



УЧРЕДИТЕЛИ:
МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ,
РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ,
НТФ «ЭНЕРГОПРОГРЕСС»,
ФЕДЕРАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
И ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ ОБЩЕСТВ

Издается
с января 1930 года

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Электрические станции 3 2002

Содержание

К 50-летию БЕЛНИПИЭНЕРГОПРОМА

- 2 **Кулебякин Л. Ю., Рыков А. Н., Яковлев Б. В.** Роль и задачи Белнипиэнергопрома в повышении эффективности и развитии энергетики Беларуси
- 8 **Рыков А. Н., Русаков А. Н., Якимович В. П.** Опыт проектирования энергетической опытно-промышленной ГТУ Безымянской ТЭЦ
- 14 **Лашковский Э. И., Якимович В. П., Егорушкин С. В.** Применение газотурбодетандерных установок и их экономическая целесообразность в современных условиях
- 18 **Королев В. Н., Егорушкин С. В.** Опыт проектирования институтом Белнипиэнергопром установки регулируемых приводов на объектах энергетики Республики Беларусь
- 21 **Качан А. Д., Стрелкова О. А., Антоник В. В., Рымашевский Ю. В., Воронов Е. О., Рыков А. Н.** Оптимизация режимов подогрева сетевой воды и мощности блоков 250 МВт при работе с частичными тепловыми нагрузками
- 25 **Рыков А. Н., Жидович О. В., Хасеневич Л. С., Токарский М. С., Цуба А. И.** Строительство, реконструкция и ремонт дымовых труб энергообъектов концерна Белэнерго

НЕТРАДИЦИОННАЯ ЭНЕРГЕТИКА

- 31 **Кузнецов В. А.** Мутновская геотермальная электростанция

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 36 **Тумановский А. Г., Иванов Н. В., Толчинский Е. Н., Глебов В. П.** Основные направления совершенствования угольных электростанций

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 43 **Зайцев С. Г.** Некоторые аспекты работы автономных энергосистем с гидрогенераторами
- 47 **Виштибеев А. В., Кадомская К. П., Хныков В. А.** Повышение надежности электрических сетей установкой трансформаторов напряжения типа НАМИ
- 51 **Колганов С. Н.** Новые разработки трансформаторов напряжения с элегазовой изоляцией
- 55 **Нагай В. И., Сарры С. В., Войтенко А. С.** Быстродействующие релейные защиты КРУ от дуговых коротких замыканий с оптико-электрическими датчиками
- 60 **Олейник С. И., Сафарбаков А. А.** Защита от замыканий на землю в сетях 6 – 35 кВ с компенсированной нейтралью, реагирующая на активную составляющую

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 63 **Кяер С.** Опыт проектирования и эксплуатации энергоблоков на сверхкритические параметры пара в Дании

ХРОНИКА

- 69 **Водолажский Ю. Г., Лошак С. Б., Макарова И. Е.** О некоторых нормативных и информационных документах, изданных ОАО «Фирма ОРГРЭС» во втором полугодии 2001 г.



Среди авторов статьи – молодые специалисты

К 50-летию БЕЛНИПИЭНЕРГОПРОМА

Роль и задачи Белнипиэнергопрома в повышении эффективности и развитии энергетики Беларуси

Кулебякин Л. Ю., директор, Рыков А. Н., главный инженер, канд. техн. наук, Яковлев Б. В., канд. техн. наук

РУП Белнипиэнергопром

Белорусский научно-исследовательский проектно-конструкторский энергетический институт (Белнипиэнергопром) организован 1 марта 1952 г. как Минское отделение государственного союзного проектного института Промэнергопроект на базе проектной конторы треста Белэнергопроектстрой. На отделение была возложена разработка проектов небольших ТЭЦ среднего давления с турбинами 1,5 – 12 МВт для возрождения энергетики Белоруссии, Литвы и ряда областей России.

Его численность на момент создания составляла 38 человек. Отделение из года в год наращивало свой потенциал, что способствовало успешному решению усложняющихся технических задач как в количественном, так и в качественном плане.

В 1974 г. Промэнергопроект был преобразован во Всесоюзный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт (ВНИПИэнергопром), задачей которого, наряду с разработкой проектов ТЭЦ, котельных и магистральных тепловых сетей, являлось выполнение научно-исследовательских и конструкторских работ в области централизованного теплоснабжения и промышленной энергетики с целью ускорения научно-технического прогресса и экономии ТЭР при производстве, транспорте и потреблении электрической и тепловой энергии в промышленной и коммунальной сферах.

В 80 – 90-е годы Белорусское отделение по численному составу и творческому потенциалу было ведущим в системе ВНИПИэнергопрома. Численность отделения превышала 1000 человек, в том числе 160 приходилось на научную часть, в составе которой был доктор технических наук и более 20 кандидатов наук, в основном защитивших диссертации по тематике НИОКР ВНИПИэнергопрома.

Достаточно напомнить, что наши научно-исследовательские и проектные разработки способствовали:

созданию уникальных теплофикационных комплексов в ряде городов России и Беларуси, в том числе Минского [1], удостоенного премии Совета Министров СССР за 1983 г.;

началу применения систем теплоснабжения с атомными источниками, в том числе обоснование и начало сооружения Минской АТЭЦ;

разработке технологических схем и профиля оборудования атомных водотеплоэлектроцентралей (АВТЭЦ) с получением дистиллята из сточных вод городских очистных сооружений [2];

разработке технических и схемных решений по привлечению КЭС и АЭС для дальнего теплоснабжения (ТЭД и концепция развития теплоснабжения в СССР) [3 – 7];

разработке технических решений по созданию высокоэффективных теплофикационных турбин с независимыми отборами пара для ступенчатого подогрева сетевой воды. Асимметричные двухпоточные цилиндры с отопительными отборами на концах применяются в теплофикационных турбинах типа ТР, Т и ТК, выпускаемых западными фирмами. Необходимо начать использовать этот принцип и российскими турбостроителями, основываясь на отечественном патенте [8, 9];

разработке технических и схемных решений по привлечению ТЭЦ к широкому регулированию ночных провалов графика электрических нагрузок энергосистем. Впервые реализовано на блоках Т-100-130 Минской ТЭЦ-4 и Т-180/210 Гомельской ТЭЦ-2. Но широкое применение прервано аварией на ЧАЭС, хотя проблема не утратила своей актуальности [10 – 13];

созданию совместно с Институтом электросварки им. Е. О. Патона (Украина) высокоэффективных самокомпенсирующихся (СК) трубопроводов и их применению в магистральных тепловых сетях (Минске, Витебске, Ленинграде, Киеве). СК-трубы являются надежной универсальной конструкцией, пригодной для всех видов прокладки теплосетей, и их производство необходимо возобновить (в России, на Украине), что является альтернативой теплопроводам типа АВВ [14];

созданию уникального натурального теплогидравлического стенда при районной котельной в г. Минске, обеспечившего успешное решение ряда актуальных научных и прикладных проблем по тепловым сетям и транспорту теплоносителя;

разработке и широкому внедрению экспресс-метода испытаний тепловых сетей на тепловые потери [15], а также способа защиты теплосети от наружной коррозии за счет вентиляции каналов;

созданию высокоэффективных средств защиты тепловых сетей от гидравлических ударов;

созданию теоретического и практического задела по возможному применению в крупных системах теплоснабжения с гидравлически независимым подключением потребителей активированного специальными добавками водяного теплоносителя, требующего вдвое меньшего расхода энергии на его транспорт и позволяющего существенно увеличить пропускную способность теплосетей в экстремальных ситуациях, например, при необходимости подачи теплоты из одной зоны теплоснабжения (источник) в другую при авариях [16];

началу развития энергосбережения во всех отраслях промышленности в организационном, методическом и практическом аспектах (позже в Беларуси появился Комитет по энергосбережению);

возрождению и развитию малой теплофикации [17 – 19];

установлению новых нормативов по ПДВ и ПДК, связанных с энергетикой и др. [20, 21].

В 1992 г. отделение получило статус самостоятельного Белорусского научно-исследовательского и проектно-конструкторского института Белнипиэнергопром в составе Минэнерго Республики Беларусь (сейчас – РУП Белнипиэнергопром).

За прошедшие 50 лет институт внес значительный вклад в развитие энергетики и теплофикации Беларуси, Литвы и отдельных регионов России.

Сейчас в Беларуси по проектам института действует 21 ТЭЦ. Среди них: загородная отопительная Минская ТЭЦ-4 мощностью 1030 МВт с современными блоками по 250 МВт; загородная отопительная Гомельская ТЭЦ-2 мощностью 540 МВт с блоками по 180 МВт; загородная промышленно-отопительная Новополоцкая ТЭЦ мощностью 505 МВт, имеющая блок 135 МВт; промышленно-отопительная Минская ТЭЦ-3 мощностью 420 МВт; промышленно-отопительная Могилевская ТЭЦ-2 мощностью 350 МВт, имеющая блок 135 МВт; промышленно-отопительная Светлогорская ТЭЦ мощностью 260 МВт; загородная промышленно-отопительная Мозырская ТЭЦ мощностью 195 МВт, имеющая блок 135 МВт; промышленно-отопительная Бобруйская ТЭЦ мощностью 180 МВт; загородная промышленно-отопительная Гродненская ТЭЦ-2 мощностью 170 МВт и другие ТЭЦ небольшой мощности.

При обосновании и строительстве ТЭЦ применялось самое совершенное основное оборудование и закладывались прогрессивные технические и технологические решения. На белорусских ТЭЦ под первыми заводскими номерами (головные образцы) установлены турбины Т-100-130 (отмеченные Ленинской премией), ПТ-60-130/22, ПТ-135/165-130, ПТ-80-130, газоплотный котел БКЗ-420-140 и другое оборудование. При строительстве ТЭЦ применялся разработанный с участием БО ВНИПИэнергопром и получивший широкое применение в СССР серийный проект ТЭЦ-

ЗИГМ, удостоенный премии Совета Министров СССР за 1981 г.

Институт постоянно сотрудничает со специализированными научно-исследовательскими, проектными, производственными и энергомашиностроительными организациями России (ВТИ, ЦКТИ, ИАЭ им. И. В. Курчатова, НИКИЭТ, АТЭП, Гидропроект, Союзтехэнерго, котло-турбостроительные заводы).

На ТЭЦ Беларуси вырабатывается почти половина электроэнергии общего ее производства на электростанциях республики (ГРЭС, ТЭЦ, ГЭС, промышленные блок-станции), что обеспечивает за год экономию 1,5 – 1,7 млн. т условного топлива при годовом потреблении топлива электроэнергетикой порядка 12 млн. т условного топлива. На долю ТЭЦ (включая турбогенераторы котельных) приходится 57% (около 4400 МВт) установленной электрической мощности энергосистемы. Из отборов турбин отпускается свыше 60% тепла, производимого на источниках Минэнерго. Отпуск 1 Гкал/ч теплоты из отбора (противодавления) турбины в зависимости от начальных параметров пара и давления отпускаемого пара дает экономию в энергосистеме 50 – 120 кг условного топлива.

Благодаря развитой теплофикации Белорусская энергосистема в составе бывшей ЕЭС СССР всегда была в числе наиболее экономичных.

В России по проектам Белнипиэнергопрома построены и строятся ТЭЦ, котельные и тепловые сети в городах Калининграде, Иванове, Смоленске, Твери, Волжске, Тамбове, Пензе, Саранске, Самаре, Саратове, Астрахани и др.

Роль, достижения и проблемы развития теплофикации в странах СНГ на современном этапе обсуждены на юбилейной конференции “75 лет теплофикации в России”, состоявшейся в Москве в ноябре 1999 г., в решении которой сказано, что теплофикация по-прежнему остается основой топливосбережения в энергоснабжении коммунальной и промышленной сферы городов. В этом же году исполнилось 70 лет теплофикации Беларуси [22].

В настоящее время РУП Белнипиэнергопром как крупная специализированная организация по проектированию энергоисточников, имеющая в своем составе свыше 500 инженерно-технических и научных работников, успешно работает со всеми энергетическими объединениями и предприятиями на территории Республики Беларусь и в 14 областях Российской Федерации. Поддерживаются деловые контакты и расширяется сотрудничество с заводами – изготовителями и фирмами – поставщиками энергетического оборудования как в странах СНГ, так и дальнего зарубежья. Институт имеет опыт проектирования и строительства зарубежных объектов в таких странах, как Югославия, Нигерия, Иран, Китай, совместной разработки проектов с зарубежными фирмами – АВВ, Siemens,

“GEC Alsthom”, DRAUCONSALTING, “INTERC-HEM ENERGI INC”, ENERGIECONSULTING, HEIDELBERG и др.

Институт укомплектован высококвалифицированными специалистами, имеет современную материально-техническую базу и нормативно-техническую документацию. Это позволяет в комплексе решать весь спектр научных и проектных задач и обеспечивать своевременную и качественную разработку проектов любой сложности. Предприятие имеет лицензию на осуществление функции генерального проектировщика для строительства и капитального ремонта объектов и сооружений энергетики, а также на разработку схем энергоснабжения регионов, городов и промузлов в Беларуси и России.

За последние 10 лет по проектам Института в Беларуси и России введено в эксплуатацию:

36 теплофикационных турбоустановок суммарной мощностью свыше 3800 МВт, в том числе турбоустановки единичной мощностью 80, 110, 140 и 250 МВт;

54 энергетических и промышленных паровых котла суммарной производительностью свыше 19 000 т/ч, в том числе единичной производительностью 670 и 1000 т/ч;

47 водогрейных котлов суммарной теплопроизводительностью свыше 5640 Гкал/ч, в том числе единичной теплопроизводительностью 100 и 180 Гкал/ч.

К числу значимых разработок, выполненных и внедренных в этот период совместно с фирмами – поставщиками оборудования, можно отнести ввод следующих объектов:

двух теплофикационных блоков по 110/120 МВт на Астраханской ТЭЦ-2;

теплофикационного блока 140/165 МВт на Волжской ТЭЦ-2;

двух теплофикационных блоков по 180/210 МВт на Гомельской ТЭЦ-2;

двух теплофикационных блоков по 250/300 МВт на Минской ТЭЦ-4;

в 1998 г. на Оршанской ТЭЦ первой в Беларуси теплофикационной парогазовой установки мощностью 66 МВт в составе двух газовых турбин по 27 МВт и одной паровой 12 МВт;

в 1999 г. на Безьянской ТЭЦ (Россия) и Новополоцком ПО “Нафтан” теплофикационных газотурбинных установок мощностью по 25 МВт;

в 1999 г. на строящейся Минской ТЭЦ-5 (в 35 км от Минска на месте начинавшей строиться в начале 80-х годов АТЭЦ-2000 МВт) первого конденсационного блока мощностью 330 МВт, который в дальнейшем будет дооснащаться газовой турбиной мощностью 110 МВт, что позволит создать крупную высокоэкономичную конденсационно-теплофикационную парогазовую установку.

Всего предполагается установить 3 – 4 таких модуля;

в 1999 г. на Лукомльской ГРЭС первой в Беларуси газодетандерной установки мощностью 5000 кВт;

в районных отопительных котельных городов Витебска, Гродно, Молодечно блочных теплофикационных турбоустановок мощностью по 3500 кВт и ряде промышленных котельных мощностью по 600 – 750 кВт, впервые созданных на ОАО КТЗ по техническим заданиям белорусских энергетиков;

а также применение новой технологии прокладки подземных тепловых сетей на основе теплогидропредизолированных теплопроводов.

Наряду с достигнутыми за прошедшее время успехами в предстоящем десятилетии энергетикам Беларуси предстоит решать еще более сложные задачи. В этой связи Белнипиэнергопром видит свою ответственную роль в реализации Энергетической программы на период до 2010 г. и новой энергетической политики Минэнерго республики, одним из разработчиков которых он является.

Осветим важные, на наш взгляд, положения программных документов. Во многом рассматриваемые проблемы свойственны и Российской энергетике.

1. Состояние электроэнергетики с каждым днем усугубляется из-за физического и морального старения оборудования, прежде всего на конденсационных электростанциях – Березовской ГРЭС мощностью 930 МВт и Лукомльской ГРЭС мощностью 2400 МВт, а также теплоэлектроцентралях: Минских ТЭЦ-2, -3, Витебской ТЭЦ, Бобруйской ТЭЦ-2, Гродненской ТЭЦ-2, Могилевской ТЭЦ-2, Светлогорской ТЭЦ и др. Срок службы оборудования этих и других ТЭС составляет 30 – 50 лет, причем более 50% котлоагрегатов и 70% турбин отработали нормативный срок. В то же время дефицит инвестиционных ресурсов, необходимых для обновления действующих производственных мощностей, не позволяет пока реализовать принцип опережающего развития электроэнергетики. Аналогичная ситуация и в системах теплоснабжения, особенно централизованных, где основное оборудование котельных и тепловые сети отработали либо в ближайшее время отработают свой ресурс. Здесь особенно проявляется недостаточность ремонтно-восстановительного обслуживания и устаревшая технологическая основа.

Поэтому на нынешнем этапе в условиях ограниченного инвестирования в развитие энергетической отрасли не исключено принятие технических решений по продлению срока службы энергетического оборудования. Дальнейшее эффективное использование действующих электростанций (ГРЭС, ТЭЦ) путем установки на них как новых мощностей, так и замены физически и морально устаревших работающих агрегатов более эконо-

мичными и мощными с применением газотурбинных и парогазовых технологий даст существенный выигрыш во времени и средствах на восстановление и увеличение мощности энергосистемы. Техничко-экономические проработки в этом направлении выполнены по всем ТЭС.

2. Важнейшая задача ближайшей перспективы решения социальных, экономических, технических и экологических проблем – поддержание работоспособности и надлежащего технико-экономического уровня действующих систем теплофикации и централизованного теплоснабжения. Одно из определяющих условий этого – обеспечение полной тепловой загрузки ТЭЦ.

Вопреки этому в последние годы произошел резкий спад теплопотребления, главным образом, вследствие замораживания планируемого развития промышленности и комбыта, а также простаивания многих промышленных предприятий и отказа от полного теплопотребления по причине непомерно высоких для них тарифов (из-за перекрестного субсидирования) на тепловую энергию. Надо полагать, что последнее является временным обстоятельством, ибо ведет к пагубным последствиям: развалу системы централизованного теплоснабжения и теплофикации с потерей теплофикационной мощности в энергосистеме и пережогу топлива, так как многие промышленные предприятия начинают эксплуатировать и создавать собственные, зачастую неэкономичные, источники тепла. А, как известно, снятие 1 Гкал тепловой нагрузки с отбора турбин приводит к пережогу топлива в энергосистеме в размере 250 – 300 т условного топлива в год.

Тариф на тепловую энергию, отпускаемую промышленным предприятиям от централизованных источников Минэнерго, объективно должен быть таким, чтобы промпредприятиям невыгодно было создавать и эксплуатировать собственные источники. Для этого экономия топлива от теплофикации должна относиться не только на электрическую, но и тепловую энергию. Исключением могут быть лишь котельные промпредприятий, где будут устанавливаться электрогенерирующие мощности, т.е. создаваться мини-ТЭЦ, не уступающие по эффективности топливоиспользования централизованным источникам.

В энергетической политике должны обоснованно действовать экономические механизмы, исключающие подобные негативные явления.

3. Чтобы оптимально планировать функционирование и развитие электроэнергетики, в том числе теплофикации и теплоснабжения, а также ориентироваться на научно-технический прогресс, например, применение парогазовой технологии производства теплоты и электроэнергии, необходим надежный прогноз в поставках топлива и его структуре.

Отсутствие необходимых собственных топливных ресурсов и полная привязанность и зависимость республики только от российского газообразного и жидкого топлива, цена на которые будет неуклонно расти, а также специфика экологической ситуации требуют взвешенного и обоснованного подхода к развитию ТЭК республики. Это значит, что необходимо определить другие возможные источники получения органического топлива. В частности, целесообразно рассмотреть экологические и экономические аспекты вовлечения в топливный баланс республики угля, в том числе собственного. Необходимы всесторонние проработки по возможности и условиям размещения на территории республики ядерных энергоисточников. Над этим сейчас работает институт.

4. Исходя из стратегических и экономических условий, энергетический потенциал республики, в первую очередь, целесообразно наращивать за счет теплофикации. Комбинированное производство на теплоэлектроцентралях электрической и тепловой энергии было и должно быть доминирующим направлением энергоснабжения в Беларуси [22, 23]. Поэтому необходимо форсировать развитие теплофикации в крупных и средних городах с уже подготовленной тепловой нагрузкой (Минск, Брест, Витебск, Гомель, Гродно, Могилев, Мозырь, Орша, Слоним, Жлобин и др.) на основе техперевооружения и расширения (там, где это возможно) существующих ТЭЦ и строительства новых с применением газотурбинных и парогазовых установок.

Решительный шаг в условиях рыночной экономики должен быть сделан в сторону малых (0,5 – 50 МВт) высокоэкономичных паротурбинных и газотурбинных блок-ТЭЦ промышленного и коммунального назначения, применение которых уже началось.

Всего за счет строительства новых ТЭЦ, расширения и перевооружения существующих, а также сооружений малых блок-ТЭЦ к 2010 г. в республике может быть введено около 3000 МВт электрических мощностей, что составляет 30% суммарной прогнозируемой мощности энергосистемы.

Для определения масштаба и путей развития теплоснабжения республики необходимо на основе новых экономических подходов разработать углубленные региональные программы теплофикации и теплоснабжения и перспективные схемы энергоснабжения городов, поселков и населенных пунктов.

5. В настоящее время замыкающей технологией производства электроэнергии в белорусской энергосистеме является конденсационный цикл двух тепловых электростанций. Поэтому необходимо качественное обновление и возможное увеличение мощности Березовской и Лукомльской ГРЭС. На пяти блоках К-160-130 Березовской

ГРЭС будут выполнены газотурбинные надстройки из двух турбин по 25 МВт, что существенно повысит КПД топливоиспользования при выработке электроэнергии и одновременно на 250 МВт увеличит мощность станции, ориентируемой после модернизации на поставку электроэнергии и на Запад. Техперевооружение Лукомльской ГРЭС, как и строительство Минской ТЭЦ-5 (пока сооружается как ГРЭС, теплосети от нее к Минску не прокладывались), должно осуществляться с применением парогазовых установок мощностью 450 МВт и КПД = 53 ÷ 55%. После этого, если потребуется электрическим балансом, возможно сооружение Зельвенской ГРЭС с четырьмя парогазовыми блоками по 450 МВт, а затем и АЭС.

6. Эффективность и надежность теплоснабжения республики являются сегодня одной из центральных проблем, на него приходится более половины всего топливопотребления республики, значительные материальные и трудовые ресурсы.

Должны быть разработаны новые рыночные экономические механизмы, на основе которых можно:

- определять эффективность вложения средств и очередность строительства объектов энергетики;

- выбирать оптимальные зоны функционирования систем централизованного и децентрализованного теплоснабжения и мощность источников (ТЭЦ, котельных);

- оптимизировать схемы теплоснабжения крупных, средних и малых городов;

- стимулировать ввод мощности и научно-технический прогресс в производстве и транспорте энергии;

- объективно распределять прибыль в цепи производство – транспорт – потребление энергии;

- формировать тарифы на тепловую энергию и электроэнергию избыточных и дефицитных энергосистем;

- заинтересованно проводить действенную политику энергосбережения в отрасли;

- обосновывать и оптимизировать природоохранные мероприятия в энергетике;

- строить инвестиционную политику.

Необходима разработка закона о теплоснабжении Республики Беларусь, как составной части закона об электроэнергетике, регламентирующего правовые, технические, экологические и экономические аспекты эффективного и надежного энергоснабжения и стимулирующего все формы его развития (государственные, акционерные, собственные).

7. Требуется переход на новый качественный технический уровень в системах теплоснабжения и прежде всего в транспорте теплоты [23, 24]. Сейчас в теплосетях традиционных прокладок с минераловатной тепловой изоляцией теряется до 20% транспортируемой теплоты, в том числе

3 – 5% с утечками теплоносителя через неплотности. Они характеризуются низкой надежностью и недолговечностью – средний срок службы сетей из-за плохой гидравлической и коррозионной защиты составляет 12 – 15 лет при расчетном значении, равном 25.

В республике проложено около 9000 км (в двухтрубном исчислении) теплосетей диаметром от 50 до 1400 мм, из них более половины эксплуатируются 15 – 25 лет и больше и значительно изношены. 85% сетей проложено в непроходных железобетонных каналах.

По разработкам института [25 – 27] впервые в 1994 г. начато применение в республике высокоэффективных теплогидропредизолированных теплопроводов (в теплосетях городов Барановичи, Бреста, Витебска, Гродно, Лиды, Гомеля) датского и польского производства. Затем потребности теплопроводов для перекладок и нового строительства (до 250 км в год, в основном, диаметром 50 – 400 мм) обусловили создание собственных производств предизолированных теплопроводов разного назначения в системе Минэнерго и Минжилкомхоза. Эти теплопроводы бесканальной прокладки имеют расчетный срок службы не менее 30 лет и тепловые потери на уровне 3 – 4%. Применяется и усовершенствованная канальная прокладка теплосетей.

Новый технический и качественный уровень эксплуатации систем теплоснабжения также включает:

- оснащение потребителей современными автоматическими регуляторами тепловой нагрузки с одновременной разработкой и внедрением мероприятий по стабилизации суточных графиков тепловой нагрузки;

- создание систем автоматизированного управления тепловыми и гидравлическими режимами тепловых сетей, что позволит повысить надежность теплоснабжения и уменьшить расход электроэнергии (топлива) на транспорт теплоносителя;

- модернизацию систем теплоснабжения с возможным переходом от ЦТП к ИТП с независимым гидравлическим подключением потребителей;

- применение пластиковых труб в горячеводных системах с ЦТП;

- строгое соблюдение проектного температурного графика 150/70°C (с возможной срезкой в области 125 – 130°C) систем теплоснабжения. При этом в переходный и летний периоды температура прямой сетевой воды по условиям низкотемпературной коррозии тепловых сетей с минераловатной теплоизоляцией и экономии теплоты в системе горячего водоснабжения (предотвращение слива водопроводной недогретой до 50 – 55°C воды) не должна быть ниже 70 – 75°C;

- обеспечение надлежащего качества сетевой воды и чистоты внутренних поверхностей теплообменного и отопительного оборудования зданий,

что частично позволит нормализовать температурный график теплосети (температуру обратной сетевой воды) и сократить расход теплоносителя;

проведение упреждающих ремонтно-профилактических работ на действующих тепловых сетях, особенно подземной канальной прокладки, с целью предотвращения аварийности по причине наружной коррозии и сокращения потерь тепла через изоляцию и с утечками теплоносителя;

внедрение мероприятий по снижению энергозатрат на транспорт водяного теплоносителя, в частности, регулируемых электроприводов насосов и качественно-количественного регулирования отпуски и потребления теплоты;

реабилитацию существующих внутридомовых систем для возможности индивидуального регулирования и учета теплотребления, что позволит экономить до 30% теплоты ее расхода в настоящее время.

8. Действовавшая в странах СНГ нормативная база по экологии – ПДК вредных веществ в атмосферном воздухе в 2 – 3 раза жестче, чем в развитых странах. Аналогичная ситуация имела место и в Беларуси. В результате возникали проблемы при согласовании выбросов как реконструируемых, так и функционирующих предприятий либо требовалось необоснованно наращивать капвложения и эксплуатационные затраты, что вызывало рост стоимости производимой энергии. В результате проведенных исследований были изменены нормы ПДК на оксиды азота, а также степень трансформации монооксида в двуоксид, что упростило процедуру согласования и ликвидировало повод для несения необоснованных издержек. Этот опыт представляет значительный интерес не только для России, но и для других стран СНГ.

Из изложенного видно, насколько сложная и ответственная не только профессиональная, но и государственная задача стоит перед энергетиками в обеспечении бесперебойного и эффективного функционирования ТЭК республики.

Всесторонне отработанная стратегия качественного обновления и развития белорусской энергосистемы должна в короткие сроки сделать ее высокоэкономичной и надежной, неуязвимой и полностью обеспечивающей потребности республики в электрической и тепловой энергии, а также позволяющей продавать избыточную электроэнергию в страны Запада, получая взамен необходимое оборудование, материалы, сырье и валюту.

На это и должны быть направлены усилия ведущих ученых и специалистов, проектировщиков, строителей и эксплуатационников при поддержке со стороны руководства республики.

В развитие изложенного в журнале представлен ряд статей по внедренным и перспективным разработкам института, а также его участию в решении стоящих перед энергетикой проблем и задач.

Список литературы

1. Болкунец В. В., Бразовский В. П. Минский теплофикационный комплекс. Минск: Тр. БелНИПИЭП, 1996.
2. Яковлев Б. В., Глюза А. Т., Простак А. Я. Роль АВТЭЦ в энергетическом комплексе страны. Атомные системы теплоснабжения. М.: Тр. ВЭП, 1984.
3. Яковлев Б. В., Бразовский В. П. Эффективность использования КЭС для дальнего теплоснабжения. Техничко-экономическая оптимизация ТЭС. Саратов, 1977.
4. Бразовский В. П., Яковлев Б. В. Исследование условий использования АЭС в крупных системах централизованного теплоснабжения. Научные и прикладные проблемы энергетики. Минск: Высшая школа, 1981, вып. 8.
5. Бразовский В. П., Яковлев Б. В., Авербах Ю. А. АЭС – потенциальные источники дальнего теплоснабжения. Системы централизованного теплоснабжения. М.: Тр. ВЭП, 1985.
6. Системы атомного теплоснабжения с дальним транспортом теплоты в химически связанном виде. Системы теплоснабжения с нетрадиционными источниками тепла / Ковылянский Я. А., Смирнов И. А., Яковлев Б. В. и др. М.: Тр. ВЭП, 1982.
7. Качан А. Д., Яковлев Б. В. Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС. Минск: Высшая школа, 1982.
8. А.с. 250161 (СССР). Теплофикационная турбина с отборами для ступенчатого подогрева воды / Яковлев Б. В. Оpubл. в Б. И., 1969, № 26.
9. Леонков А. М., Яковлев Б. В. Возможности повышения эффективности использования и совершенствования теплофикационных турбоустановок с отопительными отборами пара. – Изв. вузов. Энергетика, 1970, № 12.
10. Кнотько П. Н., Трутаев В. И., Яковлев Б. В. Эффективность развития теплофикации на основе базово-маневренных ТЭЦ. – Изв. вузов. Энергетика, 1982, № 6.
11. Исследование усовершенствованной тепловой схемы маневренного теплофикационного энергоблока с турбиной Т-180/210-130/Сыропушинский В. М., Ганжин А. А., Щербина А. В. и др. – Электрические станции, 1986, № 3.
12. Эксплуатационные испытания теплофикационных турбин Т-100/120-130 в режиме регулирования электрической мощности с неизменным отпуском теплоты / Щербина А. В., Сыропушинский В. М., Сытникова Н. М. и др. – Электрические станции, 1987, № 5.
13. А.с. 1298409 (СССР). Способ работы теплоэлектроцентрали в маневренном режиме / Кнотько П. Н., Яковлев Б. В., Щербина А. В., Сыропушинский В. М. Оpubл. в Б. И. 1987, № 11.
14. Влияние эксплуатационных факторов на многоцикловую прогнозируемость самокомпенсирующихся трубопроводов / Юхимец П. С., Яковлев Б. В., Гусенков А. П., Москвитин Г. В. – Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика, 2001, № 4.
15. Яковлев Б. В., Шавельзон М. И. Экспресс-метод “Способ испытания тепловых сетей на тепловые потери”. – Экспресс-информация. Сер. Энергетика и электрификация. Тепловые электростанции, теплофикация и тепловые сети, 1990, № 3.
16. Яковлев Б. В., Левин М. Л., Трутаев В. И. Влияние полимерных добавок на технико-экономические характеристики транспорта тепла. Задачи технического перевооружения, реконструкции и модернизации систем ЦТ. М.: Тр. ВЭП, 1988.
17. Ровек И. И., Трутаев В. И., Яковлев Б. В. Исследование экономической эффективности дальнейшего использования ТЭЦ с оборудованием среднего давления в системах теплоснабжения. Перспективы развития систем централизованного теплоснабжения в СССР. М.: Тр. ВЭП, 1981.

18. Яковлев Б. В. Развитие тепловой энергетики Беларуси на базе малых и мини-ТЭЦ. Минск: Тр. БелНИПИЭП, 1996.
19. Яковлев Б. В., Колядич Е. Л., Бондаренко Г. А. Опыт создания оборудования и проектирования малых паротурбинных ТЭЦ. Минск: Тр. БелНИПИЭП, 1996.
20. Стырикович М. А., Внуков А. К., Розанова Ф. А. К проблеме нормирования качества атмосферы. – Теплоэнергетика, 1987, № 2.
21. Внуков А. К., Розанова Ф. А. Влияние энергетики на газовый состав воздушного бассейна городов. – Электрические станции, 1984, № 6.
22. Кнотько П. Н., Яковлев Б. В., Качан А. Д. Достижения и проблемы развития и функционирования теплофикации. – Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика, 2000, № 2.
23. Яковлев Б. В. Теплофикация. Транспорт теплоты. Белорусская энергетическая система (1988 – 2000) / Под ред. Александрова И. Н. и др. Минск: ООО “Асар”, 2001.
24. Яковлев Б. В., Болкунец В. В., Харечкин В. В. Актуальные проблемы повышения надежности и экономичности транспорта теплоты в системах централизованного теплоснабжения. Минск: Тр. БелНИПИЭП, 1996.
25. Яковлев Б. В., Кулебякин Л. Ю., Трутаев В. И. Оценка эффективности применения теплопроводов различного типа. Минск: Тр. БелНИПИЭП, 1996.
26. Яковлев Б. В. Техническое перевооружение тепловых сетей на основе промышленных теплогидропредизолированных теплопроводов. – Вести энергосбережения, 1997.
27. Проектирование и строительство тепловых сетей из теплогидропредизолированных труб (Пособие П1-98 к СНиП 2.04.07-86) / Яковлев Б. В., Кнырович С. Ф., Яковлев Ю. Б., Белявский В. В. Минск: Минархстрой, 1999.

Опыт проектирования энергетической опытно-промышленной ГТУ Безымянской ТЭЦ

Рыков А. Н., канд. техн. наук, Русаков А. Н., Якимович В. П., инженеры

РУП Белнипиэнергопром

Располагая значительными достижениями в области разработки и производства газотурбинных двигателей (ГТД) судового и авиационного типа, работы по внедрению ГТД для использования в целях производства электроэнергии в СССР велись очень слабо. Основными факторами, сдерживающими использование транспортными газотурбинных двигателей в качестве газотурбинных установок (ГТУ) для привода электрогенераторов, была засекреченность разработок ГТД, так как основная их масса использовалась для нужд оборонного комплекса, и значительное государственное финансирование КБ и предприятий ВПК. В таких условиях поиск новых направлений применения ГТД не был для предприятий оборонного комплекса необходимостью. Несколько более активно велись работы по разработке газоперекачивающих агрегатов (ГПА) с газотурбинным приводом.

Однако к концу 80-х годов ситуация резко изменилась: значительно сократилось число заказов для нужд оборонного комплекса как на новые разработки, так и на производство серийных образцов ГТД. Ситуация еще более усугубилась в связи с распадом СССР.

В новых условиях все производители авиационных и судовых ГТД в России и странах СНГ вынуждены были достаточно быстро перестраиваться для существенного расширения поставок своей продукции для наземных установок: привода магнететелей природного газа на магистральных газопроводах, привода электрогенераторов.

