \cdot T + \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{ср}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot K\phi^2 \cdot T, \quad (1)$$

где ΔW_T – потери электроэнергии в силовом трансформаторе, кВт·ч; ΔP_x – потери холостого хода, кВт; U – напряжение сети, кВ; ΔP_k – потери в режиме короткого замыкания, кВт; $U_{ном}$ – напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ; T – расчетный период, ч; $S_{ср}$ – средняя мощность, кВт·А; $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВт·А; $K\phi^2$ – квадрат коэффициента формы.

$$\Delta W_{лэп} = 3 \cdot I_{ср}^2 \cdot R_0 \cdot L \cdot K\phi^2 \cdot T, \quad (2)$$

где $I_{ср}$ – средний ток, А; R_0 – удельное активное сопротивление линии, Ом/км; L – длина линии, км.

$$I_{ср} = \frac{S_{ср}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (3)$$

Из формул с (1) по (3) следует, что изменение напряжения по-разному влияет на потери электроэнергии в линиях и трансформаторах. [2]

Очевидно, что существует оптимальное значение напряжения $U_{опт}$, при котором суммарные потери электрической сети, состоящей из линии и трансформатора, будут минимальными, но положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю. [3]

Одним из способов централизованного изменения напряжения является применение устройств регулирования под нагрузкой (РПН) силовых трансформаторов. При переключении РПН с одной отпайки на другую происходит изменение коэффициента трансформации силового трансформатора.

Для каждого регулирующего устройства существует и может быть выявлена обобщенная зависимость между регулируемым параметром (коэффициентом трансформации) и суммарными потерями электроэнергии в электрической сети[3]:

$$\Delta W_* = f(U_*), \quad (4)$$

где ΔW_* – суммарные потери электроэнергии в относительных единицах; U_* – регулируемое напряжение в относительных единицах.

Общий вид такой зависимости приведен на рис.1. Относительные значения ΔW_* и U_* определяются как:

$$\Delta W_* = \frac{\Delta W}{W_6}; U_* = \frac{U}{U_{ном}}, \quad (5)$$

где ΔW_* , U_* – значения суммарных потерь мощности и коэффициента трансформации регулируемого трансформатора в произвольном оптимальном режиме, принятом за базисный. Оптимизация базисного режима выполняется с помощью РПН.

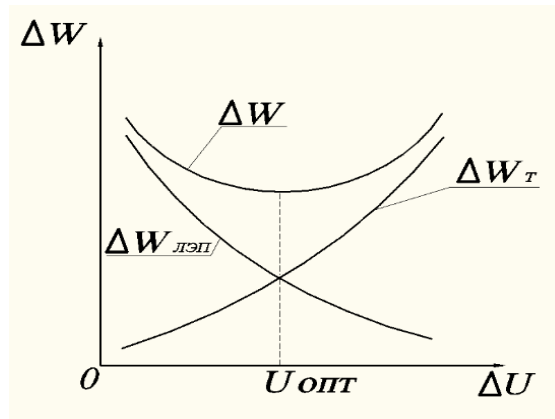


Рис. 1. Обобщенная зависимость потерь электроэнергии от напряжения в электрической сети

На рисунке 2 показана месячная зависимость изменения потерь электроэнергии от напряжения на шинах 10 кВ, состоящей из семи фидеров подстанции 110/35/10 кВ Харовская, при условии установки на всей сети трансформаторов АТМГ с уменьшенными потерями холостого хода.

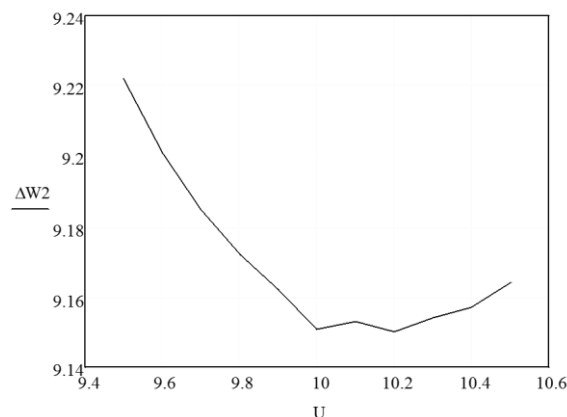


Рис. 2. Обобщенная зависимость потерь электроэнергии от напряжения в электрической сети

По расчетным данным, выполненным в модуле расчета режимов "Онлайн Электрик" [4], можно сделать вывод, что для распределительных сетей 6 – 10 кВ наибольший экономический эффект получится при соотношении S сумм/ L сумм > 3 кВ·А/км, где S сумм – суммарная мощность трансформаторов всех фидеров, L сумм – суммарная длина линий всех фидеров.

Резюмируя можно сделать следующие выводы:

В системах электроснабжения с преобладанием потерь холостого хода суммарные потери растут с повышением напряжения; зависимость потерь от напряжения имеет практически линейный характер; в СЭС с преобладанием нагрузочных потерь суммарные потери уменьшаются с ростом напряжений в узловых точках: зависимость потерь от напряжения имеет нелинейный характер. Величина дополнительных потерь δPd в ЛЭП и характер зависимостей $\delta Pd = \delta Pd(K_{2U})$ зависят от способа создания несимметрии и режима узла нагрузки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче

- по электрическим сетям : приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 326 // Собрание законодательства Российской Федерации. –2008.
2. РД 34.46.504-90. Методика по оценке эффективности применения трансформаторов с РПН и автоматического регулирования напряжения в замкнутых электрических сетях: Утверждено Главным производственно-техническим управлением электрических сетей и сельской электрификации 29.06.90 : Союхтехэнерго, 1990. – 38 с.
 3. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ.01–07–2014. – Москва : Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации.16 с.
 4. Алюнов, А.Н. Онлайн Электрик: Интерактивные расчеты систем электроснабжения [Электронный ресурс] / А.Н. Алюнов. - Режим доступа: <http://online-electric.ru>. Дата обращения: 23.10.2016.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСТВОРИМОСТИ АНТРАЦЕНА В СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ ДИОКСИДЕ УГЛЕРОДА И ОПИСАНИЕ ГИДРОДИНАМИКИ ПРОЦЕССА РАСШИРЕНИЯ

Казанцева Н.С., Гильмутдинов И.М., Кузнецова И.В., Сабирзянов А.Н.

Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань

Для проведения энерготехнологической оптимизации, автоматизации RESS процесса и управления размером и морфологией получаемых частиц требуется полная математическая модель растворимости и гидродинамики в канале и в широкой окрестности свободной струи.

Для определения количества зародышей образующихся в единицу времени и единицы объема и роста частиц необходимо определение профилей температуры, плотности, давления и скорости в направлении движения потока расширяющегося сверхкритического раствора, которые можно получить, используя методы вычислительной гидродинамики.

Математическое моделирование растворимости

Для математического описания процессов зародышеобразования и роста частиц в ходе расширения потоков «сверхкритический CO₂ – антрацен» в канале с постоянным сечением и в свободной струе необходимо знать значения растворимости в сверхкритическом CO₂ [1].

Для расчета мольной доли растворенного твердого вещества в сверхкритическом CO₂ применяется уравнение:

$$y_i = \frac{P_i^S}{P\Phi_i} \exp\left(V_i^S \frac{P}{RT}\right) \quad (1)$$

где V_i^S – мольный объем растворенного вещества, P_i^S – давление насыщенных паров растворенного вещества при данной температуре, Φ_i – коэффициент летучести.

Применяя уравнение состояния Пенга – Робинсона, которое имеет исходный вид:

$$P = \frac{RT}{v - b_m} - \frac{a_m}{v^2 + 2vb_m - b_m^2}, \quad (2)$$

где v – молярный объем, R – универсальная газовая постоянная, T – температура, a_m и b_m постоянные, которые можно найти по правилу смешения Ван-дер-Ваальса, можно записать уравнение для расчета коэффициента летучести растворенного вещества:

$$\ln\Phi_2(T, P, y_2) = \frac{b_2}{b}(Z-1) - \ln(Z-B) + \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left(\frac{2\sum_k y_k a_{2k}}{a} - \frac{b_2}{b} \right) \ln \frac{Z+B(1-\sqrt{2})}{Z+B(1+\sqrt{2})} \quad (3)$$

Введем обозначения: $A = \frac{aP}{R^2T^2}$; $B = \frac{bP}{RT}$; $Z = \frac{PV}{RT}$, тогда уравнение Пенга–Робинсона относительно Z примет вид кубического уравнения:

$$Z^3 - (1-B)Z^2 + (A-2B-3B^2)Z - (AB-B^2-B^3) = 0 \quad (4)$$

Подгоночный эмпирический параметр бинарного межмолекулярного взаимодействия k_{ij} в уравнении состояния Пенга-Робинсона определяется при постоянной температуре минимизацией функций ошибок по растворимости из уравнения:

$$F = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (y_{расч} - y)^2}{N}}, \quad (5)$$

где N – количество экспериментальных точек. $y^{расч}$ – расчётная растворимость по описанной выше методике, F – функция ошибок, характеризует минимальное отклонение расчёта от эксперимента, y – данные растворимости антрацена полученные из [3].

Решением уравнений (1)–(5) можно описать растворимости веществ в широком интервале температур и давлений, включая окрестность критической точки чистого растворителя, что делает возможным использование параметров k_{ij} в математическом описании процесса зародышеобразования и роста частиц.

Для описания растворимости с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона необходимо знать критические параметры исследуемых веществ.

Так для диоксида углерода $T_{кр} = 304,2\text{K}$, $P_{кр} = 7,376\text{ МПа}$, для антрацена $T_{кр} = 894\text{ K}$, $P_{кр} = 3,17\text{ МПа}$

Гидродинамическое описание процесса расширения через микронный канал с постоянным сечением

Для описания гидродинамики процесса расширения из резервуара бесконечного объёма, через микронный канал с постоянным сечением при учете трения можно применить систему дифференциальных уравнений сохранения массы, сохранения импульса, сохранения энергии и уравнения состояния [2].

Для случая двухмерного (2D) осесимметричного потока уравнение сохранения массы в цилиндрических системах координат запишется в виде:

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho\vartheta_x) + \frac{\partial}{\partial r}(\rho\vartheta_r) + \frac{\rho\vartheta_r}{r} = 0 \quad (6)$$

где x – осевая координата, ρ – плотность, r – радиальная координата, ϑ_x – осевая скорость и ϑ_r – радиальная скорость.

Для двумерного осесимметричного потока, радиальные и осевые уравнения сохранения импульса имеют вид:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial x}(r\rho\vartheta_x\vartheta_x) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r\rho\vartheta_r\vartheta_x) = -\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial x} \left[r\mu \left(2\frac{\partial\vartheta_x}{\partial x} - \frac{2}{3}(\nabla\vec{\vartheta}) \right) \right] + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r\mu \left(\frac{\partial\vartheta_x}{\partial r} + \frac{\partial\vartheta_r}{\partial x} \right) \right] \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial x}(r\rho\vartheta_x\vartheta_r) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r\rho\vartheta_r\vartheta_r) = & -\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r\mu \left(2\frac{\partial\vartheta_r}{\partial r} - \frac{2}{3}(\nabla\vec{\vartheta}) \right) \right] + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial x} \left[r\mu \left(\frac{\partial\vartheta_r}{\partial x} + \frac{\partial\vartheta_x}{\partial r} \right) \right] - \\ & - 2\mu \frac{\vartheta_r}{r^2} + \frac{2\mu}{3r} (\nabla\vec{\vartheta}) + \rho \frac{\vartheta_x^2}{r} \end{aligned} \quad (8)$$

где p – статическое давление, а $\nabla \vec{\vartheta} = \frac{\partial \vartheta_x}{\partial x} + \frac{\partial \vartheta_r}{\partial r} + \frac{\vartheta_r}{r}$ (9)

Для нашего случая уравнение энергии решается в следующей форме:

$$\nabla(\rho \vec{E} + p) = \nabla(k \cdot \nabla T + (\vec{\tau} \cdot \vec{v})), \quad (10)$$

где $E = h - \frac{p}{\rho} + \frac{\vartheta^2}{2}$, где E – полная энергия, k – молекулярные коэффициент теплопроводности, \vec{v} – молекулярный коэффициент вязкости. Величины в правой части уравнения (10) показывают передачу энергии диссипацией энергии и теплопроводностью за счёт трения внутри потока.

Для описания турбулентного режима течения используется модель k - ϵ . Уравнения сохранения записаны в общем виде, которые могут быть приведены как для ламинарного течения (в канале), так и для турбулентного течения (в свободной струе).

Описание термодинамических свойств чистого диоксида углерода в гидродинамической модели осуществляется при помощи уравнения состояния Редлиха-Квонга, которое имеет вид:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a(T)}{v(v+b)}, \quad (11)$$

где $v = \frac{1}{\rho}$, $a(T) = a_0 \cdot \left(\frac{T_c}{T}\right)^n$, $a_0 = 0,42747 \frac{RT_c^2}{p_c}$, $b_0 = 0,08664 \frac{RT_c}{p_c}$, $c_0 = \frac{RT_c}{p_c + \frac{a_0}{v_c(v_c+b_0)}} + b_0 - v_c$, $\tilde{b} = b_0 - c_0$

Значение параметра n находится из эмпирического уравнения:

$$n = 0,4986 + 1,1735\omega + 0,475\omega^2 \quad (12)$$

где ω - фактор ацентричности, который может быть найден по уравнению:

$$\omega = -\log\left(\frac{p_v(T)}{p_c}\right) - 1, \quad (13)$$

где $p_v(T)$ - давление насыщенных паров при температуре $T = 0,7T_c$.

Давление на входе в канал ($P_{x=0}$) принимается равным давлению в системе до начала процесса расширения. Граничная температура на входе в канал ($T_{x=0}$) принимается равной температуре предрасширения. Допускается, что на стенке канала $v_x=0$, $\frac{\partial T_{стенки}}{\partial x} = 0$. Термодинамические условия на выходе из камеры расширения приравниваются к нормальным физическим условиям. Геометрические условия определяются из соотношения $\frac{L}{D}$. Решения уравнений сохранения импульса, сохранения массы и сохранения энергии проводятся численно методом конечных объемов. В начальном приближении задается температура по всей расчетной области равной 343К, давление 100 бар, после процедуры итераций и схождения решений, начальное давление во входе в канал задаётся с шагом 5 бар, и так продолжается до достижения заданного входного давления.

Результаты

На рис. 1 представлены экспериментальные результаты [3] и расчётные кривые описания растворимости антрацена на изотерме 313 К с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона.

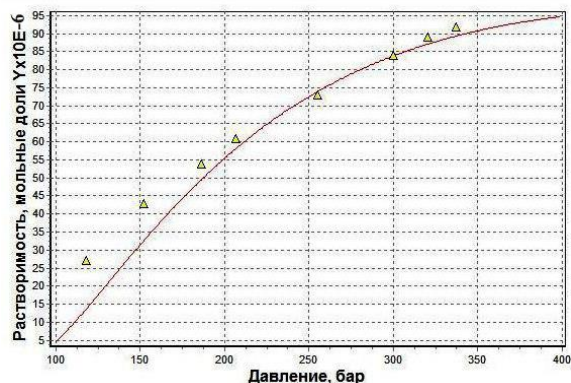


Рис. 1. Растворимость антрацена в сверхкритическом диоксиде углерода на изотерме 313 К: ▲ – экспериментальные значения [3]; линия – расчет

Из графика видно хорошее согласие экспериментальных данных [3] и расчётных кривых. Таким образом, были найдены параметры бинарного взаимодействия, которые для антрацена равняются $k_{ij} (T = 313K) = -0,0785$. Что позволяет вычислять фактическую мольную долю растворенного антрацена во флюидной фазе в уравнении (1).

Составлено гидродинамическое описание исследуемого процесса расширения потока "Сверхкритический диоксид углерода – антрацен" через микронный канал постоянного сечения.

Построение расчетной области выполнялось в графическом приложении программы Fluent - Gambit. В данном случае для двухмерной (2D) осесимметричной геометрии потока была построена сетка для канала с отношением $\frac{L}{D} = \frac{2000}{150}$ мкм, а также для области свободной струи для камеры расширения $\frac{L}{D} = \frac{100}{40}$ мм. В результате получены поле температуры расширяющегося флюида (рис 2).

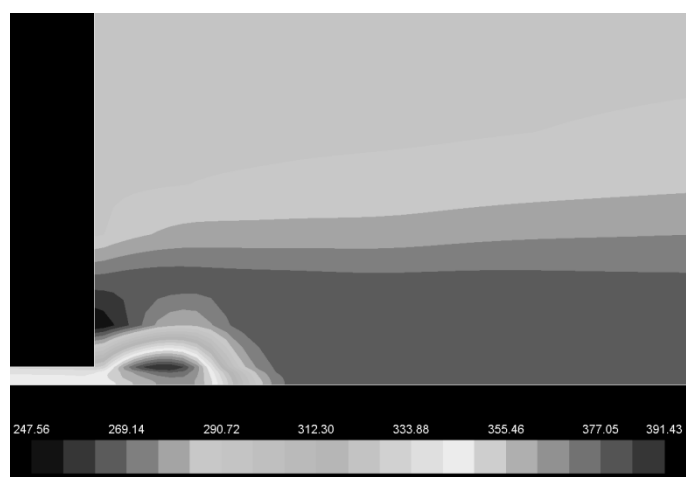


Рис. 2. Температурное поле расширяющегося флюидного потока «сверхкритический CO₂ – антрацен»

БЛАГОДАРНОСТЬ

Работа выполнена в рамках Соглашения №14-08-31319\15 от 05.05.2015 с федеральным государственным бюджетным учреждением «Российский фонд фундаментальных исследований»

ЛИТЕРАТУРА:

1. Гильмутдинов И.И. Математическое моделирование зародышеобразования и роста частиц ибупрофена в процессе быстрого расширения сверхкритического флюидного раствора в микронном канале и в свободной струе / / И.И. Гильмутдинов, И.М. Гильмутдинов, И.В. Кузнецова, Р.И. Гиззатов, А.Н. Сабирзянов // Вестник технологического университета. – 2013. –Т.16.- №17. – С
2. Кузнецова И.В. Гидродинамика и зародышеобразование в канале и в свободной струе в процессе быстрого расширения сверхкритического раствора / И.И. Гильмутдинов, И.М. Гильмутдинов, А.А. Мухамадиев, А.Н. Сабирзянов // Вестник Казанского технологического университета. – Казань. – 2012. - №1. – С. 111-118
3. Gupta R.B. Solubility in Supercritical Carbon Dioxide, Taylor & Francis Group/ R.B. Gupta, J.J. Shim. - New York, 2007. – P. 480

АНАЛИЗ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БЫТОВЫХ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Егоров А.О., Люханов Е. А., Поспелова М. В., Черепанова М. Д.

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина,
г. Екатеринбург

Повышение энергоэффективности в бытовых системах электроснабжения во многом зависит от потребителей электроэнергии [1-6]. Если расход электроэнергии на работу бытовых электроприемников осознанно регулируется конечным потребителем (выбор в пользу аналогов с меньшей номинальной мощностью, снижение пиковых мощностей, сокращение работы электроприемника [9-10]), то потребление энергии лампами не так очевидно и его контроль заслуживает особого внимания и дополнительного исследования.

С момента появления первых ламп, работающих от электрического тока (изобретения Жобара, Деларю и Генриха Гебеля в 1838-1854 гг), рынок ламп претерпел серьезные изменения, обусловленные стремлением к энергосбережению. Большим недостатком ламп накаливания был слишком короткий срок их работы. Открытие галогенного цикла явилось серьезным шагом в развитии ламп, и в 1949 году фирма OSRAM подала заявку на выдачу патента на галогенные лампы накаливания. Появившиеся вскоре (начало 80-х гг) компактные люминесцентные лампы (вид газоразрядных ламп) предполагали использование паров ртути, пагубно влияющих на здоровье человека, потому рынок ламп пополнился светодиодами, безопасными для человека и потребляющими меньше электроэнергии, при этом не требуя замены в течение длительного времени [8] (см. Рис. 1).

Так, сегодня помимо ламп накаливания существует несколько видов энергосберегающих ламп:

№	Вид лампы	Срок эксплуатации
1	галогенные, или усовершенствованные лампы накаливания классов А и В	2-3 года
2	компактные люминесцентные	6-20 лет
3	светодиодные, или LED	3-4 года

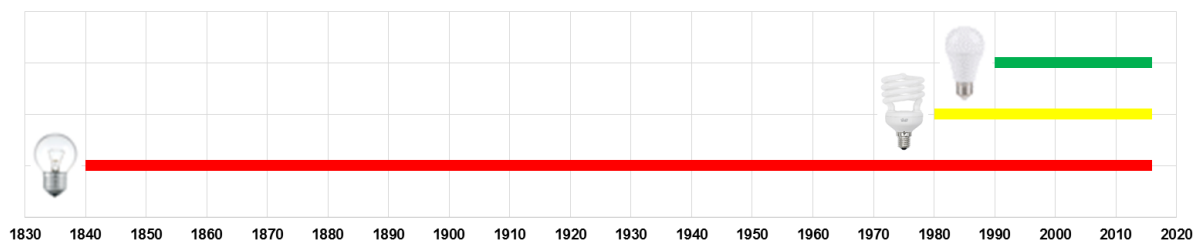


Рис. 1. Временная шкала применения ламп в быту

В связи с большим количеством наименований осветительных ламп, применяемых в бытовых условиях, актуальной задачей сегодня является количественное и качественное определение показателей их светового потока, а также анализ энергоэффективности. Получение и анализ характеристик различных видов ламп и их графиков нагрузки, а также сравнение стоимостных показателей работы ламп позволят выявить резервы по повышению энергоэффективности и разработать программы по оптимизации платы за потребляемую электроэнергию.