Характерным примером является создание совместными усилиями энергетиков, разработчиков ГТД, проектировщиков и наладчиков опытно-про-

мышленной газотурбинной установки на Безымянской ТЭЦ (г. Самара), в создании которой непосредственное участие принимало республиканское унитарное предприятие (РУП) Белнипиэнергопром, являющееся генеральным проектировщиком по ряду ТЭЦ АО Самараэнерго, включая и Безымянскую ТЭЦ. Необходимо отметить, что к моменту начала разработки опытно-промышленной ГТУ Безымянской ТЭЦ в Белнипиэнергопроме уже был накоплен определенный опыт по проектированию энергетических установок с использованием газотурбинных и парогазовых технологий. Специалисты Белнипиэнергопрома совместно с заводами (фирмами)-поставщиками принимали непосредственное участие в создании когенерационной газотурбинной установки мощностью 16 МВт на Мозырском НПЗ с двигателем ДЖ-59 (НПП Машпроект, Украина) и паровым котлом-утилизатором и утилизационной парогазовой установки мощностью 67 МВт типа VEGA 205 в составе двух ГТУ типа 5371 PA мощностью по 27,5 МВт с паровыми котлами-утилизаторами и паровой турбины мощностью 12 МВт (поставка осуществлялась фирмой “GEC ALSTOM”) для Оршанской ТЭЦ по кредиту Европейского банка реконструкции и развития (ЕБРР).

По договоренности, достигнутой между АО Самараэнерго и Самарским научно-техническим комплексом им. Н. Д. Кузнецова (СНТК “Двигатели НК”), в 1996 г. было принято решение о создании опытно-промышленной установки на базе авиационного двигателя НК-37.

Целью создания ОП ГТУ была отработка проектных, конструкторско-технологических, экологических и монтажно-строительных решений и их

эксплуатационная проверка, обеспечивающая дальнейшее внедрение энергетических ГТУ на базе НК-37 как в энергетике, так и в других отраслях хозяйства, продвижение таких ГТУ на рынок энергетического оборудования.

Необходимо отметить, что в СНТК “Двигатели НК” уже был накоплен большой опыт по созданию авиационных двигателей, а также конвертированных двигателей НК-12СТ и НК-16СТ, получивших широкое применение на газоперекачивающих компрессорных станциях. На базе этого опыта был разработан двигатель типа НК-36СТ мощностью 25 МВт и эффективным КПД = 36,4%, эксплуатация которых в составе газоперекачивающих агрегатов ГПА-Ц-25 началась с 1993 г.

Одновременно с начала 1991 г. СНТК “Двигатели НК” приступил к созданию двигателя НК-37 с такими же показателями для энергетических газотурбинных установок.

Основные технические данные двигателя НК-37 приведены далее.

Параметр	
Мощность номинальная на валу силовой турбины, кВт, не менее, при:	25 000
температуре воздуха на входе в компрессор, °С	15
барометрическом давлении, МПа	0,1013
потере давления на входе, кПа	1,96
потере давления на выходе, кПа	5,65
Эффективный коэффициент полезного действия, %, не менее	36,4
Мощность на приводном валу силовой турбины, кВт, не менее	26 500
Расход топливного газа (низшая теплотворная способность 50 000 кДж/кг), кг/с	1,425
Расход воздуха через двигатель, кг/с	102,5
Расход выхлопных газов на выходе из силовой турбины, кг/с	104,0
Температура выхлопных газов на выходе из силовой турбины, °С	427
Концентрация вредных веществ в выхлопных газах (при работе на природном газе и объемном содержании кислорода в выхлопных газах 15%), мг/м ³ :	
NO _x	< 100
СО	< 200
Уровень шума, дБА	80
Коэффициент избытка воздуха в выхлопных газах	4,26
Мощность, потребляемая агрегатами и приборами двигателя, кВт	0,5
Частота вращения силовой турбины, об/мин	3000
Масса, кг, не более:	
двигателя в составе поставки (с рамой)	9150
газогенератора (с рамой)	5350
силовой турбины (с рамой)	3800
Габаритные размеры двигателя, мм:	
длина	6130
ширина	2288
высота	2205

Конструкция элементов установки двигателя в блок двигателя, соединительных элементов и блока двигателя, поставляемые инструмент и оборудование для монтажа и демонтажа двигателя обеспечивают замену двигателя в течение не более 8 ч. Полный ресурс – 100 000 ч. Нарботка до капитального ремонта – 20 000 ч. Число пусков в год – до 300.

Необходимо отметить, что экологические показатели НК-37 несколько превышают нормируемые значения, поэтому СНТК интенсивно ведутся работы по снижению выбросов NO_x до уровня 50 мг/м³ и СО до уровня 100 мг/м³.

Основные характеристики электрогенератора типа Т-32 с системами возбуждения, охлаждения, маслоснабжения – поставка АО “Привод” (Россия, г. Лысьва) – приведены далее.

Электрогенератор	Т-32
Ток	Переменный, трехфазный
Напряжение, кВ	10,5
Номинальная мощность, МВт	32
Коэффициент мощности	0,8
КПД на номинальной мощности, %	98,1

Система возбуждения генератора – бесщеточная типа СВБД. Охлаждение генератора – воздушное по замкнутому циклу с воздухоохладителями, работающими на технической воде. Система смазки генератора – замкнутая, под давлением со свободным сливом из масляных полостей подшипников. Полный установленный срок службы генератора – не менее 30 лет. Срок службы между капитальными ремонтами – не менее 6 лет.

При выборе места установки опытно-промышленной ГТУ руководством АО Самараэнерго, кроме цели создания собственно энергетической ГТУ, также ставилась задача улучшения технико-экономических показателей электростанции, на которой будет внедрена ГТУ.

После рассмотрения возможных вариантов было принято решение об установке ГТУ на Безымянской ТЭЦ, имеющей достаточно стабильные тепловые нагрузки в паре 0,8 – 1,0 МПа. При этом для Безымянской ТЭЦ наиболее предпочтительным вариантом как с точки зрения сроков и простоты реализации, так и по приемлемым капитальным вложениям явился вариант когенерационной ГТУ с паровым котлом-утилизатором с параметрами пара 1,4 МПа, 280°С. Белнипиэнергопромом были разработаны исходные технические требования к котлу, на основании которых заводами ЗиО, ТКЗ и СКБ “Рубин” были выполнены технико-коммерческие предложения. Учитывая крайне стесненные условия площадки Безымянской ТЭЦ, был принят вариант компоновки с установкой котла непосредственно над выхлопной системой ГТУ. По результатам анализа предложений заводов был выбран котел-утилизатор типа ТКУ-6 производст-

ва ТКЗ с основными характеристиками, представленными далее.

Паропроизводительность, т/ч	40
Температура перегретого пара, °С	280
Давление перегретого пара, МПа	1,4
Температура питательной воды, °С	70
Температура уходящих газов при номинальной нагрузке (при работающем ГПСВ), °С	101
Производительность ГПСВ, т/ч	100
Температура сетевой воды, °С:	
на входе	60
на выходе	120

Пар от котла-утилизатора подается в общестанционный коллектор пара 0,8 – 1,3 МПа. Для подачи питательной воды в котел-утилизатор в существующем главном корпусе предусматривается установка отдельной группы питательных насосов и охладителей питательной воды (для охлаждения питательной воды до 70°С используется химочищенная вода, подаваемая в деаэрактор). Сетевой пучок котла подключается к существующей схеме сетевой воды. Допускается работа котла с отключенным сетевым пучком.

Учитывая новизну разработки ОП ГТУ, приведем краткое описание систем ОП ГТУ и их особенностей.

Запуск двигателя производится автоматически с помощью системы АСУ ТП в соответствии с алгоритмом управления запуском двигателя. Время запуска – время от момента подачи команды на запуск двигателя до выхода на режим холостого хода электрогенератора – не более 2 мин. После синхронизации электрогенератора с электросетью и его включения в сеть должен быть обеспечен прогрев двигателя в течение не менее 5 мин. Раскрутка ротора газогенератора осуществляется пневмостартером. Давление воздуха на входе в стартер 0,45 – 0,55 МПа, расход – не более 1,5 кг/с. Расход воздуха на запуск не более 150 кг. Подача воздуха на запуск должна обеспечиваться от сетей энергообъекта.

Маслосистемы ГТД и генератора отдельные. В системе смазки и регулирования двигателя НК-37 используется масло “Петрим” либо ИПМ-10 (или аналогичное по характеристике). Вместимость маслосистемы ГТД – 1,1 м³, безвозвратные потери масла – не более 1 кг/ч. В связи с тем, что для НК-37 предусматривается специальное масло, в проекте ОП ГТУ было предусмотрено отдельное маслохозяйство для масла “Петрим”. Для смазки подшипников генератора применяется турбинное масло Тп-22 (или аналогичное по характеристике). Генератор комплектуется системой маслоснабжения в составе основного и дополнительного маслобаков и двух маслонасосов: рабочего с электродвигателем переменного тока и аварийного с электродвигателем постоянного тока.

Для повышения надежности системы маслоснабжения генератора заводская установка была доработана с установкой второго (резервного) насоса с электродвигателем переменного тока. Маслосистема генератора устанавливается в приямки вблизи генератора. Дополнительный маслобак устанавливается на отм. 7,2 м и при отключении всех маслонасосов обеспечивает подачу масла к подшипникам генератора самотеком (на время выбега ротора). Маслобаки ГТУ имеют трубопроводы аварийного слива, заведенные в баки аварийного слива, расположенные за пределами корпуса ГТУ. Выполняется подземный двухсекционный (по видам масла) бак аварийного слива вместимостью 2 × 1,5 м³.

Особенностью ГТД НК-37 является необходимость охлаждения опоры турбины газогенератора после аварийного останова ГТД, что связано с конструктивными решениями узла опоры. Для охлаждения используется очищенный сжатый воздух. Давление воздуха в начале продувки составляет 0,6 – 0,8 МПа; расход воздуха при продувке до 0,1 кг/с; время продувки до 30 мин. Требуемый запас воздуха для продувки составляет 280 м³. При срабатывании в ресивере давления от 0,8 до 0,3 МПа (минимально допустимое давление) требуемый объем ресиверов составит примерно 55 м³.

На Безымянской ТЭЦ система охлаждения включает в себя: два ресивера на давление 0,8 МПа объемом 25 м³ каждый; систему подвода сжатого воздуха в ресиверы от общестанционной компрессорной, а также из отбора компрессора высокого давления ГТД для повышения давления в ресиверах до 0,8 МПа при работе двигателя (воздух охлаждается); систему измерения давления воздуха в коллекторе перед ГТД с подачей сигналов в систему АСУ ТП для запрещения пуска ГТД при давлении ниже 0,6 МПа; систему автоматического поддержания давления воздуха в ресиверах и автоматического включения подачи воздуха в систему охлаждения после аварийного останова двигателя. Ресиверы установлены на открытой площадке у корпуса ГТУ. Необходимо отметить, что наличие системы охлаждения опоры газогенератора несколько усложняет эксплуатацию ГТУ.

Блок двигателя оснащается системой автоматического пожаротушения, предназначенной для обнаружения очага загорания и последующего его подавления огнегасящим веществом. Способ тушения пожара – объемный, газовый; огнегасящее средство – двуокись углерода. В состав системы пожаротушения входят: блок пожаротушения; магистральные трубопроводы; оросители с насадками; пожарные извещатели; пункт управления пожаротушением. Ограждающие конструкции блока пожаротушения выполняются несгораемыми, с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч. Пульт

управления пожаротушением размещается на щите управления ГТУ.

Система контроля загазованности ГТУ состоит из датчиков, устанавливаемых в блоках ГТД и автоматических газосигнализаторов. При концентрации газа 20% нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ) на щит управления ГТУ и в блок автоматики подается предупредительная светозвуковая сигнализация, при 50% – аварийная сигнализация и команда на автоматический аварийный останов двигателя.

Блок двигателя оборудуется системой приточно-вытяжной вентиляции, обеспечивающей требуемый воздухообмен для удаления избытков теплоты при работе двигателя (температура в блоке при работающем двигателе не выше 50°C), а также для удаления из укрытия газа при его утечке.

Промывка проточной части двигателя НК-37 выполняется с помощью передвижной промывочной установки с использованием моющих растворов. Промывочная машина разрабатывается и поставляется АО СНТК “Двигатели НК”. Для отвода отработанного моющего раствора предусматривается подземный бак вместимостью 2,5 м³, располагаемый снаружи здания ГТУ.

Поставка ГТД предусматривается в блочно-комплектном исполнении. В состав комплекта блоков газотурбинного двигателя входят:

- блок двигателя;
- комплексное воздухозаборное устройство;
- блок промежуточный;
- выхлопная система;
- блок автоматики;
- блок маслосистемы;
- система промывки ГТД;
- система охлаждения опоры турбины газогенератора;
- система автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации;
- система контроля загазованности блока;
- система электрооборудования блоков, включая освещение;
- система отопления и вентиляции блоков.

Блоки ГТД представляют собой конструктивно законченные сборочные единицы газотурбинной установки, включающие в себя: оборудование (тепломеханическое, электротехническое, КИП); трубопроводы с арматурой и кабели; опорные рамы и ограждающие конструкции.

Блоки собираются (изготавливаются) на заводе-поставщике, не требуют ревизии при монтаже, имеют высокую степень монтажной технологичности и монтируются на месте установки на специальных фундаментах.

Панели ограждающих конструкций блоков представляют собой каркасы, выполненные из профильного проката, обшитые изнутри листовым металлом. Полости между обшивкой заполнены негорючим теплозвукоизолирующим материалом.

По климатическому изготовлению блоки выполняются для эксплуатации на открытом воздухе.

Выдача мощности от генератора ОП ГТУ предусматривается на генераторном напряжении 10,5 кВ на шины главного распределительного устройства (ГРУ 10 кВ) Безымянской ТЭЦ. Электродвигатели механизмов собственных нужд ГТУ на напряжение 0,4 кВ получают питание от комплектного РУСН 0,4 кВ.

Для обеспечения контроля и управления энергетической газотурбинной установкой коллективом специалистов (ОРГРЭС, СНТК “Двигатели НК, Белнипиэнергопром) была создана АСУ ТП установки с использованием современных средств микропроцессорной техники. Система базируется на контроллерах Advant. Основные цели создания АСУ ТП: надежная противоаварийная защита энергооборудования; своевременное представление оперативному персоналу достаточной и достоверной информации о ходе технологического процесса, состоянии оборудования и технических средств измерения; обеспечение автоматизированного эффективного управления технологическими процессами в нормальных, переходных и предаварийных режимах работы, выработки электроэнергии заданного количества и качества.

АСУ ТП состоит из двух основных частей – функциональной и обеспечивающей.

Функциональная часть – из управляющих и информационно-вычислительных подсистем.

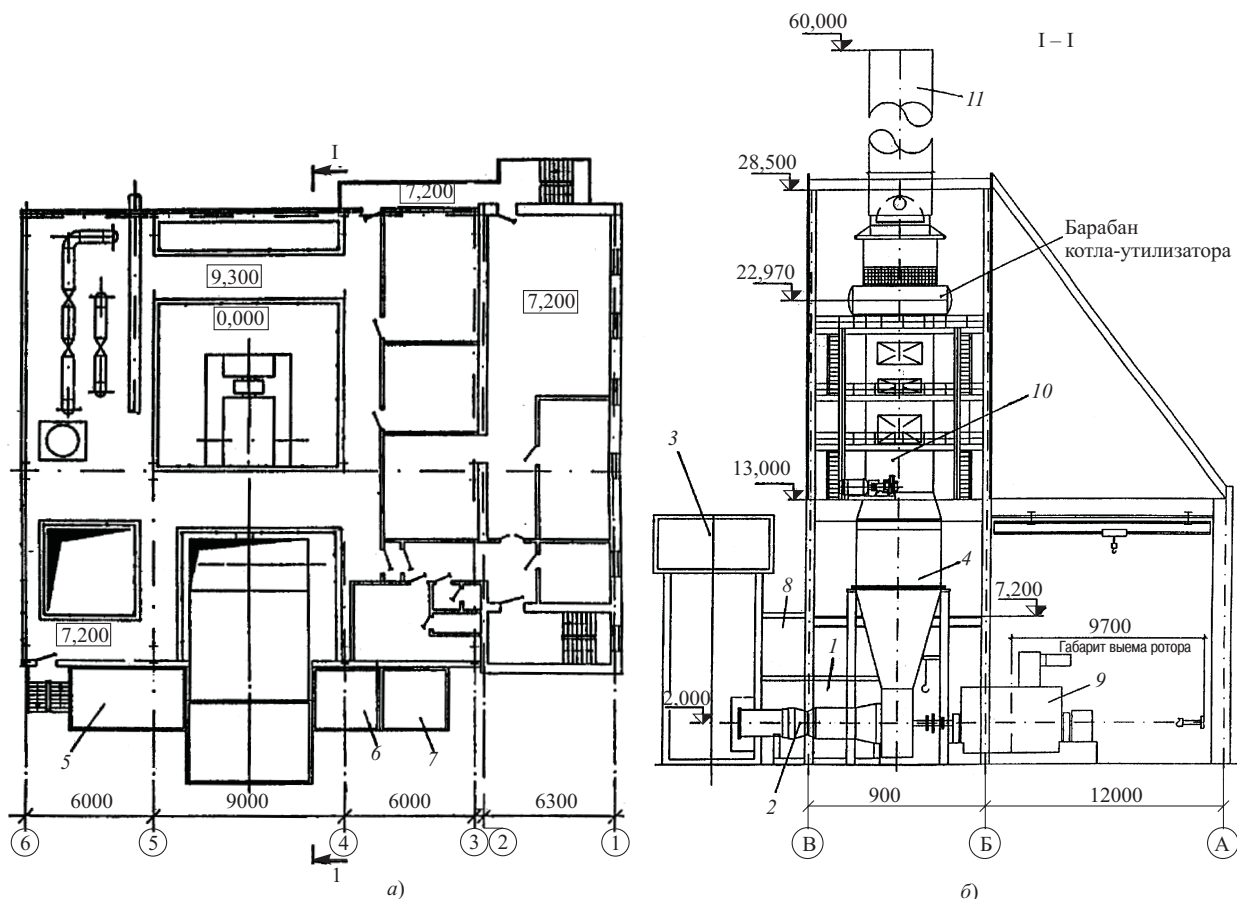
Управляющая подсистема обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое управление;
- логическое управление;
- технологические защиты;
- дистанционное управление.

Информационно-вычислительная подсистема обеспечивает:

- оперативный централизованный контроль и диагностику режима;
- расчет технико-экономических показателей;
- регистрацию информации;
- архивирование и документирование информации.

Система управления ГТУ состоит из трех иерархических уровней. В первый (нижний) уровень входят: датчики измеряемых параметров; запорная и регулирующая арматура совместно с исполнительными механизмами; электродвигатели механизмов. Во второй (средний) уровень системы входят: микропроцессорные устройства (контроллеры) для автоматического сбора и первичной обработки измеряемых параметров, выполнения функций авторегулирования, технологических защит, блокировок и дистанционного управления; средства для объединения контроллеров в локальную вычислительную сеть и контроллеры, поставляемые комплектно с основным оборудованием. В третий (верхний) уровень системы входят: вычис-



План главного корпуса (а) на отметках 0,0 и 7,2 м и разрез главного корпуса (б) ОП ГТУ Безьянской ТЭЦ:

1 – блок двигателя; 2 – ГТД НК-37; 3 – комплектное воздухозаборное устройство; 4 – выхлопная система с шумоглушением; 5 – блок автоматики; 6 – блок маслосистемы ГТД; 7 – блок пожаротушения; 8 – блок вентиляции; 9 – электрогенератор; 10 – котел-утилизатор с шумоглушителем; 11 – металлическая дымовая труба

лительные средства обработки информации, ее регистрация, архивирование, документирование; клавиатуры; ключи и переключатели для воздействия оператором-технологом на особо ответственные механизмы и исполнительные органы; локальная вычислительная сеть (ЛВС).

Датчики аналоговой и дискретной информации, локальный станции управления (при необходимости) устанавливаются непосредственно на оборудовании или возле него. Аппаратура среднего и верхнего уровня, щиты и пульты управления, архивная станция и другое оборудование устанавливаются в специально организованном блочном щите управления (БЩУ) с постоянным рабочим местом оперативного персонала. Помещение БЩУ оборудуется кондиционерами, оснащается необходимым и достаточным интерьером с искусственным и естественным освещением, а также специальным образом экранируется для обеспечения помехозащищенности аппаратуры АСУ ТП. Для этих же целей, а также для обеспечения необходимых метрологических показателей достоверности и точности измерений специальным образом организуются кабельные связи с экранированием отдельных жил и общих кабелей в целом, с

разделением кабельных потоков по назначению и уровню измеряемых сигналов. Предусматривается также контур защитного и рабочего заземления.

Одной из серьезных проблем при сооружении ГТУ является обеспечение подачи на ГТУ топливного газа требуемого давления. Для двигателя НК-37 требуемое давление газа составляет не менее 4,5 МПа (при пуске – 3,5 МПа), максимальный расход природного газа – 8400 м³/ч (1,58 кг/с), допустимая температура газа – от 20 до 150°C. Учитывая, что ТЭЦ размещена в городской черте, а в соответствии со СНиП “Магистральные газопроводы” прокладка газопроводов давлением свыше 1,2 МПа по территории населенных пунктов запрещена, организовать подачу газа давлением порядка 5,0 МПа непосредственно на площадку ТЭЦ не представляется возможным. Это предопределило необходимость установки непосредственно на площадке ТЭЦ дожимного газового компрессора.

Работы по созданию и освоению дожимных газовых компрессоров для подачи газа на ГТУ, которые велись рядом организаций (НЗЛ, “Казанькомпрессормаш” и др.), из-за отсутствия заказов и, как следствие, финансирования, не завершены.

Для ОП ГТУ Безымянской ТЭЦ выбор дожимного компрессора был выполнен по результатам сравнения предложений от возможных поставщиков (включая зарубежных), представивших на основании технического задания, разработанного СНТК, свои предложения по компрессорной установке. Была выбрана блочно-модульная компрессорная установка типа EA 1000-6-2, комплектная поставка которой выполнена фирмой «АББ POWER GENERATION» (Россия, г. Санкт-Петербург).

Основные технические характеристики установки приведены далее.

Производительность, кг/с	0,25 – 1,62
Давление газа, МПа:	
на входе	0,6
на выходе	4,6
Температура газа на выходе, °С	55
Электродвигатель привода	Асинхронный взрывозащищенный
Мощность электродвигателя, кВт	900
Охлаждение газа	Воздушное
Мощность, потребляемая газоохладителем, кВт	8
Масса компрессорной установки, кг	26 000
Размеры контейнера компрессорной установки, мм	12 000 × 2400 × 2400 (Н)
Масса газоохладителя, кг	4000
Размеры газоохладителя, мм	5500 × 2800 × 2400 (Н)

Для предотвращения возможности попадания газа в охлаждающую воду при нарушении плотности газоохладителей компрессора (за счет значительного превышения давления газа над давлением воды) выбран компрессор с воздушным охлаждением газа.

Общий вид энергетической ГТУ показан на рисунке. Блоки ГТД размещены с наружной стороны корпуса ГТУ, при этом блок двигателя частично заходит в корпус, а блоки выхлопной системы, маслоснабжения и автоматики размещены снаружи здания. К передней части блока двигателя стыкуется промежуточный блок, к которому присоединяются воздухозаборное устройство и блоки маслосистемы и автоматики ГТД. Электрогенератор расположен в корпусе со стороны выхлопной системы двигателя.

Отметка оси газотурбинного энергетического агрегата составляет 2,6 м. Узел сочленения ГТД с генератором (промежуточный вал с полумуфтами, герметичный узел прохода вала через стенку блока двигателя) разработан и поставляется АО СНТК “Двигатели НК”. Ответная полумуфта генератора

поставляется с генератором. Конструкция крепления ГТД к подмоторной раме обеспечивает возможность регулирования соосности валов газотурбинного двигателя и электрогенератора.

Котел-утилизатор расположен непосредственно над шумоглушителем выхлопной системы ГТД и опирается на перекрытие корпуса на отметке 12,00. Здесь же размещены циркуляционные насосы котла.

Здание ГТУ в плане имеет размер 21 × 27,8 м. Машинный зал представляет в поперечнике двухпролетную раму. Каркас машзала – металлический. Покрытие – профилированный настил по металлическим прогонам. Стеновое ограждение – металлические панели типа “Сэндвич”.

Основные технико-экономические показатели ОП ГТУ приведены далее.

Установленная электрическая мощность, МВт	25
Тепловая мощность, МВт	39
Число часов использования установленной электрической мощности, ч/год	6200
Топливо	Природный газ
Расчетный электрический КПД:	
брутто, %	33,3
нетто, г/(кВт·ч)	32,3
Коэффициент использования теплоты топлива, кг/(МВт·ч)	0,83
Общая стоимость строительства, млн. дол.	10

Выводы

1. В результате совместных усилий энергетиков, разработчиков и поставщиков оборудования, проектных, строительно-монтажных и наладочных организаций успешно завершена разработка, проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию современной энергетической газотурбинной установки на базе двигателя НК-37.

2. Отработаны принципиальные конструкторско-технологические, проектные и строительно-монтажные решения по ГТУ и ведется их эксплуатационная проверка.

3. СНТК “Двигатели НК” необходимо завершить работы по доведению экологических показателей двигателя НК-37 до нормативных требований. При модернизации камер сгорания целесообразно проработать вопрос возможности снижения требуемого давления газа перед камерой сгорания.

Применение газотурбодетандерных установок и их экономическая целесообразность в современных условиях

Лашковский Э. И., Якимович В. П., инженеры, Егорушкин С. В., канд. техн. наук

РУП Белнипиэнергопром

Поставка газа в Республику Беларусь осуществляется из Российской Федерации по магистральным газопроводам с рабочим давлением 5,5 – 7,5 МПа. В системе газоснабжения имеются 202 газораспределительные станции (ГРС), а также более 2500 газорегуляторных пунктов (ГРП). Объем потребления газа в 2000 г. достиг 16,8 млрд. м³, а по прогнозу на 2010 г. достигнет 20,2 млрд. м³. Требуемое давление газа у промышленных потребителей находится на уровне 0,2 – 0,3 МПа, а для коммунально-бытовых – 2 – 5 кПа. Избыточная энергия газа, которая в настоящее время теряется при редуцировании газа, может быть использована для выработки электроэнергии. Осуществляется это в турбодетандере (расширителе), который приводит во вращение электрогенератор. Одновременно при расширении в турбодетандере газ охлаждается, т.е. вырабатывается “попутный” холод. Удельный расход газа на выработку 1 кВт·ч электроэнергии при срабатывании перепада в 1,0 МПа можно оценить величиной 30 – 35 м³.

В условиях острого дефицита органического топлива, его высокой цены и напряженной экологической обстановки в республике использование избыточного давления газа является одним из путей получения дополнительной электроэнергии. Но если сама постановка вопроса о необходимости использования избыточного давления газа, несомненно, является правильной, то по вопросу представительной оценки потенциала энергосбережения на основе внедрения детандер-генераторных агрегатов (ДГА) мнения как различных заинтересованных организаций республики (Белэнерго, Белтрансгаз, Госкомэнергосбережение), так и отдельных специалистов значительно расходятся. При этом результаты, основанные на чисто теоретических посылах или оценочных расчетах, как правило, указанный потенциал значительно завышают.

Для оценки реального потенциала выработки электроэнергии на потоках природного газа, дросселируемого в системе газоснабжения Республики Беларусь, РУП Белнипиэнергопром в 1996 г. по заданию концерна Белэнерго была разработана “Программа внедрения детандер-генераторных агрегатов в Республике Беларусь”.

На первом этапе разработки этой программы для получения объективных исходных данных Белнипиэнергопром было проведено анкетиро-

вание, а также анализ отчетных данных по всем электростанциям и наиболее крупным промышленным котельным, входящим в концерн Белэнерго. Аналогичная информация о загрузке и фактических параметрах работы крупных ГРС республики по заданию Белнипиэнергопрома была собрана и обработана предприятием Белтрансгаз.

Вся полученная на первом этапе работы информация была обобщена в отчете “Сбор исходной информации об объемах редуцируемого газа и его параметров на ГРС и предприятиях РБ”, который послужил исходным материалом для выбора вариантов схем включения ДГА в технологический цикл ГРС и ГРП и выбора оборудования. В результате для дальнейшего рассмотрения возможности установки ДГА были отобраны 7 (из 202!) ГРС со среднегодовой производительностью от 54 (ГРС г. Белоозерска) до 241 тыс. м³/ч (ГРС Лукомльской ГРЭС), а также 6 (из 2500!) ГРП со среднегодовой производительностью от 43 (ГРП Гомельской ТЭЦ-2) до 241 тыс. м³/ч (ГРП Лукомльской ГРЭС). Следует отметить, что практически для всех ГРС и ГРП характерны достаточно значительные колебания загрузки как суточной, так и сезонной. Максимальные расходы составляют 130 – 170% среднегодового расхода газа, а минимальные 20 – 80%. В этих условиях, с целью максимального использования располагаемого изобэнтропийного перепада для выработки электроэнергии с приемлемым уровнем КПД, турбодетандерные агрегаты должны иметь возможность регулирования расхода газа в достаточно широком диапазоне.

На втором этапе работы Белнипиэнергопром совместно с АО “Криокор-Украина” для выбранных ГРС и ГРП были рассмотрены схемы подключения и осуществлен выбор оборудования ДГА. Следует отметить, что выбор схемы энергоутилизационной установки определяется главным образом наличием и характеристикой источников теплоты на объекте, которые могут быть использованы для предварительного подогрева природного газа перед турбодетандером. Необходимость подогрева и его минимальная температура обуславливаются параметрами гидратообразования на выходе газа из турбодетандера. Максимальная температура подогрева определяется технико-экономическими соображениями. По результатам выполненных проработок и расчетов для конкретных объектов были определены возможная годовая вы-

работка электроэнергии ДГА, расход тепла на подогрев газа, рекомендуемый тип ДГА.

Обобщенные данные приведены в таблице.

Как следует из приведенных данных, суммарная установленная мощность ДГА может составлять 45 775 кВт, а годовая выработка электроэнергии 183,81 млн. кВт·ч. Среднее число часов использования установленной мощности за год составляет 4015 ч.

Следует отметить, что, с точки зрения первоочередности внедрения ДГА, энергетическая отрасль (особенно на начальном этапе) представляется наиболее перспективной. Для энергетических объектов характерны менее “провальные” графики потребления газа, наличие собственных источников теплоты, более широкие возможности организации выдачи электрической мощности, наличие подготовленного эксплуатационного и ремонтного персонала и др.

В 2000 г. по проекту Белнипиэнергопрома на Лукомльской ГРЭС введен в эксплуатацию первый в Республике Беларусь газотурбодетандерный агрегат типа ДГА-5000. Проектом предусмотрена установка на Лукомльской ГРЭС еще одного агрегата ДГА-5000. Ведутся проектные работы по турбодетандерной установке на Минской ТЭЦ-4.

Так как оборудование и схемы подключения энергоутилизационных установок к ГРП и ГРС достаточно широко изучены в теоретическом плане [1 – 5], более подробно рассмотрим некоторые аспекты оценки экономической эффективности внедрения ДГА.

Белнипиэнергопромом были проведены исследования по оценке эффективности использования турбодетандерных установок на объектах концерна Белэнерго, являющихся основными потребителями природного газа в Республике Беларусь. Целью исследований было определение граничных

условий, при которых применение турбодетандерных установок экономически целесообразно.

Основными факторами, определяющими эффективность строительства данных установок, являются: стоимость установки, степень ее загрузки и величины тарифов на тепловую и электрическую энергию.

Граничные условия определялись исходя из условия, что чистый дисконтированный доход за период строительства и эксплуатации объекта равен нулю. Чистый дисконтированный доход (NPV) характеризует интегральный эффект от реализации проекта и определяется как величина, полученная дисконтированием разницы между всеми годовыми оттоками и притоками реальных денег, накапливаемых в течение горизонта расчета проекта

$$NPV = \left(\sum_{t=1}^T \frac{B_{t,i} - C_{t,i}}{(1 + p_t)^t} \right) + \frac{L_T}{(1 + p)^T},$$

где $B_{t,i}$ и $C_{t,i}$ – суммарные доход и затраты по варианту i в год t ; p_t – ставка дисконтирования (в расчетах принималась равной 10%); L_T – ликвидационная стоимость на конец расчетного периода (длительность расчетного периода равняется сроку службы турбоагрегата и составляет 15 лет). Доход от реализации проекта определяется на основе действующих тарифов на вырабатываемую электрическую энергию и объемов производства, при этом учитываются потери при транспортировке и распределении. Затраты на эксплуатацию оцениваются на основе существующих нормативов исходя из стоимости установки, расходов тепловой энергии, затрат на оплату труда, величины амортизационных отчислений и т.д.

Наименование ГРП, ГРС	Тип ДГА	Годовая выработка электроэнергии, млн.кВт·ч	Годовое потребление тепла, тыс. ГДж
Объекты Белэнерго			
ГРП Лукомльская ГРЭС	2 × ДГА-5000	2 × 27,6	2 × 94,53
ГРП Минская ТЭЦ-4	ДГА-5000	19,62	70,33
ГРП Бобруйская ТЭЦ-2	Агрегат фирмы АВВ, N = 1425 кВт	6,98	24,13
ГРП Гомельская ТЭЦ-2	То же	5,98	20,66
ГРП Березовская ГРЭС	“ ”	5,98	20,66
Объекты Белтрансгаза			
ГРС Лукомльская ГРЭС	ДГА-В-6000	27,36	90,29
ГРС “Восточная” г. Минск	То же	23,04	90,76
ГРС “Западная” г. Минск	“ ”	13,51	59,5
ГРС-1 г. Гродно	УТДУ-2500	10,08	61,04
ГРС г. Белоозерск	УТДА-2500 “Альфа”	9,05	38,34
ГРС-2 г. Гродно	То же	6,09	24,47
ГРС-3 г. Гомель	ТДУ-1000	5,53	23,72
Итого		183,81	712,96

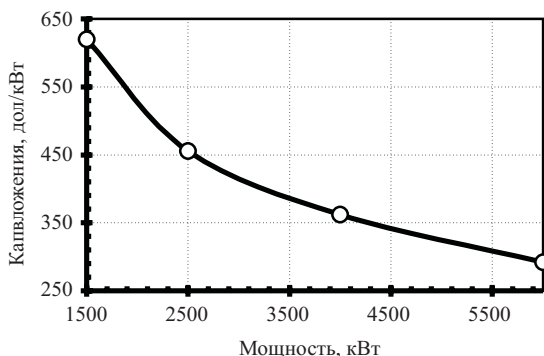


Рис. 1. Зависимость удельных капиталовложений от мощности турбодетандерного агрегата

На рис. 1 приведена зависимость стоимости строительства турбодетандерной установки от мощности турбодетандерного агрегата (по материалам ООО “ТурбоДЭн”). Как видно из приведенных данных, стоимость строительства турбодетандерной установки в значительной степени зависит от единичной мощности используемого агрегата.