Для решения поставленных задач выполнены начальные изыскания в системах электроснабжения бытовых потребителей (квартира). Измерение показателей качества электроэнергии (ПКЭ) и снятие графиков нагрузки ламп осуществлялось с помощью прибора регистратора-анализатора ПКЭ Chauvin Arnoux SA 8335+ (см. Рис. 2).

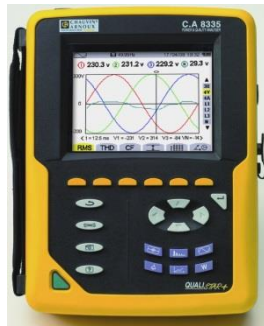


Рис. 2. Используемый в ходе измерений прибор

Всего в ходе исследования были измерены характеристики работы 15 ламп, представляющих разные виды освещения (см. Табл. 1). Измерения с дискретностью 1 с проводились в течение 24 часов непрерывной работы осветительных элементов в бытовой сети 220 В.

Таблица 1. Перечень исследуемых ламп

Фирма	Модель	$P_{ном},$ Вт	Фирма	Модель	$P_{ном},$ Вт	Фирма	Модель	$P_{ном},$ Вт
Лампы накаливания			Люминесцентные лампы			Светодиодные лампы		
Калашниково	T 150	150	Navigator	NCL-4U-30	30	Forza	A60-12	12
Свет XXI века	230-95	95	Forza	25-4100	25	Navigator	NLL-A60-10-2.7K	10
TDM Electric	Б 230-75	75	Каждый день	FST2-20-2.7K	20	Forza	A60-8	8
Camelion	60/D/FR	60	Volpe	CFL-H T2	15	Navigator	NLL-G45-5-4.2K	5
Philips	230-40	40	Feron	ELC73	11	IKEA	LED1012G5	3,5

В итоге для каждой из ламп были получены средние за сутки значения мощностей, тока и коэффициента мощности (см. Табл. 2). Что касается суточного энергопотребления, то, как видно на Рис. 3., даже лампа накаливания с наименьшей номинальной мощностью из представленных в эксперименте потребляет больше кВт*ч, чем люминесцентные и светодиодные лампы. Соответственно измеренному энергопотреблению и действующей тарификации с учетом двухтарифной ставки (в 2016 г. в Свердловской области тариф на 1 кВт*ч электроэнергии составляет 3,42 руб. днем и 1,61 руб. ночью) была рассчитана суточная стоимость работы ламп (см. Рис. 4).

Таблица 2. Измеренные суточные энергетические показатели

Тип лампы	Лампы накаливания					Лампы люминесцентные					Лампы светодиодные				
	Рном, Вт	40	60	75	95	150	11	15	20	25	30	3,5	5	8	10
Рср, Вт	38,92	56,91	68,51	87,66	144,71	5,82	11,87	16,94	18,56	23,37	3,41	4,54	6,80	8,97	10,58
Qср, Вар	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,02	16,55	21,94	26,51	34,81	4,96	6,81	11,86	13,50	18,12
S ср, ВА	38,92	56,91	68,51	87,66	144,71	9,91	20,37	27,72	32,36	41,93	6,02	8,18	13,67	16,21	20,98
Iср, А	0,172	0,256	0,312	0,399	0,649	0,044	0,092	0,126	0,146	0,189	0,027	0,037	0,060	0,074	0,094
cos ϕ ср	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,587	0,583	0,611	0,574	0,558	0,567	0,555	0,498	0,554	0,504



Рис. 3. Энергопотребление ламп



Рис. 4. Стоимость освещения за сутки

Анализ ПКЭ на примере суммарного коэффициента гармонических искажений показывает, что искажение синусоидальности имеет наибольшие значения в случае люминесцентных и светодиодных ламп (в первом случае находится в приблизительно одном диапазоне вне зависимости от номинальной мощности), т. е. электроприемников с нелинейной вольт-амперной характеристикой (см. Рис. 5). Значение THD_i, меньше 10% (лампы накаливания), является нормой, и работа электроприемника с таким показателем не вызывает сбоев в работе оборудования. Если же THD_i превышает 50% (люминесцентные и светодиодные лампы), то это означает высокую степень загрязнения сети гармониками (высокая несинусоидальность напряжения и тока) и возможность сбоев (в т.ч. отказ электроприемников) [7]. Потому применение большого количества таких ламп в быту в отсутствие компенсирующих устройств может плохо отразиться на качестве электроэнергии в сети.



Рис. 5. Суммарный коэффициент гармонических искажений по току (красный) и напряжению (зеленый) за сутки

Для рассмотрения стабильности в работе каждого вида ламп и оценки наиболее оптимального варианта для использования был выделен максимальный разброс нагрузки за сутки (см. Рис. 6). В течение условного периода работы, равного 3 мин 20 с, для каждой лампы определена наибольшая величина разницы мощностей в колебании ΔP и далее рассчитана разница $\Delta P\%$ в процентах по отношению к номинальной мощности лампы (см. Рис. 7).

Для эксперимента были выбраны лампы каждого вида с примерно совпадающей интенсивностью светового потока (650 Лм) при разной мощности:

№	Вид лампы	Номинальная мощность, P, Вт	Разница мощностей в колебании, ΔP , Вт	Разница в процентах от номинальной мощности, $\Delta P\%$, %
1	лампа накаливания	75	1,44	1,9
2	лампа люминесцентная	20	0,23	1,15
3	лампа светодиодная	8	0,11	1,37



Рис. 6. Нерегулярные колебания и разброс нагрузки

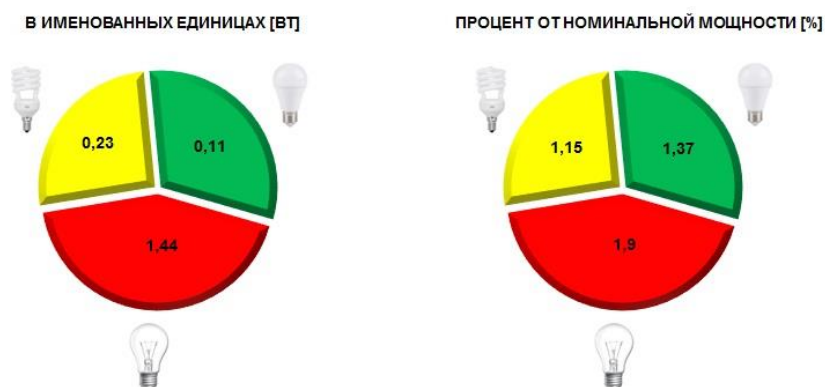


Рис. 7. Величина нерегулярных колебаний для каждого типа ламп

На Рис. 8 показан обобщенный график нагрузки с секундной дискретностью, где размещены все три графика по сравниваемым лампам с одинаковой интенсивностью светового потока. Пунктиром указаны математические ожидания за измеряемый период, и, в качестве сравнения, приведено среднеквадратичное отклонение по выборке из 86400 значений за каждую секунду периода измерений (графики представлены действительным значением измеренного параметра (мощности), от которого рассчитаны ожидания и отклонения).

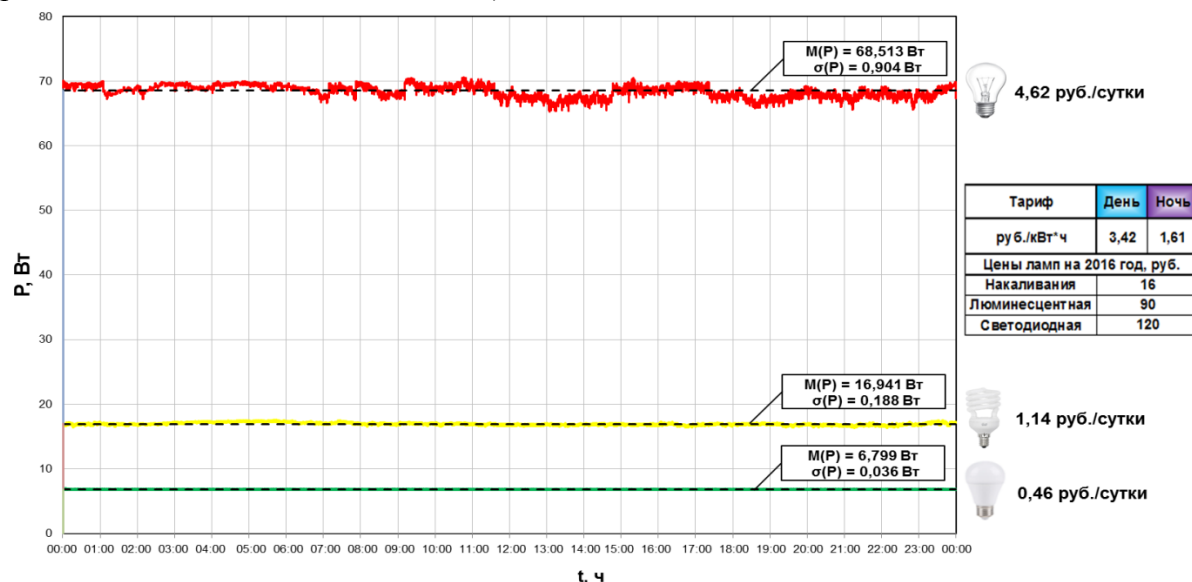


Рис. 8. Математические ожидания и среднеквадратичные отклонения в суточной работе ламп

Выводы:

1. При одинаковом световом потоке мощности лампы накаливания, люминесцентной и светодиодной соотносятся как 100:27:11 соответственно.
2. Нерегулярные колебания у рассмотренных лампы накаливания, люминесцентной и светодиодной ламп составляют 1,9%, 1,15% и 1,37% от номинальной мощности соответственно, что пропорционально сказывается на стабильности светового потока.
3. При действующем тарифе 3,42 руб./кВт*ч днем и 1,61 руб./кВт*ч ночью, стоимость электроэнергии при условии постоянного включения ламп с одинаковым заявленным световым потоком (650 Лм) составляет 4,62, 1,14 и 0,46 руб./сутки соответственно для лампы накаливания, люминесцентной и светодиодных ламп.
4. Выбор осветительных приборов для масштабных территорий, например, для предприятий, заслуживает особого внимания и должен сопровождаться дополнительными мерами по компенсации гармоник для отсутствия сбоев в сети.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ярошко, В. М.; Никишова М. В.; Муляр Е. В., «Задача оптимального распределения суточной нагрузки электропотребителя» // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. — 2004. — №06. — С. 2-6.
2. Адаричев, Е. Н.; Кокин, С. Е.; Паздерин, А. В., «Пути снижения электропотребления крупного города» // Электрические станции. — 2009. — №10. — С. 43-46.

3. Rudnick, H.; Mutale, J.; Chattopadhyay, D.; Saint, R., «Studies in Empowerment: Approaches to Rural Electrification Worldwide» // Power and Energy Magazine, IEEE (Volume:12 , Issue: 4). — PP. 35-41.
4. Verwers, J.L.; Sovers, J.R., «Challenges of supplying electric power to a large industrial customer in rural areas» Industry Applications, IEEE Transactions on (Volume:36 , Issue: 4). — PP. 972-977.
5. ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». — 2013.
6. ГОСТ 12.3.019-80 «Система стандартов безопасности труда. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности». — 1986.
7. Руководство по эксплуатации электроустановок Schneider Electric. — 2009.
8. Джоджуа, Т.; Балашова, А., «Рынок энергосберегающих ламп: в России и в мире» // Коммерсант. — №26(4811).
9. Егоров, А. О.; Люханов, Е. А.; Поспелова, М. В.; Черепанова, М. Д., «Исследование режимов работы электроприёмников бытовых потребителей», Сборник докладов 5-ой международной научно-практической конференции ЭКСИЭ. — С. 148.
10. Cherepanova, M.; Lyukhanov, E.; Pospelova, M., «Comparative analysis of household consumers electroreceivers modes», POSTER 2016. — M10.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕМБРАННЫХ СХЕМ ОБЕССОЛИВАНИЯ НА ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Римашевская Е.Д.

РУП «Белнипиэнергопром», Республика Беларусь, г. Минск

В настоящее время в Белорусской энергосистеме используются, в основном, технологии физико-химической обработки природной воды, разработанные в 1960–1970-х гг. Данные технологии позволяют добиться качества воды, соответствующего нормам различных промышленных энергетических объектов, гарантируют длительную безаварийную работу основных агрегатов теплоэнергетического производства, просты в эксплуатации. Однако при этом требуют высоких капитальных затрат, значительного расхода реагентов, сопровождаются большим количеством высокоминерализованных стоков, требующих дополнительных материальных затрат. Непрерывно возрастающая стоимость реагентов и воды ставит задачу повышения экономической эффективности систем водоподготовки и снижения их негативного влияния на экологию, а введение в эксплуатацию современного теплотехнического оборудования – улучшения качества подпиточной воды, возможного только путем внедрения новых технологий и оборудования.

Переход на новейшие технологии обессоливания воды позволит достигнуть более высокого уровня надежности и экономичности работы энергообъектов и снизит их нагрузку на экологию [1].

Целью настоящей работы является исследование экологической эффективности схем обессоливания воды на тепловых (ТЭС) и атомных (АЭС) электростанциях, основанных на мембранных технологиях. Для достижения поставленной цели в работе проведены расчеты и анализ различных мембранных схем обессоливания воды с использованием компьютерной программы IMSDesign 2015.

В качестве объекта для проектирования ВПУ выступает ТЭС мощностью 340 МВт с энергоблоками сверхвысоких давлений с барабанными котлами. Суммарная номинальная паропроизводительность D парогенераторов, установленных на ТЭС, составляет 1670 т/ч. В качестве основного вида топлива данной ТЭС выступает природный газ; резервным топливом является мазут. Общестанционный расход резервного топлива B составляет 105 т/ч.

В качестве системы охлаждения используется оборотная система охлаждения (СО) с башенными пленочными градирнями. Расход сетевой воды на ТЭС составляет $12,5 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$. В качестве исходной воды проектируемых ВПУ используется природный водоем со следующими показателями качества:

$\text{Ca}=1,75 \text{ мг-экв/л}$; $\text{Mg}=0,75 \text{ мг-экв/л}$; $\text{Na}=0,19 \text{ мг-экв/л}$; $\text{Cl}=0,16 \text{ мг-экв/л}$; $\text{NO}_3=0 \text{ мг-экв/л}$; $\text{HCO}_3=1,9 \text{ мг-экв/л}$; $\text{SiO}_2=0,23 \text{ мг/л}$; $\text{SO}_4=0,48 \text{ мг/л}$; своб. $\text{CO}_2=0,3 \text{ мг/л}$; орг.в пересч. $\text{O}_2=14,2 \text{ мг/л}$; взвешенные вещества= $13,0 \text{ мг/л}$.

Расчетная производительность ВПУ ТЭС по обессоленной воде составила $164,6 \text{ м}^3/\text{ч}$. На рис. 1 – рис. 4 представлены эскизы схем ВПУ ТЭС, основанной на баромембранных технологиях обессоливания. В состав схем входит предочистка, умягчение на установке нанофильтрации (УНФ) и обессливание на одноступенчатая трехкаскадная (рис. 1), трехкаскадной с рециклом концентрата (рис. 2), четырехкаскадной (рис. 3), четырехкаскадной с рециклом концентрата (рис. 4) системах обессоливания воды на установке обратного осмоса (УОО).

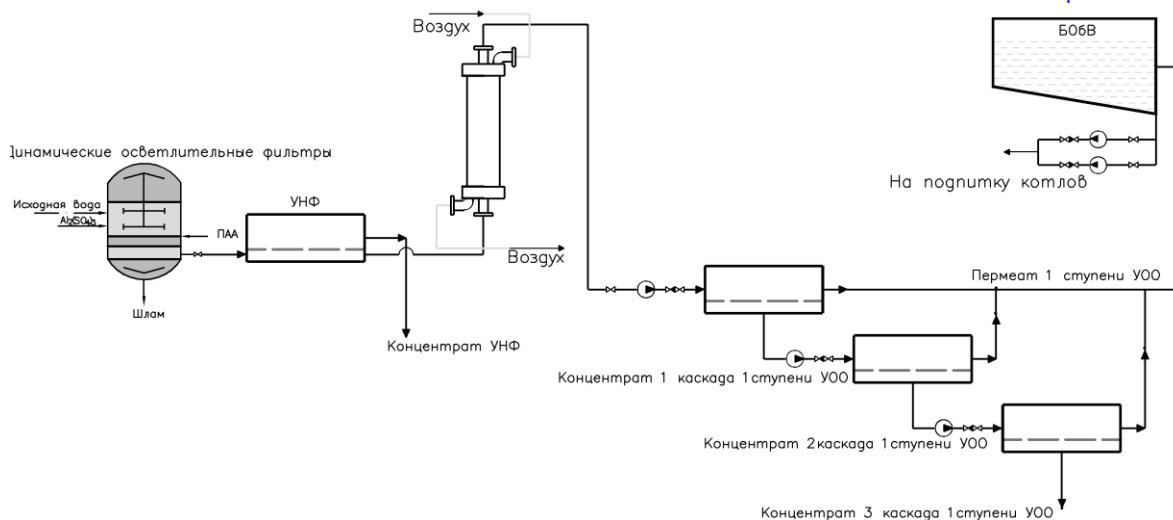


Рис. 1. Эскиз схемы ВПУ ТЭС с трехкаскадной УОО

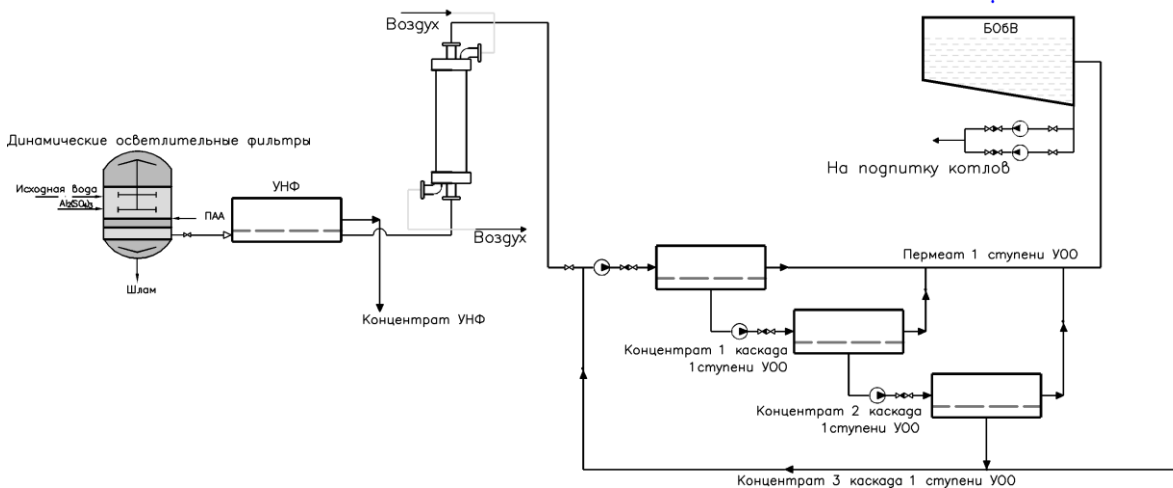


Рис. 2. Эскиз схемы ВПУ ТЭС с трехкаскадной УОО с рециклом концентрата

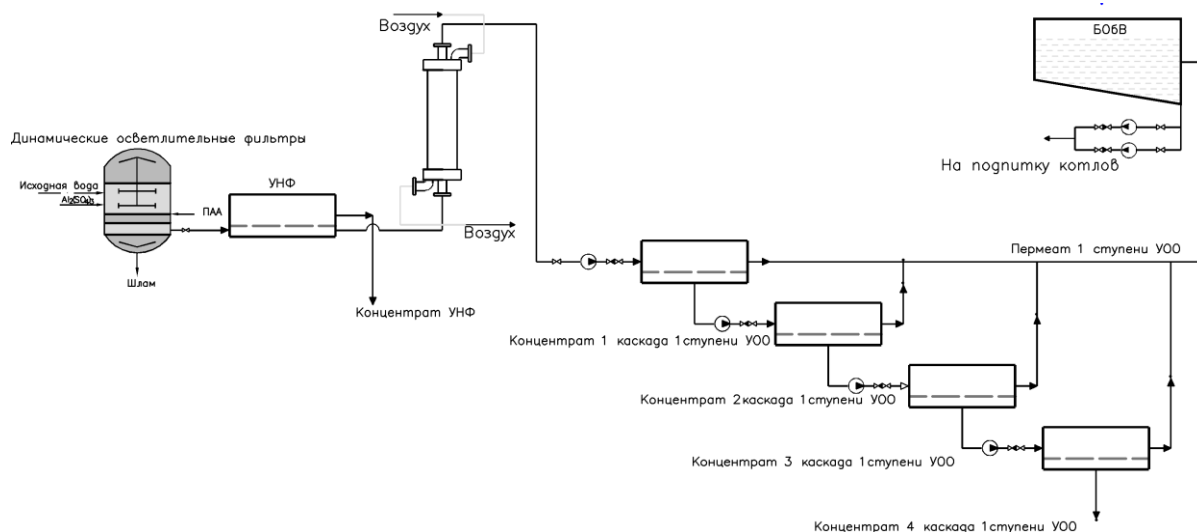


Рис. 3. Эскиз схемы ВПУ ТЭС ТЭС с четырехкаскадной УОО

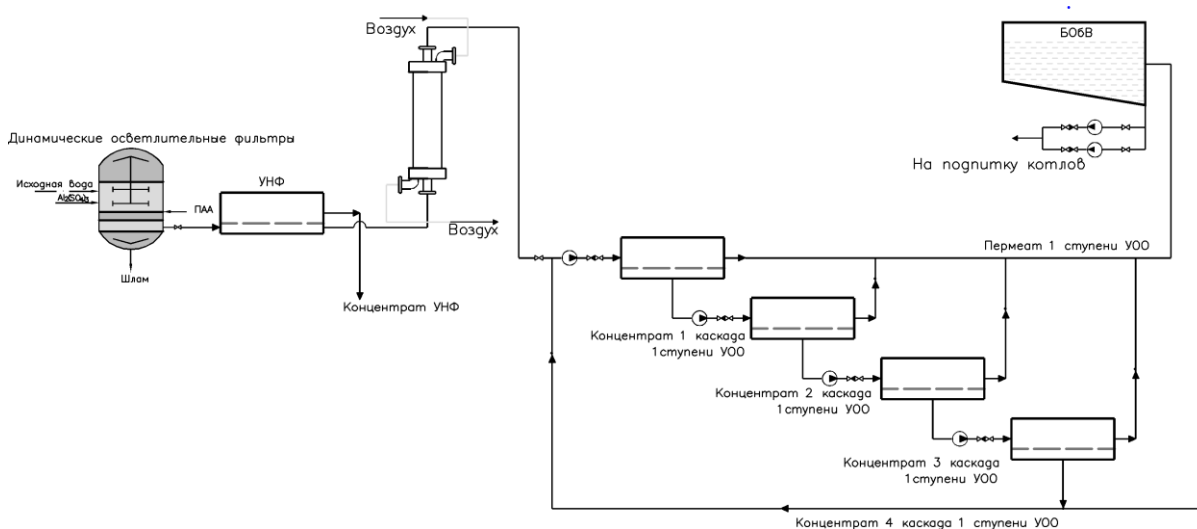


Рис. 4. Эскиз схемы ВПУ ТЭС с четырехкаскадной УОО с рециклом концентрата

В состав оборудования предочистки входят динамические осветлительные фильтры ДОФ-3,0-0,6-ОВТ [2], обеспечивающие высокое качество осветленной воды при меньших габаритах [2,3]. В динамических осветлительных фильтрах вода обрабатывается сернокислым алюминием $Al_2(SO_4)_3$. В качестве флокулянта применяют полиакриламид (ПАА) Праестол 650 ВС.