С использованием приведенных данных была определена граница экономической эффективности использования турбодетандерных установок для условий Республики Беларусь (рис. 2). Каждая точка на приведенном графике соответствует данным, при которых значение чистого приведенного дохода равняется нулю. При расчетах стоимость топлива принималась 41,5 дол/т условного топлива, а тариф на электроэнергию в системе – 3,3 цента/(кВт·ч). При проведении оценок экономической эффективности сооружения турбодетандерных установок на ГРП ТЭЦ учитывалось, что увеличение отпуска тепловой энергии на нужды турбодетандерной установки позволяет увеличить выработку электрической энергии на тепловом потреблении. Кроме того, расчеты выполнены исходя из предположения, что ввод новых мощностей не приводит к разгрузке существующих, а обеспечивает растущие потребности рынка электроэнергии. В результате, как можно видеть из приведенных данных, граница экономической эффективности применения турбодетандерных установок на

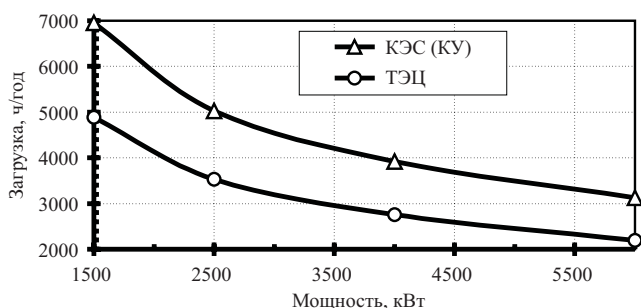


Рис. 2. Зависимость минимальной загрузки, обеспечивающей положительные показатели использования инвестиционных ресурсов, от мощности турбодетандерного агрегата

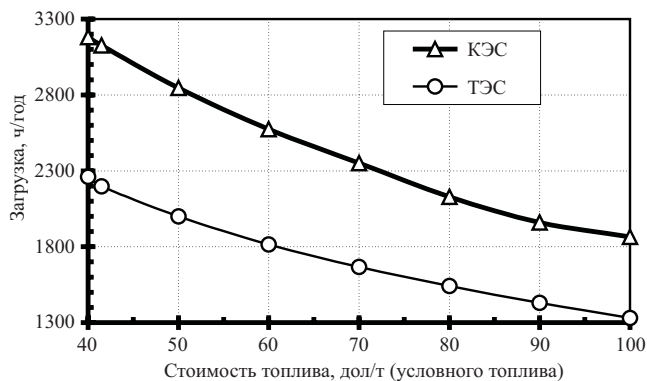


Рис. 3. Зависимость минимальной загрузки турбодетандерного агрегата типа ЭТДА-6000 от стоимости органического топлива

ТЭЦ шире, чем для КЭС и котельных установок. Так, для турбодетандерных агрегатов, устанавливаемых на КЭС или котельных, минимальная загрузка вводимой мощности, обеспечивающая положительные показатели эффективности использования инвестиционных ресурсов, составляет около 3100 ч/год, а для тех же агрегатов, устанавливаемых на ТЭЦ, – 2200 ч/год.

Еще одним фактором, оказывающим значительное влияние на эффективность внедрения турбодетандерных установок, является стоимость природного газа, которая, в свою очередь, влияет на тарифы на тепловую и электрическую энергию. В соответствии с прогнозируемым для Беларуси ростом стоимости органического топлива граница эффективности использования турбодетандерных установок расширится. На рис. 3 приведена зависимость предельного числа часов использования установленной мощности турбодетандерной установки типа ЭТДА-6000 от стоимости органического топлива. При расчетах предполагается, что рост стоимости природного газа приведет к росту тарифов на электрическую энергию, темпы роста тарифа определяются долей топливной составляющей в себестоимости производства электрической энергии. Как указывалось ранее, турбодетандеры малой мощности при существующих условиях, ввиду их высокой стоимости, имеют ограниченное применение, однако с ростом стоимости топлива и тарифов на электрическую энергию или снижении стоимости их использование может стать оправданным. На рис. 4 приведена зависимость предельных капиталовложений в строительство турбодетандерной установки мощностью 1500 кВт от стоимости органического топлива (зависимости построены при загрузке установки на уровне 4000 ч/год).

Приведенные ранее данные могут быть использованы для предварительной оценки при формировании планов внедрения турбодетандерных установок как на краткосрочную, так и на долгосрочную перспективу в соответствии с прогнози-

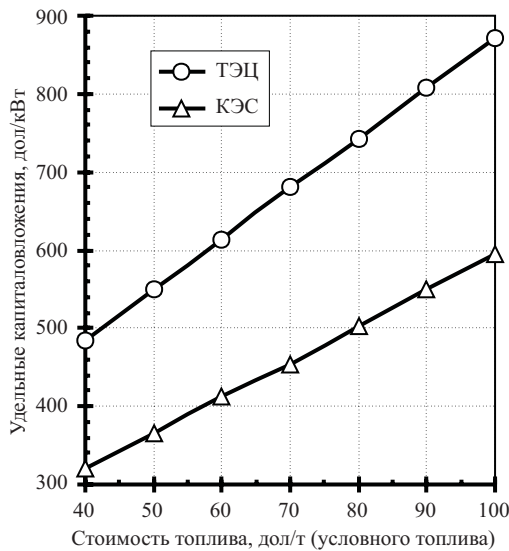


Рис. 4. Зависимость предельных капиталовложений от стоимости органического топлива

руемой динамикой изменения стоимости органического топлива. При этом следует отметить, что эти данные могут быть использованы только для определения целесообразных мест установки турбодетандерных агрегатов. Для проведения ранжировки проектов по эффективности использования инвестиционных ресурсов и формирования оптимальной программы освоения имеющихся средств необходимо проведение дополнительных исследований с определением наиболее важных показателей эффективности использования собственных и привлекаемых источников инвестиционных ресурсов для реализации отобранных проектов.

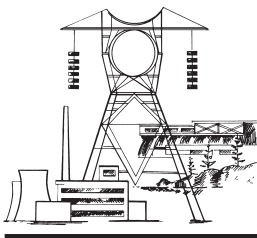
Выводы

В Республике Беларусь разработана программа внедрения турбодетандерных агрегатов. В программу включены только крупные объекты, на которых реально просматривается установка ДГА в среднесрочной перспективе (т.е. это фактически только первоочередной этап более широкого внедрения ДГА).

Внедрение ДГА на средних и мелких ГРС и ГРП будет во многом зависеть от динамики роста цен на топливо и темпов освоения производства ДГА небольшой мощности в блочно-комплектном исполнении по приемлемым ценам. В основном от указанных факторов будут зависеть показатели эффективности инвестиций в строительство турбодетандерных установок, причем, для эффективного использования инвестиций для каждого конкретного объекта необходимо выполнение детальных технико-экономических расчетов.

Список литературы

1. Степанец А. А. Энергосберегающие турбодетандерные установки. М.: Недра, 1999.
2. Агабабов В. С. Оценка эффективности использования детандер-генераторных агрегатов для получения электроэнергии. – Энергосбережение и водоподготовка, 2001, № 2.
3. Об использовании детандер-генераторных агрегатов в котельных / Агабабов В. С., Корягин А. В., Титов В. Л., Хаймер Ю. Ю.
4. Степанец А. А. Об эффективности детандер-генераторных агрегатов в тепловой схеме ТЭЦ. – Энергетик, 1999, № 4.
5. Трухний А. Д. Термодинамические основы использования утилизационных турбодетандерных установок. – Вестник МЭИ, 1999, № 5.



Уважаемые господа!
Мы с удовольствием опубликуем на
страницах, обложке и рекламных вклейках
нашего журнала Вашу рекламу!

Рекламный материал присылайте в редакцию, сопроводив его гарантийным письмом с указанием платежных реквизитов. При необходимости наш дизайнер выполнит макет Вашей рекламы.

Расценки на публикацию рекламы можно узнать в редакции.
 Тел/факс (095) 234-7417, тел. 234-7419, 275-0023, доб. 21-66,
 E-mail: tis@mail.magelan.ru

Опыт проектирования институтом Белнипиэнергопром установки регулируемых приводов на объектах энергетики Республики Беларусь

Королев В. Н., Егорушкин С. В., кандидаты техн. наук

РУП Белнипиэнергопром

Внедрение регулируемых электроприводов (далее РЭП, в данной статье под термином регулируемый электропривод понимается комплект, состоящий из электродвигателя и преобразователя частоты) в энергетике Республики Беларусь началось более 20 лет назад. Поскольку институт Белнипиэнергопром является генпроектной организацией всех электростанций, крупных котельных, насосных станций в республике, то большинство внедрений РЭП проводилось либо по проектам, выполненным институтом, либо при его участии. Еще в 1980 г. на Минской ТЭЦ-4 введен в эксплуатацию РЭП дутьевого вентилятора мощностью 1000 кВт по схеме машины двойного питания (разработка ВНИИЭ, г. Москва). На той же ТЭЦ-4 в период 1988 – 1998 гг. введены в действие РЭП на механизмах, сведения о которых приведены в таблице.

Большинство из этих РЭП вводилось в опытном порядке, в единичных экземплярах. Фактически Минская ТЭЦ-4 является полигоном для промышленных испытаний разрабатываемых отечественных образцов новой техники в области регулируемого электропривода.

Примерно с 1996 – 1997 гг. в связи с появлением на рынке СНГ ряда фирм с широкой номенклатурой РЭП начался период интенсивного внедрения РЭП различных типов мощностью от единиц до сотен и тысяч киловатт.

Начиная с 1997 г. ежегодно концерном Белэнерго утверждается программа внедрения РЭП на конкретных механизмах суммарной мощностью до 15 тыс. кВт в год, однако в связи с задержками финансирования проектов внедряется РЭП суммарной мощностью 5 – 6 тыс. кВт в год.

Положительные стороны внедрения РЭП в настоящее время общеизвестны, много раз доказаны и уже практически воспринимаются как аксиомы.

Некоторые преимущества, получаемые в результате внедрения РЭП на объектах энергетики, можно оценить достаточно просто и точно количественно, например:

непосредственную экономию электроэнергии, затрачиваемой механизмами с электроприводами (по статистике она составляет в среднем 25 – 40%);

экономию топлива, воды и других энергоресурсов;

уменьшение выбросов и отходов в окружающую среду (CO_2 , NO_x , SO_x и др.);

повышение КПД энергоисточников;

увеличение количества отпускаемой энергоисточниками электрической и тепловой энергии без дополнительного ввода генерирующих мощностей.

Другие положительные факторы оценить количественно сложнее, и поэтому они, как правило, не учитываются при оценках и расчетах экономической эффективности внедрения РЭП. К ним можно отнести:

улучшение, оптимизацию технологических процессов;

уменьшение аварийности из-за повреждений тепломеханического и электротехнического оборудования (сальников запорной арматуры, подшипников электродвигателей и механизмов, пускозащитной электроаппаратуры и др.) вследствие отсутствия пусковых токов, гидроударов в сетях;

увеличение срока службы приводных механизмов, коммутационной аппаратуры;

увеличение межремонтных интервалов, уменьшение числа плановых и неплановых ремонтов и соответственно затрат рабочего времени и ремонтных материалов.

Несмотря на то, что накоплен довольно большой опыт проектирования, наладки и эксплуатации РЭП, все же нередко при внедрении РЭП фирмами-поставщиками, коммерческими фирмами-посредниками делаются технические ошибки и экономические просчеты. Остановимся на наиболее характерных ошибках, приводящих к отрицательным результатам.

1. В ряде случаев РЭП устанавливались на оборудовании, редко используемом в эксплуатации.

2. РЭП устанавливались на механизмах, работающих большую часть времени на номинальной мощности.

3. РЭП устанавливался силами эксплуатационного персонала без проекта, без расчета экономической эффективности, без анализа и пересмотра условий АВР, защит, блокировок.

В первых двух случаях затраты на установку РЭП не окупались, цели не достигались. В третьем случае – происходили если не аварии, то нарушения режимов технологической системы, где внедрялся РЭП, вследствие неправильной работы

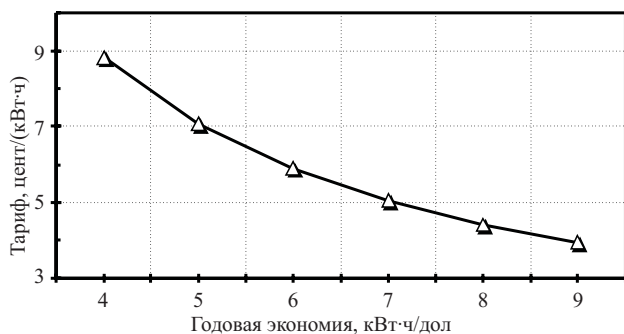


Рис. 1. График зависимости минимальной годовой экономии электроэнергии от тарифа

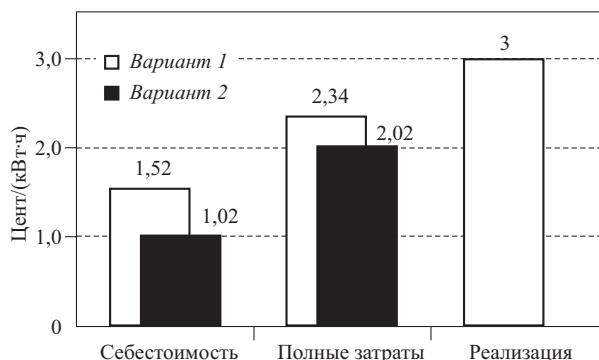


Рис. 2. Себестоимость, полные затраты и доход от реализации дополнительного количества электроэнергии при внедрении регулируемых приводов

АВР при снижении давления в трубопроводе посредством РЭП.

4. В некоторых отчетах о внедрении РЭП приводятся цифры экономии электроэнергии 60 – 70%, что свидетельствует либо о некорректном учете, либо о том, что установленное оборудование имеет явно завышенную мощность.

5. Внедрение РЭП фирмами-поставщиками, фирмами-посредниками часто производится без надлежащего обоснования экономической эффективности или с весьма приблизительным расчетом окупаемости.

В институте Белнипиэнергопром при проектировании РЭП, как и другого энергетического оборудования, вопросам технико-экономического обоснования эффективности внедрения новой техники придается первостепенное значение, учиты-

ваются все влияющие факторы. Далее приводится принятый порядок обоснований и расчетов, даются анализ и рекомендации, которые направлены на получение максимального положительного эффекта при выборе объекта для внедрения РЭП.

Целью выполненных расчетных исследований являлось определение граничных условий, обеспечивающих эффективность внедрения регулируемых электроприводов на предприятиях концерна Белэнерго. Приведенные данные могут быть использованы при составлении программы внедрения регулируемых электроприводов и определении первоочередных объектов. Оценка проведена на основе предположения, что снижение потребления электроэнергии на обеспечение собственных по-

Механизм	Электродвигатель	Тип преобразователя	Тип трансформатора	Год внедрения
Высоковольтные РЭП				
Дутьевой вентилятор: ДВ-1	АКЗО-16-57-8У2 с фазным ротором, 1120 кВт	ПЧД-2ПЧНС 630-660 (мостовая схема)	ТРСЗП 1000/10/У3, 660 кВ·А, 6000/3648 В	1988
ДВ-2	НОЛ 063299 бесщеточная (Австрия), 1120 кВт	ПЧД-2ПЧНС 630-660 (мостовая схема)	ТРСЗП 1000/10/У3, 825 кВ·А, 6000/2628 В	1989
ДВ-7	РДБ 1000-750 бесщеточная, 1000 кВт	РМДП (мостовая схема)	2(ТСЗП 400/10/У3), 660 кВ·А, 6000/409 В	1994
ДВ-6А	АКЗО-16-57-8У2 с фазным ротором, 1120 кВт	ПЧД-2 ПЧС 900-500-25 (нулевая схема)	2(ТСЗП 400/10/У3), 660 кВ·А, 6000/409 В	1993
ДВ-6Б	АКЗО-16-57-8У2 с фазным ротором, 1120 кВт	ПЧД-2 ПЧС 900-500-25 (нулевая схема)	2(ТСЗП 400/10/У3), 660 кВ·А, 6000/409 В	1993
Сетевой насос СН-1-7	АК4-450У-4 с фазным ротором, 1000 кВт	АВК	ТЗСУ 1000/10/У3, 660 кВ·А, 6000/408 В	1993
Блочный сетевой насос БСН-1-2	ДАЗО-2-16-59, 1250 кВт	“Аллен Бредли”, Канада, мод.1557	MGM 1500 кВ·А, 6000/3500 В	1998
РЭП 0,4 кВ				
Насос подпитки тепло-сети НПТС-5	4АМ 355 МУ3, 315 кВт	ПЧТ 16212		1990
Насос ВХ-1	4АМ Н31 5S-4У33, 200 кВт	ПЧТ 16212		1990
Сливной насос ПНД-4В	4А25052-У3, 75 кВт	ПЧТ-Т-200		1991
Насос подачи воды на флогатор № 2	А2-82-4, 55 кВт	ПЧТ-Т-100		1995
Насос бака низких точек	АИР112 М3, 7,5 кВт	“Аллен Бредли”, США		1996

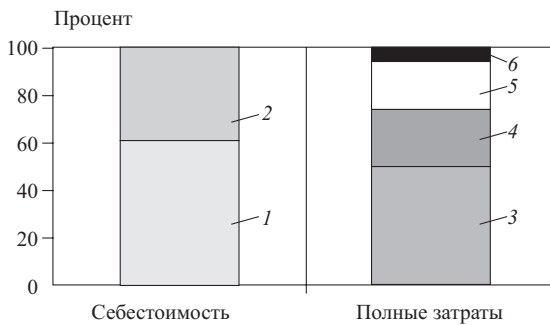


Рис. 3. Структура себестоимости и полных затрат:

1 – амортизация; 2 – прочие расходы; 3 – себестоимость; 4 – НДС; 5 – налог на прибыль; 6 – прочие налоги и платы

требностей в электрической энергии приводит к росту ее полезного отпуска при сохранении общего объема производства.

Результаты проведенных расчетов иллюстрирует рис. 1. Приведенная на рисунке кривая показывает минимальную величину годовой экономии электроэнергии на единицу капиталовложений, обеспечивающих срок возврата капитала, равный сроку эксплуатации оборудования (12,5 лет), нулевую величину чистого дисконтированного дохода (самоокупаемость проекта) и внутреннюю норму рентабельности, равную принятому коэффициенту дисконтирования (10%). При этом срок окупаемости капиталовложений по чистой прибыли составляет около 18 лет. Данные получены при капиталовложениях 200 дол/кВт.

Как видно из приведенных данных, в существующих условиях [среднесистемный тариф на электроэнергию около 4 цент/(кВт·ч) с НДС] минимальная годовая экономия должна составлять около 9 кВт·ч/дол., что существенно сужает область применения регулируемых электроприводов в системе предприятий концерна Белэнерго. В условиях стран Западной Европы, где средний тариф превышает 9 цент/(кВт·ч), область применения рассматриваемого оборудования значительно шире.

Следует отметить, что приведенные данные представляют результаты усредненной оценки. При проведении оценки конкретного проекта они могут в некоторой степени изменяться в силу действия различных факторов. В частности, при внедрении регулируемых приводов за счет чистой прибыли предприятий, в силу действия предусмотренных законодательством РБ налоговых льгот, обеспечивающих эффективность мероприятий, требования к экономии электроэнергии, несколько снижаются.

На рис. 2 приведены величины, характеризующие эффективность инвестиций в реализацию проектов внедрения регулируемых приводов. Данные приведены для вариантов, обеспечивающих минимальную эффективность (вариант 1), и при

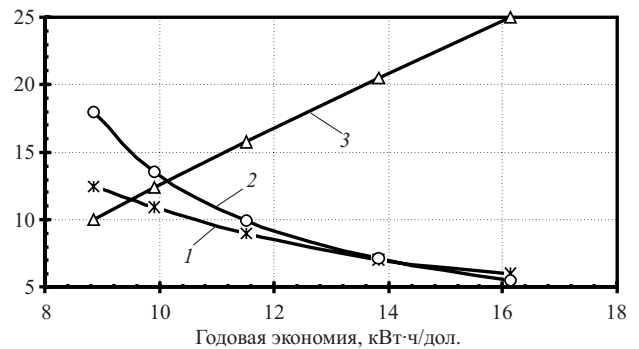


Рис. 4. График зависимости основных показателей эффективности инвестиций от величины годовой экономии электроэнергии:

1 – срок возврата капитала, лет; 2 – срок окупаемости капиталовложений, лет; 3 – внутренняя норма рентабельности, %

увеличении экономии электроэнергии на 50% (вариант 2). Тариф принят на уровне действующего в настоящее время среднесистемного, при этом из него исключена часть, связанная с общесистемными затратами, потерями при транспортировке, распределении электроэнергии и соответствующими расходами. Как видно из приведенных данных, при значительном различии по значению себестоимости дополнительного отпуска электроэнергии варианты по полным затратам различаются незначительно, что связано с ростом налоговых выплат по варианту 2 (налога на прибыль и добавленную стоимость). Именно разница между полными затратами и доходом от реализации продукции является основным источником прибыли предприятия и оказывает определяющее влияние на показатели эффективности использования инвестиционных ресурсов.

Разница между себестоимостью и полными затратами на дополнительный отпуск электроэнергии определяет величину налогового бремени для рассматриваемого проекта. Как видно из приведенных данных, для варианта 2 себестоимость электроэнергии почти равняется величине выплачиваемых налогов. Высокая величина налогов объясняется как низкой себестоимостью, так и ее структурой, характерной особенностью которой является почти полное отсутствие материальных затрат, т.е. высокая налогооблагаемая база по налогу на добавленную стоимость.

На рис. 3 показана структура себестоимости дополнительного отпуска электроэнергии и связанных с ним полных затрат при реализации проекта установки регулируемого электропривода в соответствии с вариантом 2. В состав прочих расходов, входящих в себестоимость, в соответствии с действующим законодательством включены расходы на текущий и капитальный ремонты, затраты, связанные с обязательным страхованием имущества, отчисления в инвестиционный фонд и другие платежи.

На рис. 4 показано, как изменяются показатели эффективности внедрения регулируемых электроприводов с ростом экономии электроэнергии на единицу капитальных затрат.

Данные, приведенные на рис. 4, можно использовать как для иллюстрации влияния величины экономии электроэнергии на показатели эффективности проекта, так и для определения основных показателей эффективности использования инвестиционных ресурсов. Так, при годовой экономии 12 кВт·ч/дол. внутренняя норма рентабельности составит 17%, срок окупаемости капиталовложений (по чистой прибыли) – 9 лет, а срок возврата капитала – 8,5 года. Как видно из приведенных данных, срок окупаемости капиталовложений превышает срок возврата капитала, данный эффект наблюдается для проектов с высокой нормой амортизации.

На основании выполненных расчетных исследований можно сделать следующие выводы.

1. Применение регулируемых приводов позволяет повысить эффективность использования топливно-энергетических ресурсов, снизить себестоимость отпускаемой электроэнергии, обеспечивает экономию топлива, однако широкомасштабное

их внедрение, обеспечивающее высокоэффективное использование, сдерживается рядом факторов, в частности, низкими тарифами на электрическую энергию. В данной ситуации, с целью повышения эффективности ограниченных инвестиционных ресурсов, для получения максимального положительного эффекта следует производить всестороннее предпроектное изучение объекта, технико-экономическое обоснование эффективности внедрения РЭП.

2. Рост стоимости органического топлива и переход на повышенные, экономически обоснованные тарифы на электроэнергию приведут к расширению сферы применения регулируемых электроприводов и других мероприятий по энергосбережению.

3. Сферу применения регулируемых электроприводов возможно значительно расширить за счет использования мер налогового стимулирования.

4. Во избежание получения отрицательных результатов или аварий проектирование установки РЭП следует поручать специализированным проектным организациям с участием генпроектной организации объекта установки РЭП.

Оптимизация режимов подогрева сетевой воды и мощности блоков 250 МВт при работе с частичными тепловыми нагрузками

Качан А. Д., доктор техн. наук, Стрелкова О. А., Антоник В. В., Рымашевский Ю. В., Воронов Е. О., инженеры, Рыков А. Н. канд. техн. наук

БГПА – концерн Белэнерго – Минская ТЭЦ-4 – РУП Белнипиэнергопром

Актуальной задачей энергетики Республики Беларусь в настоящее время является повышение экономичности работы ТЭЦ и экономия топлива в энергосистеме. Важным путем решения этой задачи является более полное использование экономических преимуществ теплофикации и повышение системной эффективности наиболее крупных ТЭЦ, к которым, в первую очередь, относится Минская ТЭЦ-4.

Блоки 250 МВт Минской ТЭЦ-4 при характерных для этой ТЭЦ частичных тепловых нагрузках должны, как правило, использоваться в режимах электрического графика. При этом оптимальная, с точки зрения максимальной системной эффективности, электрическая мощность блоков может быть существенно выше, чем их мощность на режимах теплового графика.

Объясняется это тем, что прирост расхода топлива на дополнительную (сверх режима теплового графика) выработку электроэнергии блоками при частичных их тепловых нагрузках может быть зна-

чительно (на 5 – 10% и даже более) меньше, чем прирост расхода топлива на отпуск электроэнергии $b'_{\text{зам}}$ от блоков замещающей КЭС, в качестве которых в условиях Республики Беларусь можно принимать блоки 300 МВт Лукомльской ГРЭС.

Обоснование сказанному дано в [1]. Оно заключается в том, что при увеличении расхода пара на теплофикационные турбины, работающие с частичными тепловыми нагрузками, возрастает удельная выработка электроэнергии (УВЭ) на существующем отпуске теплоты, в первую очередь, за счет увеличения КПД ЦВД и давления в линии промперегрева. В результате этого дополнительная выработка электроэнергии частично получается в виде теплофикационной, с близким к теоретическому [3600 кДж/(кВт·ч), или 860 ккал/(кВт·ч)] приростом расхода теплоты. В особенности существенное снижение прироста расхода топлива на дополнительный отпуск электроэнергии при частичных тепловых нагрузках может иметь место

для блоков 250 МВт, работающих с такими же начальными параметрами пара и параметрами перегрева, что и блоки замещающей КЭС.

Возможность снижения приростов расхода топлива на дополнительный отпуск электроэнергии против $b'_{\text{зам}}$ в значительном диапазоне мощности блоков 250 МВт, тем больше, чем меньше их тепловая нагрузка, была подтверждена на основе анализа расходных характеристик нетто блоков 250 МВт, а также опытами, проведенными кафедрой ТЭС БГПА на Минской ТЭЦ-4.

В этих условиях (при работе блоков по электрическому графику нагрузок) минимум удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии не может служить критерием оптимальности режима их работы, так как при оптимальной мощности блоков вместе с достижением максимального эффекта от теплофикации будет происходить некоторое увеличение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ТЭЦ.

Эффективность использования любых теплофикационных установок необходимо рассматривать с системных позиций. Поэтому наиболее строгим и однозначным критерием выбора оптимального режима их работы, действительным как для режимов теплового, так и электрического графика нагрузок, является максимум экономии топлива в энергосистеме против раздельной схемы энергоснабжения

$$\Delta B_{\text{ЭК}} = N_{\text{ТЭЦ}}^{\text{H}} b'_{\text{зам}} + Q_{\text{T}} b_{\text{кот}} - B_{\text{ТЭЦ}} \rightarrow \max, \quad (1)$$

где $N_{\text{ТЭЦ}}^{\text{H}}$, Q_{T} – мощность нетто турбин ТЭЦ и их тепловая нагрузка; $b_{\text{кот}}$ – удельный расход топлива на отпуск теплоты от замещающей котельной; $B_{\text{ТЭЦ}}$ – расход топлива на ТЭЦ.

При этом в задачах оптимизации режимов ТЭЦ определяющей является не абсолютная величина $\Delta B_{\text{ЭК}}$, а ее изменение на сопоставляемых режимах использования теплофикационных установок.

При заданной тепловой нагрузке блоков 250 МВт их оптимальная мощность может находиться из условия достижения максимальной системной экономии топлива по сравнению с режимом теплового графика (или режима, определяемого техническим минимумом нагрузки котла). При этом справедливым будет условие

$$dB_{\text{ЭК}j} = b'_{\text{зам}} (N_j^{\text{H}} - N_{\text{T.гр}}^{\text{H}}) - \Delta B_{\text{бл}j}, \quad (2)$$

где N_j^{H} , $N_{\text{T.гр}}^{\text{H}}$ – мощность нетто блока на j -ом режиме и режиме теплового графика соответственно; $\Delta B_{\text{бл}j}$ – увеличение расхода топлива блоком на j -ом режиме по сравнению с режимом теплового графика.

Для решения задачи оптимизации подогрева сетевой воды и мощности блоков 250 МВт при частичных тепловых нагрузках была разработана со-

ответствующая методика, основанная на использовании нормативных энергетических характеристик турбины и котла блоков Минской ТЭЦ-4 и реализованная в компьютерной программе “Opt250.pas”, которая позволяет рассчитывать характеристики нетто блока при одновременной оптимизации режимов подогрева сетевой воды.

При этом были использованы универсальные зависимости внутренней мощности ЧВД и ЧСД турбины, расхода свежего пара и энтальпии в нижнем теплофикационном отборе на режимах одноступенчатого подогрева сетевой воды от давления в этом отборе и расхода пара через промежуточный отсек (ПО) турбины, а также аналогичные зависимости для мощности ЧВСД турбины без ПО, расхода свежего пара и энтальпии в верхнем теплофикационном отборе от давления в этом отборе и расхода пара через предотборную ступень [2].

Характеристики турбины Т-250-240 в этой программе рассчитываются для заданных тепловой нагрузки, расхода и температуры обратной сетевой воды при дискретном изменении расхода пара на входе в ЦНД от минимального, принятого равным 60 т/ч, до максимально возможного, т.е. во всем диапазоне мощности блока. При малых тепловых нагрузках турбины минимальный расход пара в ЦНД может превышать 60 т/ч и выбирается из условия работы блока с технически минимальной нагрузкой котла.

При каждом шаге изменения расхода пара в ЦНД производится расчет реального распределения подогрева сетевой воды на основе совместного решения системы двух уравнений – теплового баланса нижнего сетевого подогревателя (СП) и сопротивления промежуточного отсека (ПО) турбины [3, 4]. Одновременно выбирается оптимальный режим подогрева сетевой воды, в том числе с учетом возможности обвода верхнего СП.

Для этого расчет сетевой установки производится при дискретном (с задаваемым в исходных данных шагом) изменении расхода сетевой воды через верхний СП $G_{\text{с2}}$ от максимального, равного заданному общему расходу сетевой воды, до минимального по заводским условиям $G_{\text{с2}} = 2000 \text{ м}^3/\text{ч}$, а также для случая $G_{\text{с2}} = 0$, что отвечает одноступенчатому подогреву сетевой воды.

Оптимальный режим подогрева сетевой воды выбирается из условия обеспечения максимальной экономии расхода теплоты на турбину против схемы замещения

$$dQ_{\text{ЭК}} = N_{\text{T}} q'_{\text{зам}} + Q_{\text{T}} - Q_0, \quad (3)$$

где N_{T} , Q_{T} – электрическая мощность турбины и ее тепловая нагрузка соответственно; Q_0 – расход теплоты на турбину в свежем паре; $q'_{\text{зам}}$ – прирост расхода теплоты на выработку электроэнергии на турбинах замещающей КЭС, принятый равным 1,9 Гкал/(МВт·ч).

В целом же оптимальная мощность блока выбирается из условия (2) по данным расчета его расходных характеристик нетто.

Оптимизация режимов подогрева сетевой воды в сетевых подогревателях турбин Т-250-240 может производиться при работе блока как по тепловому, так и электрическому графику.

Возможная дополнительная экономия топлива в энергосистеме при работе блоков 250 МВт по электрическому графику по сравнению с тепловым по данным расчетов, проведенных применительно к летнему и переходному периодам работы МТЭЦ-4, показана на рис. 1. Как видно из рис. 1, в зависимости от тепловой нагрузки блока значения $\Delta B_{\text{доп}}$ изменяются в пределах от 1 до 4 т/ч условного топлива.

Увеличение дополнительной экономии топлива $\Delta B_{\text{доп}}$ за счет оптимизации электрической мощности блока в области меньших значений тепловой нагрузки $Q_T < 200$ Гкал/ч объясняется тем, что в этом случае в режиме теплового графика турбина работает с расходом свежего пара существенно ниже номинального. Поэтому возрастает диапазон возможного увеличения расхода пара на турбину, в пределах которого достигается увеличение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении за счет повышения КПД ЦВД и давления в линии промежуточного перегрева пара.

Максимум $\Delta B_{\text{доп}}$ имеет место в диапазоне $Q_T = 140 \div 160$ Гкал/ч. При $Q_T < 140$ Гкал/ч наблюдается некоторое снижение значений $\Delta B_{\text{доп}}$. Это объясняется тем, что при таких низких тепловых нагрузках турбина работает с вынужденным увеличением расхода пара в конденсатор сверх минимально-вентиляционного из условия обеспечения технического минимума паропроизводительности котла (в расчетах принималась равной 445 т/ч).

Столь большие значения $\Delta B_{\text{доп}}$ при характерных для летнего периода работы Минской ТЭЦ-4 тепловых нагрузках блока, обеспечивающего отпуск теплоты на горячее водоснабжение, диктуют необходимость постоянного использования его в режиме электрического графика.

Проведенные исследования оптимальных режимов подогрева сетевой воды в СП блока показали, что в зависимости от условий работы блока, прежде всего в зависимости от тепловой нагрузки, расхода сетевой воды и ее температуры на входе в СП, оптимальными могут быть как режимы двухступенчатого подогрева воды с обходом верхнего СП или без него, так и режимы одноступенчатого подогрева воды.

Анализ результатов проведенных расчетов позволил установить, что при средних тепловых нагрузках Минской ТЭЦ-4 в летний период блок 250 МВт в случае использования его в режиме электрического графика должен работать с одно-

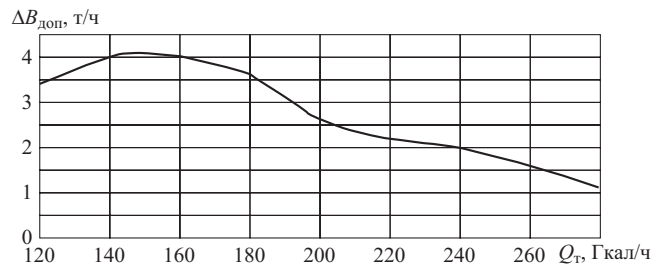


Рис. 1. Дополнительная экономия топлива за счет работы блоков по электрическому графику по сравнению с тепловым графиком в зависимости от их тепловой нагрузки

ступенчатым подогревом воды. При этом оптимальной оказывается работа блока с расходом пара в конденсатор на уровне 330 т/ч, при котором естественное давление в нижнем отопительном отборе составляет $0,5 \text{ кгс/см}^2$, т.е., когда отпуск теплоты от турбины Т-250-240 обеспечивается при полностью открытой поворотной диафрагме ЦНД. Эффективность такого режима объясняется минимальной потерей на дросселирование пара на входе в ЦНД.

Электрическая мощность блока на рекомендуемых режимах его работы с полностью открытой поворотной диафрагмой ЦНД в зависимости от его тепловой нагрузки по данным проведенных расчетов показана на рис. 2 сплошной линией.

Для обеспечения работы турбины с полностью открытой поворотной диафрагмой ЦНД при различных тепловых нагрузках необходимо изменять соответствующим образом расход сетевой воды через нижний СП, т.е. применять при необходимости обвод воды помимо этого подогревателя.

При давлении пара в нижнем отопительном отборе $P_{\text{тн}} = 0,5 \text{ кгс/см}^2$ нагрев сетевой воды в нижнем СП $t_{\text{cl}}^{\text{CB}} \approx 77^\circ\text{C}$. Поэтому необходимый расход воды (в тоннах на час) через нижний СП должен составлять

$$G_{\text{cl}} = 10^3 \frac{Q_T}{c_{\text{рв}}(t_{\text{cl}}^{\text{CB}} - t_{\text{oc}})}, \quad (4)$$

где t_{oc} , $c_{\text{рв}}$ – температура обратной сетевой воды и ее теплоемкость; Q_T – тепловая нагрузка турбины, Гкал/ч.