Для умягчения воды перед первым каскадом одноступенчатой обратноосмотической установки после предочистки весь поток осветленной воды в количестве направляется на установку наночистки (УНФ). После УНФ весь поток умягченной воды направляется на мембранный деаэризатор для удаления свободной углекислоты, образовавшейся в результате распада бикарбонатов. Затем весь поток умягченной деаэрированной воды направляется на одноступенчатую установку обратного осмоса (УОО).

После обработки по выбранным схемам качество воды соответствует нормам качества воды для подпитки барабанных котлов.

Для расчета и проектирования схемы ВПУ используем компьютерную программу проектирования систем ОО и НФ IMSDesign 2015. Результаты расчетов сводим в таблицу 1.

Таблица 1. Сравнение эффективности схем обессоливания воды

Показатель	Схема 1	Схема 2	Схема 3	Схема 4
Тип предочистки	Динамические осветлительные фильтры ДОФ-3,0-0,6-ОВТ [2]			
Максимальная производительность ДОФ, м ³ /ч	140			
Количество фильтров предочистки	2			
Коагулянт	Al ₂ (SO ₄) ₃			
УНФ	Одноступенчатая однокаскадная			
Гидравлический КПД установки, %	70			
Мембранные элементы	ESNA1-LF-LD (Hydronautics)			
Количество мембранных элементов, шт.	132			
Деаэрация	Мембранный деаэратор			
Количество и типоразмер модулей	4 модуля 10×28			
Производительность модуля, м ³ /ч	56,8			
Производительность нетто УОО, м ³ /ч	164,6			
УОО	Трехкаскадная	Трехкаскадная с рециклом концентрата	Четырехкаскадная	Четырехкаскадная с рециклом концентрата
Гидравлический КПД установки, %	85			
Мембранные элементы	CPA6-LD (Hydronautics)			
Количество мембранных элементов, шт.	162	174	180	180
Производительность брутто УОО, м ³ /ч	193,6	193,5	193,6	193,6

Состав и оборудование схем предочистки и умягчения воды на ВПУ ТЭС во всех рассмотренных вариантах одинаковы, поэтому качество и количество сточных вод схем предочистки и умягчения воды будут одинаковы. Оценим состав и количество сточных вод схемы обессоливания. Характеристика сточных вод УОО спроектированных ВПУ ТЭС представлена в таблице 2

Таблица 2. Состав стоков схем обессоливания воды

Показатель	Схема 1	Схема 2	Схема 3	Схема 4
Объем стоков УОО, м ³ /ч	29,0	28,9	29,0	29,0
Солесодержание стоков УОО, мг/л	50,2	54,6	55,1	55,4
pH стоков УОО	7,65	7,60	7,60	7,61

В результате анализа полученных результатов проектирования, расчета и сравнения ВПУ с различными схемами обессоливания можно сделать следующие выводы:

- при одинаковых условиях работы и качестве используемой воды солесодержание пермеата составило не более 0,2 мг/кг, что соответствует требованиям к качеству обессоленной воды для подпитки барабанных котлов;
- при обессоливании воды во всех схемах использовались мембраны одного типа. Из расчетов видна экономия мембранных элементов при обессоливании воды по схеме 1 с одноступенчатой трехкаскадной УОО;

- при обессоливании воды по всем схемам объем сточных вод примерно одинаков, однако наименьшее солесодержание стоков достигается при обессоливании воды по схеме 1 с одноступенчатой трехкаскадной УОО.

- Результаты исследований могут использоваться для решения широкого класса задач по очистке природных и технологических вод ТЭС и АЭС при проектировании новых и модернизации существующих ВПУ.

Таким образом, наиболее экологичной и ресурсосберегающей является одноступенчатая схема обессоливания 1 с одноступенчатой трехкаскадной УОО.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хаютина Е.С. Новое оборудование требует модернизации водоподготовки и водного режима. Энергетика Беларуси, №17, 2015. С.5; №18, 2015. С.6.
2. Балаев И.С., Кучма Г.Г., Репкин М.В., Ханларов Г.В., Мельников И.А. Опыт внедрения динамических осветлителей при очистке природных и сточных вод. V научно-практическая конференция “Современные методы водоподготовки и защиты оборудования от коррозии и накипеобразования”, 29 октября 2013 г., Москва, “Экспоцентр”.
3. Пантелеев А.А., Рябчиков Б.Е., Ларионов С.Ю., Жадан А. В., Шилов М.М. Оборудование для осадительных методов очистки воды. Наиболее эффективные зарубежные решения. Режим доступа: www.mediana-filter.ru/st_p2.html. Дата доступа: 05.10.2016.

РАСПРЕДЕЛЕННЫЕ СЕТЕВЫЕ УПРАВЛЯЕМЫЕ УСТРОЙСТВА ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ В ЛЭП КАК ЭЛЕМЕНТ ПОСТРОЕНИЯ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ» ЭНЕРГОСИСТЕМ

Мурачев А.С.

ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского» (ОАО «ЭНИН»), г. Москва

В настоящее время в экономически развитых странах мира особое внимание уделяется развитию «интеллектуальных» энергосистем, важным элементом которых являются устройства управляемых (гибких) систем электропередачи переменного тока – *Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS)*. Уже давно разработаны и применяются различные типы устройств *FACTS* [1].

Новый класс регулируемых устройств *FACTS* составляют распределенные управляемые сетевые устройства – *Distributed FACTS (D-FACTS)*, или «интеллектуальные» провода, позволяющие изменять индуктивное сопротивление воздушной линии (ВЛ) [2–4]. При установке модулей *D-FACTS* целостность проводов не нарушается. Устройства *D-FACTS* делятся на:

- распределенные статические компенсаторы последовательного включения (*Distributed Static Series Compensator, DSSC*);
- распределенные реакторы последовательного включения (*Distributed Series Reactor, DSR*);
- распределенные конденсаторы последовательного включения (*Distributed Series Capacitor, DSC*);
- концентрированные статические компенсаторы последовательного включения (*Tower Router, TRU*).

На рис. 1а приведена принципиальная схема модуля *DSSC* [2]. Первичной обмоткой трансформатора является провод ВЛ. Вторичная обмотка трансформатора в нормальном режиме замкнута выключателем S_M . В разомкнутом состоянии выключателя S_M при включении ключа S_1 в ВЛ вводится индуктивное сопротивление, при включении ключа S_2 – емкостное сопротивление. Степень и характер изменения сопротивления ВЛ зависит от количества установленных на ней модулей *DSSC* и характера их работы. Как показано на рис. 1б, исходное индуктивное сопротивление ВЛ может быть увеличено посредством включения N модулей *DSSC* на величину $N \cdot X_L$ или же уменьшено за счет внесения в неё N модулями *DSSC* емкостного сопротивления $N \cdot X_C$. При этом в работе могут находиться как все установленные на ВЛ модули *DSSC*, так и их часть

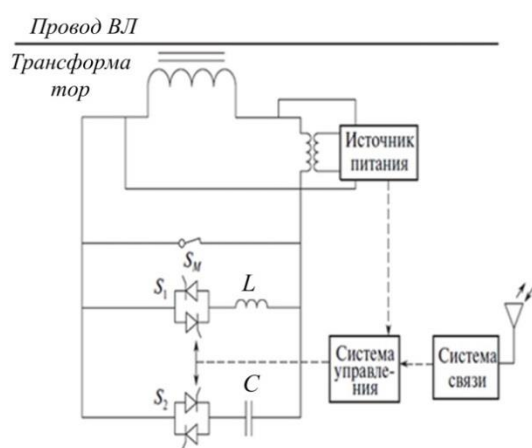


Рис. 1а

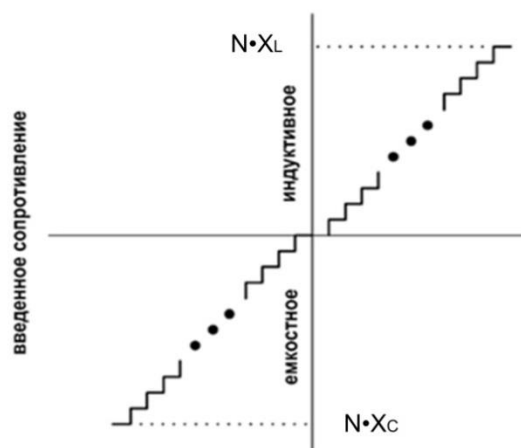


Рис. 1б

Рис. 1а. Принципиальная схема модуля распределенного статического компенсатора последовательного включения: S_M – выключатель; S_1, S_2 – тиристорные ключи; L – индуктивность; C – емкость

Рис. 1б. Величина изменения реактивного сопротивления ВЛ в зависимости от количества установленных модулей *DSSC*

В настоящее время *DSR* – это коммерчески используемые *D-FACTS* устройства. Типовой модуль *DSR* имеет индуктивность 47 мкГн, при частоте 50 Гц он может обеспечить увеличение реактивного сопротивления ВЛ на 0,015 Ом.

В 2012 г. энергокомпанией *Tennessee Valley Authority* (США) введено в работу 99 модулей *DSR* на ВЛ напряжением 161 кВ, а в 2013 г. энергокомпанией *Southern Company* (США) – 36 модулей *DSR* на двух ВЛ напряжением 115 кВ [5]. На рис. 2 показано расположение *D-FACTS* модулей на ВЛ.

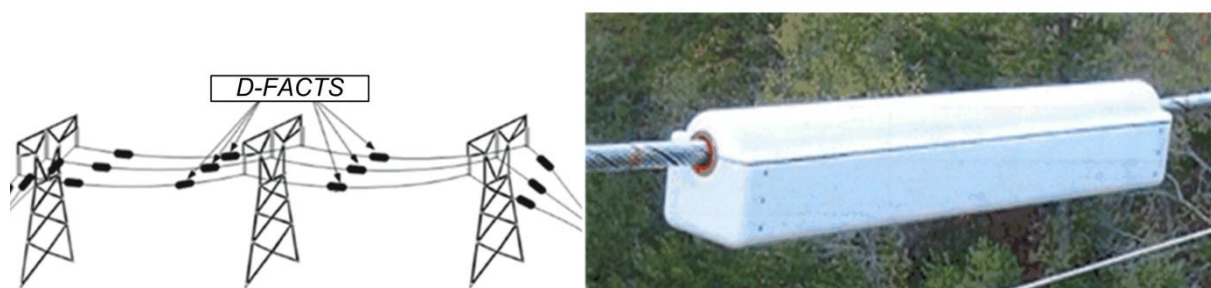


Рис. 2. Расположение *D-FACTS* модулей на ВЛ

Другим видом коммерчески реализуемых *D-FACTS* устройств являются *TRU*-модули. Их установка также осуществляется без нарушения целостности проводов, а величина вносимого одним таким модулем реактивного сопротивления может достигать ± 2 Ом, что позволяет оказывать большее влияние на индуктивное сопротивление ВЛ, чем при использовании модулей *DSR*, особенно в случае ее малой длины.

Применение в модулях *D-FACTS* инверторов с широтно-импульсной модуляцией позволяет осуществлять плавное регулирование реактивного сопротивления, вносимого в линию электропередачи, в том числе с изменением характера реактивного сопротивления (с индуктивного на емкостное и наоборот).

Преимуществами устройств *D-FACTS* являются:

- более низкая стоимость и меньшая сложность по сравнению с традиционными устройствами *FACTS*;

- отсутствие затрат на обустройство землеотвода на подстанции;
- установка на проводах ВЛ без нарушения их целостности вблизи опор или на них.

В качестве областей применения распределенных управляемых сетевых устройств последовательного включения рассматриваются:

- увеличение эффективности использования существующих сетей;
- управление контурными потоками мощности;
- повышение адаптации энергосистем к подключению электростанций, использующих возобновляемые источники энергии;
- обеспечение возможности в задержке строительства новых ЛЭП или отказа от их сооружения;
- устранение небаланса по фазам ЛЭП;
- повышение статической и динамической устойчивости; снижение риска нарушения устойчивости энергосистемы в виде лавины напряжения;
- повышение способности энергосистемы противостоять аварийным возмущениям.

Оценка возможности применения распределенных управляемых устройств D-FACTS в энергосистемах России

Сама идея внесения индуктивных или емкостных сопротивлений в ВЛ для снижения неоднородности параллельных электрических цепей была давно предложена в ряде работ, в том числе в работах [6, 7]. Однако возможность широкой реализации этой идеи в электрических сетях открывается только при использовании распределенных устройств *D-FACTS* последовательного включения.

Проведенный анализ используемых в электрических сетях России опор и проводов ВЛ 110–220 кВ показал, что по условию их механической прочности максимально допустимое количество *DSR (DSC)*-модулей не должно превышать двух на одну фазу в одном пролете. При этом с точки зрения равномерной механической загрузки опор целесообразно размещать *DSR (DSC)*-модули по обеим сторонам от опоры в непосредственной близости к ней. При этом установка на каждую фазу во всех пролетах двух модулей *DSR* индуктивностью 47 мкГн каждый позволит увеличить сопротивление ВЛ в 1,2 раза.

С целью определения влияния *DSC* и *DSR* на изменение потоков мощности в распределительных сетях рассмотрен участок сети 110-220 кВ, по которому осуществляется транзит электроэнергии (рис.3).

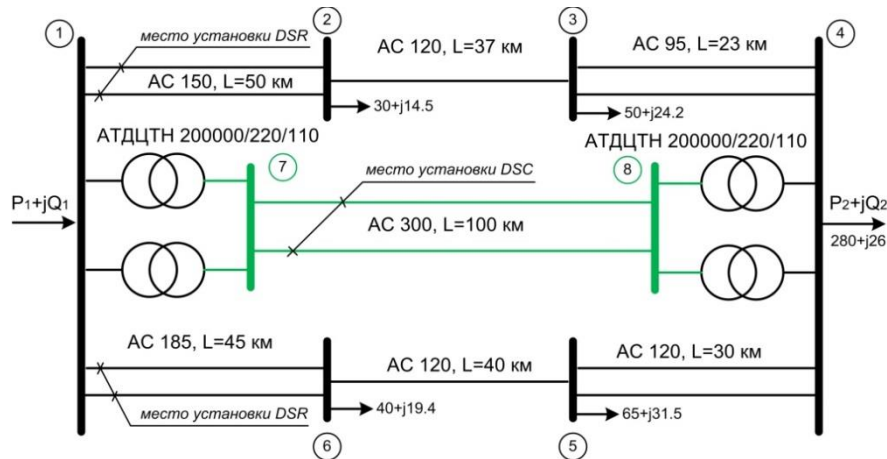


Рис. 3. Схема рассматриваемой сети 110-220 кВ (ПС 110 кВ – 1÷6; ПС 220 кВ – 7,8)

В нормальном режиме работы в данной схеме наибольшие токовые загрузки будут иметь место в ВЛ 110 кВ: 2-3 и 6-5. Величины токов в них близки к предельным допустимым значениям по термической стойкости проводов. При этом обе ВЛ 220 кВ (7-8) будут загружены слабо, а суммарные потери активной мощности в рассматриваемой сети 110-220 кВ в данном режиме составят 27,6 МВт.

С целью уменьшения потоков мощности в сети 110 кВ и увеличения транзита мощности по ВЛ 220 кВ целесообразно рассмотреть установку *DSC* модулей на обоих ВЛ 220 кВ (7-8). При этом, в случае компенсации модулями *DSC* 20 % индуктивного сопротивления каждой из ВЛ 7-8, токовая нагрузка в ВЛ 110 кВ 2-3 и 5-6 снизится, а в ВЛ 220 кВ увеличится. Суммарные потери активной мощности в рассматриваемой сети в данном режиме уменьшатся и составят 26 МВт. Предел передаваемой мощности по условию статической устойчивости за счет установки модулей *DSC* на обоих ВЛ 220 кВ увеличится на 39 МВт и достигнет 705 МВт (предел по статической устойчивости в схеме без *DSC* – 666 МВт).

Установки *DSR* модулей на ВЛ 110 кВ 1-2 и 1-6, увеличивающих индуктивное сопротивление каждой из этих ЛЭП на 20%, приведет к разгрузке по току ВЛ 110 кВ 2-3 и 5-6. Однако, суммарные потери активной мощности в рассматриваемой сети снизятся в меньшей степени, чем при установке *DSC* (до 26,4 МВт), а предел передаваемой мощности по условию статической устойчивости за счет установки модулей *DSR* на ВЛ 110 кВ 1-2 и 1-6 уменьшится на 8 МВт (до 658 МВт).

Как следует из приведенных выше результатов исследований, установка *DSC* модулей в ВЛ 220 кВ рассматриваемой неоднородной сети 110-220 кВ является предпочтительной.

Альтернативой установке модулей *DSR* и *DSC* является деление сети 110 кВ. Отключение ВЛ 110 кВ 2-3 и 6-5 в схеме без *DSR* и *DSC* приведет к снижению потерь активной мощности в рассматриваемой схеме на 20% (до 22,1 МВт). При этом перегрузки ВЛ 220 кВ по току наблюдаться не будет, но предел по статической устойчивости существенно уменьшится и составит 401 МВт. Применение на ВЛ 7-8 *DSC* модулей, компенсирующих 20% её индуктивного сопротивления, приведет к небольшому повышению предела по статической устойчивости (до 438 МВт).

Таким образом, деление сети 110 кВ приводит к снижению потерь активной мощности на 20%, однако существенно уменьшает пропускную способность сети по условию устойчивости, что снижает надежность электроснабжения потребителей.

Приведенный в [8] анализ возможности применения устройств *D-FACTS* в энергосистемах России показал:

- наличие ЛЭП 110–220 кВ, на которых целесообразна установка модулей *D-FACTS*;
- применение модулей *DSR* на ВЛ 220 кВ может рассматриваться как средство перераспределения мощности между ВЛ при электроснабжении потребителей от закольцованной сети 220 кВ, работающей параллельно с сетью 500 кВ, для устранения перегрузок в ВЛ 220 кВ;
- применение модулей *DSC* может рассматриваться как средство перераспределения потоков мощности и повышения пропускной способности ЛЭП 220 кВ в энергосистемах, где сети 220 кВ выполняют системообразующие транзитные функции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. М.: Торус Пресс. 2011.
2. Divan D. Distributed Intelligent Power Networks – A New Concept for Improving T&D System Utilization and Performance // T&D Workshop. CMU. Dec. 15–16, 2004.
3. Divan D., Brumsickle W. E., Schneider R. S., Kranz B., Gascoigne R. W., Bradshaw D. T., Ingram M. R., Grant I. S. A Distributed Static Series Compensator System for Realizing Active Power Flow Control on Existing Power Lines // IEEE Trans. on Power Delivery. 2007. V. 22. No 1.
4. Divan D., Johal H. Distributed FACTS Devices – A New Concept for Realizing Grid Power Control // IEEE Trans. Power Electronics. 2007. V. 22. Is. 6.
5. Sadikovic A. Power Flow Control for the Grid. Smart Wire Grid, Inc. January 22, 2013: <http://www.powerworld.com>.
6. Холмский В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей. М.: Высшая школа. 1975.
7. Мельников Н.А., Рокотян С.С., Шеренцис А.Н. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330–500 кВ. М.: Энергия. 1974.
8. Баринов В.А., Маневич А.С., Мурачев А.С. Применение в энергосистемах нового класса распределенных сетевых управляемых устройств // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2016. № 3.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Букаренко В.Ю.