Требуемый G_{cl} в зависимости от Q_T и температуры обратной сетевой воды показан на рис. 2 пунктирными линиями.

Таким образом, в летний период можно рекомендовать работу блока по электрическому графику с одноступенчатым подогревом сетевой воды при полностью открытой поворотной диафрагме ЦНД и постоянном (на уровне 77°C) нагреве воды в нижнем СП, т.е. при частично количественном регулировании отпуска теплоты от блока. При этом для упрощения эксплуатации блока и во избежание частого в течение суток изменения степе-

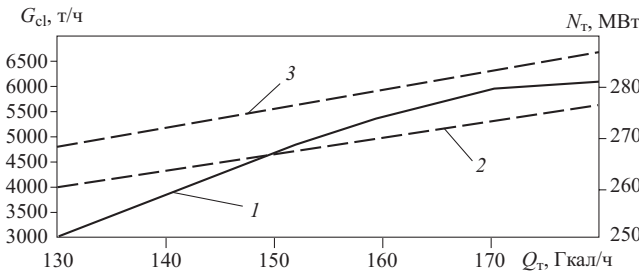


Рис. 2. Оптимальная мощность N_T brutto и расход сетевой воды G_{c1} через СП при работе блока с одноступенчатым подогревом сетевой воды и открытой поворотной диафрагме ЦНД:

1 – электрическая мощность; 2, 3 – расход сетевой воды при температуре обратной сетевой воды t_{oc} , соответственно равной 45 и 50°C

ни обвода нижнего СП необходимо стремиться к максимальному выравниванию суточного графика тепловой нагрузки МТЭЦ-4 за счет аккумуляирования теплоты в тепловой сети в период провала потребления теплоты на горячее водоснабжение.

В диапазоне тепловых нагрузок блока в летний период $Q_T = 140 \div 180$ Гкал/ч при тепловом графике его работы оптимальным является двухступенчатый подогрев сетевой воды с обводом верхнего СП, при котором по сравнению с режимами с одноступенчатым подогревом обеспечивается определенное увеличение экономии теплоты против схемы замещения и экономии топлива в энергосистеме. Некоторые результаты сопоставления этих режимов приведены в таблице.

Значения $\Delta B_{доп}^T$ находились по формуле

$$\Delta B_{доп}^T = \frac{\Delta Q_{эк2} - \Delta Q_{эк1}}{Q_{нy}^p \eta_k^H}, \quad (5)$$

где $Q_{нy}^p$ – теплотворная способность условного топлива; η_k^H – КПД нетто котла, принятый равным 0,87.

Как видно, $\Delta B_{доп}^T$ является значительной и находится на уровне 1 т/ч условного топлива.

В переходный период работы МТЭЦ-4 отпуск теплоты должен осуществляться от двух блоков.

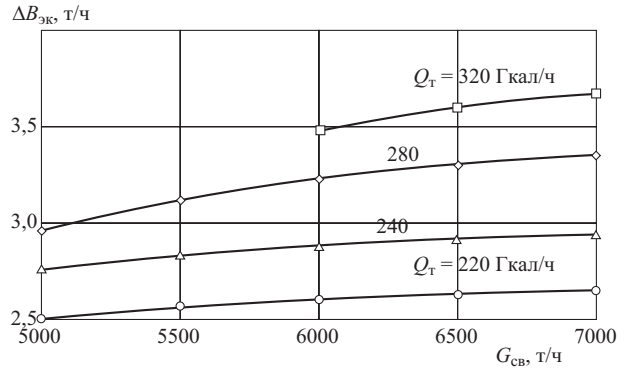


Рис. 3. Экономия топлива в энергосистеме при работе блока по электрическому графику в зависимости от его тепловой нагрузки и расхода сетевой воды

При этом их тепловая нагрузка будет находиться в диапазоне 220 – 260 Гкал/ч.

Как показали проведенные расчеты, в этом случае как при электрическом, так и тепловом графиках работы блоков оптимальным является двухступенчатый подогрев сетевой воды без обвода верхнего СП. При этом расход сетевой воды через СП блока должен быть технически максимально возможным.

Увеличение расхода сетевой воды при значительных тепловых нагрузках блока обеспечивает существенное повышение системной эффективности его работы за счет снижения уровня давления в отопительных отборах. В то же время, при низких тепловых нагрузках, когда приходится применять режимы подогрева сетевой воды с обводом верхнего СП или переходить к одноступенчатому подогреву воды, влияние расхода сетевой воды снижается, а при $Q_T \leq 160$ Гкал/ч он равен 4 – 5 тыс. т/ч. Количественное влияние расхода сетевой воды на общую экономию топлива в энергосистеме при различных тепловых нагрузках блока показано на рис. 3.

Данные рис. 3 были получены при температуре наружного воздуха $t_n = 4^\circ\text{C}$ и температуре обратной сетевой воды $t_{oc} = 50^\circ\text{C}$, т.е. применительно к переходному периоду работы МТЭЦ-4.

Использование разработанных рекомендаций по выбору электрической мощности блоков 250 МВт и оптимизации режимов подогрева сете-

Тепловая нагрузка блока Q_T , Гкал/ч	140	150	160	170	180
Вынужденный (минимально-вентиляционный) расход пара в конденсатор D_K^{min} , т/ч	100	80	60	60	60
Расход сетевой воды через верхний СП G_{c2} , т/ч	3000	3500	3500	4000	4500
Экономия теплоты на выработку электроэнергии против схемы замещения при подогреве сетевой воды, Гкал/ч:					
одноступенчатом $\Delta Q_{эк1}$	75,5	83,25	91,32	101,07	110,07
оптимальном $\Delta Q_{эк2}$	83,19	89,4	96,6	107,6	118,4
Дополнительная экономия условного топлива в энергосистеме $\Delta B_{доп}^T$, т/ч	1,263	1,00	0,87	1,08	1,37

вой воды в их СП может обеспечить за летний и переходный периоды работы Минской ТЭЦ-4 с такими блоками значительную экономию топлива в энергосистеме.

Выводы

1. Разработанное программное обеспечение и методика исследований позволяют провести детальный анализ эффективности различных режимов подогрева сетевой воды в сетевых подогревателях (СП) блоков 250 МВт, а также оптимизировать режимы их работы в энергосистеме как в летний, так и переходный периоды.

2. При частичных тепловых нагрузках блоки 250 МВт должны работать преимущественно по электрическому графику, что обеспечивает по сравнению с тепловым графиком дополнительную экономию условного топлива в энергосистеме на уровне 1 – 4 т/ч.

3. При низких тепловых нагрузках летнего периода для блоков 250 МВт можно рекомендовать работу по электрическому графику с одноступенчатым подогревом сетевой воды при полностью открытой поворотной диафрагме ЦНД и расходом пара в конденсатор около 330 т/ч, когда естествен-

ное давление в нижнем отопительном отборе будет находиться на уровне $0,5 \text{ кгс/см}^2$, т.е. должен применяться режим работы блока с постоянным нагревом сетевой воды примерно до 77°C и чисто количественным регулированием отпуска теплоты (с частичным обводом нижнего СП).

4. Во избежание необходимости частого в течение суток изменения степени обвода по воде нижнего СП при реализации отмеченных режимов ее подогрева целесообразно осуществлять выравнивание суточного графика отпуска теплоты.

Список литературы

1. Качан А. Д. Разработка методов анализа показателей топливоиспользования, оптимизация режимов и технологических схем ТЭЦ с целью повышения их системной эффективности: Автореф. дис. на соиск. ученой степени доктора техн. наук. Минск, 1990.
2. Рузанков В. Н. Универсальная характеристика для распределения нагрузок между крупными теплофикационными турбинами. – Электрические станции, 1973, № 8.
3. Режимы работы и эксплуатации ТЭС: Учебник для вузов / Гиршфельд В. Я., Князев А. М., Куликов В. Е. М.: Энергия, 1980.
4. Качан А. Д. Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций. Минск: Высшая школа, 1978.

Строительство, реконструкция и ремонт дымовых труб энергообъектов концерна Белэнерго

Рыков А. Н., Жидович О. В., Хасеневич Л. С., кандидаты техн. наук, Токарский М. С., Цуба А. И., инженеры

РУП Белнипиэнергопром – ЗАО Белспецэнерго

Дымовые трубы тепловых электростанций, обеспечивая их экологическую безопасность, являются весьма сложными инженерными сооружениями, работающими под воздействием совокупности технологических и природных факторов. За последние 10 – 12 лет существенно изменились параметры основного оборудования ТЭС концерна РБ в связи с их переходом на двухтопливный режим при одновременном снижении нагрузок котельного оборудования, что привело к повсеместному нарушению расчетных режимов работы и сокращению безремонтных сроков службы дымовых труб и газоходов.

Аналогичная ситуация сложилась и на энергообъектах РФ.

В 90-х годах проблемы реконструкции и ремонта дымовых труб стали злободневной темой для энергетиков в РФ и РБ и в конце XX в. достигли кульминационной точки в осознании того, что массовое старение и разрушение труб является одной из реальных угроз для надежного функциони-

рования теплоэнергетики. На совещании ведущих специализированных организаций в Центрэнерго Минтопэнерго РФ в мае 1999 г. были сформулированы основные принципы современной технической политики, выделены приоритетные направления для решения проблем и сформирована рабочая группа из ведущих специалистов отрасли (Протокол технического совещания по проблемам ремонта дымовых труб на ТЭС Центрэнерго, 1999). На семинаре по дымовым трубам, проведенном по инициативе Минтопэнерго РФ в мае 2000 г. на ВВЦ, участвовали специалисты ведущих организаций из РФ, РБ и Казахстана и были заслушаны доклады о достигнутых результатах и нерешенных вопросах по реконструкции и ремонту дымовых труб ТЭС.

На энергообъектах концерна Белэнерго установлено 117 дымовых труб высотой от 60 до 250 м. Более половины железобетонных и 70% кирпичных дымовых труб находятся в эксплуатации более 30 лет.

Техническая политика концерна Белэнерго в этой области в целом совпадает с политикой Минтопэнерго РФ и опирается, в основном, на его технические достижения, технологии и нормативно-технические материалы, однако имеются и некоторые отличия.

В конце 1998 г. указанием концерна Белэнерго были определены:

генеральная проектная организация по разработке технической документации на ремонт и новое строительство дымовых труб, газоходов и градирен – институт Белнипиэнергопром;

головная организация по ремонту и приемке вводимых в эксплуатацию новых и реконструируемых дымовых труб, газоходов и градирен – ЗАО Белспецэнерго;

головная организация по проведению исследований и испытаний новых эффективных материалов, применяемых для строительства и ремонта указанных сооружений – НИГП БелТЭИ.

Решение проблемы реконструкции (ремонта) дымовых труб является сложной технической задачей и состоит из нескольких этапов:

полное техническое обследование состояния железобетонной оболочки, футеровки и металлических конструкций трубы с использованием современных методов и отбором образцов материалов оболочки и футеровки для лабораторных исследований. Окончательное заключение о состоянии дымовой трубы;

обсуждение и выбор оптимального варианта реконструкции (ремонта), т.е. выбор оптимальных технологических и строительных решений и основных материалов, обеспечивающих требуемую надежность и долговечность трубы при умеренных капиталовложениях и трудозатратах (результаты оформляются в виде технических предложений);

разработка архитектурного проекта (в РБ) или ТЭО (в РФ) реконструкции трубы и согласование в Государственной вневедомственной экспертизе и в региональных экологических органах;

разработка строительного проекта и рабочей документации.

При выборе оптимального варианта реконструкции (ремонта) должен, по нашему мнению, соблюдаться известный прагматический принцип: “зачем на кухне золотая сковорода?”. Это позволяет сразу исключить из рассмотрения такие дорогостоящие материалы, как титан, нержавеющие стали и композитные стеклопластики. Кроме того, на этой стадии акцент все в большей мере должен переноситься с тиражирования уже ставших традиционными методов реконструкции и ремонтов к поиску нетрадиционных технологий и строительных решений, позволяющих ремонтировать дымовые трубы без использования дефицитных и дорогостоящих материалов.

В наиболее тяжелых случаях, когда степень разрушения железобетонной оболочки и футеровки весьма высока, не следует начинать длительную и дорогостоящую реконструкцию, а, в первую очередь, необходимо максимально подробно рассмотреть имеющиеся с точки зрения генплана возможности демонтажа трубы. Вместо сносимой железобетонной трубы иногда оказывается целесообразным возвести с максимальным использованием существующих газоходов две самонесущие металлические трубы высотой примерно 100 – 120 м, рассчитанные на суммарный пропуск того же количества газов, что и существующая труба. При таком подходе суммарные затраты на реконструкцию и сроки ее выполнения могут оказаться в несколько раз меньшими, чем при использовании традиционной технологии ремонта трубы. Экологические ограничения при сниженной нагрузке энергообъекта, как правило, выполняются.

Не нашла подтверждения предложенная классификация дымовых труб по надежности их работы. В свете многочисленных аварийных разрушений оболочек и футеровок, выявленных в последние годы, нельзя считать трубами повышенной надежности конструкции с организованной вентиляцией воздушного канала между газоотводящим стволом и несущей оболочкой, как и умеренно надежными – трубы с прижимной футеровкой к железобетонному стволу.

К трубам высокой надежности могут быть отнесены только таковые с выполнением газоотводящего ствола из материала высокой коррозионной устойчивости или с высокой степенью защиты от коррозии материала и устройством обслуживаемого проходного канала между газоотводящим и несущим стволами.

Проектные и строительно-монтажные организации Минтопэнерго РФ и концерна Белэнерго в настоящее время в процессе реконструкции дымовых труб ТЭС широко используют металлические газоотводящие стволы. Более чем 30-летняя практика эксплуатации металлических газоотводящих стволов на дымовых трубах Лукомльской и Костромской ГРЭС, Омской ТЭЦ-4 и других станциях, где впервые 15 – 20 лет сжигался только сернистый мазут, подтвердила высокую надежность “тепловой” защиты металла от сернокислотной коррозии с помощью наружной теплоизоляции [а.с. № 338749 (СССР)]. Защита обеспечивается за счет воздействия двух факторов:

повышения температуры металлической стенки ствола сверх кислотной точки росы почти во всем диапазоне нагрузок подключаемых котлоагрегатов;

максимального ограничения потока конденсации паров серной кислоты на металлическую поверхность за счет поддержания разности температур “газ – стенка” на уровне 1 – 2°C.

Коррозионно-опасными считаются объемные концентрации H_2SO_4 (SO_3) выше $0,25 \times 10^{-3}\%$, чему соответствуют температуры кислотной точки росы (стенки) от $118^\circ C$ и более. Как правило, металлические стволы изготавливаются из углеродистой стали класса ВСт.3пс или низколегированной стали С345К(10ХНДП) по ГОСТ 27772–88. Достаточно надежно работает “тепловая” защита и на внешних металлических газоходах. В РФ наиболее плодотворно внедряют металлические стволы для дымовых труб ВНИПИ Теплопроект (г. Москва) и уральский Теплострой (г. Челябинск).

Из имеющихся и работающих уже длительное время конструкций дымовых труб, кроме труб с металлическими газоотводящими стволами, повышенной надежностью при расчетных нагрузках и сжигании серосодержащего топлива обладают железобетонные трубы с внутренней прижимной футеровкой из полимерсиликатбетона (ПСБ). Двухслойные трубы с монолитной футеровкой и ПСБ используются в теплоэнергетике СССР с 80-х годов. Они разработаны коллективами ВНИПИ Теплопроект, НИИЖБ, НИИ коррозии, Теплоэлектропроектом. К настоящему времени возведено более 50 таких труб высотой 180, 250, 330 и 370 м на ТЭЦ и ГРЭС РФ, Казахстана, РБ. Строительство осуществлялось по общесоюзным и ведомственным нормативным документам ВСН 430-82 ММСС СССР, СНиП 2.03.11.85 и др.

За десятилетие 1991 – 2001 гг. на газомазутных энергообъектах концерна Белэнерго было построено пять дымовых труб такой конструкции (в основном по проектам УралВНИПИэнергопрома):

$H = 240$ м, $d_0 = 9,0$ м – Минская ТЭЦ-5;

$H = 120$ м, $d_0 = 3,6$ м – Брестская ТЭЦ;

$H = 150$ м, $d_0 = 5,7$ м – Пинская ТЭЦ;

$H = 120$ м, $d_0 = 5,2$ м – Солигорская РК;

$H = 150$ м, $d_0 = 5,7$ м – Светлогорская ТЭЦ.

Однако практика эксплуатации этих труб при пониженных нагрузках и частых остановах и пусках присоединенных котлов показала, что в этих условиях и такая футеровка быстро теряет свою надежность.

Особенно наглядно возникновение проблемной ситуации демонстрирует работа дымовой трубы $H = 240$ м, $d_0 = 9,0$ м Минской ТЭЦ-5, которая была рассчитана на работу четырех энергоблоков по 300 МВт каждый. За год работы присоединенный энергоблок № 1 $N = 300$ МВт пускался и останавливался более 30 раз. Большие присосы по газовому тракту и нагрузка 20 – 25% максимальной расчетной при работе на природном газе привели по данным обследования ЗАО Белспецэнерго к образованию кольцевых трещин шириной до 3 мм по всей высоте футеровки на уровне консолей и многочисленных мелких трещин. Наблюдается шелушение футеровки в отдельных местах.

Дальнейшая эксплуатация трубы в таком режиме может привести к выходу ее из строя за несколько лет. При сохранении имеющегося режима эксплуатации целесообразно срочно рассмотреть в ПОЭиЭ Минскэнерго вопрос о переводе работы энергоблока № 1 на вновь сооружаемую временную металлическую трубу $H = 80(90)$ м, $d_0 = 5,4$ м и о консервации трубы $H = 240$ м на период до ввода проектных мощностей.

Наибольшему разрушению, как показывают материалы проведенных обследований, подвергаются при сжигании газомазутного топлива железобетонные дымовые трубы старой конструкции с прижимной футеровкой. В качестве примера может быть приведена труба $H = 150$ м, $d_0 = 7,2$ Мозырской ТЭЦ, построенная в 1973 г. по проекту института ВНИПИ Теплопроект. Все это время топливом для котлов был и остается на перспективу высокосернистый мазут. Обследование технического состояния трубы было выполнено в 1997 г. АО Белспецэнерго и в 1999 г. фирмой “АСВИС” (г. Москва).

Основные выводы обследования:

дымовая труба находится в аварийном состоянии, может произойти обрушение верхних 20 м трубы или обрушение какой-либо части футеровки;

необходимо обязательно демонтировать, как минимум, 20 м железобетонной оболочки;

вся футеровка ствола должна быть разобрана, так как может обрушиться.

Эти положения были в дальнейшем выполнены, железобетонная оболочка разобрана до отметки 100 м, а футеровка – полностью. Внутри оболочки установлен новый металлический газоотводящий ствол $H = 110$ м с наружной теплоизоляцией, ведется внутренний ремонт оставшейся 100-метровой оболочки (рис. 1). Была разработана уникальная технология по изготовлению и монтажу металлоконструкций газоотводящего ствола. Подготовка элементов (секций) металлического ствола происходила на специальных стендах прямо на строительной площадке, где отвальцованные заготовки разворачивались и сваривались в готовую царгу, после чего выполнялись работы по антикоррозионной защите поверхности и выполнению теплоизоляции. В таком виде подготовленная царга подавалась в монтажный проем железобетонной дымовой трубы и с помощью специально изготовленной оснастки поднималась на нужную отметку, где происходила ее стыковка и сварка. Следует отметить, что такая радикальная реконструкция весьма затратна, трудоемка и длительна.

Второй пример – реконструкция дымовой трубы $H = 180$ м, $d_0 = 7,2$ м Минской ТЭЦ-4.

Дымовые трубы с вентилируемым зазором между железобетонной оболочкой и футеровкой, массовое строительство которых происходило в

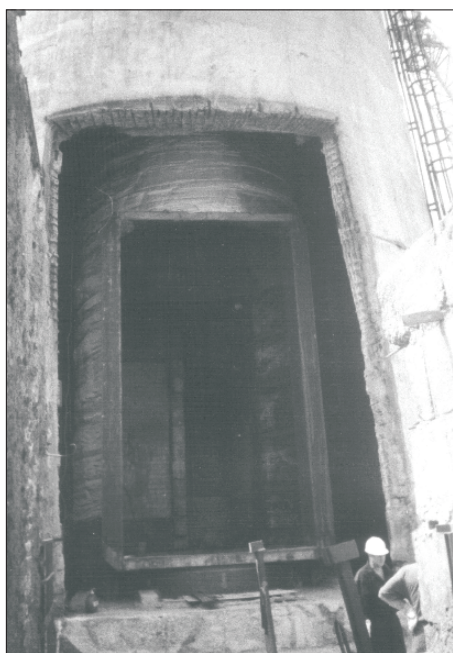


Рис. 1. Металлический газоотводящий ствол в проеме железобетонной дымовой трубы Мозырской ТЭЦ

80 – 90-е годы прошлого века в РФ и РБ, в настоящее время в своем большинстве находятся в аварийном или предаварийном состоянии из-за дефектов и разрушений футеровки, образовавшихся при неработающих вентзаторах. Причины разрушений многоплановы и уже достаточно полно изучены. Дымовая труба № 2 с вентзатормом $H = 180$ м, $d = 7,2$ м Минской ТЭЦ-4 была введена в эксплуатацию в 1977 г. (топливо – газ, мазут). Как показали обследования ЗАО Белспецэнерго и ОРГРЭС (г. Москва), проведенные в 1998 и 2000 гг., она находится в предаварийном состоянии из-за многочисленных трещин, вспучивания и разрушений футеровки.

В архитектурном проекте реконструкции этой дымовой трубы, выполненном в 2001 г. Белнипиэнергопромом, рассмотрены два варианта реконструкции: по первому варианту – с ликвидацией вентзаторма и ремонтом футеровки и второму варианту – с установкой внутри железобетонной оболочки металлического газоотводящего ствола $H = 185$ м, $d_0 = 6,0$ м. Технические предложения по установке металлического ствола были разработаны ОРГРЭС (г. Москва) и ЗАО “Интерэнергоинжиниринг” (г. Москва).

Ликвидация вентзаторма в первом варианте реконструкции должна быть выполнена путем разборки верхних барабанов футеровки и ее восстановления, но уже принципиально другой конструкции (рис. 2). В нижних барабанах футеровки, где степень разрушения существенно меньше, предусматривается частичный восстановительный ремонт футеровки и засыпка вентзаторма керамзитовым гравием, что позволит снизить температур-

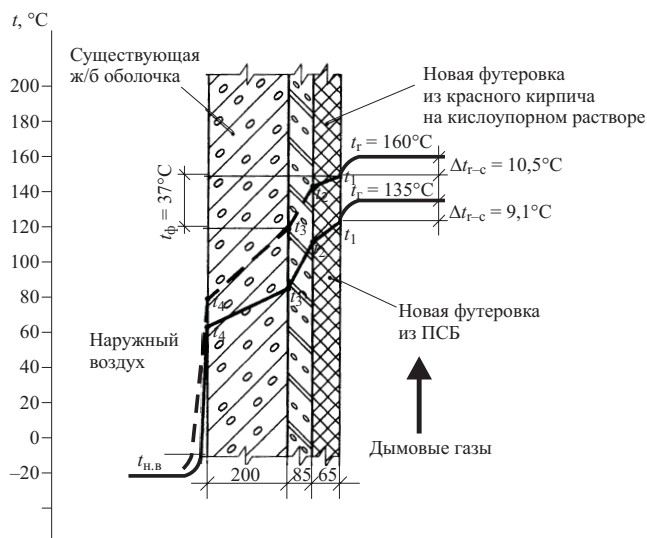


Рис. 2. Температурное поле ограждающей конструкции дымовой трубы на отм. 175 м (топливо: мазут), первый вариант

ные перепады в футеровке и железобетонной оболочке до уровня существенно ниже нормативного. Засыпка вентзаторма теплоизоляцией была впервые предложена ЗАО Союзтеплострой (г. Москва). Реконструкцию трубы по рекомендуемому первому варианту можно будет вести частями и только в неотапливаемый период в течение 2 – 3-х лет. При этом не возникает необходимости в установке одной или двух временных дымовых труб $H = 80$ м, $d_0 = 5,4$ м и переключающих газоходов.

Альтернативным и радикальным вариантом реконструкции трубы является предложенная ОРГРЭС разборка футеровки и установка внутреннего металлического ствола (рис. 3). Этот вариант помимо несомненных достоинств (высокая надежность теплоизолированного ствола и сохранение существующего узла входа газов в трубу) требует установки временных дымовых труб и переключающих газоходов.

Монтаж теплоизолированного стального ствола $d_0 = 6,0$ м в верхней части железобетонной оболочки (отм. 100 – 180 м) будет крайне затруднен из-за небольшого зазора между консолями оболочки и теплоизоляцией (примерно до 60 см в верхней зоне). Требуется также установка двух температурных компенсаторов $d_0 = 6,0$ м. Выходной конфузор предполагает организацию входа в межтрубное пространство снаружи железобетонной оболочки на отм. 45,0 м, само межтрубное пространство в верхней зоне из-за тесноты теряет свое функциональное назначение. Кроме того, срок реконструкции трубы по этому варианту составит примерно 2 года, а его стоимость будет в 2 раза больше, чем по первому варианту.

Государственная вневедомственная экспертиза РБ после рассмотрения представленного архитек-

турного проекта реконструкции дымовой трубы с учетом совокупности всех технических, технологических и технико-экономических показателей предложенных вариантов и подвариантов реконструкции утвердила первый вариант.

За период 1999 – 2001 гг. институтом Белнипи-энергопром были разработаны и согласованы в Государственной вневедомственной экспертизе РБ архитектурные проекты реконструкции и выполнена рабочая документация для нескольких дымовых труб энергообъектов, в том числе $H = 150$ м, $d_0 = 7,2$ м Мозырской ТЭЦ; $H = 180$ м, $d_0 = 7,6$ м Минской ТЭЦ-4; $H = 65$ м, $d_0 = 3,66$ м Бобруйской ТЭЦ; $H = 120$ м, $d_0 = 5,2$ м районной котельной “КСТЫ” и др. В настоящее время заканчивается реконструкция дымовой трубы с установкой внутреннего стального газоотводящего ствола $H = 110$ м Мозырской ТЭЦ, начата поэтапная реконструкция с ликвидацией вентилируемого зазора футеровки трубы $H = 180$ м Минской ТЭЦ-4. Ведется подготовка к ремонту дымовых труб нескольких районных котельных.

Из всего многообразия возможных технических решений по реконструкции (ремонту) дымовых труб в настоящее время нами наиболее часто используются следующие:

установка металлических газоотводящих стволов как внутри существующих железобетонных оболочек, так и в качестве самонесущих отдельно стоящих дымовых труб;

наращивание остающихся после реконструкции существующих частей кирпичных дымовых труб металлическими стволами до требуемой по экологическим нормативам высоты;

ликвидация на аварийных трубах существующих вентилируемых зазоров между железобетонной оболочкой и футеровкой путем заполнения их сыпучей теплоизоляцией или путем разборки существующей футеровки по отдельным барабанам и укладки новой двухслойной футеровки с заполнением вентзазора.

При возведении дымовой трубы с полимерсиликатбетонной футеровкой на Пинской ТЭЦ из-за отсутствия производства в СНГ кольматирующей добавки АЦФ и ее надежных заменителей возникла проблема поиска замены АЦФ. После консультаций с РХТУ им. Д. К. Менделеева было решено для закрытия пор на внутренней стороне полимерсиликатбетонной футеровки использовать кремнийорганические составы “ГЭКОС-М” и “ГЭКОС-МГФ”, которые и были нанесены по имеющейся технологии на футеровку трубы $H = 150$ м. Лабораторные испытания покрытий “ГЭКОС” на кислотостойкость в 60%-ном растворе H_2SO_4 подтвердили удовлетворительную стойкость этих покрытий, однако для широкого использования этих покрытий в РБ необходима их сертификация, в отличие от РФ, где сертификация не требуется.

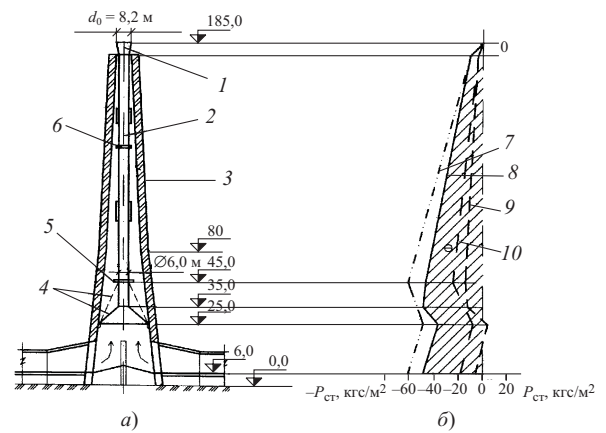


Рис. 3. Труба с металлическим стволом (а) и энурсы статического давления газов в зимнем и летнем режимах (б), второй вариант:

1 – диффузор; 2 – металлический ствол; 3 – существующая железобетонная оболочка; 4 – конфузор входной; 5, 6 – конденсатор; 7, 8 – зимний режим соответственно с длинным и коротким конфузором; 9, 10 – летний режим соответственно с коротким и длинным конфузором на входе

Реконструкция (ремонт) железобетонных оболочек дымовых труб, работающих в жестких условиях, когда все градиенты воздействующих температур, парциальных давлений агрессивных газов и водяных паров направлены от газов к оболочке, требует выбора специальных видов покрытий, обеспечивающих достаточную адгезию к железобетону, длительную кислотостойкость в среде серосодержащих газов и увеличивающихся при этом прочность ремонтируемой оболочки. Больше всего соответствует этим требованиям разработанный в РФ материал “Кальматрон”, однако его кислотостойкость в 60%-ном растворе H_2SO_4 при $t = 130^\circ C$ невелика.

Для выравнивания поверхности и заделки крупных дефектов на поверхности несущего ствола следует использовать безусадочные смеси на основе портландцемента, наполнителей и добавок. В качестве такой добавки к смеси может быть использован “Кальматрон”. Далее, для придания бетону антикоррозионных свойств, через 3 сут. после нанесения штукатурного покрытия проводится пропитка составом “ГЭКОС-М” и кольматирование составом “ГЭКОС-М-ЭБС” или “ГЭКОС-МГФ”.

Весьма привлекательны для наружного ремонта железобетонных оболочек дымовых труб высокопрочные углепластиковые ленты “Carbodur” фирмы “Sica”, однако их применение сдерживается высокой стоимостью и большими затратами на подготовительные работы.

В начале 90-х годов в нашем институте была выдвинута концепция проектирования глубоких фундаментов дымовых труб в виде прямого продолжения стен ствола, впервые апробированная на строительстве железобетонной дымовой трубы

Курской ТЭЦ-1 ($H = 180$ м, $d_0 = 8,4$ м) и при возведении труб БелГРЭС ($H = 90$ м, $d_0 = 3,2$ м) и Брестской ТЭЦ ($H = 120$ м, $d_0 = 3,6$ м). Так как и в нормативной литературе и в практике аналогичные работы не рассматривались, то по нашему проектному заданию московским институтом Фундаментпроект на Курской ТЭЦ были проведены детальнейшие испытания отдельных свай и ростверков на специальном полигоне в непосредственной близости с фундаментом будущей трубы. Это послужило основанием для теоретического рассмотрения и тщательного анализа работы свай в реальных условиях и позволило выполнить ряд проектов для железобетонных труб Пинской ТЭЦ ($H = 150$ м, $d_0 = 5,4$ м) и котельной Новокуйбышевского НПЗ. а также для ряда временных стальных труб.

Следует обратить внимание на важные особенности новой конструкции:

масса железобетонного кольца вместе с грунтом, заземленным внутри кольца, в 1,2 – 1,5 раза больше массы традиционных фундаментов;

объем бетона в 8 – 12 раз меньше объема в традиционном решении;

осадки, измеряемые на протяжении более 5 лет после полного выполнения футеровки, практически не наблюдаются;

стоимость работ при возведении фундамента уменьшается в 2 – 4 раза против традиционных;

посадка фундамента трубы возможна на расстоянии 1 – 2 м от существующих фундаментов в котловане с глубиной от 1,5 до 2,5 м, что очень важно в условиях стесненной застройки площадок энергообъектов.

Для улучшения качества проектирования и повышения надежности и долговечности вновь строящихся и реконструируемых дымовых труб необходимо выполнить следующие НИР и разработать в дополнение к существующим следующие нормативные документы:

закончить разработку аналитических средств определения ожидаемого и использованного ресурса дымовых труб и газопроводов по критериям коррозии и прочности;

выполнить НИР по изучению коррозионной устойчивости перспективных строительных материалов “Кальматрон” и “ГЭККОС”;

разработать рекомендации по выбору оптимальных конструкций фундаментов под дымовые трубы с участием РУП Белнипиэнергопром;

разработать рекомендации по выбору оптимальных конструкций временных дымовых труб (РУП Белнипиэнергопром и ВНИПИ Теплопроект);

обобщить современные ремонтные технологии и выбор материалов для ремонтных работ и газопроводов (ЗАО Союзтеплострой, ОРГРЭС и др.).

Выводы

1. Переменный режим работы дымовых труб и общее снижение нагрузок котельного оборудования – основные причины снижения надежности железобетонных и кирпичных дымовых труб энергообъектов.

2. Решение проблемы реконструкции (ремонта) дымовых труб является сложной технической задачей и в каждом конкретном случае требует выполнения большого объема предварительных технических, технологических и строительных решений, обеспечивающих восстановление требуемой надежности при умеренных капиталовложениях и трудозатратах. Целесообразно создать общий для РБ и РФ компьютерный банк данных дымовых труб энергообъектов и решений по их реконструкции (ремонту).

3. Дымовые трубы с вентзазором нельзя считать трубами повышенной надежности.

4. Более чем трехлетний опыт эксплуатации подтвердил высокую надежность “тепловой” защиты металлических газоотводящих стволов дымовых труб от сернокислотной коррозии.

5. Двухслойные трубы с монолитной футеровкой из полимерсиликатбетона не приспособлены к работе в резко переменном режиме работы котлов с пониженными нагрузками.

6. Предложена новая двухслойная конструкция прижимной футеровки дымовых труб (топливо: газ, мазут), состоящая из внутреннего слоя полимерсиликатбетона и соприкасающегося с дымовыми газами кирпичного слоя.

7. Для ремонта железобетонных оболочек труб перспективными материалами после дополнительных испытаний могут быть разработанные в РФ “Кальматрон” и “ГЭККОС”.

8. Предложены и проверены длительной практикой новые конструкции фундаментов для дымовых труб, на которые получены патенты РФ и РБ.

НЕТРАДИЦИОННАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Мутновская геотермальная электростанция

Кузнецов В. А., председатель ФГУП “Внешнеэкономическое объединение “Технопромэкспорт”

Камчатская область – уникальная часть России, обладающая исключительными запасами геотермальной энергии. Освоение этого природного, практически неисчерпаемого источника является главным и экономически оправданным решением энергоснабжения Камчатского региона.

Характерной чертой развития современной энергетики является широкое вовлечение в энергобаланс многих стран мира возобновляемых источников энергии. В структуре производства электроэнергии на долю нетрадиционных источников в 1973 г. приходилось всего 0,7% мирового объема произведенной электроэнергии, тогда как в 1999 г. этот объем достиг уровня 1,75%. Существенный вклад в рост этих показателей вносит использование геотермального теплоносителя при его преобразовании в электроэнергию, вырабатываемую на электростанциях многих стран общей установленной мощностью более 9000 МВт. В общем контексте проводимой реструктуризации отечественной энергетики использование региональных энергетических ресурсов является радикальным решением проблем энергообеспечения. И таким примером успешного использования собственной ресурсной базы является Камчатская область. Критическая ситуация, сложившаяся в последние годы в энергетике области, испытывающей большие трудности с энергообеспечением населения и промышленности, решается вводом новых генерирующих мощностей, не зависящих от привозного органического топлива. Поэтому ориентация на использование собственных нетрадиционных источников энергии и, в первую очередь, геотермальных ресурсов, является основной концепцией развития региона.