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,
г. Саратов

Основным направлением обновления тепло- и электрогенерирующих мощностей России является сохранение действующего оборудования с вводом новых мощностей на основе парогазовых и газотурбинных технологий. Техническое перевооружение ТЭС осложняется необходимостью обеспечения надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей в течение всего периода замены оборудования. Опыт проектирования показывает, что использование чисто бинарных энергоблоков парогазовых установок для замены существующего оборудования ТЭС очень сложно. Это объясняется трудностями размещения такого энергоблока в существующем главном корпусе, что приводит к снижению мощности теплоснабжения в течение не

менее 36 мес. (с учетом демонтажа действующего оборудования). Поэтому при реконструкции ТЭЦ актуальным является установка газотурбинных надстроек, которые позволяют практически полностью сохранить компоновку главного корпуса, тепловую схему, а в ряде случаев и основное оборудование. Существенную роль играют и более низкие капитальные вложения по сравнению с внедрением бинарных схем, оказывающие положительное влияние на снижение стоимости вырабатываемой электрической и тепловой энергии.

Поэтому применение схемы модернизации путем газовой надстройки существующей схемы ТЭЦ является актуальной задачей.

Проведена разработка и оценка эффективности схемы модернизации энергоблока Саратовской ТЭЦ-5 по парогазовому циклу. Разработана схема включения газовой турбины (ГТУ) на действующем энергоблоке Т-110/120-130 со сбросом газов в энергетический котел. Разработана схема глубокого охлаждения уходящих газов ГТУ путем замены паровой регенерации высокого давления на газовую за счет установки газодляных подогревателей. Разработана методика по определению основных показателей и технико-экономической эффективности схемы модернизации действующего оборудования по парогазовому циклу сбросного типа.

Повышение эффективности ТЭЦ осуществляется путем использования газовых турбин в составе ПГУ со сбросом уходящих газов ГТУ в паровой котел. Принципиальная схема представлена на рис. 1.

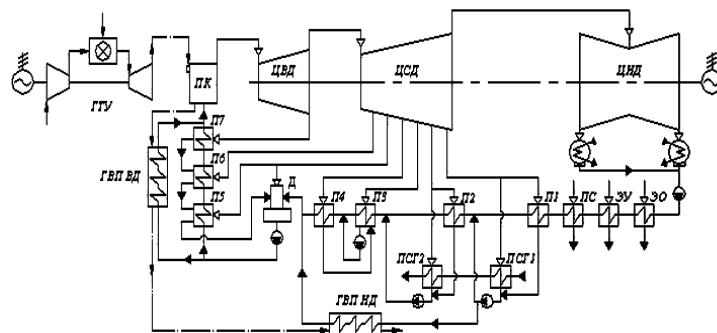


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема ПГУ со сбросом газов в паровой котел:
ГТУ – газотурбинная установка; ПК – паровой котел; ГВП – газо-водяной подогреватель; ПСГ – подогреватель сетевой воды горизонтального типа; Д – деаэрактор; ЭУ – эжектор уплотнений; ЭО – эжектор основной; С – подогреватель сальниковый

Такой вариант модернизации требует несколько больших затрат которые идут на реконструкцию парового котла, так как уходящие газы ГТУ направляются в сбросные сопла, расположенные над горелками для сжигания в их среде органического топлива. Для такой теплофикационной ПГУ мощность и параметры газа ГТУ выбираются из условия получения максимальной мощности, а не КПД, как для конденсационной ПГУ. При этом ГТУ подбирается по массовому расходу газов, которые не превышают 25-30 % воздуха. При условии вышеописанной модернизации, в зависимости от использования (по условиям габаритов, конструкции и схемы) той или иной ГТУ, достигается увеличение электрической мощности. КПД выработки электроэнергии нетто ПГУ возрастает до 38...40 %. Экономия топлива по сравнению с ПТУ такой же мощности достигает 10 %.

Для блока Т-110/120-130 рассчитана технико-экономическая эффективность установки ГТУ со сбросом газов в энергетический котел и глубоким охлаждением уходящих газов ГТУ. Оценка проводилась на основе вариантных расчетов тепловой схемы блока ПГУ-ТЭЦ. Результаты приведены в табл.1.

Таблица 1. Техничко-экономические показатели проекта

Наименование показателя	Единица измерения	Величина показателя
Установленная электрическая мощность	МВт	182,5
Установленная тепловая мощность	ГДж/ч	1184,86
Выработка электроэнергии	ГВт·ч/год	1347,89
Отпуск электроэнергии	ГВт·ч/год	1291,16
Выработка тепловой энергии	тыс ГДж/год	3464,2
Отпуск тепловой энергии	тыс ГДж/год	3433,3
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	г у.т./(кВт·ч)	294,78
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./ГДж	27,380
КПД по отпуску электроэнергии	%	41,73
Капиталовложения	млн. руб	4562,5
Затраты на производство	млн. руб	2854,99
Себестоимость отпускаемой электроэнергии	коп/(кВт·ч)	1,7313
Себестоимость отпускаемой тепловой энергии	руб./ГДж	151,86
Чистый дисконтированный доход	млн. руб	3595,5
Внутренняя норма доходности	%	18,297
Индекс доходности	руб/руб	1,6025
Дисконтированный срок окупаемости	лет	10,6

Оценка экономичности включения ГВП в тепловую схему ПГУ приведена в табл. 2.

Таблица 2. Техничко-экономические показатели включения ГВП
в тепловую схему блока

Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Расчетная формула	Количество, отключаемых ПВД		
				1	2	3
Прирост электрической мощности	$N_{\text{Э}}$	МВт	из расчета тепловой схемы	6,61	10,21	15,52
Отпуск электрической энергии с шин ПГУ	$\text{Э}_{\text{от}}$	МВт·ч/год	$(N - N_{\text{с.н}}) \cdot \tau$	13959,7	14232,9	14637,2
Выработка электроэнергии на ПГУ	Э	МВт·ч/год	$N \cdot \tau$	14612,2	1488,4	15289,7
Расход электроэнергии на собственные нужды, относимые к выработке электрической энергии.	$\text{Э}_{\text{сн}}$	МВт·ч/год	$(N_{\text{с.н}} - N_{\text{сн}}) \cdot \tau$	458,660	458,660	458,660
Расход топлива на выработку электроэнергии	$B_{\text{Э}}^y$	кг у.т./с	$B_{\text{Э}}^y \cdot k_{\text{Э}} \frac{\text{Э}_{\text{от}}}{\text{Э} - \text{Э}_{\text{сн}}}$	18	18	18
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии	$b_{\text{Э}}$	кг у.т./кВт·ч	$\frac{B_{\text{Э}}^y \cdot \tau}{\text{Э}_{\text{от}}}$	176,4	173	168,2
КПД по выработке электроэнергии	$\eta_{\text{Э}}$	доли	$\frac{0,123}{b_{\text{Э}}}$	0,697	0,71	0,73

Оценка экономического эффекта включения ГВП в схему ПГУ проведена по следующей методике:

1. Капиталовложения, руб.

$$K_t = S_{ГВП} \cdot C \quad (1)$$

2. Затраты на каждом шаге расчета, руб.

$$Z_t = 0,15 \cdot K_t \quad (2)$$

4. Результаты, достигаемые на каждом шаге расчета, руб.

$$R_t = \Delta b_{\varepsilon} \cdot N_{\varepsilon} \cdot C_T + \Delta N_{\varepsilon} \cdot h_{уст} \cdot T_{\varepsilon}, \quad (3)$$

где Δb_{ε} - экономия топлива при включении в систему регенерации ГВП, г у.т./кВт·ч; N_{ε} - отпущенная электроэнергия, кВт; C_T - цена топлива ,руб/т.у.т; ΔN_{ε} - увеличение электрической мощности при включении в систему регенерации ГВП и отключении ПВД, кВт; T_{ε} - тариф на электроэнергию; $h_{уст}$ - число часов, используемой мощности, ч/год.

5. Интегральный эффект достигаемый на каждом шаге расчета

$$\mathcal{E}_{инт} = (R_t - Z_t \cdot \alpha_t) - K_t \cdot \alpha_t, \quad (4)$$

где α_t - коэффициент дисконтирования:

$$\alpha_t = (1+E)^{-(t-\tau_{стр})}, \quad (5)$$

где $E = 0,08$ норма дисконта. Горизонт расчета 9 лет

Результаты расчета приведены на рис. 2-3.

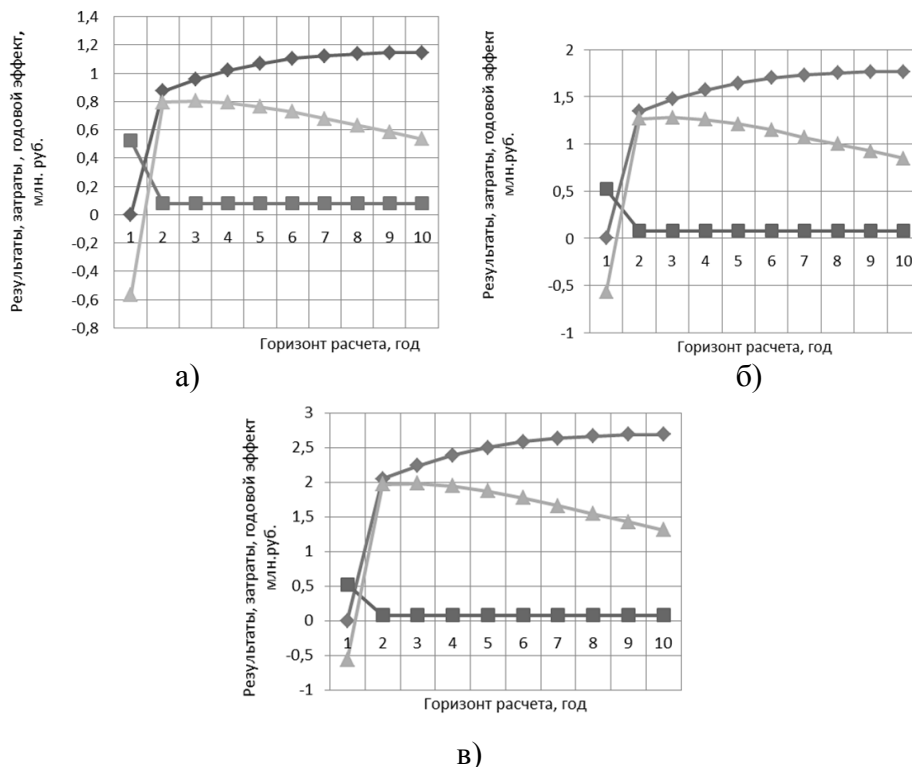


Рис. 2. Техничко-экономические показатели внедрения ГВП при отключении ПВД: а) одного ПВД; б) двух ПВД; в) трех ПВД

Обозначение:

- ◆ Результаты
- Затраты
- ▲ Годовой эффект

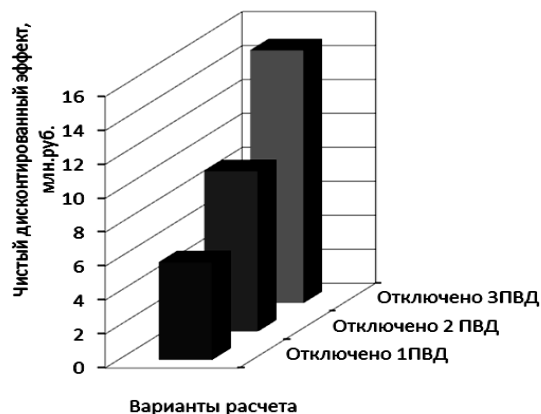


Рис. 3. Чистый дисконтированный доход при внедрении газовой водяной подогревателя

ЛИТЕРАТУРА

1. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции/ В.Я. Рыжкин.- М.:Энергия, 1976. - 448 с.
2. Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов / С.В.Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов; под ред. С.В. Цанева. - 3-е изд., стереот. - М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 584 с.: ил.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГАЗОКОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ «АЛЕКСАНДРОВСКАЯ»

Логвиненко А.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Общие сведения о станции. Компрессорная станция «Александровская» — стационарная установка, предназначенная для транспортирования газа. Газ используется как энергоноситель. [1]

Станция состоит из газоперекачивающих агрегатов (ГПА) – основного оборудования и вспомогательного оборудования. Оснащается такими системами как - системами пожаротушения, освещения, вентиляции, сигнализации, газоанализа, автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУТП).

Компрессорная станция «Александровская» подключена к магистральному газопроводу Нижневартовский ГПЗ (газоперерабатывающий завод) - и далее Парабель - Кузбасс. В свою очередь, через каждые 150 км стоят газоперекачивающие станции для транспортировки газа по Западной Сибири.

На сегодняшний день компрессорная станция «Александровская» обеспечена новейшим оборудованием.

Так сложилось, что КС «Александровская» является головным пунктом, с которой начинается транспорт газа в газотранспортную систему «Газпром трансгаз Томск».

Технологическая схема КС состоит из установок очистки газа, компрессорного цеха. В комплекс КС «Александровская» входят следующие объекты, системы и сооружения:

- один компрессорный цех – основной участок станции;
- установки для очистки полости газопровода с системой сбора, удаления и обезвреживания механических и жидких примесей – подготовительный участок станции;

- система электроснабжения, производственно – хозяйственного и пожарного водоснабжения, теплоснабжения, канализации и очистных сооружений, молниезащиты и электрохимической защиты, связи, автоматического управления и телемеханики;
- административно – хозяйственные помещения;
- склады для хранения материалов, оборудования;
- оборудование и средства технического обслуживания и ремонта сооружений линейной части и КС;
- вспомогательные объекты. [1]

Газ, проходящий с газоперерабатывающего завода по газопроводу, подается на газовый узел, расположенный за периметром КС. Задвижки на узле перекрываются и газ направляется в компрессорный цех. Где в динамических компрессорах энергия сообщается потоку газа за счет того, что рабочие органы компрессора оказывают силовое воздействие на газ, находящийся в его проточной части. Установка состоит из асинхронного двигателя и лопастного нагнетателя. Редуктор не применяется, так как современный электродвигатель имеет функцию плавного частотного регулирования. Лопасти при вращении колеса оказывают силовое воздействие на газ, тем самым увеличивая его давление после компрессорного цеха. [2]

Электроснабжение КС «Александровская». Компрессорная станция «Александровская» является потребителем I категории. КС расположена на большом удалении от энергосистемы, поэтому электроэнергию получает от собственной подстанции «Раздольное» 110/10 кВ, которая расположена вблизи площадки КС. КС «Александровская» имеет две кабельные линии от подстанции «Раздольное» 110/10 кВ. Такое электроснабжение называется централизованным.

Потребляет компрессорная станция «Александровская» от 28 до 36 МВт в год.

Газокомпрессорная станция «Александровская» на магистральном газопроводе питается от двух независимых ячеек №4; №20 открытого распределительного устройства по двум кабельным линиям 10 кВ на кабельной эстакаде. Пониженное напряжение 10 кВ (два ввода) подается на ЗРУ 10 кВ КС «Александровская».

Напряжение сети внутреннего электроснабжения компрессорной станции 10 кВ. Напряжение низковольтных нагрузок 220 и 380 В. На ЗРУ-10 кВ применяются шкафы распределительных устройств комплектной заводской поставки.

Станция оснащена новейшими тремя электроприводными газоперекачивающими агрегатами (ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р), которые запитываются от ЗРУ (ячейки № 107, 109, 207) через блок боксы согласующих трансформаторов. В конструкции агрегатов используются технологии магнитных подвесов, безмасляных газодинамических уплотнений, частотная регулировка привода. [3]

Для питания оборудования компрессорного цеха от ЗРУ используется КТП2х630, а для собственных нужд станции КТП2х400.

Электрическая часть КС «Александровская». На КС «Александровская» имеется ряд трансформаторов: блок - боксы согласующих трансформаторов, которые находятся на ГПА, КТП 2 × 630 кВ·А, находящийся в компрессорном цехе; КТП 2 × 400 кВ·А, предназначенный для собственных нужд; разделительный трансформатор 10/10 кВ.

При естественном воздушном охлаждении магнитопровода, обмотки и другие части трансформатора имеют непосредственное соприкосновение с окружающим воздухом, поэтому охлаждение их происходит путем конвекции воздуха и излучения. Сухие трансформаторы устанавливаются внутри помещений (в производственных цехах и пр.), при этом главным требованием является обеспечение пожарной безопасности.

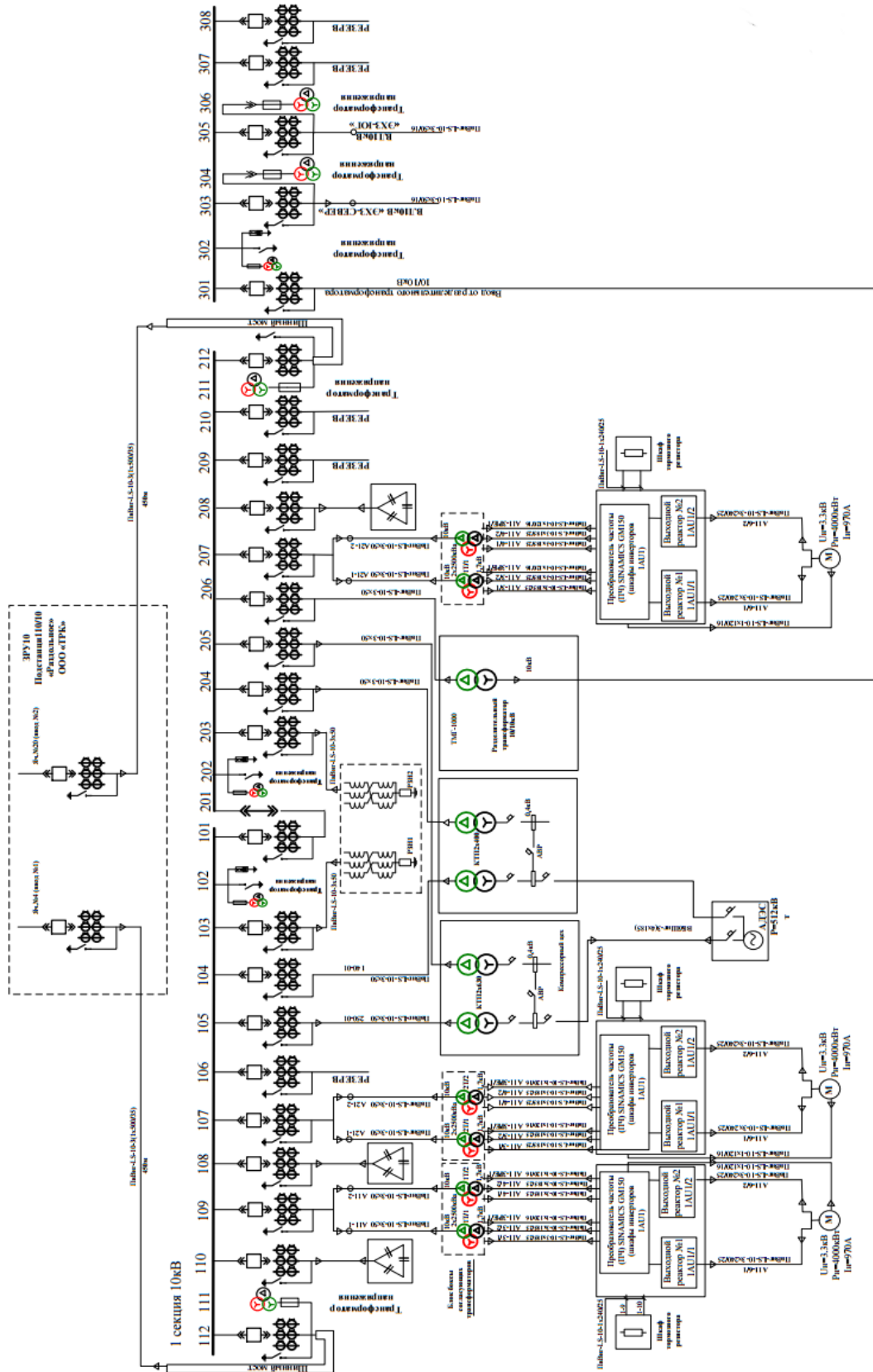


Рис. 1 Однолинейная схема электроснабжения объектов КС «Александровская»

В эксплуатации они удобнее масляных, так как исключают необходимость периодической очистки и смены масла. Следует, однако, отметить, что воздух обладает меньшей электрической прочностью, чем трансформаторное масло, поэтому в сухих трансформаторах все изоляционные промежутки и вентиляционные каналы делают большими, чем в масляных. Из-за меньшей теплопроводности воздуха по сравнению с маслом электромагнитные нагрузки активных материалов в сухих трансформаторах меньше, чем в масляных, что приводит к увеличению сечения проводов обмотки и магнитопровода. Как следствие этого, масса активных частей (обмоток и магнитопровода) сухих трансформаторов больше, чем масляных. [4]

Закрытое распределительное устройство. ЗРУ предназначено для приема и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением до 10 кВ.