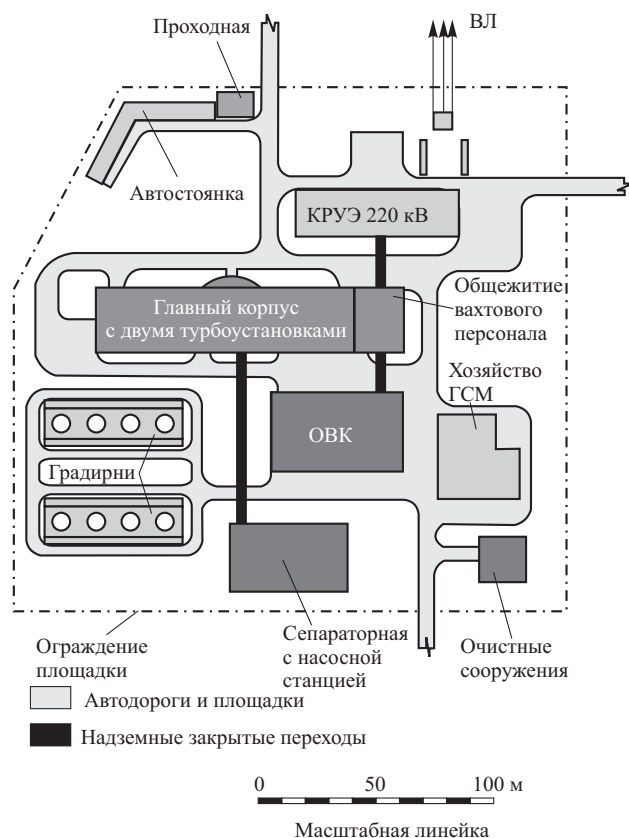
В этом отношении Камчатка располагает уникальными запасами геотермальной энергии, достаточной для обеспечения полуострова электроэнергией и теплом на столетия. По оценкам запасы термального пара и воды Камчатской области способны обеспечить суммарную электрическую и тепловую мощность, превышающую 2000 МВт, что во много раз превосходит ее потребности. Даже 25%-ное освоение геотермального потенциала Камчатского полуострова способно превратить его в высокоразвитый и энергообеспеченный регион России.

До настоящего времени на Камчатке было исследовано более двух десятков геотермальных полей, среди которых самым крупным и хорошо изученным является Мутновское месторождение. Его

запасы способны обеспечивать работу геотермальных электростанций мощностью более 300 МВт, а теплоноситель этого резервуара выгодно отличается низкой минерализацией (менее 2,5 г/л) и представляет собой насыщенный пар с давлением 7,0 кгс/см² и температурой 240°C при энтальпии до 2760 кДж/кг.

Опытно-промышленное освоение геотермальных ресурсов Камчатской области началось в 60-е годы минувшего столетия, когда была пущена Паужетская ГеоЭС мощностью 5 МВт. Позднее, в 1982 г., после строительства второй очереди мощность электростанции была увеличена еще на 6 МВт. Однако дальнейшее освоение природных ресурсов области не получило должного развития. Обеспечение энергетической независимости Камчатской области на основе использования геотермальных ресурсов стало возможным только в 1994 г., когда в результате создания АО Геотерм была начата реализация государственной программы “Экологически чистая энергетика”. В рамках этой программы совместно с администрацией области в 1999 г. была пущена в опытно-промышленную эксплуатацию Верхне-Мутновская ГеоЭС мощностью 12 МВт. Пуск и успешная эксплуатация первой очереди этой электростанции привлекли внимание и интерес международных финансовых институтов к другим экологически чистым и эффективным проектам такого рода в регионе.

В 1997 г. Европейский банк реконструкции и развития выделил кредит на освоение геотермального поля и строительство Мутновской ГеоЭС. Безусловно, получению этого кредита предшествовала кропотливая работа АО Геотерм, РАО “ЕЭС России”, Минфина РФ и Администрации Камчатской области. Выделение подобных кредитов всегда обусловлено проведением международного тендера. При этом кредиторы, как правило, выдвигают повышенные требования к потенциальным подрядчикам, осуществляющим сооружение крупных инвестиционных объектов, подобных Мутновской ГеоЭС. В условиях жесткой конкуренции с фирмами западных стран, в том числе Японии, победителем этого конкурса стало ФГУП “ВО “Технопромэкспорт”, которое имеет большой опыт участия в международных торгах по строительству объектов энергетики с использованием кредитов международных структур. Поэтому в своем предложении мы учли новейшие технологические решения, используемые в работе подобных



План площадки I очереди Мутновской ГеоЭС

объектов, и на практике применили весь свой опыт оптимизации достижения нужного технического уровня на объекте и коммерческой оправданности его реализации. По итогам торгов право осуществлять работы по обустройству геотермального поля было присуждено АО Камчатпромпострой, а по бурению и ремонту скважин – АО Востокгеология. В конце сентября 1999 г. с ФГУП “ВО “Технопромэкспорт” был подписан контракт на условиях “под ключ” всего комплекса работ по проектированию, поставке оборудования, строительству и вводу в эксплуатацию Мутновской ГеоЭС с двумя энергоблоками традиционного цикла общей мощностью 50 МВт.

Состав и характеристика проекта. Одной из стратегических целей этого проекта является решение ряда важнейших задач, основная из которых – снижение зависимости области от дорогостоящего привозного топлива и переход на использование богатейших запасов термального тепла Земли. При этом для обеспечения экологической чистоты проекта в технологической схеме электростанции предусмотрена система закачки конденсата и сепарата обратно в земные пласты, а также предотвращение выбросов сероводорода в атмосферу. Главной же целью реализации контракта является завершение в 2002 г. строительства современной, эффективной и надежной Мутновской ГеоЭС.

Необходимо отметить, что работе по реализации проекта предшествовала программа изучения мирового опыта строительства геотермальных электростанций с выездом представителей Технопромэкспорта и проектной организации в такие страны, как Исландия и Япония, где указанные технологии нашли широкое применение.

Основными объектами строительства на площадке Мутновской ГеоЭС являются: главный корпус, здание КРУЭ 220 кВ, объединенно-вспомогательный корпус (ОВК), здания вентиляционных градирен, а также соответствующее им наружное баковое хозяйство и эстакады с трубопроводами, подземные инженерные сети.

Вне рамок контрактных обязательств Технопромэкспорта по проекту выполнялись буровые работы и восстановление скважин, обеспечивающих подачу не менее 320 т/ч геотермального пара в технологическую схему ГеоЭС при давлении 0,7 МПа. Помимо этого осуществлялись поставки оборудования для системы подготовки пара. Сюда входят сепаратор первой ступени, шумопоглотители и вспомогательное оборудование, которые позволяют получать степень влажности пара на входе турбины не более 0,05%.

По своим технико-экономическим показателям и уровню защиты окружающей среды Мутновская ГеоЭС призвана стать лучшей среди подобных отечественных электростанций, служить образцом для строительства новых и расширения существующих на качественно новом уровне производства электроэнергии и тепла.

Контрактом на строительство ГеоЭС определены следующие технико-экономические показатели электростанции:

Установленная мощность ГеоЭС, МВт	50
Расход пара на входе в сепаратор II ступени, кг/с:	
на один блок	44,5
на всю ГеоЭС	89
Мощность (нетто), МВт:	
блока	23,03
ГеоЭС	46,06
Удельный расход пара блока (нетто), кг/(кВт·ч)	6,89

В главном корпусе установлены сепараторы II ступени, продольно расположенные вдоль машзала турбоагрегаты и их вспомогательное оборудование, насосы охлаждающей воды и реинжекции конденсата, установки дозирования и др. Для ремонтного обслуживания в машзале установлены два мостовых крана грузоподъемностью 32 и 5 т.

Технологической схемой электростанции предусмотрено использование пара, получаемого двухступенчатой сепарацией пароводяной смеси, забираемой из геотермальных скважин, для выработки электроэнергии в двух паротурбинных агрегатах конденсационного типа, работающих в базо-

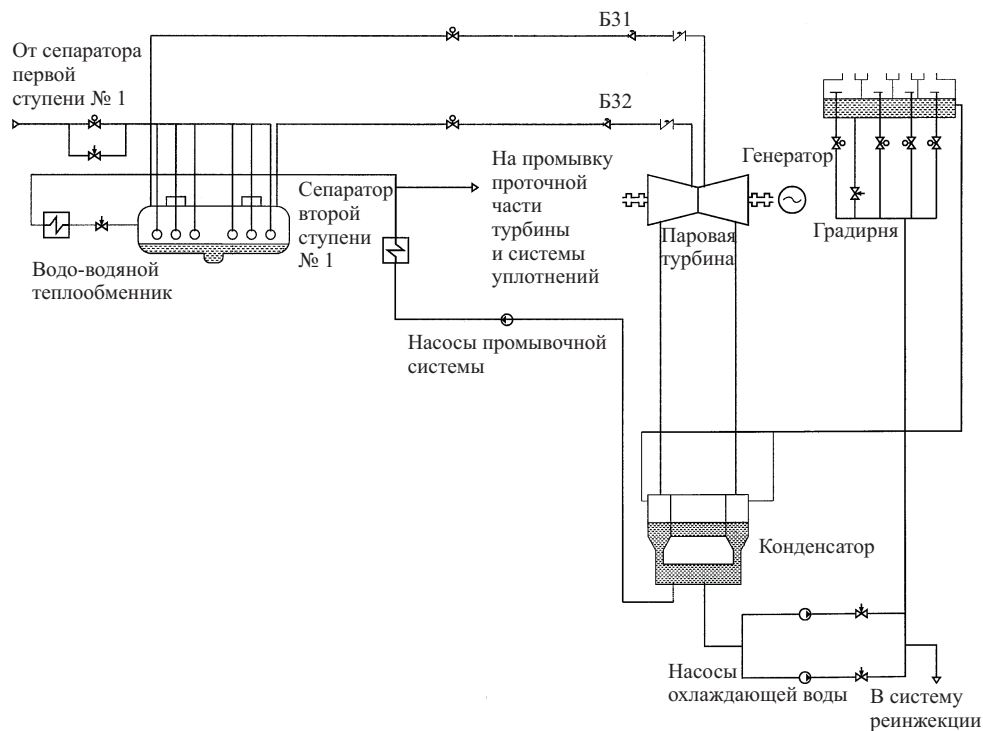


Схема блока № 1 Мутновской ГеоЭС

вом режиме с начальным давлением пара 6,5 бар. Изготовленный АО «Машиностроительный завод ЗиО-Подольск» сепаратор II ступени будет обеспечивать на выходе пар с сухостью более 0,9998 и общим содержанием менее 0,5 ppm. Для обеспечения этих параметров пара сепаратор имеет промывочное устройство, в которое подается чистый конденсат от турбины. Активно-реактивная, двухпоточная турбина типа К-25-0,6Гео (изготовлена АО «Калужский турбинный завод») обеспечивает номинальную мощность 24,65 МВт. Это достигается при начальном давлении пара перед стопорной захлопкой 0,62 МПа, содержании в паре неконденсирующихся газов 0,4% (по массе), давлении пара в конденсаторе 5,0 кПа и расходе пара 42,879 кг/с.

Система автоматического регулирования и защиты турбин состоит из двух функциональных частей: электронной решающей и гидромеханической исполнительной. Проектом предусмотрена обратная система техводоснабжения с «мокрой» четырехсекционной вентиляторной градирней, которая рассчитана на отвод тепла от конденсатора турбины и вспомогательного оборудования блока и при расчетных климатических условиях (-2°C) обеспечивает температуру воды на входе в конденсатор 15°C .

В насосном отделении главного корпуса установлены также циркуляционные насосы главной охлаждающей воды ($2 \times 50\%$). Необходимый кавитационный запас давления на входе в насос обеспечивается его установкой в заглубленном прием-

ке с отметкой $-2,5$ м. Проложенные в грунте наружные трубопроводы предусмотрены из армированного пластика. Система вторичной охлаждающей воды работает на пресной артезианской воде, циркулирующей в замкнутом контуре.

В паре с паровой турбиной работает генератор типа Т-25-243-ПН(Б)-СВБД с гарантированной мощностью 24,54 МВт, с напряжением на клеммах 10,5 кВ. Генератор, изготовленный ОАО «Привод» (г. Лысьва), имеет коэффициент мощности 0,85, воздушное охлаждение по замкнутому циклу вентиляции и бесщеточную систему возбуждения. Включение возбуждения генератора осуществляется от системы бесперебойного питания 220 В. Для защиты генератора от внутренних перенапряжений предусмотрена ячейка защиты, в которой установлены разрядники. Генераторы двух энергоблоков подключаются к двум секциям комплектного распределительного устройства напряжением 10,5 кВ. Два трехфазных повышающих трансформатора мощностью 40 МВ·А и напряжением 10,5/220 кВ установлены в отдельных камерах здания КРУЭ 220 кВ и подключены к элегазовому комплектному устройству 220 кВ двойной системой шин. Таким образом, вырабатываемая электроэнергия выдается на одноцепную ВЛ 220 кВ. Помимо отмеченного оборудования в здании КРУЭ установлен трансформатор 32 МВ·А напряжением 10,5/35 кВ, предназначенный для плавки гололеда переменным током на линии 220 кВ методом короткого замыкания при отключенных главных повышающих трансформаторах. Компо-

новка этого здания предусматривает возможность увеличения мощности ГеоЭС до 300 МВт и подключения еще одной ВЛ 220 кВ.

Для осуществления пуска станции с “нуля” и безаварийного останова при полной потере напряжения собственных нужд установлены два дизель-генератора типа КАС-500 РА мощностью по 500 кВт; при этом для питания потребителей 10 кВ, участвующих в пуске, используется повышающий трансформатор 0,4/10 кВ.

Контроль и управление электростанцией и геотермальным полем осуществляются из единого центра управления (главного щита) главного корпуса электростанции. В комфортабельном зале оборудованы рабочие места для операторов, обеспечивающих работу электростанции и термальных скважин. В проекте также заложена возможность автоматизированного дистанционного управления работой всего комплекса Мутновской ГеоЭС из центрального щита управления, расположенного в поселке энергетиков Термальный в 60 км от ГеоЭС.

Несколько слов о климатических условиях, в которых осуществляется строительство ГеоЭС. Площадка строительства Мутновской ГеоЭС находится вблизи одноименного вулкана на высоте 800 м над уровнем моря и в 130 км к югу от г. Петропавловск-Камчатский. В административный центр можно добраться по единственной автодороге: первые 50 км по твердому покрытию, а далее по грейдерной части, причем, последние 20 км проходимы только полноприводными автомобилями.

Следует отметить, что климат в районе строительства крайне суров: высокий снежный покров, сильные ветры, продолжительные снежные бури, много туманных и облачных дней. В зимний период снег лежит в течение 8–9 мес (с октября по июнь), высота снежного покрова на открытых участках достигает 4 м, а на пониженных участках (в складках рельефа) – до 17 м. Поэтому строительные работы на открытом воздухе можно было проводить только в летний период. Но и в это время погода нас не баловала, так как лето на Камчатке, как правило, короткое и влажное, с частыми туманами и сильными порывистыми ветрами, скорость которых порой превышала 24 м/с. Все эти климатические факторы учитывались нами при объемно-планировочном решении, выборе материалов и конструктивных частей зданий. Поэтому очень важным в этих условиях было возвести здания под крышу и закрыть все технологические корпуса ГеоЭС стеновыми панелями, чтобы обеспечить непрерывный фронт монтажных работ внутри самих зданий. Без преувеличения скажу, что эта задача была решена самоотверженным трудом всех людей, вовлеченных в строительство этого объекта. Сегодня можно отметить, что все сооруженные здания на площадке имеют архитектурно вырази-

тельный вид, гармонируют с окружающим ландшафтом и обеспечивают максимальный комфорт для эксплуатационного персонала. Причем, все здания соединены между собой закрытыми пешеходными переходами. С уверенностью можно утверждать, что в такие сжатые контрактные сроки (30 мес) и в подобных экстремальных климатических условиях Техпромэкспорту еще не приходилось строить объекты “под ключ”.

Участники проекта. Заказчиком строительства первой очереди Мутновской ГеоЭС является АО Геотерм; в составе учредителей – РАО “ЕЭС России”, АО Камчатскэнерго, Администрация Камчатской области и АО “Наука”.

Реализация проекта строительства Мутновской ГеоЭС была поддержана Президентом и Правительством Российской Федерации (Постановление № 570 от 6/VI 1998 г. и Поручение Президента РФ № ПР-1731 от 29/VIII 2000 г.), а также Администрацией Камчатской области (Программа развития энергетики области в 1995–2000 гг. от 26/VIII 1995 г.). Во исполнение принятых решений в конце сентября 1999 г. был подписан контракт, в соответствии с которым обязанности генерального поставщика и генерального подрядчика по объекту были возложены на ФГУП “ВО “Технопромэкспорт” с полномочиями на подписание договоров с субподрядчиками и субпоставщиками. Генеральным проектировщиком объекта было определено ОАО Зарубежэнергопроект (г. Иваново).

По контрактам, заключенным Технопромэкспортом на строительство Мутновской ГеоЭС, обеспечиваются работой многие энергомашиностроительные предприятия России, а также отраслевые проектно-конструкторские институты, монтажные, ремонтные и наладочные организации не только России, но и Украины. География партнеров, принимавших участие в строительстве Мутновской ГеоЭС, достаточно широка: это не только предприятия России и стран СНГ, но и фирмы дальнего зарубежья. Следует отметить, что как на этой электростанции, так и на других объектах, размещая заказы на то или иное оборудование, мы, в первую очередь, отдаем предпочтение российским производителям и поставщикам продукции отечественного энергомашиностроения. Среди наших партнеров можно отметить ОАО “Калужский турбинный завод”, “Машиностроительный завод ЗиО-Подольск”, Московский завод “Электрощит”, “Пролетарский завод” и “Электропулт” из Санкт-Петербурга, АО “Интеравтоматика”, ОАО “Привод” и многие другие. Не остались без внимания и украинское предприятие Запорожтрансформатор, с которым мы сотрудничаем уже много лет, а также ведущие зарубежные фирмы, такие, как Purafil, Siemens, Alstom и др. Естественно, что огромный вклад в выполнение взятых обязательств обеспечивали монтажные организации: Дальэнергомон-

таж, Стройкомплекс, Камчатскагропромстрой, Электросевкавмонтаж, Спецстройуправление, Камчатскэлектросетьстрой, Средазэлектроизоляция, Амурэнергозащита и др.

Финансирование и пуск. Вопросы финансирования строительства любого объекта, тем более такого нестандартного, как Мутновская ГеоЭС, являются основными, поскольку от выполнения финансовых обязательств сторон, участвующих в проекте, зависит конечный результат – своевременный ввод объекта в эксплуатацию.

Как уже отмечалось, в 1998 г. Европейский банк реконструкции и развития под гарантию правительства РФ предоставил АО Геотерм кредит под строительство первой очереди Мутновской ГеоЭС. Это первый крупный энергетический проект России, финансируемый с привлечением кредита ЕБРР. И от того, как успешно будет завершено строительство этого объекта, без сомнения, зависят и последующие кредиты для объектов энергетики страны.

В конце октября 1999 г. Технопромэкспорт приступил к исполнению ключевого контракта на строительство Мутновской ГеоЭС с 95%-ным финансированием общей стоимости из средств, предоставленных ЕБРР, а остальная часть обеспечивалась заказчиком из других источников. К сожа-

лению, в период строительства первого энергоблока возникали трудности с финансированием проекта, которые не содействовали планомерному ходу строительства. Наиболее серьезные финансовые проблемы, возникшие при осуществлении предпусковых работ по первому энергоблоку электростанции, были связаны не с кредитом ЕБРР, а с финансовыми средствами российской части. Оглядываясь назад, можно было бы вспомнить множество пережитых трудностей с финансированием проекта, которые мы испытывали в ходе строительства. Но главный вывод, который, как мне кажется, сегодня сделан всеми, имеет правильный вектор.

В 2001 г., в канун Дня энергетика, на три месяца раньше контрактного срока, состоялся пробный пуск с синхронизацией с сетью первого энергоблока электростанции. Впереди еще много работы, но мы уверены, что согласованные с заказчиком сроки пуска второго энергоблока и всей электростанции в целом будут выдержаны, а работы на площадке завершены своевременно и успешно. Для сурового гористого полуострова, который последние годы то и дело оставался без света и тепла, ввод в строй Мутновской ГеоЭС станет новой вехой в экономике области.

Sim-ross

Генеральный дистрибьютор

Nexans

(новое название Alcatel Cable)

**ОПТИМАЛЬНОЕ
СООТНОШЕНИЕ
ЦЕНА - КАЧЕСТВО**

(095) 513-15-95

(095) 513-15-97

www.simross.ru

krok@korolev.comcor.ru

● **Самонесущие изолированные провода ТОРСАДА (0.4; 6/10 кВ).**

● **Силовые кабели для передачи и распределения электроэнергии, сухие, для подземной прокладки (6-500 кВ).**

● **Гибкие медные провода для энергетики, промышленности и строительства (до 1 кВ).**

● **Широкая гамма установочных проводов и кабелей, в т. ч. с повышенной пожаростойкостью, стойкостью к агрессивным средам (1 кВ).**

● **Вся гамма арматуры и инструмента для монтажа СИП Торсада.**

Вся продукция сертифицирована.

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Основные направления совершенствования угольных электростанций

Тумановский А. Г., доктор техн. наук, Иванов Н. В., Толчинский Е. Н., кандидаты техн. наук, Глебов В. П., доктор техн. наук

В топливном балансе электростанций около 30% составляет твердое топливо. В перспективе его доля будет увеличиваться в связи с ориентацией на сокращение потребления газа. Анализ эксплуатационных данных показывает, что экономичность угольных электростанций по ряду причин находится на невысоком уровне. В связи с этим их техническое перевооружение сегодня актуально как по причине исчерпания значительной частью установок своего паркового ресурса, так и в связи с необходимостью повышения эффективности использования топливных ресурсов.

Основные трудности использования угля в качестве топлива в энергетике России связаны в основном с его низким качеством и разнообразием свойств. Так, примерно из 125 млн. т угля, сжигаемого в год на электростанциях, более 25% имеют зольность выше 40%; 18,8% потребляемых углей – теплоту сгорания ниже 3000 ккал/кг; 6,8 млн. т угля – содержание серы более 3,0%. Общее количество балласта в угле составляет 55 млн. т, в том числе породы – 27,9 млн. т, влаги – 27,1 млн. т.

Наиболее продуктивные месторождения угля в России – Кузнецкие и Канско-Ачинские – расположены на юге центральной Сибири. Угли этих месторождений малосернистые. Стоимость их добычи невелика. Однако зона их применения ограничивается из-за высоких затрат на транспортировку.

В европейской части России уголь добывается шахтным способом. В основном это каменные угли Печоры и Южного Донбасса и бурые – Подмосковского бассейна. Все они высокозольные и сернистые. По природным условиям (геологическим, климатическим) стоимость их добычи велика, а конкурентоспособность при применении на электростанциях трудно обеспечить.

Принятие решений по совершенствованию угольных ТЭС наряду с видом сжигаемого топлива зависит от решаемой задачи – техперевооружение действующих ТЭС или новое строительство единичной мощности и технического состояния установки, ее энергетического назначения (ТЭЦ, КЭС), возможностей использования станционных сооружений и систем, готовности намеченной технологии к реализации ко времени выполнения техперевооружения и др.

Выполненные для угольных энергоблоков мощностью 300 – 500 МВт проработки показали,

что по сравнению с действующими установками их экономичность может быть существенно повышена. При совершенствовании таких энергоблоков возможны два направления.

К первому из них относится проведение мероприятий по повышению эффективности тепловой схемы и экономичности основного и вспомогательного оборудования. В сумме только с помощью этих мероприятий можно повысить КПД энергоблока на 10 – 12% относительных, доведя его до уровня 42 – 43%. Наиболее значимые и опробированные в эксплуатации мероприятия достаточно подробно изложены в [1 – 6]. Кроме того, целый ряд выпусков ведущих отечественных технических (энергетических) журналов посвящен повышению эффективности энергопроизводства отдельных ТЭС (например, выпуск “Электрических станций” № 10 за 1995 г. полностью посвящен анализу результатов повышения эффективности энергоблоков 800 МВт Пермской ГРЭС).

Вторым направлением является повышение параметров пара. Увеличение давления пара с 24,0 до 30,0 МПа и температуры его перегрева с 540 до 600°C дает дополнительное повышение экономичности примерно на 3 – 4%. Выполненные в рамках договора с РАО “ЕЭС России” ВТИ совместно с другими организациями проработки в этом направлении изложены в [7, 8]. В итоге на угольных блоках мощностью 300 – 600 МВт может быть достигнут КПД нетто порядка 44 – 45%. Это эквивалентно снижению удельного расхода условного топлива по сравнению с действующими энергоблоками на 50 – 55 г/(кВт·ч).

Ожидаемое повышение экономичности (снижение удельного расхода тепла) угольных энергоблоков относительно находящихся сегодня в эксплуатации после реализации различных мероприятий приведено далее.

Мероприятие	Повышение экономичности, %
Усовершенствование тепловой схемы	1,5
Повышение экономичности турбины	4,6
Повышение экономичности котла	2,6
Снижение собственных нужд за счет оптимизации сероочистки и газовоздушных трактов	0,5
Прочие	0,3
Повышение параметров	3,6

Повышение давления свежего пара на 6 МПа	0,6
Повышение температуры свежего пара на 60°C	1,2
Повышение температуры пара промперегрева на 60°C	0,9
Повышение температуры питательной воды на 30°C	0,9
Применение второго промперегрева	1,5
Итого	14,4

К числу основных мероприятий по совершенствованию тепловой схемы энергоблока относятся применение бездеаэрационной схемы или двух-подъемной схемы и камерных подогревателей ВД, снижение гидравлического сопротивления питательного тракта котла и паропроводов свежего пара и промперегрева, а также отборных паропроводов, увеличение числа регенеративных отборов до 9 – 10.

Наиболее эффективными мероприятиями по совершенствованию турбинной установки являются: трехмерный расчет и пространственное исполнение проточной части ЦВД и ЦНД; реактивное облопачивание ЦВД, ЦСД; совершенствование выхлопных патрубков, патрубков отборов и клапанных коробок; снижение потери давления в паропроводящих органах с 5 до 2%; снижение выходных потерь в ЦНД; углубление вакуума; применение радиально-осевого или тангенциального подвода пара в ЦВД, ЦСД, ЦНД; сокращение утечек пара через уплотнения; секционирование конденсатора, распределение отборов; регулируемый электропривод циркуляционных насосов; дроссельное парораспределение, подвод пара по всей дуге, отказ от парциальности и камеры за регулирующей ступенью; жидкометаллические уплотнения штоков клапанов.

Эффективность котельной установки может быть существенно повышена за счет: снижения температуры уходящих газов до экономически оправданного уровня в зависимости от вида угля; газоплотного исполнения ограждений топочной камеры и конвективной шахты и снижения за счет этого избытков воздуха; оптимизации аэродинамики топочной камеры и газоздушных трактов и использования частотного привода для тягодутьевых машин для снижения расхода электроэнергии на собственные нужды; снижения гидравлического сопротивления первичного тракта до 0,5 МПа и тракта промперегрева до 0,2 МПа; оптимизации процесса горения топлива.

Снижение энергетических затрат на вспомогательное оборудование возможно путем применения частотного регулирования тягодутьевых машин; совершенствования циркуляционных насосов, питательных насосов и их приводных турбин; применения более экономичных схем питания электрофильтров и оптимизации систем сероочи-

стки (там, где они требуются) и газоздушных трактов.

Уровень температуры перегретого пара ограничивается допустимым пределом для ферритных сталей (9 – 12% хрома), которые используются для изготовления неохлаждаемых деталей: горячих коллекторов и паропроводов, клапанов, роторов и корпусов турбин. В ближайшей перспективе (около 10 лет) – это 600 – 620°C. Освоенным в России материалом такого класса является сталь ЭИ756, по которой уже имеется опыт длительного применения.

Научными организациями РАО “ЕЭС России” при участии энергомашиностроительных заводов подготовлены принципиальные технические решения для создания оборудования на суперкритические параметры пара. Эти решения базируются на опыте эксплуатации отечественного блока СКР-100 с котлом ПК-37 паропроизводительностью 720 т/ч с параметрами 30 МПа и температурой 650°C на Каширской ГРЭС и длительной (50 лет) эксплуатацией котла с теми же параметрами пара на ТЭЦ ВТИ.

Следует отметить, что реализация перечисленных ранее и некоторых других мероприятий по повышению эффективности актуальна не только для новых угольных энергоблоков 300 – 600 МВт. Многие из них целесообразно осуществлять в период проведения ремонтов на установках самых различных типов и мощностей, которые сегодня находятся в эксплуатации и будут еще длительное время эксплуатироваться.

Среди них: бездеаэрационные тепловые схемы с высокоэффективными контактными ПНД; уменьшение и уплотнение радиальных зазоров в проточной части; более прочные и устойчивые против коррозии (например, в зоне фазового перехода) материалы; средства для обеспечения свободы тепловых расширений; системы шариковой очистки трубок конденсаторов с вращающимся самоочищающимся фильтром предварительной очистки циркуляционной воды; совершенствование питательных насосов для повышения их надежности и КПД; обеспечение плотности арматуры ВД для предотвращения протечек питательной воды мимо регенеративных подогревателей и вакуумной арматуры для сокращения присосов воздуха в вакуумную систему; герметичные уплотнения штоков регулирующих клапанов и вообще арматуры ВД; модифицированные баббиты; огнестойкое масло в системах регулирования и защиты и др.

Для котельных установок это следующие мероприятия: снижение температуры уходящих газов путем передачи части их тепла для подогрева конденсата и питательной воды; газоплотное исполнение ограждений топочной камеры и конвективной шахты для уменьшения присосов; совершенствование топочных камер для обеспечения равномерного тепловосприятия экранных поверхностей нагрева и бесшлаковочного режима, ис-

пользование для этого устройств наружной очистки; применение малотоксичных горелочных устройств для каменных углей с подачей в горелки пыли с высокой концентрацией; оптимизация гидравлической схемы и применение полнопроходных пусковых сепараторов или встроенных пусковых сепараторов с верхним выходом пара, смягчающих теплосмены в пароперегревательных поверхностях нагрева при пусках для уменьшения разворотов и потерь реализации пусков и разгрузок на скользящем давлении во всем тракте, повышения маневренности и надежности; применение оребренных водяных экономайзеров, интенсифицированных и коррозионно-стойких поверхностей нагрева для воздухоподогревателей и др.

Энергоблоки мощностью 150 и 200 МВт по параметрам пара, техническому уровню и единичной мощности на следующие 30 – 40 лет не являются конкурентоспособными по издержкам производства. Именно их надо прежде всего замещать на угольных ТЭС новыми блоками мощностью 300 – 600 МВт или более на суперкритические параметры пара. Такие блоки целесообразно размещать в новом главном корпусе, расположенном на или вблизи площадки действующей ТЭС. До их сооружения и ввода в действие старые блоки 150 и 200 МВт, там, где это диктуется системными соображениями, должны эксплуатироваться с проведением минимально необходимых мероприятий по продлению ресурса.

Те же, что и для блоков 150 и 200 МВт, соображения в еще большей мере относятся к конденсационному оборудованию меньшей мощности, выполненному без промперегрева и на более низкие параметры пара.

В недалекой перспективе (после 2005 г.) для угольных ТЭС можно будет использовать ПГУ с сжиганием угля в кипящем слое под давлением (ПГУ с КСД). Их применение позволит сэкономить 10 – 12% топлива и снизить до 80 – 200 мг/м³ выбросы оксидов серы и азота. В настоящее время за рубежом эксплуатируются на различных видах углей пять промышленных ПГУ с КСД мощностью 70 – 135 МВт. В 1999 г. пущен блок мощностью около 350 МВт с паровой частью СКД и расчетным КПД около 45%. Для отработки и определения перспектив широкого внедрения ПГУ с КСД в российскую энергетику целесообразно выполнить проект техперевооружения одной из угольных ТЭС с максимальным привлечением к изготовлению основного оборудования отечественных заводов.

Большое внимание в мировой энергетике уделяется парогазовым установкам с внутрицикловой газификацией углей или тяжелых нефтяных остатков. Эта технология является наиболее экологически чистой. В настоящее время осваиваются или уже эксплуатируются несколько демонстрационных ПГУ мощностью 100 – 300 МВт с газификацией угля, их КПД составляет 40 – 45%, а также

крупные промышленные энергетические ПГУ с газификацией нефтяных остатков. Разрабатываются более экономичные системы, реализация которых позволит использовать уголь с КПД около 55%.

Отечественные работы над крупными ПГУ с газификацией кузнецкого и канско-ачинского углей, выполненные в 1988 – 1992 гг. для Кировской ТЭС (250 МВт) и Березовской ГРЭС (120 МВт как прототип блока мощностью 600 – 700 МВт), прекращены. В ВТИ продолжаютсЯ небольшими силами стендовые исследования газификации и разработки, направленные на повышение КПД ПГУ. После получения за рубежом опыта эксплуатации и подтверждения высоких экономических и экологических показателей целесообразно будет вернуться к вопросу об использовании ПГУ с газификацией угля в нашей стране. Эта технология может быть рекомендована для коммерческого внедрения после 2005 – 2010 гг.

При оценке перспектив совершенствования угольных ТЭС надо учитывать их специфику. Концепция нынешних теплофикационных турбин возникла в условиях дефицита электроэнергии, когда считалось необходимым независимое регулирование работы по тепловому и электрическому графикам нагрузок. Сейчас электроэнергия, вырабатываемая летом малоэкономичными турбинами ТЭС на плохом вакууме, не может конкурировать с энергией, вырабатываемой более экономичными КЭС, половина которых стоит без нагрузки. Зимой развитые выхлопные части ЦНД теплофикационных турбин потребляют энергию для преодоления трения, вентиляции и охлаждения последних ступеней. Из-за больших издержек производства многие ТЭС сейчас испытывают трудности на рынке электроэнергии и тепла.

Для смягчения этих трудностей в принципе возможны следующие решения:

1. Эксплуатация турбин ТЭС по тепловому графику в зимнее время и их останов на лето.
2. Использование отдельного экономичного цилиндра НД, на который летом мог бы подаваться пар из теплофикационных коллекторов.
3. Применение на ТЭС турбин типа КТ, высокоэкономичных на конденсационном режиме.

Все эти возможности нуждаются, конечно, в более подробном рассмотрении и технико-экономическом обосновании.

Для технического перевооружения турбоустановок угольных ТЭС без коренного изменения принятой на них технологии можно использовать разработанные заводами многочисленные типоразмеры турбин с модификациями внутри каждого типоразмера.

Для повышения надежности и экономичности турбоустановок при выполнении ремонтов, модернизации и реконструкции целесообразно внедрять: мероприятия по снижению вентиляционно-

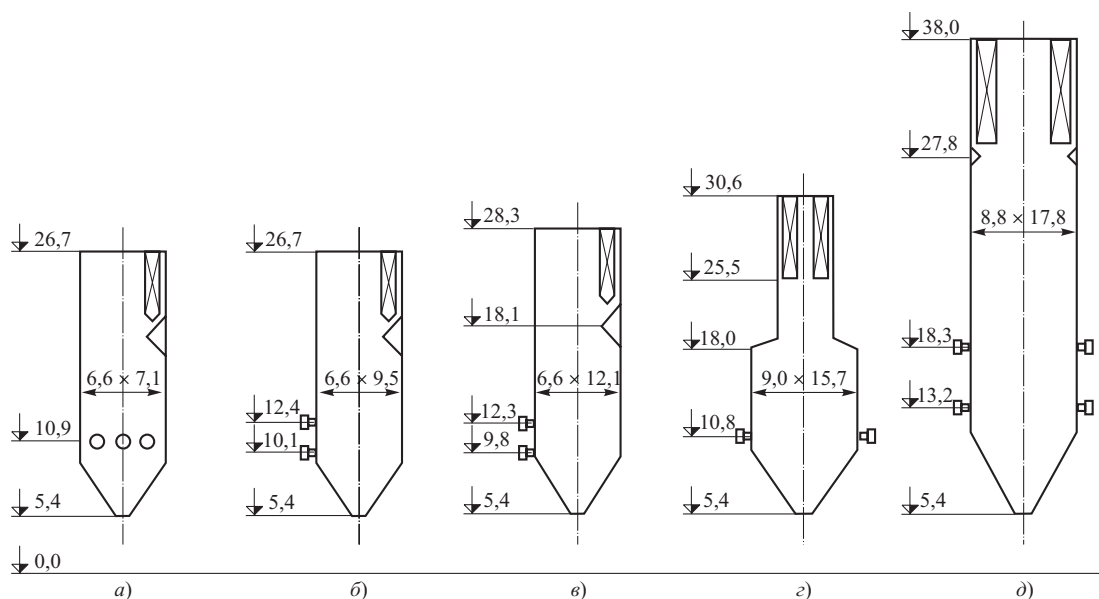


Рис. 1. Основные геометрические размеры топочных камер реконструируемых котлов, сжигающих каменные угли:

а – БКЗ-160-100; б – БКЗ-210-140-1; в – БКЗ-320-140-6; з – БКЗ-420-140-5; д – ТПЕ-215

го пропуска пара в ЧНД и конденсатор (уплотнение регулирующих диафрагм, охлаждение выхлопа и последней ступени турбины и др.) и по уменьшению потерь тепла с пароводяными потоками, поступающими в конденсатор не из проточной части ЧНД (охлаждение сальникового пара сетевой водой, модернизация концевых уплотнений цилиндров для перевода их на режим самоуплотнения, установка выносного деаэрационного конденсатосборника и др.); мероприятия, уменьшающие эрозию и коррозию в проточной части (работа при частичных нагрузках со скользящим давлением свежего пара, совершенствование удаления влаги из ЧНД, сепарация влаги из пара перед подачей его в ЧНД и др.), а также использовать более эффективные сетевые подогреватели, плотные маслоохладители, пароструйные эжекторы со смешивающими охладителями и конденсатные насосы с пологой напорной характеристикой.

Повышению надежности и экономичности теплофикационных турбоустановок способствовала бы также реализация подходящих для них мероприятий из числа рекомендованных ранее для КЭС.

На многих действующих ТЭС работают еще котлы, установленные в 30 – 50-е годы, сжигающие антрацитовый штыб, тощие каменные и бурые угли. Они имеют повышенные потери тепла с мехнедожогом и с уходящими газами; из-за сильного шлакования поверхностей нагрева ограничивается паропроизводительность; выбросы золы, оксидов азота и серы превышают существующие нормативы. В ВТИ на основании опыта эксплуатации разработаны технические обоснования профиля улучшенных котлов производительностью от 160 до 640 т/ч [5].

Реконструкция котлов возможна с сохранением существующих пылесистем и с их заменой с обеспечением эффективного сжигания бурых углей, АШ и кузнецких тощих каменных углей. Основные геометрические размеры топочных камер таких котлов при сжигании каменных углей показаны на рис. 1.

Особое внимание следует уделить применению технологии сжигания твердого топлива в циркулирующем кипящем слое (ЦКС), которая позволяет существенно улучшить экономические и экологические показатели ТЭС. ВТИ достаточно давно работает в этом направлении; имеющиеся здесь проблемы и достижения рассмотрены, в частности, в [9].

Основными преимуществами технологии ЦКС являются:

возможность эффективного сжигания низкокалорийного, высокосольного топлива, а также топлива с малым выходом летучих и шлакующего топлива, которая определяется стабильной, низкой (примерно 850°C) температурой по всей высоте топки при низком содержании углерода в слое и длительном времени пребывания коксозольного остатка в реакционной зоне;

высокая эффективность связывания оксидов серы (более 90%) путем подачи известняка в топку, что для большинства видов сернистого топлива России является наиболее дешевым способом, обеспечивающим даже перспективные нормы на выбросы SO₂;

низкие выбросы оксидов азота (менее 300 мг/м³) без использования специальных средств азотоочистки, которые обусловлены низкой и стабильной температурой слоя и надслоевой

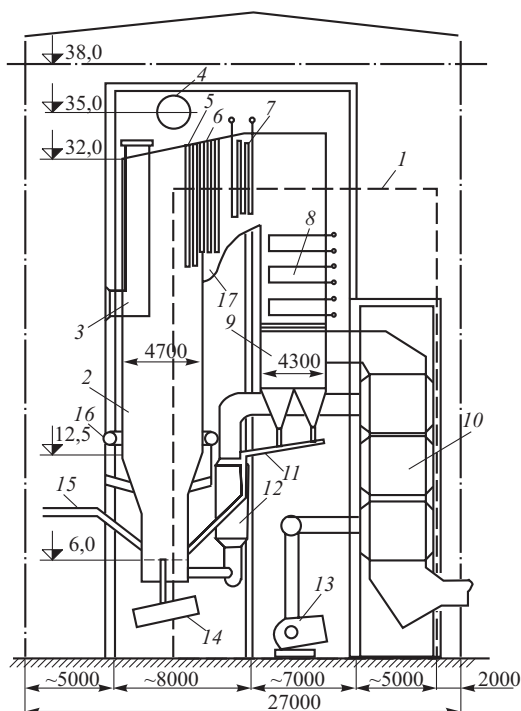


Рис. 2. Эскиз котла с ЦКС паропроводительностью 210 т/ч:

1 – габариты существующего котла; 2 – топка; 3 – ширмы (щеки); 4 – барабан; 5 – внутритопочный сепаратор; 6 – сепаратор в газоходе; 7 – пароперегреватель; 8 – водяной экономайзер; 9 – мультициклон; 10 – воздухоподогреватель; 11 – возврат золы из мультициклона; 12 – форкамера; 13 – вентилятор; 14 – охлаждаемый шнек; 15 – подача топлива; 16 – подача вторичного воздуха; 17 – бункер

го пространства при организации ступенчатого подвода воздуха;

возможность в связи с отсутствием специального оборудования для серо- и азотоочистки разместить котел с ЦКС в существующих котельных ячейках даже при сжигании высокосернистого топлива;

возможность сжигания топлива различного качества в одном и том же котле, упрощенная схема подготовки топлива (дробление), хорошие динамические характеристики, глубокая разгрузка без подсветки мазутом и быстрый пуск из “горячего” состояния.

В итоге котлы с ЦКС в условиях жестких норм на выбросы являются конкурентоспособными в энергетических установках мощностью 200 МВт и ниже для многих видов топлива России.

Исследования ВТИ показывают, что для замены котлов паропроводительностью около 200 т/ч, предпочтительны котлы с улавливанием материала слоя в компактных золоуловителях – швеллерковых сепараторах (рис. 2).

Для отечественных электростанций технология ЦКС особенно эффективна при сжигании топлива, требующего применения серо- и азотоочистки, а также при использовании низкокалорийного

топлива. Этим условиям отвечают 256 котлов (из них 140 паропроводительностью 200 – 240 т/ч), размещенных на 40 электростанциях. В первоочередной реконструкции нуждаются 56 котлов (из них 30 паропроводительностью около 200 т/ч).

В России имеется опыт исследования и проектирования котельных установок с ЦКС и достигнута высокая готовность отечественных производителей к внедрению этой технологии. Проработана установка головных котлов производительностью 200 – 250 т/ч на Несветай ГРЭС и Черепетской ГРЭС. Создание и освоение в эксплуатации этих котлов позволит подтвердить их положительные качества и уточнить экономические показатели в промышленных условиях, отработать отечественное вспомогательное оборудование, провести опытное сжигание различных видов топлива с целью совершенствования и оптимизации конструкции котла и золоуловителей, разработать системы автоматического управления.

Одним из основных направлений совершенствования угольных ТЭС является уменьшение их воздействия на окружающую среду.

Для высокоэкономичных блоков 300 – 600 МВт на канско-ачинских углях для снижения образования оксидов азота необходимо использовать полностью оправдавший себя на многих действующих котлах (П-67, БКЗ-500-100) принцип низкотемпературного сжигания. При внедрении схемы трехступенчатого сжигания топлива коэффициент избытка воздуха в зоне активного горения составит 1,0 – 1,05. Избыток окислителя в этой зоне при наличии интенсивного массообмена в ее объеме обеспечит низкий темп шлакования. Чтобы вывод части воздуха из зоны активного горения не увеличивал температуры газов в ее объеме, в факел подаются замещающее количество газов рециркуляции.

Такая организация горения позволит снизить концентрации оксидов азота до 200 – 250 мг/м³ на номинальной нагрузке энергоблока.

Для снижения выбросов оксидов азота СибВТИ разрабатывает систему предварительного подогрева угольной пыли. Опытно-промышленное опробование этой системы намечается на котле паропроводительностью 500 т/ч Минусинской ТЭЦ. Подогрев пыли перед сжиганием позволит снизить выбросы NO_x до 200 мг/м³ и менее. После отработки этой технологии целесообразно распространить ее на другие котлы, сжигающие бурые угли.

При использовании на блоках 300 – 600 МВт каменных кузнецких углей для уменьшения образования NO_x необходимо применять малотоксичные горелки и ступенчатое сжигание топлива. Сочетание этих мероприятий способно обеспечить выбросы NO_x < 350 мг/м³ и удовлетворить нормы на вновь вводимое оборудование ТЭС, установленные с 01/1 2001 г.

Особенно трудно снизить образование NO_x при сжигании малореакционного топлива (АШ и кузнецкий тощий) в котлах с жидким шлакоудалением. В настоящее время на котлах, сжигающих АШ и тощий уголь, концентрации $\text{NO}_x = 1200 \div 1500 \text{ мг/м}^3$. При наличии на электростанциях природного газа целесообразно организовывать трехступенчатое сжигание с восстановлением NO_x в верхней части топки (ребенинг-процесс). Такие технологии проработаны в ВТИ.

Там, где не удастся с помощью технологических методов снизить концентрацию NO_x до требуемого уровня, потребуются системы азотоочистки. Перспективу промышленного применения имеют в основном технологии: селективного некаталитического восстановления (СНКВ) и селективного каталитического восстановления (СКВ) оксидов азота.

Что касается сероочистки, в результате выполненного в ВТИ технико-экономического сравнения для ТЭС России при их техперевооружении можно рекомендовать использование мокрых известняковой или аммиачно-сульфатной и упрощенной мокросухой технологии.

Первые две целесообразны при приведенной сернистости топлива около $0,15\% \cdot \text{кг/МДж}$, когда необходимо связывание более 90–95% SO_2 , а упрощенная мокросухая технология (уменьшение выбросов SO_2 на 50–70%) – при сжигании мало- и среднесернистого топлива.

Мокрая известняковая сероочистка наиболее распространена за рубежом и экологически безопасна.

При аммиачно-сульфатной технологии, реализованной на Дорогобужской ТЭЦ, в качестве побочного продукта сероочистки образуется товарный сульфат аммония, являющийся ценным удобрением.

Упрощенная мокросухая сероочистка наиболее эффективна при приведенной сернистости сжигаемых углей примерно $0,05\% \cdot \text{кг/МДж}$.

С наиболее высокими технико-экономическими показателями обеспечить требуемую эффективность золоулавливания (массовые концентрации золы в дымовых газах после очистки – 50 мг/м^3) и отпуск золы потребителю как на действующих, так и на вновь строящихся ТЭС можно с помощью многопольных горизонтальных электрофильтров.

Электрофильтры со стандартным (непрерывным) режимом электропитания целесообразны для улавливания золы канско-ачинских и донецких углей, а с прерывистым и импульсным питанием – золы экибастузских и кузнецких углей.

Существенное увеличение эффективности работы электрофильтров при улавливании золы кузнецкого и экибастузского углей возможно при сни-

жении температуры и кондиционировании дымовых газов.

Для энергоблоков мощностью 200 МВт и котлов ТЭС производительностью до 700 т/ч, ранее оборудованных мокрыми центробежными скрубберами, возможно применение комбинированных аппаратов: электрофильтр – рукавный фильтр. Можно располагать их в двух уровнях, если площади, занимаемой мокрыми аппаратами, окажется недостаточно.

Есть привлекательные технические возможности, в частности, для использования в стесненных условиях, например, двухзонного электрофильтра, включающего в себя электрополе с неподвижными электродами и импульсным микросекундным питанием и второе электрополе с движущимися электродами.

Двухзонные электрофильтры и комбинированные аппараты нуждаются в дополнительных разработках.

Для удаления уловленной электрофильтрами золы целесообразна пневмогидравлическая система. Сухая зола транспортируется и собирается в специальных установках для погрузки в авто- или железнодорожные цистерны и отправки потребителям. Неиспользованная зола в виде концентрированной пульпы перекачивается и складывается на гидрозолоотвале. Весьма перспективным является сухое складирование золы с послойной ее утрамбовкой.

Реализация высказанных в статье основных положений по совершенствованию угольных ТЭС связана со многими трудностями. На нынешнем этапе целесообразно рассматривать только опробованные технологии и оборудование, подтвердившие на практике свою работоспособность и эффективность. Это – котлы с пылевым сжиганием угля и с циркулирующим кипящим слоем, более простые и экономичные тепловые схемы, паровые турбины и вспомогательное оборудование последних или следующих поколений, газоочистные системы и оборудование.

По всем им имеется научно-технический задел, достаточный для принятия хозяйственных решений.

Очень важно как можно быстрее ввести в действие и активно эксплуатировать головные демонстрационные объекты для промышленной отработки и доводки новых технологий и оборудования.

Ввод и освоение с опережением широкого внедрения на несколько лет позволят выявить и устранить их неизбежные “детские болезни” и создадут техническую основу для успешной эксплуатации.

Необходимо также определить реальные площадки и развернуть проектирование угольных энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара, разработать и запустить программы создания отечественных парогазовых установок со сжиганием угля в кипящем слое под давлением и с газификацией угля.

Данная статья носит исключительно общий концептуальный характер. Показаны основные направления совершенствования угольных ТЭС без проработок каких-то конкретных проектов. Хотя некоторые положения и кажутся сегодня очевидными, но практика ведения энергетического хозяйства говорит о том, что в создавшейся ситуации изложенным в данной статье вопросам уделяется недостаточное внимание.

Список литературы

1. *Ефимочкин Г. И.* Двухподъемная бездеаэрационная тепловая схема паровых турбин ТЭС. – Теплоэнергетика, 1997, № 1.
2. Пат. № 2029102 (РФ). Бездеаэрационная система регенерации паровой турбины / Марушкин В. М., Вербицкий В. Л. Оpubл. в Б. И., 1995, № 5.
3. Пат. № 2058008 (РФ). Система шариковой очистки трубок конденсатора паровой турбины / Шипилев С. Г. Оpubл. в Б. И., 1996, № 10.
4. *Ефимочкин Г. И., Марушкин В. М., Вербицкий В. Л.* Двухподъемная бездеаэрационная схема для отечественных турбин СКД мощностью 300, 500 и 800 МВт. – Энергетик, 1996, № 1.
5. *Основные* направления совершенствования котельной техники при перевооружении угольных ТЭС / Тумановский А. Г., Шварц А. Л., Мещеряков В. Г. и др. – Теплоэнергетика, 2000, № 8.
6. *Направления* повышения эффективности работы теплофикационных турбин / Гуторов В. Ф., Симою Л. Л., Эфрос Е. И. и др. / – Теплоэнергетика, 2000, № 12.
7. *Шварц А. Л., Авруцкий Г. Д.* Применение суперкритических параметров пара на мощных энергоблоках России. – Электрические станции, 2000, № 12.
8. *О создании* пылеугольных энергоблоков суперкритических параметров пара / Авруцкий Г. Д., Лыско В. В., Шварц А. Л. и др. – Электрические станции, 1999, № 5.
9. *Рябов Г. А., Надьров И. И.* Сжигание угля в кипящем слое. – В сб.: Развитие технологий подготовки и сжигания топлива на электростанциях. М.: ВТИ, 1996.



ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЦЕНТР

аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.22MX15 Госстандарта России

выполняет комплексные

СЕРТИФИКАЦИОННЫЕ И ПРИЕМОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

- котельные установки, их узлы и элементы
- горелки газовые, пылегазовые (газовая часть) и газомазутные
- установки для очистки дымовых газов
- паро-, газотурбинные, парогазовые установки и их оборудование
- энергооборудование, работающее под давлением; диагностика металла его элементов и узлов
- системы теплоснабжения и их оборудование
- устройства для обработки природных и очистки сточных вод

109280, Москва, Автозаводская ул., 14/23
Всероссийский теплотехнический институт.
Телефоны: (095) 275-41-49; 275-00-23 доб. 26-00.
Факс: (095) 275-11-22.

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Некоторые аспекты работы автономных энергосистем с гидрогенераторами

Зайцев С. Г., канд. техн. наук

ОАО Ленэнерго

В последнее время в энергетике стран СНГ электроэнергетические системы (ЭЭС) часто работают отдельно от ЕЭС России, поэтому возникают проблемы поддержания эффективной работы таких автономно работающих ЭЭС.

Наряду с этим все чаще появляются проекты создания на отдельных крупных предприятиях и в регионах своих источников электроэнергии (например, мини-ТЭЦ на основе реконструкции котельных [1], строительство или восстановление малых ГЭС и др.). Это дает возможность в одних случаях отказаться от покупной энергии из объединенных ЭЭС, а в других – реализовывать ее избыточную часть сторонним потребителям или на нужды предприятия-собственника. Распространение таких мини-ЭЭС (муниципальных или в собственности предприятий) приводит к увеличению вероятности их автономной работы, т.е. отделению от ЕЭС России.

Кроме того, остаются актуальными вопросы повышения надежности и живучести электростанций ЕЭС России при снижении частоты, в том числе такие меры, как выделение частей тепловых электростанций (блоков) на собственные нужды и узлы нагрузки при авариях с резким снижением частоты [2, 3].

Для сохранения работоспособности и живучести автономным ЭЭС приходится работать в часы максимальных и минимальных нагрузок с дефицитом или избытком мощности, следовательно, с нестабильной частотой, отличающейся от номинальной на 3 – 5% [4, 5].

Некоторым аспектам работы автономных ЭЭС, включающих гидроэлектростанции (ГЭС), посвящена данная статья.

Схемы автономной энергосистемы. Рассмотрим упрощенные варианты схем автономной ЭЭС, включающей ГЭС с фидерами нагрузки крупного промышленного предприятия (химико-металлургического профиля) и небольшого города.

Нормальная схема электроснабжения данного узла нагрузки показана на рис. 1. Основным генерирующим элементом схемы является ГЭС с гидрогенераторами ($G_1 - G_N$), которая выдает мощность по четырем фидерам 10 кВ предприятия (Φ_1, Φ_2 – выпрямительная нагрузка; Φ_3, Φ_4 – двигательно-нагревательная нагрузка) и двум фидерам города (G_{op1}, G_{op2}). Кроме того, избыток (или недостаток) мощности ГЭС может выдаваться (потребляться) в ЕЭС посредством двух трансформаторов связи 110/10 кВ (ТС) и линий электропередачи 110 кВ. Недостающая мощность для работы предприятия может также передаваться из ЕЭС с помощью двух понижающих трансформаторов 110/10 кВ (ТП), подключенных отпайкой к линии 110 кВ. Схема электрических соединений ГЭС на напряжении 10 кВ содержит две системы шин (1Ш и 2Ш), связанных междушинным выключателем МШВ.

Автономная работа той или иной нагрузки проще всего может осуществляться при выделении на одну систему шин 10 кВ части генераторов ГЭС и фидеров автономной нагрузки, при этом оставшаяся часть генераторов и оставшиеся фидеры переводятся на другую систему шин 10 кВ и работают параллельно с ЕЭС. МШВ отключается, выделяя, тем самым, автономную ЭЭС.

В данной статье рассматриваются три характерные схемы автономных энергосистем (рис. 2):

- 1) выделение городской нагрузки и соответствующего числа генераторов ГЭС (рис. 2, а);
- 2) выделение выпрямительной нагрузки предприятия (фидеры Φ_1, Φ_2) и генераторов ГЭС (рис. 2, б);
- 3) выделение двигательно-нагревательной нагрузки предприятия (фидеры Φ_3, Φ_4) и генераторов ГЭС (рис. 2, в).

Динамические частотные характеристики автономной энергосистемы при отсутствии

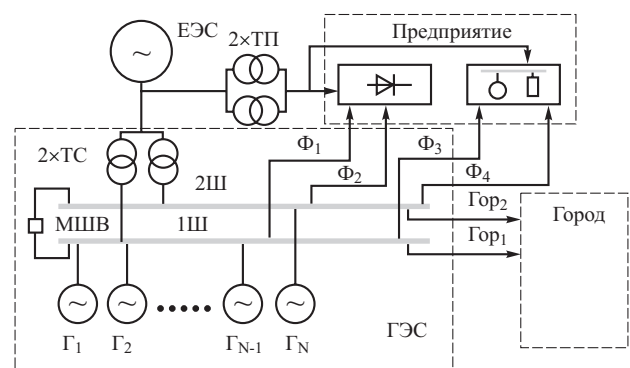


Рис. 1. Нормальная схема электроснабжения узла нагрузки

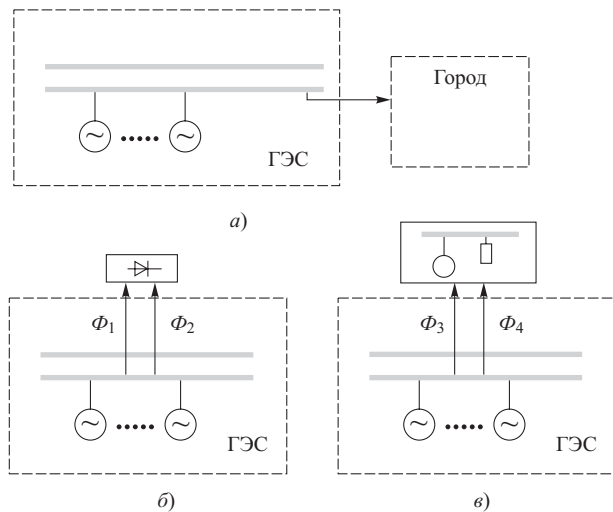


Рис. 2. Варианты схем автономных энергосистем

вращающегося резерва. Под динамической частотной характеристикой энергосистемы понимается зависимость изменения частоты во времени при возникновении небаланса мощности [5]. Она дает возможность наглядно представить процесс изменения частоты, выявить влияние различных факторов на переходный процесс, провести анализ аварийных ситуаций.

Одним из характерных случаев является изменение частоты в автономной энергосистеме при отсутствии вращающегося резерва. Для практических расчетов при этом пользуются известной зависимостью [5]

$$f = f_0 - \frac{\Delta P}{k_n} \left(1 - e^{-\frac{t}{T'_j}} \right),$$

где f – текущая частота; f_0 – начальная частота (до переходного процесса); ΔP – небаланс активной мощности; k_n – регулирующий эффект нагрузки; t – время от начала переходного процесса изменения частоты; T'_j – постоянная времени энергосистемы с учетом регулирующего эффекта нагрузки, которая при небольших величинах ΔP примерно равна $T'_j \approx T_j/k_n$ [5] (T_j – постоянная механической инерции энергосистемы).

Рассмотрим динамические частотные характеристики трех указанных видов автономных ЭЭС при следующих исходных данных: $f_0 = 50$ Гц, $\Delta P = 10\%$, $k_{n1} = 1,5$ отн.ед., $k_{n2} = 1,0$ отн.ед., $k_{n3} = 3,0$ отн.ед. (величины k_n приняты средними на основании данных [5]), $T_j = 8,3$ с (определена по паспортным данным гидроагрегатов и нагрузки).

На рис. 3, а построены рассчитанные по приведенной формуле частотные характеристики при набросе нагрузки, из которых видно, что в наиболее тяжелых условиях (с точки зрения изменения

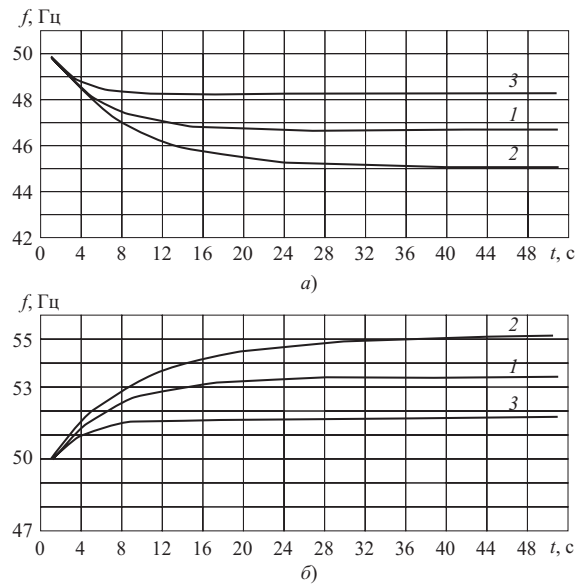


Рис. 3. Частотные характеристики автономных ЭЭС при набросе (а) и сбросе (б) нагрузки

частоты в переходном режиме) находится схема автономной ЭЭС по варианту 2 ($f_{\min} = 45$ Гц). Это обусловлено в первую очередь наименьшим регулирующим эффектом нагрузки. Менее тяжелые условия для варианта 1 ($f_{\min} = 46,7$ Гц), а наиболее благоприятные условия имеет схема по варианту 3 ($f_{\min} = 48,3$ Гц). Новое установившееся значение частоты (f_{\min}) для варианта 2 устанавливается за 25 – 30 с ($T'_{j2} = 8,3$ с), для варианта 1 – за 15 – 20 с ($T'_{j1} = 5,5$ с), для варианта 3 – за 10 – 12 с ($T'_{j3} = 2,8$ с). Аналогичный характер имеют частотные характеристики вариантов при сбросе нагрузки (см. рис. 3, б).

Проведем на основе динамической частотной характеристики приблизительный анализ одного из неудачных экспериментальных режимов выделения на автономную работу ЭЭС по варианту 2 (см. рис. 4).

1. Перед отделением от ЕЭС части генераторов с выпрямительной нагрузкой было произведено примерное уравнивание генерирующей мощности и мощности нагрузки. Однако после отключения МШВ в автономной ЭЭС частота несколько превышала 50 Гц и продолжала повышаться в связи с неустойчивостью исходного режима (участок аб на рис. 4).

2. В результате повышения частоты до 51,25 Гц (на 2,5%) произошел сбой в системе управления (СУ) тиристорных выпрямителей электролиза предприятия, что привело к существенному снижению их нагрузки, в результате чего частота стала возрастать еще быстрее (участок бв на рис. 4).

3. Отключение нескольких блоков выпрямителей защитой от неисправности СУ привело к более резкому росту частоты, что повлекло отключе-

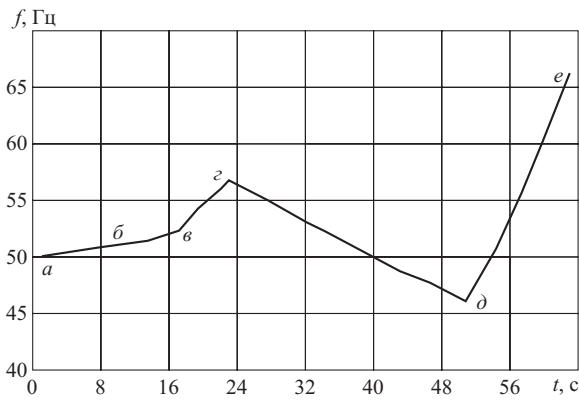


Рис. 4. Изменение частоты при неудачном выделении автономной ЭЭС по схеме рис. 2, б

ние вначале одного, а затем второго генератора защитой от превышения скорости (от разгона) (участок *вz* на рис. 4).

4. Так как в результате мощность оставшихся в работе генераторов ГЭС стала существенно (примерно на 30%) ниже мощности нагрузки, произошло резкое снижение напряжения и частоты (участок *zd* на рис. 4), при этом от понижения напряжения (уставка $U_{cp} = 0,7U_n$) отключились выключатели фидеров Φ_1, Φ_2 на подстанции предприятия.

5. Полное отключение нагрузки автономной ЭЭС привело к тому, что оставшиеся без нагрузки три генератора ГЭС пошли в разгон (участок *de* на рис. 4) и отключились защитой от разгона. Таким образом, данная автономная ЭЭС “развалилась”. Восстановление нормального энергоснабжения параллельно с ЕЭС было оперативно произведено дежурным персоналом ГЭС за время около 7 мин.

Примерный ход изменения частоты для данного случая приведен на рис. 4. Данный анализ показывает, что без применения специальных мероприятий (использование регулирования скорости гидроагрегатов, соответствующих настройках релейной защиты и противоаварийной автоматики) работа автономной ЭЭС по варианту 2 происходит весьма неустойчиво, поэтому нецелесообразна к применению даже в неблагоприятных условиях (например, при возможных аварийных режимах ЕЭС).

Динамические частотные характеристики автономной энергосистемы при наличии вращающегося резерва. На рис. 5 показана структурная схема работы генерирующего агрегата на автономную ЭЭС [6]. Первичным двигателем агрегата является турбина, которая управляется регулятором частоты (РЧ). Генератор преобразует механическую мощность турбины в электрическую и выдает ее в автономную ЭЭС. Для упрощения на рис. 5 показан один агрегат, однако к этой схеме может быть приведена и энергосистема, содержащая несколько агрегатов.

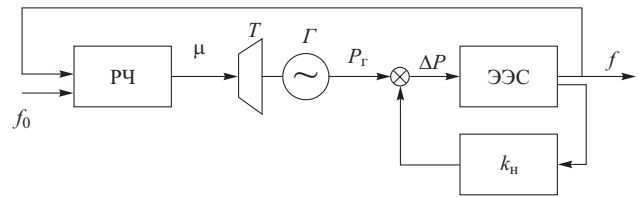


Рис. 5. Структурная схема работы агрегата на энергосистему

Регулирующий эффект нагрузки на структурной схеме учтен в виде обратной связи по отношению к энергосистеме.

Приведенная структурная схема использовалась для математического моделирования переходных процессов в энергосистемах на кафедре электрических станций СПбГТУ, поэтому она была использована для анализа работы вариантов автономных ЭЭС.

Адекватность математической модели была проверена при сравнении результатов расчетов с данными экспериментов, проведенных Фирмой ОРГРЭС по варианту 1 автономной ЭЭС. Автономная ЭЭС в эксперименте состояла из одного гидроагрегата и фидера города, выделенных на изолированную от ЕЭС работу.

Данный вариант автономной ЭЭС был реализован в 70-х годах в процессе замены устаревших регуляторов скорости гидроагрегатов и внедрении группового регулятора активной мощности (ГРАМ), разработанного и изготовленного Фирмой ОРГРЭС.

Одной из основных задач ГРАМ является поддержание частоты агрегатами ГЭС в изолированном энергорайоне (предприятие, город) при отделении его от ЕЭС. Для проверки работы ГРАМ специалистами ОРГРЭС были проведены испытания по схеме рис. 2, а с отделением одного гидроагрегата и фидера $Гор_2$ от ЕЭС и возникновением избыточной мощности около 30 и 45%. Работа регулятора скорости обеспечивала в этих режимах восстановление первоначального значения частоты через 30 – 40 с в соответствии со статизмом регулятора.

Результаты испытаний и математического моделирования при избыточной мощности около 30% приведены на рис. 6, из которого видно хорошее совпадение расчетной и экспериментальной кривых.

Используя проверенную математическую модель, были проведены анализы работы автономной ЭЭС с учетом работы регулятора ГРАМ при различных характеристиках нагрузок ($k_n = 1,0; 1,5; 3,0$). Наиболее тяжелый случай для автономной ЭЭС возникает при $k_n = 1,0$, поэтому данный вариант рассматривался более подробно.

На рис. 7 построена зависимость изменения частоты в автономной ЭЭС при набросе нагрузки порядка 7% мощности автономной ЭЭС и дейст-

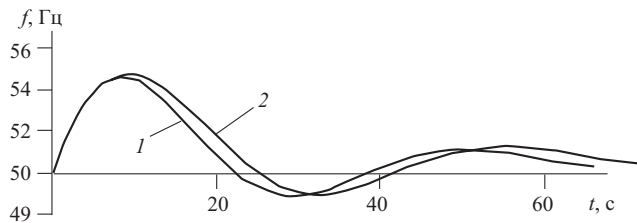


Рис. 6. Результаты испытаний и математического моделирования работы автономной энергосистемы с регулятором частот:

1 – расчет; 2 – эксперимент

вии регулятора ГРАМ. Установившееся значение частоты в таких режимах достигается через 1 – 2 мин в соответствии со статизмом регулятора скорости. Максимальное отклонение частоты от номинального значения не превосходит 1,8 Гц.

На основании полученных данных математического моделирования и результатов испытаний, приведенных ранее, можно сделать вывод о том, что при работе отключенной от ЕЭС автономной ЭЭС с гидрогенераторами регулятор скорости типа ГРАМ обеспечивает в целом устойчивость частоты и ее поддержание в допустимых пределах при возникновении небалансов мощностей 7 – 15% при любом характере нагрузки.

Однако на интервалах времени от 0 до 1 мин и преобладании выпрямительной нагрузки ($k_n = 1,0$) отклонение частоты может превышать значение 1,8 Гц, что может повлечь за собой сбой в работе и отключение СУ выпрямительных блоков. Последнее обстоятельство отрицательно скажется на устойчивости работы как по частоте, так и по напряжению, а, в конечном счете, может привести к “развалу” автономной ЭЭС.

Выводы

1. Расчеты динамических частотных характеристик реальных вариантов схем автономной электроэнергетической системы, включающей ГЭС с нагрузкой крупного промышленного предприятия и с городской нагрузкой, позволили оценить их с точки зрения устойчивости работы автономной ЭЭС при отсутствии вращающегося резерва.

2. Использование проверенной математической модели для анализа динамических частотных характеристик автономной ЭЭС при наличии вращающегося резерва позволяет подробно изучить

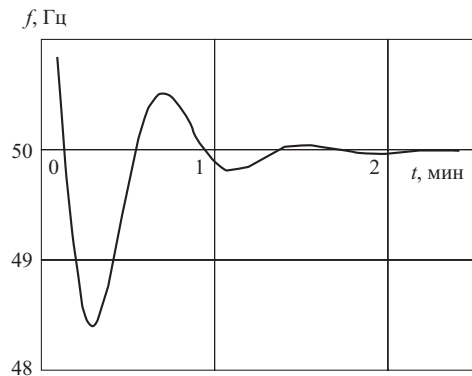


Рис. 7. Зависимость изменения частоты в автономной энергосистеме при набросе нагрузки около 7% мощности энергосистемы и действии регулятора ГРАМ

практически все возможные режимы работы ЭЭС в случаях возникновения небалансов мощности и различных настройках регуляторов скорости гидроагрегатов.