Режим работы – круглосуточный, круглогодичный.

ЗРУ состоит из секций. Каждая секция представляет собой набор отдельных шкафов с коммутационным оборудованием, приборами измерения, устройствами автоматики и защиты, устройствами управления и сигнализации.

Выдвижной элемент ВЭ (тележка с выключателем) может занимать относительно корпуса шкафа следующие положения:

- рабочее;
- контрольное;
- ремонтное;

В рабочем, контрольном положениях ВЭ находится в фиксированном положении.

Рабочее положение: разъемные контакты главной и вспомогательных цепей замкнуты и ВЭ полностью подключен для выполнения своих функций.

Контрольное положение: разъемные контакты главной цепи разомкнуты, вспомогательных цепей - замкнуты и обеспечивают возможность проведения испытаний ВЭ и проверки вспомогательных цепей.

Ремонтное положение: ВЭ полностью извлечен из корпуса шкафа, разъединяющие контакты главных и вспомогательных цепей разомкнуты, ВЭ может быть подвергнут осмотру и ремонту.

В состав ЗРУ-10кВ входят:

- высоковольтные вводные ячейки, секции шин (3шт.);
- высоковольтные ячейки вводных трансформаторов напряжения (2шт.)
- высоковольтные ячейки шинных трансформаторов напряжения (3 шт.);
- высоковольтная ячейка секционного выключателя;
- высоковольтная ячейка разъединителя; [4]

Выводы. Преимущества закрытого распределительного устройства с двумя вводами газокompрессорной станции заключаются в возможности планового ремонта любой системы шин, без вывода из эксплуатации всего РУ, разделении системы на две части, для повышения надёжности электроснабжения, работе персонала в сухом, защищенном от природных воздействий помещении. Отличия ЗРУ от ОРУ в том, что ОРУ позволяют использовать сколь угодно большие электрические устройства, изготовление ОРУ не требует дополнительных затрат на строительство помещений, но в тоже время в ЗРУ возможна установка необходимой автоматики, электроники и силовых шкафов, которым необходима сухость, защита от коррозии и т.д.

Компрессорная станция «Александровская», ЗРУ модернизированы и в полной мере решают поставленные задачи, обеспечивая надежную и автоматизированную эксплуатацию в течение еще 10-15 лет.

ЛИТЕРАТУРА

1. Земенков Ю.Д. – Газокомпрессорные станции. – Тюмень.: УГТУ, 2002. – 15 с.
2. Рожкова Л.Д.; Козулин В.С. – Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.
3. Биленка Б.Д.; Сергиенко Р.В. - Энергетические установки для компрессорных станций магистральных трубопроводов // Журнал. – 2010. – Т. 621. – № 2. – С. 70–79.

ЭНЕРГИЯ ШАГА

Валиев Д.А., Мицкевич Р.В., Брагин С.В., Коченков А.А., Баженов И.С.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Проблема ограниченности мировых видов сырья для использования их в качестве источников всё возрастающих потребностей человечества в электрической энергии вызывает озабоченность у широкого круга ученых и инженеров. В современном мире одной из важнейших тем для обсуждения является проблема нахождения новых возобновляемых источников энергии [1]. В 2012 г. на открытом форуме Евронауки основной направленностью была озвучена проблема возобновляемых источников.

Последнее время доля выработанной электроэнергии альтернативными источниками питания неуклонно растет. Как правило, под альтернативными источниками энергии подразумевается солнечная энергия, ветровая, приливные, геотермальные. Однако перечисленные направления имеют ряд достоинств и недостатков. Так, например, при использовании источника возобновляемой энергии, такой как гидроэлектростанции заливаются огромные площади плодородной земли, снижается скорость течения рек, что носит негативное влияние на экологическое состояние. Экологически безопасные ветряные генераторы могут быть использованы только в подходящей для этого местности, где постоянно существует достаточно высокая плотность ветра, при этом направленность ветра предпочтительна одного направления.

Еще одним источником самовозобновляемой энергии являются солнечные батареи. Однако, ввиду их большой стоимости их использование целесообразно только в южных регионах с высокой частотой солнечных дней. Поэтому солнечные батареи в основном используются в космосе.

Следует упомянуть область малой энергетики, такую как автономные электрохимические источники электрической энергии, однако данный тип также имеет ряд существенных недостатков – большой ток разряда, небольшой ресурс, необходимость частого мониторинга состояния.

Однако незаслуженно мало внимания уделяется пьезоэлементам и пьезогенераторам на их основе. Пьезоэлектрический эффект был открыт в 1880 году братьями Пьером и Жаком Кюри. Было обнаружено, что если кристаллы некоторых диэлектриков (сегнетовой соли, кварца и др.) подвергнуть механическому воздействию, сжатию, то на их поверхности появляются электрические заряды противоположных знаков, или, как теперь принято говорить, в кристалле возникает наведенная поляризация, которая создает внешнее и внутреннее по отношению к кристаллу электрические поля. Простейшая схема пьезогенератора изображена на рис.1. В данной схеме условно показан способ получения электрической энергии при использовании изгибных колебаний.

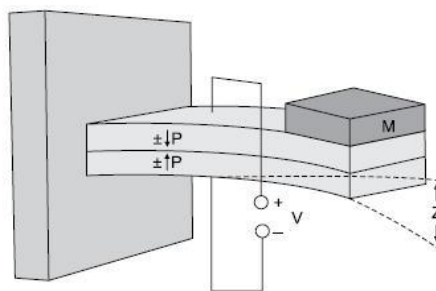


Рис. 1. Схема пьезогенератора на изгибных колебаниях

Пьезогенераторы относятся к источникам малой мощности, поэтому область их применения ограничена потребителями, такими как малогабаритная бытовая техника, телефоны сотовой связи, беспроводные сенсорные системы для наблюдения и диагностики технического состояния различных объектов и многое другое. Именно использование маломощных пьезогенераторов может с минимальными затратами реализовать энергоснабжение подобного оборудования. На рис. 2 приведена простейшая схема пьезогенератора, включающую в себя выпрямитель и аккумулятор и систему управления.



Рис. 2. Блок-схема установки

Израильская компания Innowattech внедрила интересное направление использования пьезогенераторов, которое связано с применением пьезоэффекта на полотне автострады, где выработка электроэнергии осуществляется за счет движения транспорта. На полотне автострады протяженностью 1 км под асфальтовое покрытие были расположены генераторы, при этом испытания показали, что возможно сгенерировать электрическую энергию мощностью до 0,5 МВт. Однако, подобное использование имеет серьезный недостаток, на данном участке автострады значительно увеличился расход топлива, поскольку, эта энергия по факту получалась из работы двигателей транспортных средств. Дорожное полотно достаточно сильно деформируется при движении транспорта и большая часть энергии теряется в виде тепла.

Опираясь на опыт Innowattech и внося свои коррективы в идеи получения электричества с дорожного полотна предлагается использовать в место энергии движения машин энергию ходьбы людей. Проанализировав загруженность пешеходных переходов вблизи кампусов Томского политехнического университета, предлагается в качестве участка для установки пьезогенераторов использовать перекресток улиц Усова и Советской (рис. 3). Данный пешеходный переход ежедневно проходят тысячи студентов ТПУ. Люди, в отличие от механических средств передвижения, представляют собой возобновляемую энергетическую систему, энергию которой можно использовать.

Прямое преобразование механических колебаний конструкции в электрическую энергию будет наиболее эффективно при использовании гибких пьезоэлектрических элементов — пьезобиморфов. Анализ опыта зарубежных компаний и проведенные расчеты показали, что пьезоэлемент с габаритами – 5 на 1 мм и толщиной 0,1 мм при амплитуде колебаний на свободном конце пластины 0,1 мм генерирует выходную мощность 1,6 мВт. На рис. 3 представлено примерное расположение пьезоэлектрических элементов.

В рамках проекта для получения электрической энергии на каждом пешеходном переходе планируется установка площадки с пьезоэлементами. Планируется сделать 4 площадки, где будет установлено 400 небольших пьезоэлементов на одну площадку. Они будут заключены в модульную конструкцию, которая будет защищать пьезоэлемент от внешних воздействий. Когда на нее будут наступать прохожие будет выделяться энергия, которая будет преобразована в электрическую, которая будет запасаться в аккумуляторах. За одну деформацию системы выделяется 2,3 Вт. В ночное время возможно использование запасенной электроэнергии для освещения пешеходных переходов.



Рис. 3. Схема установки площадок с пьезоэлементами

Проведенный анализ и расчеты позволили выявить достоинства и недостатки предлагаемой системы генерирования электроэнергии с использованием пьезогенераторов, к достоинствами можно отнести [2, 3]:

- Простота и надежность, т.к. количество элементов системы минимально.
- Дешевизна, т.к. при изготовлении не используются редкоземельные материалы и новые технологии
- Отсутствует привязка к местности, т.к. установка не чувствительна к колебаниям температуры, времени суток, устойчива к агрессивным средам.
- Минимальные эксплуатационные расходы, модульность системы позволяет с легкостью заменить один элемент при выходе его из строя, при этом не требуется специальной квалификации персонала.
- Экологичность, работа не сопровождается шумом или вредными выбросами в окружающую среду.
- Производство электроэнергии происходит без потребления какого-либо энергетического сырья.

К отрицательным моментам, сдерживающим широкое распространение системы можно отнести:

- Маломощность системы.
- Часть производимой энергии будет теряться в виде нагрева при больших нагрузках.

В заключение хотелось бы сказать, что у данной системы есть потенциал для развития и модернизации. Разработкам генераторов на пьезоэффекте посвящают работы ведущие университеты и предприятия США, Японии, Израиля. Появляются экспериментальные и опытные образцы, однако, в России развитие пьезогенераторов представлено слабо. В связи с этим предполагается дальнейшее исследование в данной области, изготовление опытного образца с его дальнейшей апробацией, и также экономическая оценка целесообразности применения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Акопьян В. А., Истомина И. В., Паринов И. А. Пьезогенераторы - новое перспективное направление малой энергетики // Промышленная метрология, №9 [227] 24.05.2011. Режим доступа: http://metrology-spb.ru/Biblioteka/Pezogeneratoriy_%E2%80%93_novoe_perspektivnoe_napravlenie_maloy_jenergetiki/
2. Олейник Д.Ю. Вопросы современной альтернативной энергетики / Д.Ю.Олейник, К.В.Кайдакова, А.П.Преображенский // Вестник Воронежского института высоких технологий. 2012. № 9. С. 46-48.
3. Вострикова О.Ю., Шиндлер Ф. Пьезоэлементы, как один из источников энергии // ВЕСТНИК Воронежского института высоких технологий. 2013. №11. С. 90-95.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТОКОГРАНИЧИВАЮЩИХ РЕАКТОРОВ

Кудаярова А.А., Хузина Л.Н., Дорофеев А.О.

Уфимский государственный авиационный технический университет, г.Уфа

Реактор представляет собой индуктивную катушку, включенную в цепь последовательно, не имеющую сердечника из магнитного материала. Реактивность прямо пропорциональна индуктивному сопротивлению катушки. При больших токах у катушек со стальными сердечниками происходит насыщение сердечника, что резко снижает реактивность, и, как следствие, реактор теряет свои токоограничивающие свойства. По этой причине реакторы выполняют без стальных сердечников, несмотря на то, что при этом, для поддержания такого же значения индуктивности, их приходится делать больших размеров и массы. Благодаря этому он обладает постоянным индуктивным сопротивлением, не зависящим от протекающего тока. Такая индуктивность включается в каждую фазу трехфазной сети. Индуктивное сопротивление реактора зависит от числа его витков, размеров, взаимного расположения фаз и расстояний между ними. Измеряется индуктивное сопротивление в омах.

Токоограничивающие реакторы можно классифицировать по разным признакам:

- с линейной, нелинейной и ограниченно–линейной или квази–линейной характеристикой;
- без магнитопровода и с магнитопроводом;

- со стержневой, броневой, бронестержневой, тороидальной, цилиндрической и навитой магнитной системой (магнитопроводом);
- нерегулируемые, регулируемые, управляемые, насыщающиеся;
- с продольным, поперечным и кольцевым подмагничиванием;
- с масляной или сухой изоляцией;
- секционные, линейные и заземляющие;
- одинарные и сдвоенные.

В настоящее время в энергосистемах для ограничения токов КЗ используются только нерегулируемые реакторы с линейной характеристикой. В сетях 6(10) кВ применяются одинарные и сдвоенные реакторы, а в сетях 35–220 кВ – масляные реакторы.

Реакторы выбирают по номинальному напряжению, току и индуктивному сопротивлению.

Номинальное напряжение выбирают в соответствии с номинальным напряжением установки. При этом предполагается, что реакторы должны длительно выдерживать максимальные рабочие напряжения, которые могут иметь место в процессе эксплуатации. Допускается использование реакторов в электроустановках с номинальным напряжением, меньшим номинального напряжения реакторов.

Номинальный ток реактора (ветви сдвоенного реактора) не должен быть меньше максимального длительного тока нагрузки цепи в которую он включен.

Для шинных (секционных) реакторов номинальный ток подбирается в зависимости от схемы их включения.

Индуктивное сопротивление реактора определяют, исходя из условий ограничения тока КЗ до заданного уровня. В большинстве случаев уровень ограничения тока КЗ определяется по коммутационной способности выключателей, намечаемых к установке или установленных в данной точке сети.

Как правило, первоначально известно начальное значение периодического тока КЗ $I_{н.о.}$, которое с помощью реактора необходимо уменьшить до требуемого уровня.

Выбранный реактор следует проверить на электродинамическую и термическую стойкость при протекании через него тока КЗ.

Электродинамическая стойкость реактора гарантируется при соблюдении следующего условия:

$$i_{дин} \geq i_y^{(3)},$$

где $i_y^{(3)}$ – ударный ток при трехфазном КЗ за реактором; $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости реактора, т. е. максимальный ток (амплитудное значение), при котором не наблюдается остаточной деформации обмоток (иногда в каталогах этот ток обозначается как i_{max}).

Термическая стойкость реактора характеризуется заводом–изготовителем величиной $t_{тер}$ — временем термической стойкости и среднеквадратичным током термической стойкости $I_{тер} = i_{дин}/2,54$. Поэтому условие термической стойкости реактора имеет вид:

$$B_k^{заг} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k,$$

где B_k — расчетный импульс квадратичного тока при КЗ за реактором.

При соблюдении указанного условия нагрев обмотки реактора при КЗ не будет превышать допустимого значения.

В ряде случаев необходимо определить уровень остаточного напряжения на шинах при КЗ непосредственно за реактором. С учетом того, что в режиме КЗ $\sin\varphi_k=1$. Тогда выражение для определения остаточного напряжения на шинах примет вид:

$$U_{ост} \% = x_p \frac{\sqrt{3} \cdot I_{н.о}}{U_{ном}} 100$$

Значение $U_{ост}$ по условиям работы потребителей должно быть не менее 65–70%.

Наиболее распространены в эксплуатации бетонные реакторы. Для получения необходимой прочности электрической изоляции после затвердевания бетона реактор подвергают интенсивной сушке под вакуумом и пропитке влагостойким изоляционным лаком.

В качестве обмоточного провода используется многожильный медный или алюминиевый кабель большого сечения. Охлаждение реакторов – естественное.

Бетонные реакторы применяются в закрытых распределительных устройствах при напряжении не выше 35 кВ. Недостатком их является большие габариты размеры и масса. Ведутся работы по уменьшению массы и габаритных размеров за счет применения современных изоляционных материалов.

Бетонный реактор представляет собой концентрически расположенные витки изолированного многожильного провода, залитого в радиально расположенные бетонные колонки. При коротких замыканиях обмотки и детали испытывают значительные механические напряжения, обусловленные электродинамическими усилиями, поэтому при их изготовлении используется бетон с высокой прочностью. Все металлические детали реактора изготавливаются из немагнитных материалов. В случае больших токов применяют искусственное охлаждение.

Фазные катушки реактора располагают так, что при собранном реакторе поля катушек расположены встречно, что необходимо для преодоления продольных динамических усилий при коротком замыкании. Бетонные реакторы могут выполняться как естественно-воздушного так и воздушно-принудительного охлаждения (для больших номинальных мощностей), так например "дутьё" (добавляется буква "Д" в маркировке).

Сейчас бетонные реакторы считаются морально устаревшими и вытесняются сухими реакторами.

Сухие реакторы относятся к новому направлению в конструировании токоограничивающих реакторов и применяются в сетях с номинальным напряжением до 220 кВ. В одном из вариантов конструкции сухого реактора обмотки выполняются в виде кабелей (обычно прямоугольного сечения для уменьшения габаритов, повышения механической прочности и срока службы) с кремнеорганической изоляцией, намотанных на диэлектрический каркас. Преимуществом применения кремнеорганической изоляции является большая термостойкость, устойчивость к электродинамическим нагрузкам, эластичность, герметичность, неизменность диэлектрических и механических свойств при длительном времени эксплуатации, что в свою очередь уменьшает потери энергии на вихревые токи и нагрев, и позволяет снизить добавочные потери на вихревые токи от 20 до 40%. В другой конструкции реакторов провод обмотки изолируется полиамидной плёнкой, а затем двумя слоями стеклянных нитей с проклейкой и пропиткой их кремнеорганическим лаком и последующим запеканием, что соответствует классу нагревостойкости Н (рабочая температура до 180 °С); прессовка и стяжка бандажами обмоток делает их устойчивыми к механическим напряжениям при ударном токе.

На сегодняшний день популярность сухого токоограничивающего реактора на рынке подобной техники едва ли можно переоценить. Большинство генерирующих станций, электросетей, распределительных подстанций и промышленных предприятий сменили бетонные устаревшие модели на усовершенствованные токоограничивающие реакторы сухого типа. Применение новых европейских технологий позволили снизить массу

реакторов и уменьшить их габариты, а так же обеспечить любой угол подсоединения, благодаря универсальным выводам.

По способу установки сухие токоограничивающие реакторы различают на: линейные, групповые, секционные.

Установка токоограничивающих реакторов позволяет снизить ударные нагрузки токов короткого замыкания на силовое оборудование сетей, в том числе снизить требования по отключающей способности выключателей.

При наличии в сети двух аналогичных секций на них целесообразно устанавливать сдвоенные токоограничивающие реакторы, которые обеспечивают их надежную защиту от токов короткого замыкания при минимальных габаритах.

Высоконадёжная оригинальная конструкция обмотки и прессыющей системы позволяет выпускать реакторы в широком диапазоне параметров:

- номинальных токов: от 50 до 10000 А;
- индуктивных сопротивлений: от 0,05 до 2,5 Ом (для реакторов 110 кВ до 15 Ом);
- конструктивных исполнений: горизонтальное, вертикальное и ступенчатое;
- назначений (одинарные и сдвоенные).

Номенклатура серии сухих реакторов охватывает весь перечень бетонных аналогов, а по характеристикам: потери, устойчивость к токам короткого замыкания, уровень изоляции – превосходит их. Кроме того, сухие реакторы имеют значительно меньшую массу, удобны в монтаже, как правило, допускают установку в старые ячейки вместо бетонных реакторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.
2. <http://abkainar.koder.kz/produkcija/reaktornoe-borudovanie/suhie-tokoogranichivayushhie-reaktory.html>

СИСТЕМА ИНФРАКРАСНОГО ОБОГРЕВА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОМЕЩЕНИЙ

Григорьева О.К., Овчинников Ю.В., Францева А.А.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

Инфракрасная система отопления подразумевает использование электрических приборов, которые обогревают помещения благодаря инфракрасному излучению. Основное отличие инфракрасного принципа обогрева от традиционного водяного заключается в том, что нагревается не воздух в помещении, а людей, все объекты вокруг, включая пол. Нагретый пол и все объекты затем действуют как вторичные источники тепла, повышая температуру воздуха [1].

Инфракрасные системы обогрева имеют ряд преимуществ по сравнению с традиционными системами, основанными на теплофикации, среди которых можно видеть следующее:

- высокая надежность теплоснабжения (отсутствие водяного цикла исключает размораживание);
- высокая скорость нагрева: прогрев рабочих мест осуществляется в течении нескольких минут после включения, что дает возможность снижения

температуры, а значит и расход газа в ночное время, в выходные и праздничные дни;

- меньшая температура воздуха в помещении: комфортные условия работы соблюдаются при температуре внутреннего воздуха меньше на 5-10 °С, чем при использовании конвективных систем;
- локальный обогрев: излучатели могут осуществлять зонный обогрев отдельных рабочих мест в промышленных зданиях или на открытых площадках.

В соответствии с имеющимся опытом, рекомендациями Ассоциации инженеров по вентиляции, отоплению и кондиционированию воздуха (АВОК) и инструкциям Немецкой Ассоциации инженеров по воде и газу (DVGW) желаемая температура в помещении (°С) может быть выражена как [2]:

$$t_{\text{ж}} = t_{\text{в}} + t_{\text{л}},$$

где $t_{\text{в}}$ - температура воздуха в помещении, °С;

$t_{\text{л}}$ – лучистая температура, получаемая поверхностями за счет излучения от рабочих поверхностей инфракрасных излучателей, °С.

Воздух в помещении не нагревается за счет инфракрасного излучения и может быть ниже желаемой температуры. Следовательно, возможно снижение температуры воздуха $t_{\text{в}}$ при одновременном увеличении лучистой температуры $t_{\text{л}}$.

Выражение для желаемой температуры также может быть записано как:

$$t_{\text{ж}} = t_{\text{в}} + 0,072J,$$

где J – плотность лучистого потока, Вт/м².

При стандартном конвективном способе отопления производственных помещений с высокими пролетами перепад температуры воздуха по высоте может достигать $\Delta t = 10-15^{\circ}\text{C}$. При известном коэффициенте тепловых потерь здания K плотность теплового потока потерь при конвективном отоплении приблизительно выражается как:

$$q_{\text{к}} = K(\bar{t} - t_0) = K\left[\frac{2t_{\text{ж}} + \Delta t}{2} - t_0\right],$$

где t_0 – температура наружного воздуха, °С.

При лучистом отоплении перепад температуры воздуха по высоте здания отсутствует или может быть даже отрицательным (вверху температура воздуха ниже, чем у пола). В этом случае потери тепла при использовании системы ИКО и сохранении той же самой желаемой температуры на рабочем месте выражается как:

$$q_{\text{л}} = K(t_{\text{в}} - t_0) = K[t_{\text{ж}} - t_{\text{л}} - t_0].$$

Тогда перевод отопления с конвективного на ИКО при средней температуре наружного воздуха за отопительный сезон $t_0 = -6,6^{\circ}\text{C}$ дает снижение теплотерь здания в 2 и более раз.

Снижение теплотерь:

$$\frac{q_{\text{л}}}{q_{\text{к}}} 100\% = \frac{K(t_{\text{в}} - t_0)}{K(t_{\text{ж}} + \Delta t/2 - t_0)} 100\% = \frac{7 - (-6,6)}{18 + 15/2 - (-6,6)} 100\% = 42\%.$$

Дальнейшее снижение потребления тепла возможно за счет уменьшения температуры на рабочих местах в ночное время, выходные дни, а также, путем применения локального обогрева. Все эти режимы легко реализуются с помощью ИКО.

По способам сжигания природного газа и температуре рабочих поверхностей можно выделить три группы ИК-излучателей.

- а) «светлые» ИК-излучатели – температура рабочих поверхностей 800-1000°С;
- б) «темные» ИК-излучатели – 400-650°С;

с) «черные» ИК-излучатели – 200-300°C.

«Светлые» системы ИКО

Все светлые ИК-излучатели основаны на принципе поверхностного горения, который схематически изображен на рис. 1 [3].

Основным элементом излучателя является панель из пористой перфорированной керамики. На внутреннюю сторону панели подается смесь газа и воздуха, которая затем проходит через отверстия малого диаметра в керамической панели, при этом смесь нагревается и воспламеняется вблизи поверхности. Образующееся в выходных частях отверстий пламя нагревает излучающую керамическую поверхность до температуры в 800-1000°C.

Часть тепла поступает внутрь и нагревает подаваемую газозвоздушную смесь.

Из-за высокой температуры поверхности эти излучатели должны монтироваться на достаточном расстоянии от рабочих мест и пола

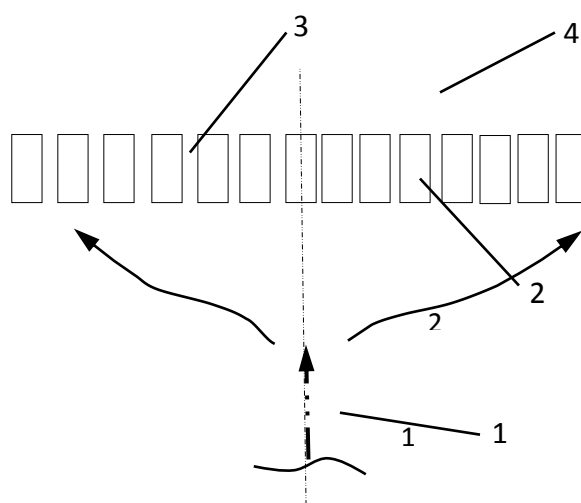


Рис. 1. Схема работы «светлого» ИК-излучателя:

1 – газозвоздушная смесь; 2 – пористая перфорированная; 3 – излучающая поверхность; 4 – стабилизирующий экран

Темные» ИК-излучатели

«Темные» ИК-излучатели имеют температуру рабочей поверхности 400-650°C. Типичная конструкция изображена на рис. 2. Система содержит горелку, соединенную трубой диаметром 80-100 мм с вытяжным вентилятором. Поток продуктов сгорания поступает в трубу, доводя температуру ее наружной поверхности до 400-650°C. Отражатель, расположенный над излучающей поверхностью трубы, направляет поток тепла в отапливаемую зону.

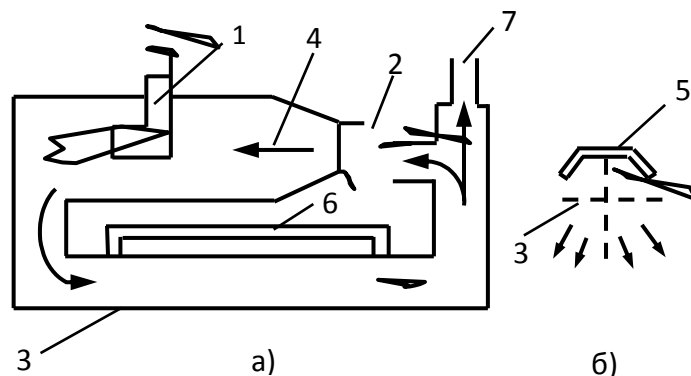


Рис. 2. Схема «темного» и «черного» ИК-излучателя:

а – схема циркуляции воздуха; б – воздуховод и рефлектор; 1 – подача газа; 2 – вентилятор; 3 – воздуховод; 4 – воздушный поток; 5 – изоляция; 6 – рефлектор; 7 – вывод продуктов сгорания

Если в системе ИКО со «светлыми» излучателями продукты сгорания выбрасываются в атмосферу цеха, дополнительно отдавая тепло, то в системах с «темными» излучателями продукты сгорания, как правило, должны выводиться наружу из-за повышенного содержания оксидов азота. При этом суммарный КПД «Темных систем» не превосходит 70 %.

«Черные» ИК-излучатели

«Черные» ИК-излучатели имеют температуру рабочих поверхностей 200-300°C. Обычно они представляют собой воздуховоды диаметром 300-400 мм, устанавливаемые над рабочими местами в цехах.

Круглые воздуховоды обычно изготавливают из скрученной полосы, иногда имеющей специальное покрытие для увеличения излучающей способности. Внутри воздуховодов циркулирует горячий воздух с температурой 200-400°C, нагревая стенки воздуховода (рис. 2). Сверху воздуховодов устанавливается тепловая изоляция и рефлектор. Воздух для горения подается дополнительным вентилятором. Нагрев рециркуляционного воздуха осуществляется за счет смешения продуктов сгорания с нагреваемой средой. Часть рециркуляционного воздуха выбрасывается за пределы помещения. Поскольку температура воздуха на выходе из системы не превышает 200°C, то суммарный КПД системы близок к 90%.

На черные ИК-излучатели распространяются требования ГОСТ 25696-83, ГОСТ 21204-97, ГОСТ 50670-94.

Такие системы можно использовать не только в промышленных зданиях, но и в аэропортах, вокзалах, стадионах. Препятствие применения таких систем может быть только отсутствие свободного пространства в цехе или вторжение в зону действия подъемных кранов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Овчинников Ю.В., Григорьева О.К., Францева А.А. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2015. – 258 с.
2. Рекомендации по применению систем обогрева с газовыми инфракрасными излучателями – Москва: АВОК, 1996
3. Саплин А.В. Некоторые эффективные технологии использования природного газа для предприятий. – Екатеринбург, 2001. – 20 с.

РАСЧЁТ ЗАПАСА УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ПОМОЩЬЮ ОБОБЩЁННЫХ УРАВНЕНИЙ ПРЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ

Юдина А.А., Чубаров К.М., Сенько В.В.

Самарский государственный технический университет, г. Самара

Проблема управления режимами в нормальных и аварийных ситуациях, задача обеспечения статической устойчивости электроэнергетических систем (ЭЭС) приобретает в настоящее время особую актуальность и остроту. Указанная проблема отмечается электроэнергетиками многих промышленно развитых стран. Это связано с ухудшением с точки зрения устойчивости параметров элементов и режимных условий электроэнергетических систем ЭЭС по мере их развития и объединения.

Усложнение структуры ЭЭС, увеличение диапазона возможных режимов, нередкое отличие текущих режимов от плановых, необходимость в формировании управляющих

воздействий противоаварийной автоматики (ПАА) требуют новых исследований статической устойчивости (СУ). В этой связи, разработка обобщенного подхода к решению таких различных задач оценки СУ, как – построение границ области устойчивости (ОУ), оценка запасов, определение допустимых режимов, можно считать актуальной и практически востребованной.

Установившиеся режимы электрических систем описываются нелинейными уравнениями вида:

$$F(x, y) = 0 \quad (1)$$

где $x = [x_1 \ x_2 \ x_3 \ \dots \ x_i]^T$ – вектор нерегулируемых параметров; $y = [y_1 \ y_2 \ y_3 \ \dots \ y_i]^T$ – вектор регулируемых параметров; F – одномерная вектор-функция, отвечающая уравнениям баланса мощностей или токов в узлах сети.

Предельные по СУ режимы определяются уравнением (1) и условием [1]:

$$a_0 = (-1)^m \det \frac{\partial H}{\partial x} = 0 \quad (2)$$

где $\det \frac{\partial H}{\partial x}$ – матрица, отвечающая свободному члену a_0 характеристического полинома системы дифференциальных уравнений, описывающих переходные процессы в ЭЭС при малых возмущениях.

Существующие методы направленного пошагового утяжеления имеют существенные недостатки и трудности [2]. Моделирование предельных режимов на основе их аналитических описаний предоставляет большие возможности, направленные на преодоление этих недостатков и трудностей, в качестве которых используется следующее выражение [3]

$$V = \frac{\partial F}{\partial x} S = 0 \quad \text{или} \quad V = \left(\frac{\partial F}{\partial x} \right)^T R = 0 \quad (3)$$

где V – m -мерная векторная функция; $S = [S_1 S_2 \dots S_m]^T$ $R = [R_1 R_2 \dots R_m]^T$ – собственные векторы матриц $\frac{\partial F}{\partial x}$, $\frac{\partial F}{\partial x}^T$, отвечающие их нулевому собственному значению.

Для определения запаса СУ в критическом направлении утяжеления, получаем систему уравнений и после, преобразовав ее для определения допустимого режима, получаем [4]:

$$\begin{cases} F \left[x, y_0 + T \Delta y - M^{-2} \left(\frac{\partial F}{\partial D y} \right)^T R - 3^2 \right] = 0 \\ V(x, R) = \left(\frac{\partial F}{\partial x} \right)^T R = 0 \\ H(R, T) = R^T \left(\frac{\partial F}{\partial D y} \right) M^{-2} \left(\frac{\partial F}{\partial D y} \right)^T R - 3^2 = 0 \end{cases} \quad (4)$$

где $M = \text{diag} \mu_i$

$$\mu_i^{-1} = \begin{cases} y_{i0} K_{i\text{норм}} = 0 & \text{– при расчёте предельных режимов} \\ y_{i0} K_{i\text{норм}} & \text{– при расчёте запасов устойчивости} \\ y_{i0} K_{i\text{норм}} = (y_{i0} + T \Delta y_i) K_{i\text{норм}} & \text{– при расчёте допустимых режимов} \end{cases}$$

Уравнения (4) являются обобщенными уравнениями предельных режимов (ОУПР), так как при соответствующем указании переменных и компонента матрицы M , благодаря использованию этих уравнений можно решать следующие задачи: определять параметры предельного режима и величину запаса СУ в заданном или в наиболее опасном направлении утяжеления, рассчитывать параметры допустимого режима, который соответствует требуемому запасу устойчивости 3_T .

Отметим, что система (4) имеет размерность, которая превышает размерность уравнений установившихся режимов (УУР), но это не приводит к проблеме для их применения на практике в задачах управления ЭЭС. Это связано со следующими факторами [5]:

1. Использование ресурсов современных ЭВМ позволяют решать задачи такого порядка за приемлемое для практических целей время.

2. Матрица Якоби уравнения (4) является слабозаполненной, поэтому применяются эффективные алгоритмы, заключающиеся в исключении действий с

нулевыми элементами. Данные алгоритмы позволяют значительно уменьшить требуемые для этого объемы памяти ЭВМ и повысить быстродействие [6].

В работах [7,8] приведены решения задачи нахождения запаса при отличии пределов по передаваемой мощности и режиму, а также решение задачи оценки запаса СУ в стохастической постановке, основанные на использовании различных модификаций ОУПР.

В данной работе авторами были проведены исследования СУ с помощью тестовой схемы ЭЭС (рис. 1), которую можно применять в задачах исследования режимов внешнего электроснабжения нефтяной отрасли. Экспериментальные результаты, подтверждают эффективность разработанной методики и представлены в таблице 1.

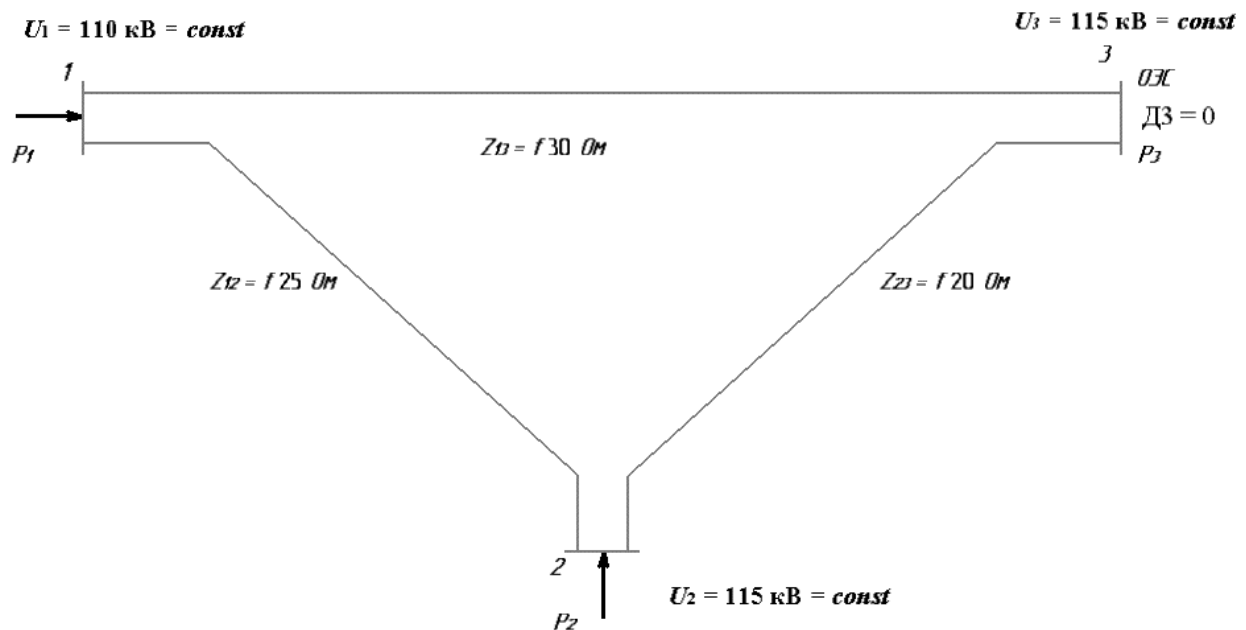


Рис. 1. Схема замещения тестовой ЭЭС (узел "3" - балансирующий)

На рис.1 представлена граница области устойчивости (ОУ) в координатах $u(P_1, P_2)$, построенная на ЭВМ. На данном рисунке можно увидеть результаты расчета запаса устойчивости с использованием ОУПР, в наиболее опасном направлении утяжеления.

По результатам исследования сходимости решения ОУПР и для их усовершенствования были разработаны стартовые алгоритмы, позволяющие существенно повысить быстродействие и надежность получения нетривиальных решений. На одном рисунке совмещены результаты расчетов Z_{min}^* для различных анализируемых режимов без стартового алгоритма (направления к решениям обозначены на рис 2. цифрой I) и расчеты со стартовым алгоритмом, основанным на включении фиктивной переменной " α " (обозначены на рис. 2 - II).

Применение стартового алгоритма позволяет существенно снизить количество итераций и тем самым увеличить быстродействие и получать расширенные решения, в тех случаях, когда расчет приходил к локальным решениям $u_{лок}$ или тривиальным решениям, что позволяет повысить надежность предложенных алгоритмов определения запаса Z_{min}^* в наиболее опасном направлении утяжеления.

Проведенные исследования устойчивости ЭЭС можно эффективно применять в задачах исследования режимов внешнего электроснабжения нефтяной отрасли.

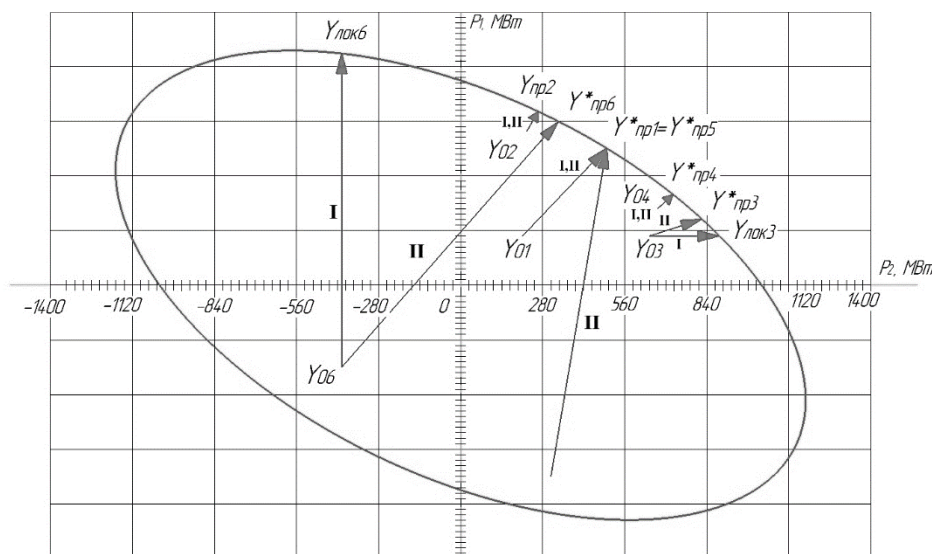


Рис. 2. Результаты расчета запаса устойчивости
 (I - расчет без стартового алгоритма, II - со стартовым алгоритмом)

Таблица 1. Результаты расчёта параметров допустимых режимов на основе ОУПР при различных направлениях утяжеления

Кольво итераций	№ узла	$P_{дон}$ МВт	$D_{дон}$ град	$P_{уп}$ МВт	$D_{уп}$ град	R о.е.	dP МВт
9	1	200.0	-27.1	176.6	-39.9	23.4	0
	2	-1038.7	-77.9	-1094.0	-102.0	55.3	10
7	1	459.2	73.1	540.3	98.2	-45.1	10
	2	459.2	62.6	534.8	84.1	-39.6	10
8	1	708.6	82.9	761.2	111.7	-52.5	10
	2	200.0	47.9	229.0	64.8	-29.0	0
7	1	867.3	69.5	927.2	91.9	-60.0	10
	2	-467.3	0.4	-466.0	3.5	-1.2	-10
7	1	200.0	-27.1	176.6	-39.9	23.4	0
	2	-1038.7	-77.9	-1094.0	-102.0	55.3	-10

ЛИТЕРАТУРА

1. Веников В.А., Строев В.А., Идельчик В.И., Виноградов А.А. Расчет запаса статической устойчивости электрической системы // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. 1984. № 3. С. 56–65.
2. Веников В.А., Строев В.А. Обеспечение устойчивости электрических систем, содержащих мощные синхронные генераторы // Электричество. 1971. № 12. С. 8–16.
3. Крюков А.В. Предельные режимы электроэнергетических систем. – Иркутск: ИрГУПС, 2012 г. – 236 с.
4. Конторович А.М., Крюков А.В. Использование уравнений предельных режимов в задачах управления энергосистемами // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. 1987. № 3. С. 25–33.
5. Крюков А. В., Лукина М. К., Макаров Ю. В., Мураге Д., Сенько В. В. Определение запаса аperiodической устойчивости при многокоординатном утяжелении режима

- энергосистемы // Проблемы обеспечения устойчивости и надежности параллельной работы энергообъединений. Сборник научных трудов НИИПТ, 1993. С. 29-39.
6. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем. М.: Энергия, 1977. 189 с.
 7. Крюков А.В., Сенько В.В. Расчеты предельных режимов электроэнергетических систем для целей оперативного управления. // Изв. ВУЗов. Электромеханика. – 2014. – №3. С. 21-23.
 8. Крюков А.В., Сенько В.В., Тихомиров Е.О. Определение запасов статической устойчивости электроэнергетической системы в стохастической постановке // Журнал «Вестник Иркутского государственного технического университета» / ИрННТУ. – Иркутск. – 2016 г. – №4. – С. 125-136

ALTERNATIVE ENERGY RESOURCES

Trekhele E. D.