3. На основании полученных данных математического моделирования и результатов испытаний можно заключить, что при работе отключенной от ЕЭС автономной ЭЭС с гидрогенераторами групповой регулятор скорости обеспечивает в целом устойчивость частоты и ее поддержание в допустимых пределах при возникновении небалансов мощности 7 – 15% при любом характере нагрузки. Однако на небольших интервалах времени (от 0 до 1 мин) и преобладании выпрямительной нагрузки ($k_n = 1,0$) отклонение частоты может превышать 1,8 Гц, что может повлечь за собой сбой в работе и отключение СУ выпрямительных блоков.

Список литературы

1. Лебедев В. М., Усманов Ю. А., Олькова С. В. Техничко-экономическая эффективность ТЭЦ малой мощности. – Промышленная энергетика, 2000, № 1.
2. Проданов Л. В., Агапов В. Г. О возможности повышения надежности и живучести тепловых электростанций при снижении частоты. – Электрические станции, 1998, № 4.
3. Савалов С. А., Семенов В. А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988.
4. Совершенствование нормативов надежности энергосистем/ Баринов В. А., Волков Г. А., Калита В. В. и др. – Электричество, 1993, № 7.
5. Рабинович Р. С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. М.: Энергия, 1980.
6. Павлов Г. М., Меркурьев А. Г., Шаргин Ю. М. Автоматическая частотная разгрузка в энергетических системах. – Электричество, 1999, № 1.

Повышение надежности электрических сетей установкой трансформаторов напряжения типа НАМИ¹

Виштибеев А. В., канд. техн. наук, Кадомская К. П., доктор техн. наук, Хныков В. А., инж.

Новосибирский государственный технический университет

В сетях средних классов напряжения, эксплуатируемых с изолированной нейтралью, наблюдаются повреждения трансформаторов напряжения (ТН) типов НТМИ, ЗНОМ и ЗНОЛ вследствие возникновения в некоторых нормальных и аварийных коммутациях опасных феррорезонансных колебаний, приводящих к появлению недопустимых токов в обмотке высшего напряжения ТН. В некоторых ситуациях феррорезонансные явления могут привести к ложным срабатываниям защиты от замыкания на землю. Далее рассматривается эффективность антирезонансных трансформаторов напряжения типа НАМИ в распределительных воздушных и кабельных сетях, а также в схемах блоков электрических станций.

Модели распределительной сети и ТН при исследовании феррорезонансных процессов. Наибольшие кратности перенапряжений в распределительных сетях с изолированной нейтралью возникают в процессе однофазных дуговых замыканий на землю (ОДЗ), поэтому опасные феррорезонансные колебания чаще всего сопровождают именно этот процесс, обусловленный смещением нейтрали сети. Феррорезонансные колебания при ОДЗ в сетях, оснащенных трансформаторами напряжения типа НТМИ, достаточно широко освещены в технической литературе, например, в [1 – 8].

Условия существования опасных феррорезонансных колебаний чаще возникают в сетях, имеющих небольшую протяженность, из-за относитель-

но небольшой емкости этих сетей и большей вероятности появления резонансных условий в контурах, содержащих емкости сети и индуктивности намагничивания фаз ТН. Расчетная схема для анализа феррорезонансных процессов, сопровождающих процесс ОДЗ после погасания дуги, показана на рис. 1. Принципиальные схемы соединения обмоток ТН типов НТМИ, ЗНОМ и ЗНОЛ и НАМИ изображены на рис. 2.

Трансформатор типа НАМИ состоит из двух трансформаторов: трехфазного и однофазного, обмотки которых расположены на различных магнитопроводах. Первичная обмотка однофазного трансформатора включена в нейтраль первичной обмотки трехфазного трансформатора. Дополнительная компенсационная обмотка, соединенная в треугольник, в трансформаторе типа НАМИ замкнута.

При исследовании феррорезонансных процессов особенно тщательно следует моделировать кривые намагничивания ТН. Как правило, эти кривые определяются на промышленной частоте и поэтому в них неминуемо учитывается падение напряжения на индуктивном сопротивлении рассеяния трансформатора от тока намагничивания. При значениях потока, незначительно превышающих номинальное значение, токи намагничивания малы и ошибка в определении потокосцепления на выводах трансформатора не превышает 1,5 – 3%.

¹ Авторы искренне благодарят канд. техн. наук М. Х. Зихермана за предоставленные исчерпывающие данные по характеристикам НАМИ-6 и НАМИ-10.

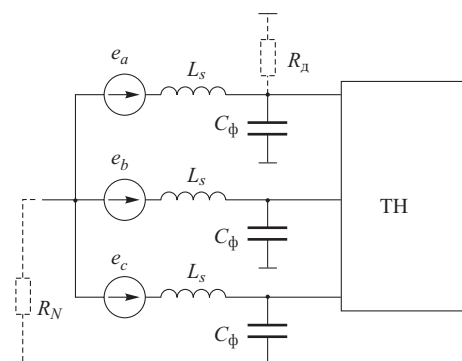


Рис. 1. Расчетная схема распределительной сети при погасании дуги в процессе ОДЗ

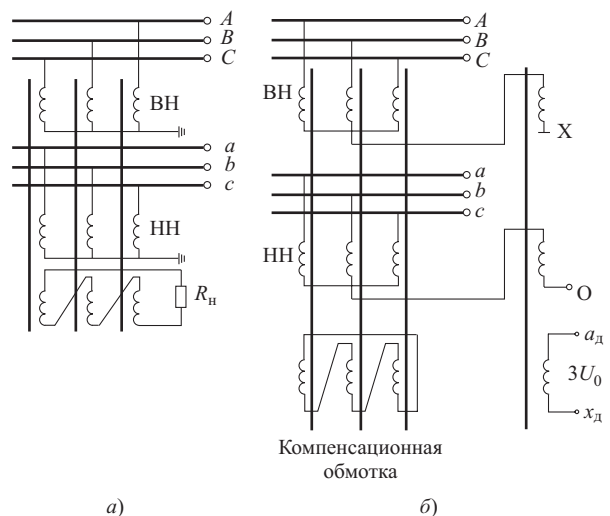


Рис. 2. Принципиальные схемы соединения обмоток ТН: а – НТМИ, ЗНОМ и ЗНОЛ; б – НАМИ

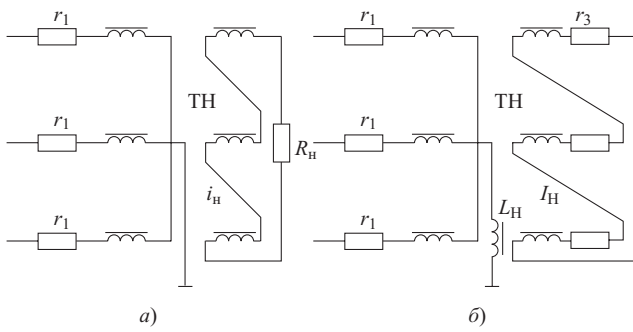


Рис. 3. Схемы замещения ТН:

а – НТМИ, ЗНОМ, ЗНОЛ; б – НАМИ

При потоках, превышающих более чем в 2 раза номинальные значения, динамическая индуктивность намагничивания приближается к ее насыщенному значению $(1,3 - 1,5)L_s$ (L_s – индуктивность рассеяния при номинальном потоке). Таким образом, использование экспериментальных характеристик, снятых на промышленной частоте, приводит к двойному учету индуктивности рассеяния. Поэтому в модели ТН, принципиальная схема которого показана на рис. 2, а, и в модели трехфазного трансформатора типа НАМИ (рис. 2, б) была исключена индуктивность рассеяния. В соот-

ветствии с изложенным кривые намагничивания трехфазных трансформаторов моделировались в виде:

$$i_{\mu} = B\psi^{11} \text{ при } \psi \leq 1,1\psi_{\text{нас}},$$

$$i_{\mu} = (\psi - \psi_{\text{нас}})/L_{\text{цнас}} \text{ при } \psi > 1,1\psi_{\text{нас}}.$$

Параметры кривых намагничивания ТН типов НТМИ, ЗНОМ и ЗНОЛ приведены в табл. 1 [7]. В этой же таблице приведено активное сопротивление первичных обмоток этих трансформаторов.

В соответствии с высказанными соображениями модели ТН (рис. 1) при выполнении работы принимались в виде, показанном на рис. 3. Из рисунков видно, что в моделях не учтена основная вторичная обмотка, нагруженная на сопротивление большой величины и потому практически не влияющая на исследуемые процессы.

В схеме замещения ТН типа НАМИ кривые намагничивания трехфазного трансформатора практически совпадают с кривыми намагничивания ТН типов НТМИ, ЗНОМ и ЗНОЛ. Индуктивность же намагничивания однофазного трансформатора в ТН типа НАМИ в широком диапазоне изменения потокосцепления может быть принята линейной и равной 20 – 30 Гн (при выполнении работы были

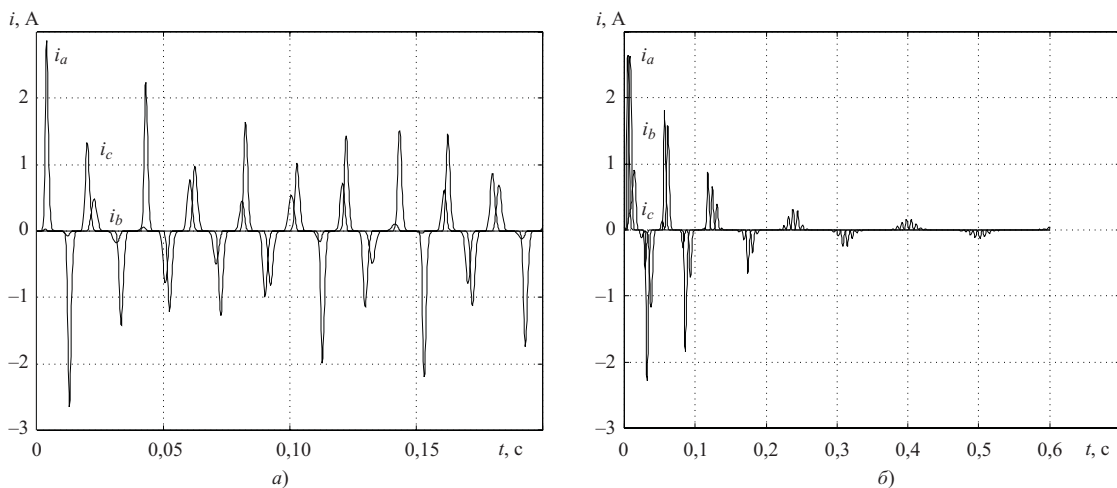


Рис. 4. Токи в обмотках ВН НТМИ при изолированной нейтрали сети:

а – $C_{\phi} = 0,1$ мкФ; б – $C_{\phi} = 1,7$ мкФ

Т а б л и ц а 1

Параметры кривых намагничивания ТН типов НТМИ, ЗНОМ и ЗНОЛ

Параметр	НТМИ-6	НТМИ-10	ЗНОМ-15	ЗНОЛ-15	ЗНОМ-35
r_1 , кОм	1,20	1,80	2,20	2,25	7,50
L_{σ} , Гн	1,8 – 2,5	2,8 – 4,0	5	5	40 – 60
$L_{\text{цнас}}$, Гн	2,5 – 3,7	4,0 – 6,0	7,5	7,5	80 – 90
$\psi_{\text{нас}}/\psi_{\text{ном}}$	2,00	2,24	2,14	2,50	1,96
$\psi_{\text{тном}}$, Вб	15,6	26	40,8	40,8	91
$i_{\text{ххном}}$, А	0,0065	0,0060	0,0032	0,0027	0,00136

Пр и м е ч а н и е. Приведено амплитудное значение тока $i_{\text{ххном}}$.

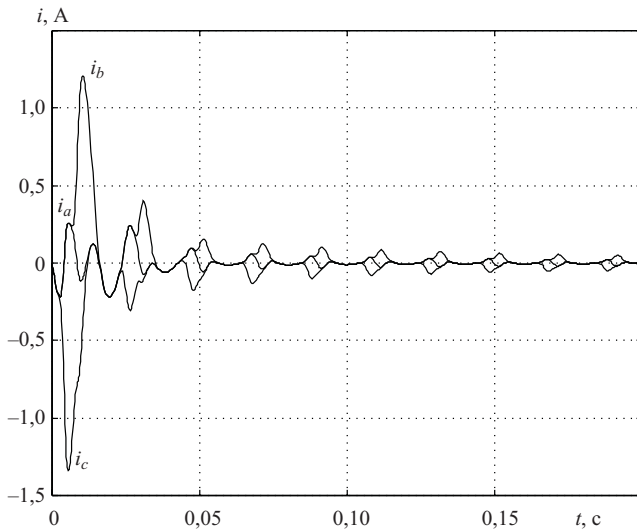


Рис. 5. Токи в обмотках ВН НАМИ при изолированной нейтрали сети ($C_{\phi} = 0,1$ мкФ)

сняты кривые намагничивания однофазных трансформаторов ТН типов НАМИ-6 и НАМИ-10).

Феррорезонансные процессы в распределительных сетях. Максимальные токи в обмотках высшего напряжения ТН типа НТМИ при исследовании процесса, сопровождающего первое погасание дуги в схеме рис. 1 ($R_d \rightarrow \infty$), приведены в табл. 2. Вычисленные осциллограммы, иллюстрирующие устойчивый феррорезонанс и, так называемый, переходный феррорезонанс, при котором выполняются условия возникновения феррорезонансных колебаний, но не выполняются условия их существования в стационарном режиме, показаны на рис. 4 и 5 соответственно.

Из таблицы следует, что установившийся феррорезонанс наблюдается лишь при суммарной емкости трех фаз сети, не превосходящей 0,3 мкФ.

Из табл. 2 также следует, что при резистивном заземлении нейтрали сети устойчивого феррорезонанса не наблюдается, при этом, чем больше емкость сети, тем менее эффективно (с точки зрения максимума тока в обмотке ВН ТН) оснащение дополнительной обмотки ТН резистором.

На рис. 5 показаны вычисленные осциллограммы токов в обмотках ВН ТН типа НАМИ при малой емкости сети.

Следовательно, даже при весьма малой емкости сети с изолированной нейтралью при ее оснащении ТН типа НАМИ установившегося феррорезонанса не наблюдается.

Процессы при включении блока с отключенным генератором на шины ОРУ высокого напряжения. При включении блока одной из электрических станций со стороны обмотки высшего напряжения силового трансформатора (рис. 6) при отключенном генераторном выключателе ГВ и выключателях со стороны 6 кВ трансформатора собственных нужд ТСН срабатывало

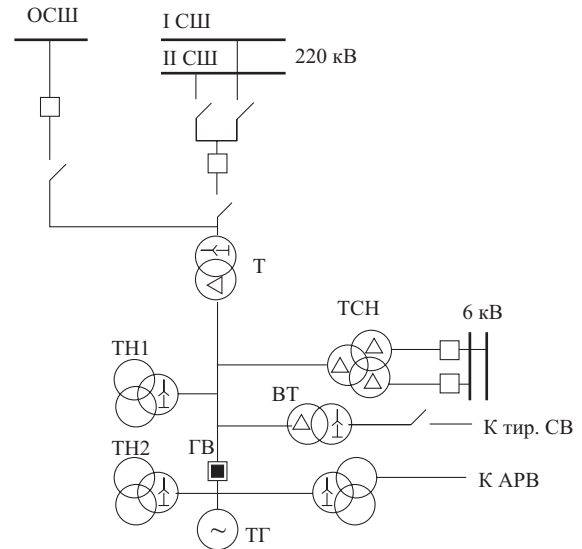


Рис. 6. Принципиальная схема блока электрической станции

реле земляной защиты, включенное в рассечку обмотки трансформатора напряжения ТН1 типа ЗНОЛ-15, соединенной в разомкнутый треугольник. После включения выключателей 6 кВ ТСН сигнал исчезал. При анализе причин срабатывания земляной защиты возникла гипотеза, связывающая появление ложной земли с феррорезонансными процессами, обусловленными насыщением магнитопроводов фаз ТН1 при включении ненагруженного силового трансформатора.

При проведении расчетов учитывался возможный разброс в кривых намагничивания фаз ТН: при номинальном токе намагничивания значение потока варьировалось в диапазоне $-20 \div +20\%$ номинального потока. Емкости фаз на землю, представляющие собой сумму входных емкостей силового трансформатора со стороны его обмотки низшего напряжения и трансформатора собственных

Таблица 2

Максимальные токи в обмотке ВН ТН типа НТМИ при первом погасании дуги в процессе ОДЗ в сетях 6 кВ

$I_{вл},$ кМ	$I_{кл},$ кМ	$C_{\phi} = 3C_{\phi},$ мкФ	$I_{ТНmax},$ А			
			$R_N \rightarrow \infty,$ $R_H \rightarrow \infty$	$R_N \rightarrow \infty,$ $R_H = 25 \text{ Ом}$	$R_N = 1/\omega C_{\phi},$ $R_H \rightarrow \infty$	$R_N = 1/\omega C_{\phi},$ $R_H = 25 \text{ Ом}$
8	0,1	0,1	1,51	0,25	0,33	0,04
24	0,3	0,3	2,86	1,62	0,51	0,20
40	0,5	0,5	3,66	2,60	0,58	0,32
80	1,0	1,0	4,28	3,93	0,66	0,46
240	3,0	3,0	5,07	4,78	0,96	0,85
400	5,0	5,0	5,29	5,18	1,11	1,01

Примечания: 1. Средние значения погонных фазных емкостей воздушных и кабельных линий приняты равными 0,004 и 0,32 мкФ/км соответственно.

2. Выделены расчетные случаи, отвечающие устойчивому феррорезонансу.

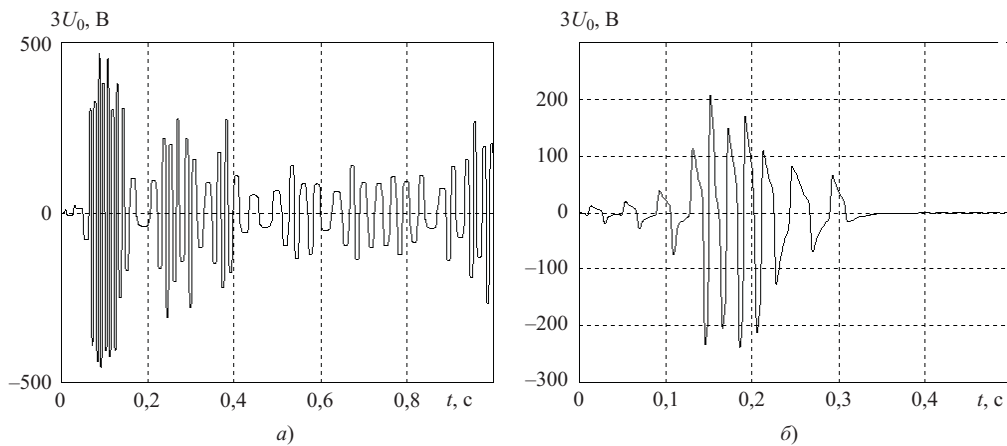


Рис. 7. Вычисленные осциллограммы при симметричном включении блока выключателем ВН:

a – при отсутствии резистора в дополнительной обмотке ТН типа ЗНОМ-15, соединенной в разомкнутый треугольник; *б* – при $R_{\text{н}} = 25 \text{ Ом}$

нужд, а также емкости ошиновки генераторный выключатель – трансформатор варьировались в диапазоне $0,018 - 0,021 \text{ мкФ}$ (следует отметить, что расчетные емкости и емкости, измеренные на ГРЭС, практически совпали). Нижняя граница емкости отвечала случаю отключенных выключателей 6 кВ ТСН, верхняя – их включенному состоянию.

Расчеты производились как при разомкнутой дополнительной обмотке ТН, так и при включении в рассечку этой обмотки резистора. Из приведенной на рис. 7, *a* вычисленной осциллограммы процессов при симметричном включении ненагруженного силового трансформатора на шины ОРУ 220 кВ при разомкнутом треугольнике дополнительной обмотки ЗНОМ-15 видно, что напряжение $3U_0$ существенно превышает уставку земляной защиты 15 В даже при полной симметрии параметров фаз. При включении в рассечку дополнитель-

ной обмотки резистора сопротивлением 25 Ом (рис. 7, *б*) установившихся феррорезонансных явлений не наблюдается, однако напряжение $3U_0$ в переходном процессе существенно превышает уставку земляной защиты. Следует отметить, что при несимметрии кривых намагничивания ТН по фазам порядка 20% установившийся феррорезонанс наблюдается даже при оснащении дополнительной обмотки ТН сопротивлением 25 Ом. Поэтому исключить появление ложной земли можно двумя путями:

путем применения антирезонансных трансформаторов напряжения типа НАМИ;

путем включения более мощного сопротивления в цепь нулевой последовательности, в частности, в рассечку разомкнутого треугольника ТН. Требуемое значение сопротивления зависит от степени несимметрии схемы и характеристик намагничивания фаз ТН. При идеальной симметрии фазных параметров сопротивление должно быть не более 20 Ом. При учете возможной несимметрии целесообразно уменьшить эту величину до 10 – 15 Ом.

Вычисленная осциллограмма процесса при оснащении сети генераторного напряжения антирезонансными трансформаторами типа НАМИ-15 при существенной несимметрии кривых намагничивания по фазам трехфазного трансформатора, входящего в состав НАМИ-15, построена на рис. 8. Поскольку в настоящее время ТН типа НАМИ-15 не изготавливаются отечественной промышленностью, кривые намагничивания трехфазного трансформатора принимались аналогичными кривым ТН типа ЗНОМ-15. Из рис. 8 видно, что напряжение $3U_0$ в этом случае существенно меньше уставки реле земляной защиты (15 В). Следовательно, при оснащении сети генераторного напряжения блоками трансформаторами типа НАМИ исключаются ложные срабатывания земляной защиты в рассматриваемой коммутации.

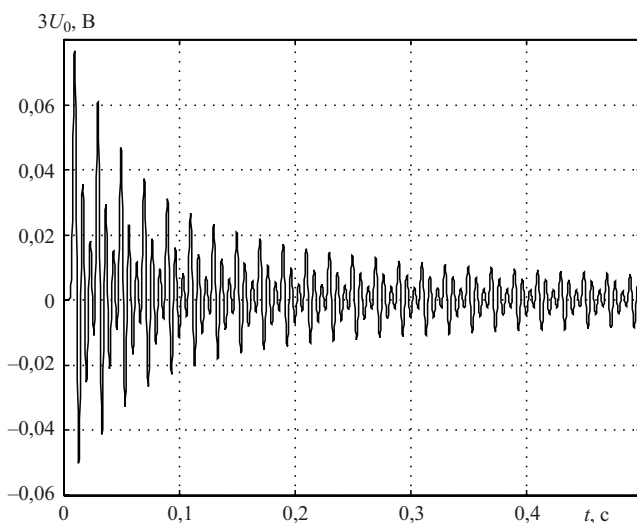


Рис. 8. Вычисленная осциллограмма процесса при включении блока, оснащенного ТН типа НАМИ, выключателем ВН

Вывод

Оснащение сетей средних классов напряжения различного конструктивного исполнения и назначения трансформаторами напряжения типа НАМИ исключит неблагоприятные феррорезонансные явления, приводящие как к сверттокам в их обмотках высокого напряжения, так и к другим нештатным ситуациям, например, ложному срабатыванию земляной защиты.

Список литературы

1. Шаргородский В. А. Автоколебательный процесс – причина повреждения трансформаторов напряжения. – Электрические станции, 1963, № 5.
2. Лихачев Ф. А. Схемы подключения дополнительного сопротивления к трансформатору напряжения контроля изоляции. – Электрические станции, 1978, № 12.

3. Зихерман М. Х. Повреждение трансформаторов напряжения при дуговых замыканиях на землю. – Электрические станции, 1978, № 11.
4. Исследование режимов работы трансформаторов напряжения контроля изоляции в сетях 6 – 10 кВ / Алексеев В. Г., Дунайцев С. Г., Зихерман М. Х., Ильин В. П. – Электрические станции, 1980, № 1.
5. Лихачев Ф. А. Повышение надежности распределительных сетей 6 – 10 кВ. – Электрические станции, 1981, № 11.
6. Поляков В. С. О защите оборудования электрических сетей от феррорезонансных перенапряжений. – В кн.: Из опыта работы Высоковольтной сети Ленэнерго. Л.: Энергоатомиздат, 1986.
7. Заболотников А. П., Кадомская К. П., Тихонов А. А. Математическое моделирование и перенапряжения в электрических сетях 6 – 35 кВ. Новосибирск: НГТУ, 1993.
8. Дударев Л. Е., Эль-Хатиб Аднан. Подавление феррорезонансных процессов в сетях с изолированной нейтралью. – Электрические станции, 1993, № 10.



Новые разработки трансформаторов напряжения с элегазовой изоляцией

Колганов С. Н., инж.

Государственное унитарное предприятие “Всероссийский электротехнический институт имени В. И. Ленина”

В энергосистемах нашей страны используются каскадные трансформаторы напряжения НКФ с масляной изоляцией, а в элегазовых комплектных распределительных устройствах (КРУЭ) – трансформаторы напряжения производства Запорожского завода высоковольтных аппаратов.

Выпускаемые каскадные трансформаторы напряжения недостаточно надежны вследствие явления феррорезонанса, возникающего при коммутации выключателя, и в большинстве случаев требуют замены. Крупнейшим зарубежным производителем элегазовых трансформаторов практически на все классы напряжения является фирма Haefely. Поэтому разработка и производство новых трансформаторов напряжения с элегазовой изоляцией – актуальная проблема для нашей страны. Это позволит заменить импорт и в определенной степени начать замену каскадных трансформаторов с масляной изоляцией.

Изоляция трансформатора должна соответствовать требованиям ГОСТ 1516.3-96. Определяющим видом испытаний изоляции для трансформатора являются испытания грозowymi импульсами: полным и срезанным. Кроме этих воздействий, изоляция трансформатора напряжения в составе КРУЭ подвергается воздействию высокочастотных перенапряжений, которые являются причиной их выхода из строя.

Причина возникновения перенапряжений – многократные повторные зажигания дуги в меж-

контактном промежутке разъединителя в процессе коммутации емкостной нагрузки. Из-за относительно медленного движения контактов разъединителя имеют место большие кратности перенапряжений.

Максимальные частоты переходных процессов, которые связаны с функционированием разъединителей КРУЭ, могут составлять 50 МГц. Реальная максимальная амплитуда перенапряжений при коммутации емкостной нагрузки может достигать 2,8 фазного напряжения (по данным МЭК).

Для классов напряжения 110 – 330 кВ значения испытательного напряжения срезанным грозowym импульсом превышают максимальные значения напряжения высокочастотных перенапряжений, и только для класса 500 кВ и выше они становятся практически равными.

При воздействии импульсов с крутыми фронтами (срезанный и высокочастотный) распределение напряжения вдоль обмотки носит резко неоднородный колебательный характер (рис. 1). Специфика распределения напряжения вдоль обмотки обусловлена наличием емкостей между соседними витками и между витками соседних слоев, а также индуктивностей витков, связанных сильными взаимоиנדуктивными связями. Кроме того, необходимо учитывать емкости витков относительно земли и нелинейность активного сопротивления провода вследствие скин-эффекта.

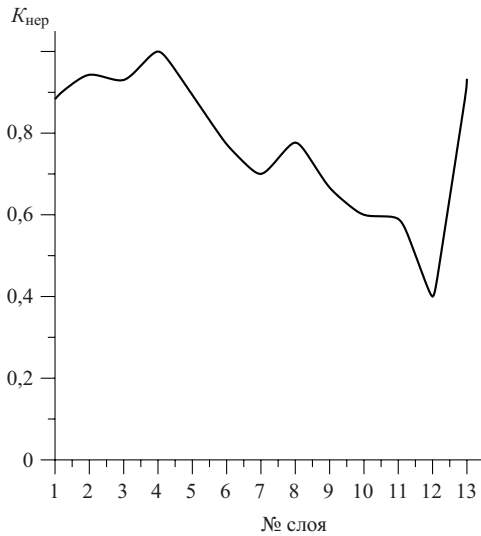


Рис. 1. График распределения напряжения по слоям макета катушки

В ВЭИ проведены расчеты численным методом и экспериментальные исследования макетов катушек. Эти исследования выявили хорошую сходимость результатов расчетов и экспериментов. Кроме того, они показали, что при воздействии импульсов с крутым фронтом в первый момент времени распределение напряжения имеет чисто емкостный характер.

Изоляция обмотки трансформатора напряжения подразделяется на межслоевую и межвитковую (рис. 2).

Возможны два вида повреждения межслоевой изоляции: пробой слоя изоляции и развитие разряда по поверхности изоляции с последующим перекрытием между слоями.

Развитие разряда вдоль поверхности изоляции происходит в три стадии:

1) возникновение частичных разрядов у края слоя обмотки. Напряжение частичных разрядов определяется по формуле

$$U = k_1(p\delta)^{0,45},$$

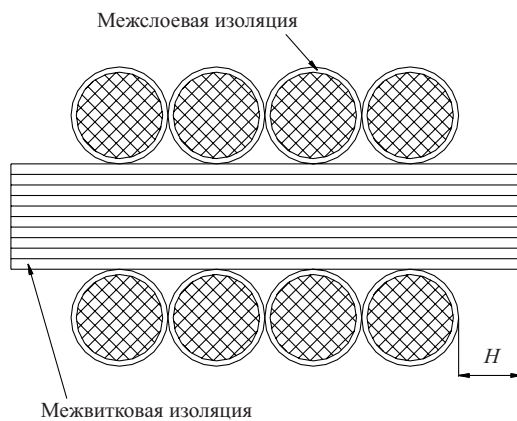


Рис. 2. Изоляция обмотки ТН

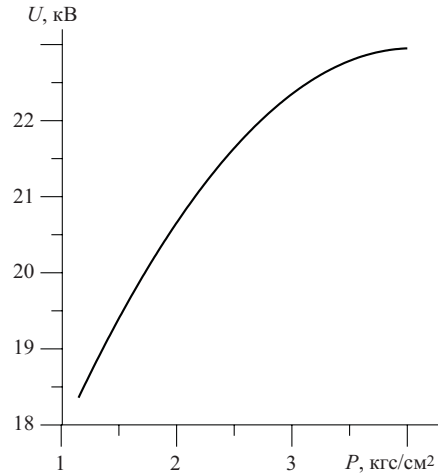


Рис. 3. График зависимости напряжения перекрытия от давления элегаза (толщина слоя изоляции 0,9 мм)

где k_1 – коэффициент, зависящий от материала изоляции и окружающей изоляционной среды; p – давление элегаза; δ – толщина межслоевой изоляции;

2) возникновение скользящих поверхностных разрядов как с преобладающей нормальной составляющей, так и в резко неоднородном поле;

3) перекрытие по поверхности.

Межслоевую изоляцию, очевидно, необходимо выбирать исходя из следующих условий:

отсутствие частичных разрядов при рабочем напряжении, так как при длительном режиме воздействия происходят разложение элегаза и деструкция твердой изоляции;

отсутствие скользящих разрядов при испытательном напряжении промышленной частоты;

отсутствие перекрытия изоляции при импульсных испытательных воздействиях и высокочастотных перенапряжениях.

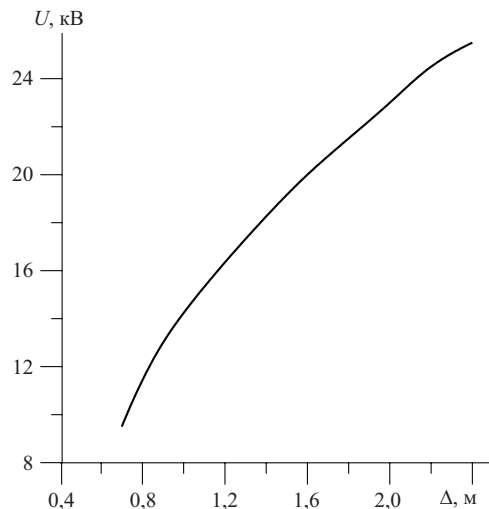


Рис. 4. График зависимости напряжения перекрытия от толщины слоя изоляции (давление элегаза 2 кгс/см²)

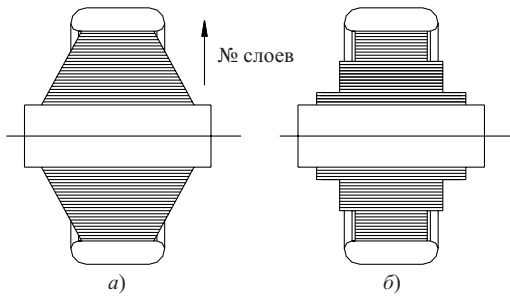


Рис. 5. Конструкция обмотки ТН

Число слоев обмотки трансформатора напряжения определяется по формуле

$$n = \frac{U_{1,2/50} K_{\text{нер.с.р}}}{\Delta U_{\text{м/сл}}},$$

где $U_{1,2/50}$ – испытательное напряжение срезанного грозового импульса; $K_{\text{нер.с.р}}$ – коэффициент неравномерности распределения напряжения по слоям по отношению к чисто емкостному; $\Delta U_{\text{м/сл}}$ – допускаемое напряжение на слое, равное $K_{\text{зап}} U_{\text{повр}}$ ($K_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса по напряжению; $U_{\text{повр}}$ – напряжение повреждения слоя изоляции, зависящее от давления элегаза, толщины слоя, материала изоляции, длины уступа).

На рис. 3 и 4 построены графики зависимости напряжения перекрытия (повреждения) слоя изоляции от давления элегаза и толщины слоя изоляции. Повышение давления эффективно до $3,5 - 4 \text{ кгс/см}^2$, дальнейшее его увеличение не вносит существенного вклада в напряжение перекрытия.

Согласно проведенным расчетам определено, что максимальное витковое напряжение независимо от числа слоев обмотки равно

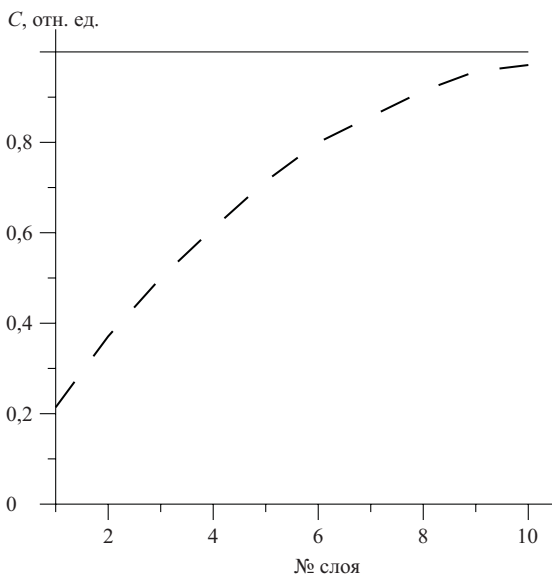


Рис. 6. Емкость слоя обмотки трансформатора напряжения на землю при наличии высоковольтного экрана

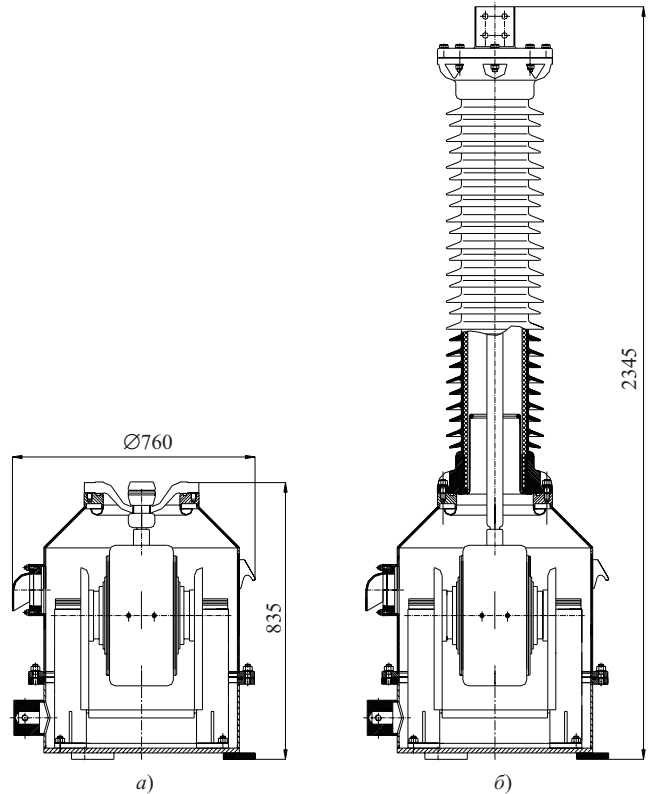


Рис. 7. Трансформаторы напряжения 110 кВ:

а – для КРУЭ; б – отдельно стоящий ТН

$$\Delta U_{\text{м/вит}} = \Delta U_{\text{м/сл}} K_{\text{нер.в.р}},$$

где $K_{\text{нер.в.р}}$ – коэффициент неравномерности распределения напряжения по виткам.