Omsk State Technical University, Omsk

Currently, energy production technology quickly develop alternative, renewable sources, due to the growth of consumption and limited resources. Alternative Energy - a set of advanced production methods of energy transfer and utilization, which are of interest because of the profitability of their use at low risk of causing harm to the environment.

As a rule, alternative means of producing energy (heat and electricity) are implemented on the basis of wind turbines, solar panels and heat pumps. The main focus is the search for alternative energy sources and the use of alternative (non-traditional) sources of energy. For such energy sources include, primarily solar and wind energy, geothermal the heat energy of the waves and tides.

Currently, we put forward a number of different ideas and proposals for the use of various renewable energy sources. The development of some projects is just beginning. So, for example, there are proposals to use nuclear energy expansion particles, artificial tornadoes and even lightning energy. Conducting an experiment on the use of "bioenergy", for example, the energy of fresh milk to heat barns.

But there are "traditional" forms of alternative energy. It is the energy of the sun and wind, the energy of the waves and tides. There are projects in the gas energy conversion, released in landfills, as well as manure on fur farms. The main type of "free" inexhaustible energy justly considered the sun. The sun is concentrated 99, 886% of the total mass of the solar system. The sun every second emits energy in thousands of billions of times greater than a nuclear explosion of 1 kg of U235. [2]

Solar

The sun - an inexhaustible source of energy - every second gives the world 80 trillion kilowatts, that is several thousand times more than all the power stations in the world. Solar radiation can be used for the needs of district heating and to generate electricity. While solar energy is free, and getting electricity from it is not always cheap enough. However, the lack of resources in remote areas, together with the rapid development of technology has led to a situation where the production of solar cells is rapidly gaining momentum, and the cost of final products with each passing year becomes more and more accessible to consumers with an average income.

Wind energy

One of the most promising sources of energy is a breeze. The principle of a wind turbine is quite simple. Wind force is used to drive the fan. This rotation in turn is transmitted to the rotor of the electric generator.

The advantage of the wind generator is, first of all, that in the field of wind, the wind can be regarded as an inexhaustible source of energy. In addition, wind turbines, producing energy, do not pollute the environment with harmful emissions.

The disadvantages of the production of wind energy devices include the volatility of wind power and low-power wind turbine unit. There is also a downside of this method is the fact that they produce a lot of noise, so that they try to build away from the places where people live.

Earth

The heat from the hot rocks in the earth's crust can also generate electricity. Through a drilled hole in the rock is pumped down the cold water, and rises up from the water formed by steam to drive a turbine. This type of energy is called geothermal energy. It is used, for example, in New Zealand and Iceland.

Waste

One of the most unusual species, but also not less popular among the people is to get electricity from garbage. The problem of municipal landfills has become one of the most urgent problems of modern cities. So, in Shattuck Pennsylvania, in the United States, we solved the problems with the destruction and waste processing. It was used for electricity production.

Decomposing in landfills, garbage releases the gas, which accounts for 50-55% methane and 45-50% - into carbon dioxide and about one per cent - on the other compounds. If the gas produced just before poisoned air, now US begin to use it as a fuel in internal combustion engines to produce electricity.

There are a lot of different alternative energy sources, such as, for example: sea, river, energy, storms energy and a lot of many different kinds.

For the climatic conditions of Russia the most profitable and reliable system will be a combination of various alternative sources. Thus, the most favorable will be the following combinations:

- wind turbine + solar battery
- heat pump + wind generator
- heat pump + solar battery
- solar collector + wind turbine [1-3]

It should be noted that the effectiveness of the use of certain alternative energy sources depends on the region, which must be installed. But in practice such sources might encounter a number of problems, which lead to their own challenges. For example, you may encounter the problem of geographical distribution of energy resources. Wind power plants are built only in areas where there are often strong winds blow, the sun - where the minimum number of cloudy days, hydroelectric power stations - on rivers. The second issue of alternative energy - instability. In the wind power generation depends on the wind, which constantly changes speed or may even die out. Solar power plants do not work in cloudy weather, and do not work at night. Because of these and many other difficulties slowing down the development of alternative energy in the world. Burn fossil fuels is still easier and cheaper. But, they can be very advantageous in a separate house if the global economy, alternative energy sources do not provide much benefit.

REFERENCES

1. Stan Gibilisco. Alternative Energy: A Self-Teaching Guide. Publisher: Eksmo-Press, Moscow, 2010. – 368p.
2. Mukund R. Patel. Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation. Publisher: CRC Press, 2005. - 472p.
3. Michael Sibikin, Yuri Sibikin. Power Saving Technology. Publisher: Forum, 2012. – 352 p.

RADIATION PROTECTIVE CONCRETE FOR NUCLEAR REACTORS OF POWER PLANTS

JMochalov A.V., Fediuk R.S., Timokhin A.M., Mutalibov Z.A.
Far Eastern Federal University, Russia, Vladivostok

An integral part of any nuclear installation is the biological protection. The main purpose of biological protection of the reactor - slowing down fast neutrons and absorption to slow down and slow neutrons, as well as the absorption of all gamma-radiation in the reactor core, its technological equipment, and the most protection, to ensure safe working conditions for maintenance staff [1].

Selecting components for special-purpose composites made according to the analysis of aggressive environment interaction with the substance of the material; evaluation value may be performed by ionizing radiation attenuation coefficient stream [2].

Thus the attenuation coefficient is the "first step" in determining optimal components, as well as the durability of the composite is dependent on structural parameters. It is therefore necessary to carry out the study of the kinetic parameters of the process (speed feeding of aggressive environment and migration of the reaction products).

Ionizing radiation, depending on the energy can interact with the electron shell and the nucleus: low-energy radiation is attenuated by the electron shell (the photoelectric effect, the Compton effect, the formation of electron-positron pairs, and other mechanisms), and high-energy radiation interacts with the atomic nucleus (nuclear reactions, and others). The efficiency of attenuation increases with the atomic weight of element.

Obviously, the selection criteria for the components of radiation-shielding materials is a chemical compound that provides effective absorption of radiation or relative "transparency" of the material to radiation.

From theoretical positions to create a radiation-resistant materials should be used substance in which the connection between the elementary particles is non-directional in nature. So communication type has a metallic and molecular crystals. Naturally, with increasing magnitude of the binding energy of its resistance and, therefore, resistance of the material increases. This explains the widespread use of metallic materials at nuclear facilities.

For the manufacture of concretes and mortars used in radiation shielding structures are used as mineral binders and organic-based. Among the organic binders wide application epoxy, phenol formaldehyde, resorcinol resin and other polymers having satisfactory resistance to radiation, and from mineral binders - Portland cement and its variants, gletglitserin cement, and some types of special cements: boron, magnesia and others.

Mainly as a binder for the manufacture of protective concrete and mortar used Portland cement, which when radiation loads up $2 \cdot 10^{25}$ neutrons/m² is reliable enough binder [3]. Other mineral binders used after the feasibility study. To improve the effectiveness of protection against neutron radiation is recommended to use cements forming hardening

hydrate tumors with a high content of chemically bound water. Such binders include Sorel cement, expanding sulfate slag cement and alumina, as well as complex cements made with lead, such as lead and barium-iron-lead-barium cements [4-5].

Fillers are an important part of the concrete and typically take up to 80% of its volume. They form a rigid frame, which has a significant impact on the processes of structure formation of the binder, the rheological properties of the mixture, physical, mechanical and other performance properties of concrete.

The choice is determined by the aggregate requirements for protective properties of concrete, local conditions and the technical and economic indicators. For the manufacture of radiation-shielding concrete used natural and synthetic materials: barite (content $\text{BaSO}_4 \geq 94\%$, density $\rho = 4200-4500 \text{ kg/m}^3$), magnetite ($\text{FeO} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$, $\rho = 4650-4800 \text{ kg/m}^3$), hematite (Fe_2O_3 , $\rho = 5260 \text{ kg/m}^3$), limonite ($2\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$, $\rho = 4140-4280 \text{ kg/m}^3$), ilmenite (FeTiO_3 , $\rho = 4600-4800 \text{ kg/m}^3$), iron particles extracted from the slag (diameter 5-14 mm, $\rho = 7200 \text{ kg/m}^3$), iron (0,3-8 mm in diameter, $\rho = 7600 \text{ kg/m}^3$) or lead shot (diameter of 0.1-8 mm, $\rho = 11300 \text{ kg/m}^3$), electrothermal phosphorus slag (wastes arising in the preparation of phosphorus, $\rho = 5800-6200 \text{ kg/m}^3$), ferrosilicon (0.12 mm particle diameter, $\rho = 6300 \text{ kg/m}^3$), specific granules glandular ($\rho = 6800-7500 \text{ kg/m}^3$), glandular sand ($\rho = 7500 \text{ kg/m}^3$), and others. As boron-containing aggregates used for concrete, effectively weakening the neutron radiation, it is recommended to use borocalcite, B_4S , frits based on a mixture of $\text{B}_2\text{O}_3 + \text{SiO}_2 + \text{Na}_2\text{O}$; as fillers containing water of crystallization - limonite, hydrogenic, serpentine, brucite [6].

Many aggregates in a normal hardening materials are inert, that is, in the normal air-hardening wet, they almost do not interact with the cement. These fillers include magnetite, chromite, barytes, staurolite, idocrase, augite [7]. Their influence is evident in the formation of the concrete structure due to emptiness to use mixtures of aggregates of different factions, as well as changes in the nature and strength of the contact surface of the filler with the cement stone. By reactive fillers include limonite, bauxite, timber, and for aggregates and fillers, especially of limonite ore bauxite and is characterized by a sufficiently high reactivity. As a result, at the boundary of active interaction "cement stone - Filler" significant structural stresses occur, which leads to lower bonding strength with the increase of the cement stone and defects in the structure of the material. Thus, the study of concrete structures had defects as cracks, cavities and other possible to establish that the destruction of a number of structures, erected at different times in Japan, due to the use of the reactive filler. Cracks and other defects in the concrete in these cases were caused by the formation of gelled products, leading to a significant increase in the volume of solids in the hardened concrete. Chemically less active aggregates hardening concrete do not change, but have a significant impact on the processes of structure of cement stone in the contact layer. [8] The formation of contact layers begins at the stage of mixing of the concrete mixture. For dense contiguity of cement paste to the surface of the aggregate is necessary to ensure its good wettability with water and aqueous solutions. This contributes to the destruction and removal of dust films, clay bubbles adsorbed surface aggregate. Increased hydrophilicity of the surface aggregate, treating it with solutions of certain surfactants, such as lignosulfonates or water-soluble resin [9]. At the stage of compaction of the concrete mix provides the formation of structures with the specified parameters, which is used as the thickness of the layer of binder between aggregate grains, uniform distribution of the filler by volume of the concrete mix, the amount of entrained air, compression rate and others. According to SS Gordon optimum thickness of layers of cement paste between the grains of fine aggregate, providing continuity of contact cement paste (stone) and the filler is 40-100 microns. On the adhesive strength of cement paste is strongly influenced by water-cement ratio, as well as the size and shape of aggregates. The dependence

of the strength of cement paste adhesion to the surface of the aggregate size of its grains have shown that it decreases with an increase in size in a linear fashion. [10]

Previous preparation and laying special heavy concrete shows that the use of coarse aggregate maximum particle size is impractical because it could lead to the formation of local leaks and cavities, as well as complicate laying and compaction of the concrete. It is therefore advisable to use a filler with a maximum particle size of 25-40 mm [5]. Significant influence on the properties of concrete and has a form of aggregate grains. Many researchers believe that the most appropriate use of fillers roundness form. The presence of elongated and flat impurities reduces the density and homogeneity of the concrete [6, 11]. At the stage of setting the surface of the inert filler is a substrate that facilitates the formation of crystal nuclei. Subsequently, their size increases faster than the crystals in the intergranular space. This increases the contact density of the cement stone layer, but simultaneously increases the internal stress and defects of the crystal structure, since recrystallization occurs in tumors confined conditions [7]. Besides size, shape and surface nature of the aggregates a significant role in determining the structure and strength properties of the concrete have also hydrophysical properties and surface activity aggregates. Have just crushed filler surface due to ionization acquire physical and chemical activity, which increases the strength of the concrete. According K.A. Adamczyk concrete strength have just crushed aggregates by 20-50% higher than that of concrete with aggregates that were in the air for some time. Investigating the effects of neutron radiation on different types of aggregates shows that the neutron flux can cause the material in the irradiated formation of lattice defects, partial or complete polymorphic transition, amorphization of crystalline substances. These structural changes may occur in the non-isotropic deformation hydrochloric linear samples (up to 6.7%) increase in volume (to 18%) and a decrease in density (up to 15%). Irradiation Neutron flux density fillers to 10^{23} neutrons/m² does not lead to noticeable changes in their properties. When the flux density above 10^{23} neutrons/m² begin deformation changes at a density of 10^{24} - 10^{25} neutron/m² reaches a maximum and stabilizes. The largest volume deformations (up to 22%) by irradiating the flow of neutrons from the silicate rocks experiencing aggregates, consisting mainly of quartz and feldspar (acid or neutral); less deformation ($\leq 13\%$) - from rocks containing both feldspar, pyroxene and amphibole, and minimal distortion ($\leq 9\%$) - from the rocks on the basis of pyroxene and olivine. Carbonate rock less sensitive than the silicate: dolomite volumetric deformation under the action of neutron flux $5 \cdot 10^{24}$ m² up to 3%, and the limestone - 1%. With increasing neutron fluence level of radiation changes in rock properties increases and tends to saturation or ends in self-destruction.

By increasing temperature, the degree of exposure of radiation changes in the properties is reduced due to the preemptive spin defects in minerals during irradiation. The most significant effect of temperature is shown in silicate rocks (igneous and sedimentary); irradiation temperature increase from 40 to 100, 200 and 270 ° C is equivalent to reducing neutron fluence, respectively, 3-5, 5-8, 10-20. The effect of temperature on the change in the radiation of carbonate rocks and ores in the range 40-270oS little noticeable that allows recommend them for making radiation-resistant protection of concrete nuclear reactors. In order to increase the radiation resistance of appropriate use of cast concrete and mortar with high mobility and increased consumption of cement, since an increase in the volume of cement paste and concrete solution upon irradiation they are dominated by positive structural changes, which increases the strength and modulus after irradiation; increase the radiation resistance of concrete and mortar in the radiation-sensitive aggregates helps to decrease their size. The use of special heavy concrete aggregates allows effective 30% reduction in the thickness of the protective structures in comparison with the option of conventional concrete [5].

REFERENCES

1. Fediuk R.S. Mechanical activation of construction binder materials by various mills // Materials treatment: current problems and solutions. - National Research Tomsk Polytechnic University. 2016.
2. Korolev E.V. Radiation protection and corrosion-resistant construction materials sulfur / E.V. Korolev, A.P. Proshin, Yu.M. Bazhenov, Y. Sokolova. – 2-nd ed., Revised. and ext. - M.: paleotypes, 2006. - 272 p.
3. Fediuk R.S., Khramov D.A. Research on porosity of the cement stone of composite binders // International Research Journal. 2016. № 1-2 (43). pp. 77-79.
4. Eger T. Concrete technique of protection against radiation. - M.: Atomizdat, 1960. - 84 p.
5. Fediuk R.S., Khramov D.A. Physical equipment spectroscopic study of coal ash // Modern construction and architecture. 2016. № 1 (01). pp. 57-60.
6. Dubrovsky V.B., Ablevich Z. Construction materials and design protection against ionizing radiation. - M.: Stroyizdat, 1983. - 240 p.
7. Fediuk R.S., Yushin A.M.. The use of fly ash the thermal power plants in the construction // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 21st International Conference for Students and Young Scientists. 2015
8. Bazhenov Yu.M. Concrete Technology. - M.: Higher School, 1987. - 414 p.
9. Shkrebtiy T.A., Fediuk R.S. Environmental preconditions of use the renewable energy sources in the Primorye territory // Energy: efficiency, reliability, security materials works XXI All-Russia scientific and technical conference. In 2 volumes. 2015. pp 55-56.
10. Desov A.E. Structure, the strength and deformation of concrete. - M.: NIIZhB, 1966. - 364 p.
11. Fediuk R.S. Laboratory research structural characteristics of moisture polystyrene foam // Scientific Herald of the Voronezh State University of Architecture and Civil Engineering. Construction and Architecture. 2015. № 4. pp. 50-58.

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 2. ЭФФЕКТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ЭКСПО – 2017 Хабиев М.М., Ашимов Б.Е.	4
ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ РЫНКА МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ Юрченко И.О., Веретенников А.С., Сергеев Н.С.	6
БЕТОНЫ ДЛЯ РЕАКТОРОВ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ Федюк Р.С., Смоляков А.К., Шкретий Т.А., Евдокимова Ю.Г.	10
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ Федорычев М.В.	14
АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В КАЗАХСТАНЕ: ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ Умыржан Т.Н.	16
ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ «ПАРОВОГО ОБЛАКА» В СИСТЕМАХ С НЕСКОЛЬКИМИ РАСПЫЛИТЕЛЬНЫМИ УСТРОЙСТВАМИ Антонов Д. В., Стрижак П.А.	18
ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ «ХАКАСЭНЕРГОСБЫТ» Филимонова Л.В.	22
ОЦЕНКА НЕГАТИВНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В АВТОНОМНЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ Довженко С.В.	25
СОЗДАНИЕ ВЕБ-СЕРВЕРА НА МИКРОКОМПЬЮТЕРА BEAGLEBONE BLACK ДЛЯ МОНИТОРИНГА СОЛНЕЧНЫХ ПАНЕЛЕЙ Динь Ван Тай.	29
СОЗДАНИЕ АЛГОРИТМА ОПЕРАТИВНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭНЕРГОСБЫТОВЫМ ПРЕДПРИЯТИЕМ Серебряков Н. А.	32
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ Бальзамов Д.С., Зиганшина А.Р.	36
ОПИСАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ТЭЦ Зыков С.В., Ловцов А.А., Щинников П.А.	38

СОЗДАНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ ОТРАСЛИ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ Жакиш М.Д.	41
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОТУРБИННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ Гирина А.А., Боруш О.В.	43
СОВМЕЩЕНИЕ МЕДИ И АЛЮМИНИЯ ПЛАЗМОДИНАМИЧЕСКИМ МЕТОДОМ Половинкина Ю.Н., Шаненкова Ю.Л.	47
РАСЧЕТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СЕПАРАЦИОННОЙ ЧАСТИ СПП-500-1 Легкоступова В.В., Судаков А.В.	51
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЕЛЛЕТ ИЗ БИОКЛЕТЧАТКИ В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА ДЛЯ ПЕЛЛЕТНЫХ КОТЛОВ Багирян Б.А., Беспалова О.Н., Фадеева М. В., Зайнутдинов Р.Д.	54
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ САМОЛЕТЫ И БЕСПИЛОТНИКИ Ахмадуллин Р.З.	56
АНАЛИЗ СУПЕРМАХОВИКА В КАЧЕСТВЕ ЛУЧШЕГО НАКОПИТЕЛЯ ЭНЕРГИИ Хасанова А.Д.	58
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА РАСЧЕТА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЭЦ Бурцев С.Ю., Коршикова А.А.	60
ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ РЕКОНФИГУРАЦИЯ СЕТИ В ЗАДАЧЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ФУНКЦИОНАЛЬНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ С МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ Мукатов Б.Б.	62
ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ГОРОДА ДУШАНБЕ. Курбонов К.А., Сохибов Н.Ш., Юсупов А.А.	66
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АВТОНОМНОГО И РЕЗЕРВНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА БАЗЕ ПРОПАН-БУТАНОВЫХ СМЕСЕЙ Саяпина К.А., Рулев А.В.	68
РОЛЬ ПРЕКУРСОРА В СИНТЕЗЕ ПРОТОНПРОВОДЯЩИХ ГИБРИДНЫХ МЕМБРАН ДЛЯ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ Усманов Р.Т., Сипкина Е.И., Лебедева О.В.	70
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО РЕЗОНАНСА В ПРОТЯЖЕННЫХ СЕТЯХ 35-110 КВ, СОДЕРЖАЩИХ ВЫСШИЕ ГАРМОНИКИ ОТ АЛЮМИНИЕВЫХ ЗАВОДОВ Нехайчик Л.Ю., Тихонов А.А.	72

ВОЗДУШНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР КАК РЕЗОНАНСНОЕ УСТРОЙСТВО БЕСПРОВОДНОЙ ПЕРЕДАЧИ ЭНЕРГИИ Будько А.А., Исаев Ю.Н., Васильева О.В.	76
РОСТ УРОВНЕЙ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ – СДЕРЖИВАЮЩИЙ ФАКТОР РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ Рахимов Дж.Б., Гусев Ю.П.	80
НЕРАЗРУШАЮЩИЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПУТЕМ РЕГИСТРАЦИИ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ Федосов Е. М., Зиялtdинова Л. Ф.	84
АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ ДУГОВЫХ ЭЛЕКТРОПЕЧЕЙ Шурыгин Ю.А.	87
ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ Пашкевич И.А., Ермоленко М.В.	90
АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА – НУЖНЫ СТИМУЛЫ РАЗВИТИЯ Сошинов А.Г., Галушак В.С., Атрашенко О.С.	92
РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОВЕЛОРИКШИ С ПИТАНИЕМ ОТ СОЛНЕЧНОЙ ПАНЕЛИ Смирнов И.Н., Чурбанова С.А.	95
МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ ПЕРЕМЕННОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ИОНОВ С ПОМОЩЬЮ ИОННО-СЕЛЕКТИВНЫХ ЭЛЕКТРОДОВ Иштыряков Н.А., Зарипова Р.С.	98
РАЗРАБОТКА И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СХЕМЫ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ С ГЛУБОКОГО ОХЛАЖДЕНИЯ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ ГТУ ПРИМЕНЕНИЕМ ГРАДИРНИ Осьминин С.Д.	100
КРИСТАЛЛИЧЕСКАЯ СТРУКТУРА И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СЛОЖНЫХ ОКСИДОВ СИСТЕМАХ (Sm, Gd)–Sr–Co–O Маклакова А.В., Волкова Н.Е.	102
МЕТОД ОЦЕНКИ НЕБАЛАНСА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ПО ИЗМЕНЕНИЮ МОЩНОСТИ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ Глазырин Г.В., Гайдуков Ю.О.	103
ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ГОРЕЛОЧНОГО УСТРОЙСТВА БЕСПЛАМЕННОГО ТИПА ДЛЯ ОГНЕВОЙ УТИЛИЗАЦИИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ОТХОДОВ Суздальцев В.Е., Вислогузов Р.А., Долгов С.В.	107
ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ В ВЫХОДНОМ УСТРОЙСТВЕ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАГНЕТАТЕЛЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА Винтер М.Ю., Бубнов А.Д., Блинов В.Л.	110

РАЗВИТИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В КАЗАХСТАНЕ Ашурова З.Р., Жанарбекова М.Ж.	114
ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ОМСКОЙ ТЭЦ-5 КАК ОСНОВА НАДЕЖНОЙ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ Константинович М.Ю., Щebetова К.А., Панкратова М.А.	116
ЭЛЕКТРОГЕНЕРАТОР ДЛЯ ВЕТРОУСТАНОВКИ С МАЛЫМ МОМЕНТОМ СТРАГИВАНИЯ Ряполов С. А., Янченко А. В.	119
МИНИ-ТЭС БИНАРНОГО ЦИКЛА НА БАЗЕ ГАЗОПОРШНЕВОЙ УСТАНОВКИ И ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ Марасанов Н.В., Щинников П.А.	123
ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДВИГАТЕЛЕЙ ВНЕШНЕГО СГОРАНИЯ Бурмистров Н.А., Ростунцова А.А.	127
ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТОНПРОВОДЯЩИХ МЕМБРАН В ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ Коноваленко А. А., Пожидаев Ю.Н.	130
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОЭТАНОЛА ИЗ РАСТИТЕЛЬНОГО СЫРЬЯ НА ОСНОВЕ СОКА АРБУЗА КАК АЛЬТЕРНАТИВНОГО ТОПЛИВА ДЛЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОЙ ТЕХНИКИ Багирян Б.А., Фадеева М.В., Зайнутдинов Д.Р., Давыдова С.А., Ковалев В.Б.	132
МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ Мамаев З.И., Богданова Е.В.	134
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Кудрявцев Д.А., Петринчик В.А.	136
ПРОБЛЕМЫ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕПЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ Веретенников А.С., Юрченко И.О., Курков С.П.	139
ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ МОНИТОРОВ ПЕРСОНАЛЬНЫХ КОМПЬЮТЕРОВ Титов Е.В., Кобаков А.С., Львов П.С.	142
ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИЙ ОАО «ДУШАНБИНСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ» Курбонов, К.А., Сохибов Н.Ш., Юсупов А.А.	144
УСТРОЙСТВО, ВЫПОЛНЯЮЩЕЕ ФУНКЦИЮ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ ЛЕСТНИЧНОГО ОСВЕЩЕНИЯ Кольцов В.В., Зарипова Р.С.	147

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УСКОРЕНИЯ УРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЭС Митрофаненко А.Ю., Абеуов Р.Б.	148
КОТЕЛЬНЫЙ АГРЕГАТ П-67 «БЕРЕЗОВСКАЯ ГРЭС» Осипова У.Д.	152
МЕТОДИКА И АЛГОРИТМ ИДЕНТИФИКАЦИИ СОСТОЯНИЯ МАСЛОНАПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ Керимкулов Н.Н., Левин В.М.	155
ПОЛУЧЕНИЕ ВЫСОКОЭМИССИОННОГО МАТЕРИАЛА С ПОМОЩЬЮ МЕХАНИЧЕСКОЙ АКТИВАЦИИ В РЕЖИМЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГОРЕНИЯ Закушилов В.В.	159
ЖИДКОСОЛЕВЫЕ ЯДЕРНЫЕ РЕАКТОРЫ КАК ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ СПАСЕНИЕ ОТ ОКИСЛЕНИЯ ОКЕАНА Сабитова Р.Р.	162
РАЗРАБОТКА И АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИИ ВЫПАРНОГО АППАРАТА БЛОКА РАЗДЕЛЕНИЯ НЕФТЕШЛАМА Сурикова А.Н.	165
ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ЭФФЕКТОВ ПРИ ТЕРМИЧЕСКОМ РАЗЛОЖЕНИИ БИОМАССЫ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ БРИКЕТИРОВАНИЮ Ибраева К.Т., Астафьев А.В., Суздальцев В.Е.	167
ВЛИЯНИЕ НЕСИНУСОИДАЛЬНОЙ НАГРУЗКИ НА РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ Волынцева О.А., Гаврилова А.Е., Груздев И.М, Шелюг С.Н.	170
СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОПРОМЫСЛА Лесный И.П.	174
РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ В РОССИИ Киселева Е.М.	178
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТИПОВ ПРОВОДОВ НА БОЛЬШИХ ПЕРЕХОДАХ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ Сухоручкина Т.Ю., Журавлева И.А, Шевченко Н.Ю.	179
ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ПРОТОЧНОМ ИСПАРИЕНИИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В ИСПАРИТЕЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ Шингалиева Д.Н., Рулев А.В., Бакутин П.М.	182
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА СТРОИТЕЛЬНОГО КИРПИЧА Потапова О.И., Стогов П.А.	186

ПРИМЕНЕНИЕ ПРИНЦИПА ТРАНСФОРМАТОРНОГО НАГРЕВА ДЛЯ СТАНДАРТНЫХ РАДИАТОРОВ ОТОПЛЕНИЯ Сергиенко И.С., Янченко А. В.	190
ГЕНЕРАЦИЯ ГАЗОВ ИЗ БУРОГО УГЛЯ Бурнусов М.Э.	192
АНАЛИЗ ГРОВОВЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ НОЯБРЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ АО «ТЮМЕНЬЭНЕРГО» Скрябина Е.А.	196
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЙ ДОМ – ОСНОВА БУДУЩЕГО Константинович М.Ю., Щebetова К.А., Панкратова М.А.	199
ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОМПЛЕКСА АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ Телегин В.В.	202
МЕРЫ ПОДАВЛЕНИЯ АПЕРИОДИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ТОКА ПРИ КОММУТАЦИИ ПОПЕРЕЧНО-КОМПЕНСИРОВАННЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕГАЗОВЫМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ Маркова Н.О.	207
АНАЛИЗ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА АЧИНСКОМ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ЗАВОДЕ ВОСТОЧНОЙ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ Ухлин В.Е., Красавина Е.О.	209
РАЗВИТИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В КЕМЕРОВСКОЙ ОБЛАСТИ Курманбай А.К., Нозирзода Ш.С.	211
ОБОБЩЕННЫЙ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОГЕНЕРАТОРА ЭНЕРГОБЛОКА АЭС С ВВЭР-1000 Лисова Я.В.	213
ИССЛЕДОВАНИЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ НЕСИНУСОИДАЛЬНОЙ НАГРУЗКЕ Груздев И.М., Шелюг С.Н.	217
РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПОМОЩИ ТЕХНОЛОГИЙ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ Титов Е.В., Нурбатырова Л.Н.	219
СИСТЕМА УДАЛЕННОЙ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ НА ПРИМЕРЕ МОДУЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ Шпехт А.В., Тиханов М.В., Паутова Е.Е., Жуков Е.Б., Меняев К.В.	221
РАЗРАБОТКА ОБЩИХ ПРИНЦИПОВ ПОСТРОЕНИЯ И ТРЕБОВАНИЙ К ФУНКЦИОНАЛЬНОМУ СОСТАВУ УСТРОЙСТВА ДЕЛИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИКИ ДЛЯ ЭНЕРГОРАЙОНОВ С ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ Кривоногова Д.К., Абеуов Р.Б.	225

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ БЛОКА РАЗДЕЛЕНИЯ НЕФТЕШЛАМА Галактионова Е.В, Сурикова А.Н.	228
РАЗРАБОТКА СТЕНДА И МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИК-ОТРАЖАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ МАТЕРИАЛОВ И ПОКРЫТИЙ Ключников О.Р., Ключников И.О., Астраханов М.В.	230
ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ Шачнев О.Я., Зацепина В.И., Зацепин Е.П.	232
ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАГНЕТАТЕЛЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА Бубнов А.Д., Винтер М.Ю., Блинов В.Л., Комаров О.В.	235
ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИЙ ОТ ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ Ломан В. А.	239
ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ТИПА ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ НА ИНТЕНСИВНОСТЬ ПРОЦЕССА АБРАЗИВНОГО ИЗНОСА СТАЛИ 20Х13 Селезнев Л.И., Тхабисимов А.Б., Медников А.Ф., Муратов Д.И.	242
СПЕКТРАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ Зиганшина А.И.	246
АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЁТОВ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ Ахмадуллин Р.З.	249
КОНЦЕПЦИЯ АВТОНОМНЫХ ПРИВЯЗНЫХ ВОЗДУШНЫХ ПЛАТФОРМ Ласков А.Д.	251
ОПТИМИЗАЦИЯ ТОНИНЫ ПОМОЛА УГЛЯ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКОГО НЕДОЖОГА Увалиев А.К., Захаров В.А., Степанова О.А.	252
СПОСОБЫ ЭКОНОМИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕРМИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ Кудрявцева Е.А., Рахимова Ю.И.	254
РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЛГОРИТМА ОПТИМИЗАЦИИ ПОТРЕБЛЕНИЯ МОЩНОСТИ ИЗ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ПРИМЕРЕ МАГНИТОГОРСКОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО УЗЛА Курилова Н.А., Варганова А.В.	257
НАНОКОМПОЗИТНЫЕ ПРОТОНООБМЕННЫЕ МЕМБРАНЫ ДЛЯ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ Дюсембекова А.А., Сохорева В.В.	259
НТВ ТЕХНОЛОГИЯ НА КОТЛЕ П-49 Усатов А.Ю. Щинников П.А.	263

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗНАЧЕНИЯ pH ВОДНОЙ СРЕДЫ Галлиев А.Р., Зарипова Р.С.	265
ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИЙ В РОССИЙСКУЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ ОТРАСЛЬ Лавренова Е.С.	267
ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЧЁТКОЙ ЛОГИКИ Алиева М. С., Грибанов А. А.	270
ДИАГНОСТИКА И МОНИТОРИНГ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ Джакупова К.А.	273
ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАБЕЛЯ ДЛЯ САМОКОМПЕНСИРОВАННОЙ РАЗОМКНУТОЙ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ Солдусова Е.О., Проничев А.В., Шишков Е.М.	274
ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ БЕСПРОВОДНОЙ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Газизов Р.Р., Кудаярова А.А., Хузина Л.Н.	277
ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ КОТЛОВ С ЦКС БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ И ТРУДНОСТИ В РЕАЛИЗАЦИИ ИХ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ Кокшарев О.М.	280
ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СТАТИЧЕСКИХ КОМПЕНСАТОРОВ НА МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ Пономарев А.П., Зацепин Е.П.	283
УСТАНОВКА ГАЗОВОЙ ТУРБИНЫ НА ТЭЦ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ ДИАПАЗОНА НАГРУЗОК Хасанов Р. Р., Семенов Н. А., Данилова Д. А., Худякова Г. И.	285
ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРОГАЗОВОГО БЛОКА ПГУ-190/220 С ДОЖИГАНИЕМ ТОПЛИВА В НИЗКОНАПОРНОМ ПАРОГЕНЕРАТОРЕ Зуева А.А., Кругбелый В.А., Белявская П.В.	289
ВОЗДЕЙСТВИЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ Петряков М.В. Гейст А.О.	292
ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ТРЕХКРАТНОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Мин Е.Г., Елистратов С.Л.	294
ВРЕМЯ ЗАМЕНЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ? Будько А.А., Васильева О.В.	296

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИИ Хафизова Г.М., Хафизов А.А.	298
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА АБСОРБЦИОННОЙ КОЛОННЕ УСТАНОВКИ ПОЛУЧЕНИЯ ЭЛЕМЕНТАРНОЙ СЕРЫ ООО «СафПэт» Казанков А.А., Долгова А.Н.	301
УСЛОВИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ РЕКУПЕРАЦИИ Киреев А.Ю., Свистунов И.Н.	305
ОПТИМИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОСНОбЖЕНИЯ УСТЮЖЕНКОГО РАЙОНА Лукьянов А.В.	308
РАСШИРЕНИЕ ТЭЦ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПГУ Мироненко Д.А.	312
ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЙ ПРОИСХОДЯЩИХ В ТЕПЛОМ НАСОСЕ НА ОСНОВЕ ТЕРМОЭКОНОМИКИ Тоимбаев А.Б., Ермоленко М.В.	314
РЕШЕНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ ЗАДАЧ ПРИ ПОМОЩИ САПР Тиханов М.В., Паутова Е.Е., Жуков Е.Б., Меняев К.В., Гладких А.А.	316
ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ СЖИМАЕМОЙ ЖИДКОСТИ В ОШИПОВАННЫХ ПОВЕРХНОСТЯХ НАГРЕВА Вассерман А.А., Атанов Е.А.	320
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК Бородин А.К.	321
ТЕХНОЛОГИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ПГУ С ПРЕИМУЩЕСТВЕННЫМ СЖИГАНИЕМ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА Белявская П.В., Кругбелый В.А., Зуева А.А.	325
ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ЦЕНТРАЛЬНОГО ТЕПЛООВОГО ПУНКТА Галеев С.Р., Зарипова Р.С.	328
ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЙ ЭЛЕКТРОННЫЙ ТРАНСПОРТ В НИКЕЛЬ ЗАМЕЩЕННОМ КОБАЛЬТИТЕ ПРАЗЕОДИМА БАРИЯ Политов Б.В., Сунцов А.Ю., Патракеев М.В., Леонидов И.А., Кожевников В.Л.	329
ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ДАЛЬНИЕ РАССТОЯНИЯ Сиушкина А.А.	331
РЕЗЕРВЫ ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ МОЩНОСТИ Михайлова Е.В., Белоусова Н.А.	332

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА И КОЛИЧЕСТВЕННОГО КОНТРОЛЯ ГОЛОЛЕДОБРАЗОВАНИЯ НА ПРОВОДАХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ Иванов Д.А., Савельев О.Г., Мисбахов Р.Ш.	334
ТРАНСФОРМАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ИЗЛУЧЕНИЙ В ГРАФИЧЕСКИ-ЦИФРОВОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ Титов Е.В.	336
МОДИФИКАЦИЯ СТРУКТУРНЫХ СВОЙСТВ Ni НАНОТРУБОК ПУТЕМ ЭЛЕКТРОННОГО ОБЛУЧЕНИЯ Козловский А., Кайканов М., Тихонов А.	340
ПЕРЕКЛЮЧЕНИЕ НА ТРАНСФОРМАТОР МЕНЬШЕЙ МОЩНОСТИ С ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИЧЕСКОЙ РАЗГРУЗКОЙ Хафизов А.А., Хафизова Г.М.	343
ПОСТРОЕНИЕ ИЗОТЕРМИЧЕСКИХ ПОВЕРХНОСТЕЙ ТОПОЧНОЙ КАМЕРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОТЛА Надырова А.Р., Степанова О.А.	345
СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЕМКОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРОЦЕССОВ РАЗДЕЛЕНИЯ ВЕЩЕСТВ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМБИНИРОВАННЫХ СХЕМ «РЕКТИФИКАЦИОННАЯ КОЛОННА – ТЕПЛОВОЙ НАСОС» Красавина Е.О., Плотникова Л.В., Ухлин В.Е.	348
ПОВЫШЕНИЕ МАНЕВРЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК АЭС ПРИМЕНЕНИЕМ АККУМУЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОТЫ Косицын А.А.	351
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЭЦ С ГАЗОСЕТЕВЫМ ПОДОГРЕВАТЕЛЕМ И ФРЕОНОВЫМИ ТЕРМОТРАНСФОРМАТОРАМИ Кочкин Д.Ю., Францева А.А.	356
НАНОТЕХНОЛОГИИ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ Попова А.П., Бакрунова Т.С.	359
ПЕРСПЕКТИВЫ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В КАЗАХСТАНЕ Асылханова Е.А., Увайсова А.Ж.	361
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПРИТОЧНО-ВЫТЯЖНОЙ ВЕНТИЛЯЦИИ С РЕКУПЕРАЦИЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ Казанцева Н.С., Кузнецова И.В., Каратаева Е.С.	363
РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ Зыков С.В., Щинников П.А.	366
ТЕПЛООБМЕННЫЙ ЭЛЕМЕНТ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОГО НАГРЕВАТЕЛЯ КОМПРИМИРОВАННОГО ВОЗДУХА Шмакова Л.А., Гильметдинова Ю.Р., Микула Е.В.	370

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДВУХТОПЛИВНОЙ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ ПРИ КОЭФФИЦИЕНТЕ БИНАРНОСТИ МЕНЬШЕ ЕДИНИЦЫ Кругбелый В.А., Белявская П.В., Зуева А.А.	374
РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ КОЛЕБАТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ С УПРУГИМИ СВЯЗЯМИ Нейман Л.А., Обухов К.А.	377
РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ СВЯЗЕЙ В РАСЩЕПЛЕННОЙ ФАЗЕ САМОКОМПЕНСИРОВАННОЙ РАЗОМКНУТОЙ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ Проничев А.В., Шишков Е.М.	381
СОПОСТАВЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЕЙ РАЗНЫХ ВАРИАНТОВ ПРИТОЧНО-ВЫТЯЖНОЙ СИСТЕМЫ ВЕНТИЛЯЦИИ Бойко Е. А., Ильин А. С.	384
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ НА ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ Селянкин Н.С.	388
МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСТВОРИМОСТИ АНТРАЦЕНА В СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ ДИОКСИДЕ УГЛЕРОДА И ОПИСАНИЕ ГИДРОДИНАМИКИ ПРОЦЕССА РАСШИРЕНИЯ Казанцева Н.С., Гильмутдинов И.М., Кузнецова И.В., Сабирзянов А.Н.	390
АНАЛИЗ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БЫТОВЫХ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ Егоров А.О., Люханов Е. А., Поспелова М. В., Черепанова М. Д.	394
ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕМБРАННЫХ СХЕМ ОБЕССОЛИВАНИЯ НА ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ Римашевская Е.Д.	399
РАСПРЕДЕЛЕННЫЕ СЕТЕВЫЕ УПРАВЛЯЕМЫЕ УСТРОЙСТВА ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ В ЛЭП КАК ЭЛЕМЕНТ ПОСТРОЕНИЕ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ» ЭНЕРГОСИСТЕМ Мурачев А.С.	403
ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС Букаренко В.Ю.	407
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГАЗОКОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ «АЛЕКСАНДРОВСКАЯ» Логвиненко А.А.	411
ЭНЕРГИЯ ШАГА Валиев Д.А., Мицкевич Р.В., Брагин С.В., Коченков А.А., Баженов И.С.	415

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТОКОГРАНИЧИВАЮЩИХ РЕАКТОРОВ Кудаярова А.А., Хузина Л.Н., Дорофеев А.О.	418
СИСТЕМА ИНФРАКРАСНОГО ОБОГРЕВА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОМЕЩЕНИЙ Григорьева О.К., Овчинников Ю.В., Францева А.А.	421
РАСЧЁТ ЗАПАСА УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ПОМОЩЬЮ ОБОБЩЁННЫХ УРАВНЕНИЙ ПРЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ Юдина А.А., Чубаров К.М., Сенько В.В.	424
ALTERNATIVE ENERGY RESOURCES Trehleb E. D.	428
RADIATION PROTECTIVE CONCRETE FOR NUCLEAR REACTORS OF POWER PLANTS Mochalov A.V., Fediuk R.S., Timokhin A.M., Mutalibov Z.A.	430

Научное издание

**ЭНЕРГЕТИКА, ЭЛЕКТРОМЕХАНИКА
И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ**

**СБОРНИК ТРУДОВ
IV РОССИЙСКОЙ МОЛОДЕЖНОЙ НАУЧНОЙ
ШКОЛЫ-КОНФЕРЕНЦИИ**

Подписано в печать 15.11.2016.

Формат 60x84/8.

Бумага «Svetocopy», «ColorCopy». Печать XEROX.

Усл.печ.л. 51,73. Уч. –изд.л. 25,68.

Заказ 2/15.11.16 – 36. Тираж 70 экз.



ООО «ЦРУ», Центр рекламных услуг. 634050,
Томская область, г. Томск, ул. Новгородская, 48,
тел.: (3822) 52-32-52, 52-30-52, 21-44-30,
e-mail: cru@cru.tomsk.ru, сайт: cru-tomsk.ru.