Это напряжение позволяет выбрать тип провода по значениям электрической прочности его изоляции.

Максимальные градиенты напряжения в обмотке зависят от емкостного распределения напряжения по слоям, поэтому оно должно быть как можно более равномерным. Решение этой задачи сводится к оптимизации числа слоев, длины слоя и числа витков, емкости слоев на землю.

Расчетными методами установлено, что емкость на землю зависит от конструкции обмотки. Так, для обмотки рис. 5, а емкость слоя на землю в 2 раза больше аналогичной емкости в конструкции обмотки рис. 5, б.

Наличие высоковольтного экрана, нависающего над обмоткой, уменьшает на определенную глубину емкость на землю слоев, находящихся под ним (рис. 6), и выравнивает распределение напряжения по слоям обмотки.

Выбор главной изоляции элегазового трансформатора напряжения включает в себя расчет основных газовых промежутков, таких как:

изоляционный газовый промежуток между экранами магнитопровода и обмоткой;



Рис. 8. Отдельно стоящий ТН 110 кВ

газовый промежуток между высоковольтным экраном и экранами фланца;
газовый промежуток между высоковольтным экраном и корпусом.

Расчет изоляционных промежутков выполнялся с помощью интегральных уравнений для расчета электростатических полей, в которых источники поля моделируются совокупностью потенциалов простого, двойного слоя и объемных зарядов.

Как отмечалось ранее, при использовании выпускаемых трансформаторов напряжения с масляной изоляцией возможно возникновение режима феррорезонанса. Один из способов борьбы с этим явлением – снижение номинального значения индукции, что оказывает влияние на конструкцию трансформатора и приводит к увеличению числа витков обмотки.

К другим особенностям электромагнитного расчета трансформатора напряжения относятся их малая мощность (порядка сотен вольт-ампер) и коэффициент трансформации от 1000 до 5000. В процессе электромагнитного расчета трансформа-

тора напряжения основные размеры магнитопровода определяются исходя из допустимой мощности вторичной нагрузки при заданном классе точности и предельной мощности. Кроме того, учитываются необходимые размеры окна магнитопровода для допустимых по электрической прочности изоляционных расстояний.

Поскольку трансформатор напряжения является средством измерения, то он должен удовлетворять заданному классу точности, поэтому коэффициент трансформации выбирается с учетом погрешности по напряжению. Это достигается коррекцией числа витков вторичной обмотки.

ВЭИ им. В. И. Ленина совместно с ПО «Машиностроительный завод «Молния» разработаны трансформаторы напряжения с элегазовой изоляцией ЗНОГ 110, 220 кВ. Они имеют следующие основные технические характеристики.

Номинальная вторичная нагрузка основной обмотки с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$, В·А:

в классе точности 0,2	100
в классе точности 0,5	400
в классе точности 1	600

Номинальная вторичная нагрузка дополнительной обмотки с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$, в классе точности 3,0, В·А

Предельная мощность трансформатора, В·А	3200
Номинальное давление элегаза при 20°C, МПа	0,42

Климатическое исполнение – УХЛ, категория исполнения 4 по ГОСТ 15150.

В качестве межслоевой изоляции выбрана полимерная лавсановая пленка, что позволяет находиться трансформатору в разгерметизированном состоянии долгое время.

Размеры присоединительного фланца позволяют использовать трансформатор как отдельно стоящий аппарат или в составе КРУЭ (в этом случае ввод заменяется литым проходным изолятором).

В 2000 г. ЗНОГ 110 кВ (рис. 7, 8) успешно прошел все типовые испытания, которые подтвердили его технические характеристики

Быстродействующие релейные защиты КРУ от дуговых коротких замыканий с оптико-электрическими датчиками

Нагай В. И., Сарры С. В., кандидаты техн. наук, Войтенко А. С., инж.

Южно-Российский государственный технический университет
(Новочеркасский политехнический институт)

В настоящее время на подстанциях энергосистем и промышленных предприятий эксплуатируется большое количество комплектных распределительных устройств внутренней и наружной установки. Одной из причин повреждений КРУ являются внутренние короткие замыкания, сопровождаемые электрической дугой. При этом многие КРУ не оборудованы специальной защитой от дуговых КЗ. Об актуальности данной проблемы свидетельствуют многочисленные публикации, обсуждения вопросов совершенствования релейной защиты (РЗ), в частности РЗ КРУ, на научно-технических совещаниях и конференциях (например, “Релейная защита и автоматика-2000”), директивные материалы РАО “ЕЭС России” (приказ № 120 от 1/VII 1998 г. “О мерах по повышению взрывобезопасности энергетических объектов”, п. 1.12.5).

Для защиты шкафов КРУ применяются устройства, реагирующие на повышение давления на фронте ударной волны в начальный момент дугового КЗ (клапанная дуговая защита [1, 2]), на повышение степени ионизации газов в канале дугового столба (защита антенного типа с дугоулавливающим электродом [2]), на появление излучения от дугового столба (защита на фототиристорах, фотодиодах [3]). Однако несмотря на простоту реализации и положительные характеристики указанных технических решений им присущ и ряд недостатков как по принципу действия, так и по технической реализации, что и нашло отражение в таблице.

Сравнение способов построения дуговых защит КРУ(Н) показывает, что наиболее перспективным на данном этапе развития техники является способ контроля освещенности (светового потока) внутри отсеков (см. таблицу).

Контроль светового излучения осуществляется с помощью оптических датчиков, т.е. фотодатчиков (рис. 1), размещаемых в различных отсеках КРУ и связанных с измерительными органами ОЭДЗ электрическими линиями связи (ЭЛС) или волоконно-оптическими линиями связи (ВОЛС). Тип линии связи (ЛС) и тип оптического датчика оказывают существенное влияние на алгоритмы обработки и преобразования контролируемых сигналов.

В настоящее время все более широкое распространение получают дуговые защиты с использованием волоконно-оптических линий связи как в

качестве связующих элементов, так и в качестве датчиков [4, 5]. При этом данные датчики, как и их линии связи, менее подвержены электромагнитным помехам по сравнению с дуговыми защитами, использующими традиционные электрические связи между датчиками и измерительными органами. Не приводя сравнительного анализа между типами ОД и ЛС (что требует отдельного рассмотрения после накопления опыта эксплуатации данного типа защит), остановимся на реализации ОЭДЗ с фотодатчиками (фотодиодами, фототранзисторами и др.) и ЭЛС.

При размещении устройств ОЭДЗ в отсеках ячеек КРУ следует считаться с электромагнитными помехами, наводимыми в ЭЛС. Проведенные теоретические исследования и натурные испытания на подстанциях напряжением 6 – 220 кВ позволили установить основные виды и источники помех, воздействующих на ЛС фотодатчиков и обусловленных включением и отключением электромагнитов коммутационных аппаратов, аварийным снижением изоляции цепей оперативного тока, протеканием токов КЗ по цепям первичного оборудования, работой выпрямительных установок в цепях оперативного тока.

При коммутациях электромагнитов включения и отключения, замыкании полюсов оперативного тока на землю в КРУ, состоящих из 10 – 24 ячеек, авторами зарегистрированы напряжения помехи в ЭЛС аperiodического характера с максимальным значением 2 – 10 В и постоянными времени 3 – 5 мс.

Работа подзарядных агрегатов вызывает появление в ЭЛС напряжения помехи затухающего колебательного характера с начальной амплитудой 0,5 – 4,5 В и с частотой в сотни – тысячи герц и постоянными времени не более 0,3 – 0,6 мс.

Влияние сильноточных цепей вызывает появление в ЭЛС напряжений помехи синусоидального и аperiodического характера. При этом для отсеков шинных мостов с горизонтальным и вертикальным расположением шин, имеющих наибольшие линейные размеры, расчетным путем определено напряжение помехи на погонный метр ЭЛС при двухфазном и трехфазном КЗ, которое не превышает значений $\Delta U = 3 \cdot 10^{-6}$ В/м при токе 1 А.

На основании сказанного можно сделать заключение, что наибольшее значение имеют поме-

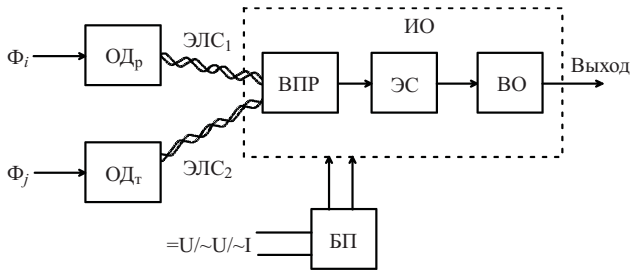


Рис. 1. Структурная схема индивидуальной опико-электрической дуговой защиты (ОЭДЗ):

ОД_р – рабочий оптический датчик; *ОД_т* – тормозной оптический датчик; Φ_i, Φ_j – световой поток, падающий на фотодатчики *ОД_р* и *ОД_т*; *ЭЛС₁*, *ЭЛС₂* – электрические линии связи; *ИО* – измерительный орган; *ВПП* – входной преобразователь сигналов; *ЭС* – элемент сравнения; *ВО* – выходной орган; *БП* – блок питания

хи, возникающие через индуктивные и гальванические связи и обусловленные перезарядом емкостей или коммутациями цепей, содержащих индуктивности в цепях оперативного тока. При выполнении ОЭДЗ необходимо учитывать реальное влияние помех на ЭЛС и измерительные органы (ИО), применяя при этом конструктивные и схемотехнические методы по электромагнитной совместимости первичного оборудования и измерительной аппаратуры, в частности, при прокладке ЭЛС необходимо свивать проводники с шагом 2 – 3 см, а при разработке новых устройств защиты необходимо предусматривать частотную фильтрацию входных сигналов.

С целью формирования требований к чувствительности ОЭДЗ и оптимальному расположению фотодатчиков определен пространственный уровень освещенности в отсеках ячейки при различных положениях дугового столба в ячейке КРУ.

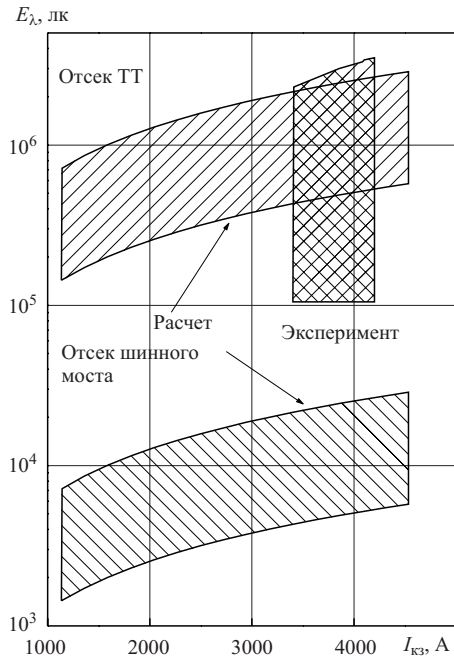


Рис. 2. Зависимость освещенности на боковых поверхностях отсеков КРУ от тока КЗ

Известно, что мощность излучения единичного объема столба дуги P_i зависит от тока КЗ $I_{кз}$, на значение которого влияет длина дуги l_d , составляющая 0,4 – 1,0 м при расстояниях между токоведущими частями КРУ 0,1 – 0,35 м. В начальный период КЗ длину дуги можно принять равной расстоянию между токоведущими частями. При указанных длинах дуг в КРУ напряжением 6 – 10 кВ уменьшение модулей токов КЗ не превышает 4 – 12% тока металлического КЗ. Это позволяет проводить оценочный расчет чувствительности ОЭДЗ без учета влияния дуги на модуль тока КЗ.

Контролируемый параметр	Основные характеристики защиты			Примечание
	Быстродействие	Чувствительность	Селективность	
Ток (напряжение)	Низкое	Высокая	Обеспечивается	Для исключения неселективного действия при внешних КЗ требуется согласование по времени с МТЗ отходящих линий
Логическая защита шин	Высокое	“	То же	Наличие “мертвой” зоны за трансформаторами тока, отказ при наличии подпитки от высоковольтных электродвигателей
Давление (его приращение)	“	Ограниченная	“	Чувствительность обеспечивается при токах КЗ более 3,5 кА
Проводимость среды в ячейке	“	“	“	Чувствительность резко снижается по мере удаления от столба дуги
Температура	Ограниченное	“	Ограниченная	Быстродействие ограничено инерционностью датчиков. Установка большого количества датчиков
Световой поток (освещенность)	Высокое	Высокая	Обеспечивается	Требуется установка двух-трех фотодатчиков в отсеках, сильно заполненных оборудованием и имеющих значительные линейные размеры. Обеспечивается селективное выявление зоны повреждения, за исключением выполнения распределенного оптического датчика на основе волоконно-оптической линии в виде петли. При использовании фототиристоров отсутствует возможность осуществления функционального и тестового контроля

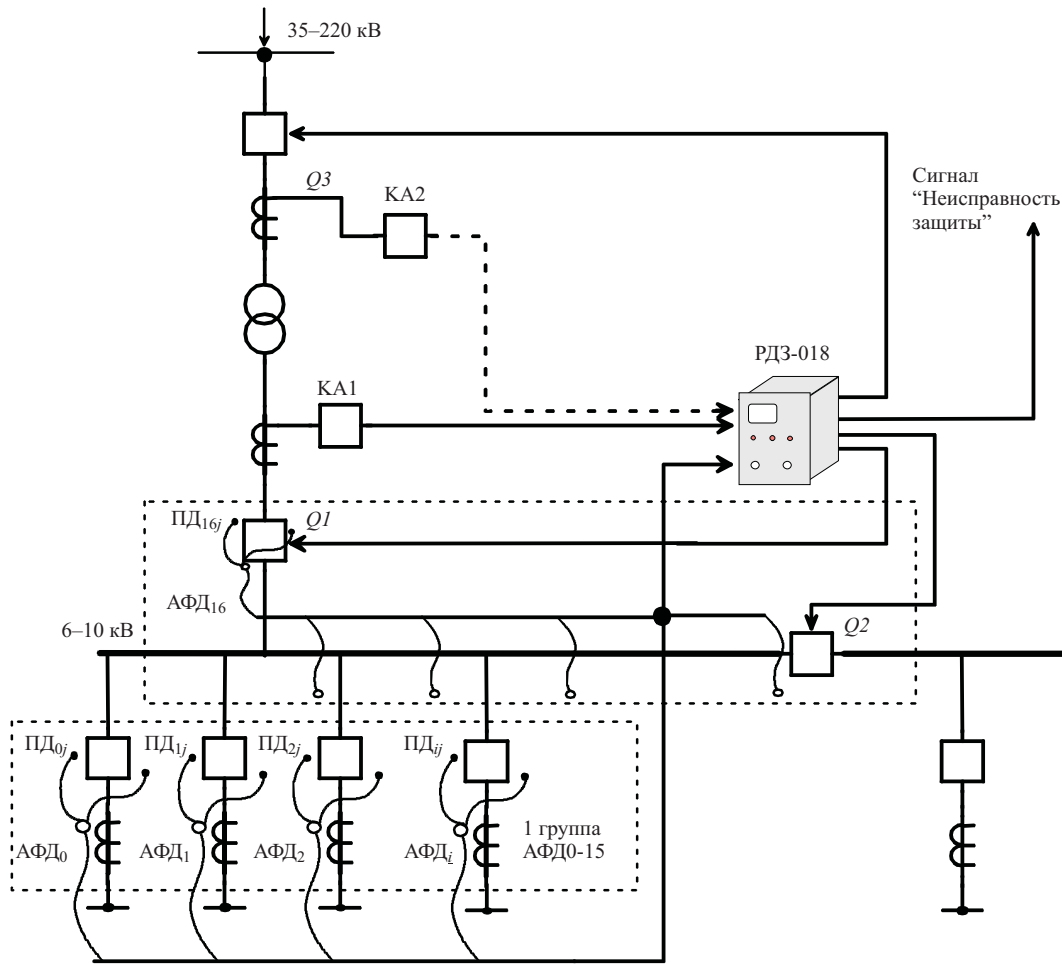


Рис. 3. Централизованная дуговая защита типа РДЗ-018 одной секции КРУ:

АФД₀ – АФД₃₁ – активные фотодатчики (максимальное число которых равно 32 и может быть увеличено); ПД_{ij} – пассивные фотодатчики; Q1 – Q3 – выключатели

Представляя столб дуги равноярким цилиндром, состоящим из n струй радиусом $r_f = 0,16 \cdot 10^{-3}$ м [6], энергетическую силу света I_e по нормали к излучающей поверхности можно определить как

$$I_e = 12 \cdot 10^{-3} r_f I_{кз} l_d \varepsilon \sigma T_d^4 / \pi,$$

где I_e – энергетическая сила света, Вт/ср; ср – единица телесного угла, стерадиан; ε – коэффициент излучения (для абсолютно черного тела $\varepsilon = 1$); $\sigma = 5,67032 \cdot 10^{-8}$ Вт/(м²·К⁴) – постоянная Стефана – Больцмана; $T_d \approx 4000 \div 5000$ К – температура на поверхности токопроводящего слоя дуги. Освещенность в месте установки фотодатчика с элементарного столба дуги $E_e = dI_e \cos \beta / l^2$, где β – угол, образованный линией l , соединяющей центр площадок столба дуги и фотодатчика.

Освещенность в световых единицах может быть определена по выражению $E_\lambda = k E_e$, где k – коэффициент преобразования энергетических единиц в световые.

На рис. 2 построены области зависимостей освещенности на боковых стенках отсеков транс-

форматоров тока и кабельной разделки и шинного моста с линейными размерами, не превышающими 1 м и 10 м соответственно, при $\beta = 0$ и $l_d = 0,1$ м для КРУ, подключенного к трансформаторам мощностью 2,5 – 10 МВ·А, что соответствует токам двухфазного КЗ $I_{кз} = 1,1 \div 4,5$ кА.

Расчетные области освещенности построены для боковых стенок отсеков, параллельных столбу дуги. На периферии отсеков КРУ, т.е. при максимальных значениях β , освещенность падает в 2 – 6 раз для слабозаполненных оборудованием отсеков, к которым относятся упомянутые отсеки, и в 50 – 3000 раз в отсеках со значительным заполнением, к которым относятся, например, отсеки высоковольтных выключателей [7, 8].

Экспериментальные данные получены при проведении натурных испытаний в КРУ с камерами типа КСО-272, подключенном к трансформатору мощностью 10 МВ·А через кабельную линию. Ток двухфазного и трехфазного КЗ составил 3,6 и 4,2 кА соответственно. Фотодатчики были установлены на боковых взаимно перпендикулярных стенках.

Часть области экспериментальных значений освещенности располагается ниже области расчетных значений для отсека ТТ, что вызвано как учетом спектральной чувствительности ФД и изменением оптических свойств среды, так и удалением столба дуги от ФД и затенением ФД элементами конструкции высоковольтного выключателя.

При учете многократных отражений возможно повышение освещенности в среднем на 20 – 30%. Увеличение линейных размеров столба дуги приводит к переходу двухфазного КЗ в трехфазное и к появлению еще одного-двух столбов дуги, что также повышает освещенность. Для увеличения чувствительности ОЭДЗ возможно размещение ФД на плоскостях, практически исключающих их затенение, и применение ФД, имеющих широкую диаграмму направленности.

При известной световой помехе в отсеках ячеек, обусловленной освещением, например, от ламп накаливания, устанавливаемых на тележках выключателей или используемых при осмотре через смотровые люки и не превышающих, как правило, значений 50 – 60 лк в месте установки фотодатчика, коэффициент чувствительности для оптико-электрических дуговых защит определяется отношением освещенности в расчетной точке от дугового столба к освещенности от максимальной световой помехи [7, 8].

Проведенные исследования полезных сигналов и сигналов помех позволили сформулировать основные требования к устройствам ОЭДЗ, синтезировать алгоритмы их функционирования и разработать несколько модификаций микроэлектронных и микропроцессорных устройств. Данные устройства можно разделить на две группы: группу индивидуальных и группу централизованных устройств.

Индивидуальные устройства интегрального принципа действия представлены реле РДЗ-012МТ (рис. 1) и его модификациями [9, 10]. Отстройка от световых и электромагнитных помех достигается за счет использования в схеме ИО апериодических звеньев первого и второго порядка, параметры которых оптимизированы на основе математического и физического моделирования, а также на основе проведения экспериментальных исследований на действующих подстанциях. Время срабатывания подобных реле в зависимости от модификации составляет 20 – 50 мс.

Для повышения чувствительности в реле может предусматриваться тормозной фотодатчик, ориентированный в сторону наиболее вероятного источника помех. В устройстве защиты РДЗ-012МТ предусмотрена функция тестового контроля, обеспечивающая проверку работоспособности защиты без вывода ее из действия.

Более высоким быстродействием (менее 20 мс) обладает индивидуальное адаптивное устройство защиты типа РДЗ-15 [11]. В нем для отстройки от

влияния электромагнитных помех фотодатчик совместно с ЭЛС образует частотно-зависимый элемент, коэффициент передачи которого зависит не только от частоты входного сигнала, но и от его состояния, т.е. освещенности.

В микропроцессорном реле типа РДЗ-017 [12] реализован алгоритм, основанный на время-импульсном принципе, обеспечивающем контроль временных параметров ИО тока и светового потока. В случае одновременного срабатывания ИО, контролирующих ток и световой поток в ячейке КРУ, выходной сигнал защиты формируется: при внутреннем КЗ – без задержки на срабатывание, при внешнем КЗ, переходящем во внутреннее, – с минимальной выдержкой времени. Неодновременность срабатывания ИО воспринимается как помеха. ИО тока может подключаться к фильтру тока прямой (обратной) последовательности или включаться на фазные токи. Элемент задержки блокирует работу устройства при повреждении фотодатчика по истечении времени $t > t_{\text{МТЗmax}} + \Delta t$, где $t_{\text{МТЗmax}}$ – максимальное время срабатывания максимальной токовой защиты; Δt – ступень селективности.

Реле типа РДЗ-212 представляет модификацию реле типа РДЗ-012МТ или РДЗ-015 и предназначено для применения на подстанциях без постоянного оперативного тока [3, 10, 13]. По целям питания реле подключается к вторичной обмотке промежуточного трансформатора тока серийного промежуточного реле типа РП-361 (РП-341, РП-321) или к комбинированному блоку питания, который, в свою очередь, подключен к измерительным трансформаторам тока и напряжения (трансформатору собственным нужд). Необходимо отметить, что в последнем случае быстродействие ОЭДЗ практически не зависит от тока КЗ, как это имеет место при подключении к реле РП-361.

Централизованные ОЭДЗ выполнены на базе устройств РДЗ-018, представляющих собой микропроцессорную систему, состоящую из активных фотодатчиков (АФД) и центрального управляющего устройства (ЦУУ), связанных между собой каналом передачи данных (рис. 3). АФД реализованы в виде микропроцессорных устройств, имеющих в своем составе фотодатчик, микропроцессор для обработки электрических сигналов, пропорциональных световому потоку, и устройство передачи данных ЦУУ. Для расширения защищаемой зоны к каждому АФД могут быть подключены до шести пассивных фотодатчиков. ЦУУ обеспечивает опрос АФД, анализ полученных данных, формирование управляющих воздействий на коммутационные аппараты (Q1 – Q3) и формирование протокола состояний защиты.

Для обмена данными между АФД и ЦУУ используется промышленный протокол RS-485, поддерживающий большое количество устройств, подключаемых к одному кабельному сегменту.

Для исключения ошибочных ситуаций при передаче данных и работе АФД в системе ведется протокол ошибок, запрещающий действие защиты при внешних помехах и сбоях. В системе предусмотрены автоматический функциональный контроль исправности компонентов системы и определение архитектуры системы при ее первом включении.

Устройства имеют сертификат соответствия № РОСС RU. ME33. Н00986 и № РОСС RU. ME33.Н00001. Более 800 комплектов дуговой защиты различных типов эксплуатируется на подстанциях сетевых предприятий и электростанций ОАО Ростовэнерго и других энергосистем РФ. В частности, в Западных электрических сетях ОАО Ростовэнерго с 1992 г. внедрено около 150 устройств дуговой защиты разного типа с действием на отключение (19 подстанций на постоянном оперативном токе и 7 подстанций на переменном оперативном токе, число защищаемых ячеек – более 600 шт.).

За время эксплуатации отмечено более 70 правительных срабатываний, 1 отказ в срабатывании из-за потери постоянного оперативного тока на подстанции. На данных подстанциях применены различные технические решения: выполнение дуговой защиты по индивидуальному принципу, групповому, когда четыре-шесть фотодатчиков ячеек секции КРУ подключаются к одному реле, централизованному – в зону действия входят все элементы секции, с выделением особых ячеек вводного выключателя, секционного выключателя.

Выводы

1. В проектируемых и разрабатываемых дуговых защитах целесообразно предусматривать селективное выявление зоны повреждения, что ускорит поиск повреждения и ввод ячейки в работу.

2. Зоны расположения фотодатчиков в защищаемых отсеках – боковые стенки. Ориентация фотодатчиков в сторону токоведущих частей обеспечивает высокую чувствительность и практически исключает их повреждение продуктами горения электрической дуги.

3. Для малозаполненных отсеков КРУ (отсеки кабельной разделки) рекомендуется установка одного фотодатчика, для отсеков выключателей и измерительных трансформаторов напряжения – два фотодатчика, а в отсеках шинных мостов – один фотодатчик на две – три ячейки.

4. Для исключения влияния электромагнитных помех проводники в электрических линиях связи должны свиваться с шагом 2 – 3 см.

5. Чувствительность фотодатчиков должна составлять не более 500 лк, что позволит в условиях эксплуатации осуществлять проверку защиты от мощных ламп накаливания и обеспечивать надежное срабатывание в аварийных условиях и несрабатывание от световых помех.

6. На подстанциях с небольшим числом ячеек КРУ более предпочтительны защиты индивидуального типа, а на подстанциях с большим количеством ячеек – защиты централизованного типа, что обусловлено экономическими факторами.

Список литературы

1. *Дорошев К. И.* Комплектные распределительные устройства 6 – 35 кВ. М.: Энергоиздат, 1982.
2. *Зотов А. Я.* О дуговой защите шкафов КРУ(Н) 6 – 10 кВ на датчиках “Краб” и “Антенный”. – Энергетик, 1997, № 3.
3. *Опτικο-электрическая дуговая защита КРУН 6 – 10 кВ / Нагай В. И., Сарры С. В., Котлов М. М. и др.* – Энергетик, 2000, № 8.
4. *Калачев Ю. Н., Шевелев В. С.* Устройство дуговой защиты для ячеек КРУ 6 – 10 кВ. – Энергетик, 2001, № 1.
5. *Новая дуговая защита для комплектных распределительных устройств / Демьянович М. В., Евреев А. И., Пименов А. В. и др.* – Энергетик, 2001, № 5.
6. *Брон О. Б., Сушков Л. К.* Поток плазмы в электрической дуге выключающих аппаратов. Л.: Энергия, 1975.
7. *Нагай В. И., Сарры С. В.* Определение чувствительности опτικο-электрических защит от дуговых коротких замыканий в комплектных распределительных устройствах напряжением 6 – 10 кВ. – Изв. вузов. Электромеханика, 1999, № 1.
8. *Сарры С. В., Нагай В. И.* Исследование составляющих светового поля в комплектных распределительных устройствах при КЗ, сопровождающихся электрической дугой. – Изв. вузов. Электромеханика, 2000, № 1.
9. *Реле защиты комплектных распределительных устройств от электрической дуги / Нагай В. И., Цыгулев Н. И., Галкин А. И. и др.* – Электрические станции, 1990, № 12.
10. *А.с. № 1628129 (СССР).* Устройство для защиты распределительных устройств от дуговых коротких замыканий / Нагай В. И., Цыгулев Н. И., Галкин А. И. и др. Оpubл. в Б. И., 1991, № 6.
11. *Пат. 2162271 (РФ).* Устройство дуговой защиты комплектных распределительных устройств / Нагай В. И., Сарры С. В., Рыбников А. С. и др.
12. *Пат. 2160952 (РФ).* Устройство быстродействующей защиты комплектных распределительных устройств от дуговых коротких замыканий / Нагай В. И., Сарры С. В.
13. *Пат. 2020688 (РФ).* Устройство защиты комплектных распределительных устройств от дуговых коротких замыканий / Нагай В. И., Котлов М. М.

Защита от замыканий на землю в сетях 6 – 35 кВ с компенсированной нейтралью, реагирующая на активную составляющую

Олейник С. И., инж., Сафарбаков А. А., канд. техн. наук

Павлодарский государственный университет

Применяемые в настоящее время в сетях с компенсированной нейтралью принципы выполнения защит от однофазных замыканий на землю не позволяют в полной мере удовлетворить всем требованиям, предъявляемым к устройствам такого рода [1]. Так, защиты, реагирующие на высшие гармоники в токе замыкания, могут работать неселективно при изменении уровня гармоник в сети, возникающих при резком увеличении нагрузки (например, на тяговых подстанциях), коммутациях мощного полупроводникового оборудования (приводов, дуговых печей и др.), феррорезонансных процессах. Защиты, использующие наложенный ток, нечувствительны к перемежающимся дуговым замыканиям. Защиты, реагирующие на переходные процессы, характеризуются однократностью действия и ненадежной фиксацией металлических замыканий. Обеспечить селективную работу в указанных условиях могли бы защиты, реагирующие на активную составляющую тока замыкания [1]. Однако реализация таких защит затруднена из-за малых процентных соотношений активной составляющей в полном токе замыкания и погрешностей работы трансформатора тока нулевой последовательности (ТТНП).

Авторами была предпринята попытка разработать защиту, реагирующую на направление активной составляющей тока замыкания. При нормальном состоянии изоляции сети доля активной составляющей в полном токе замыкания достигает 4% в кабельных сетях и 6% в воздушных. По мере

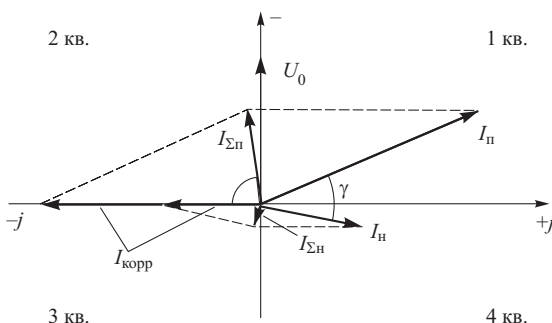


Рис. 1. Пример коррекции тока нулевой последовательности:

$I_{\text{корр}}$ – формируемый ток по амплитуде, равный емкостному току присоединения, а по фазе развернутый на 90° относительно U_0 ; $I_{\Sigma П}$, $I_{\Sigma Н}$ – ток, получаемый в реле на выходе сумматора

старения изоляции она увеличивается, достигая соответственно 6 и 10% [2].

Как известно, в поврежденном присоединении протекает сумма активных составляющих всех неповрежденных присоединений, и при точной компенсации емкостного тока она становится преобладающей в токе нулевой последовательности при металлическом замыкании. При этом фаза тока поврежденного присоединения приближается к фазе напряжения нулевой последовательности и в идеале совпадает с ней, в то время как в токе неповрежденных присоединений преобладает реактивная составляющая, и его фаза отстает от фазы напряжения нулевой последовательности на $91 - 93^\circ$ (в электрических углах) в соответствии с соотношением активной и реактивной составляющих в каждом присоединении.

Согласно рекомендации ПТЭ [3] настройка дугогасящей катушки (ДГК) должна производиться с перекомпенсацией не более 5%. При этом направление реактивной составляющей тока замыкания поврежденного и неповрежденного присоединений одинаковы и угол γ (рис. 1) между токами нулевой последовательности в этих присоединениях лежит в пределах от 30 до 50° (в электрических углах). Если же смежные ответвления ДГК не позволяют добиться желаемой расстройки, то [3] допускает работу с током перекомпенсации до 10 А. В этом случае величина угла γ может уменьшаться до 10° (в электрических углах), что соизмеримо с погрешностью измерительных ТТНП при малых токах [4]. Следовательно, непосредственное сравнение направлений полного тока нулевой последовательности в сетях, работающих в режиме пере-

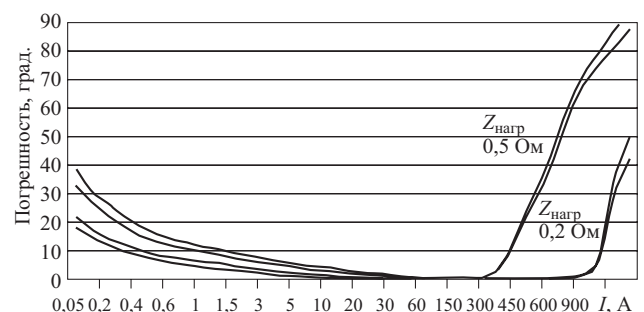


Рис. 2. Зависимость угловой погрешности ТТНП типа ТЗЛМ от нагрузки и величины тока

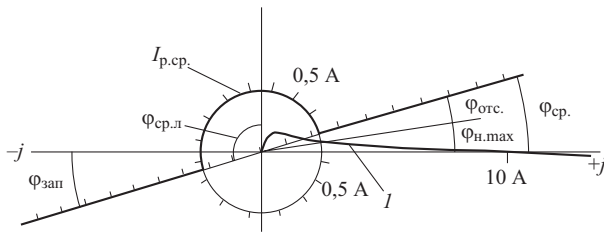


Рис. 3. Характеристика срабатывания реле

компенсации, не позволяет эффективно определить поврежденное присоединение.

Для решения этой задачи авторами предлагается предварительно осуществлять коррекцию тока нулевой последовательности присоединения при помощи тока, имеющего такую же величину и опережающего напряжение нулевой последовательности на 90° (в электрических углах). Ток коррекции формируется из сигнала, полученного от напряжения нулевой последовательности путем его разворота и автоматического выравнивания величины. Время выравнивания при металлическом замыкании составляет 3 – 4 полупериода промышленной частоты. На рис. 1 приводится пример коррекции тока нулевой последовательности в поврежденном I_n и неповрежденном I_n присоединениях, в результате которой вектор суммарного тока для поврежденного присоединения постепенно смещается в 1 – 2 квадранты $I_{\Sigma n}$, а неповрежденного в 3 – 4 $I_{\Sigma n}$. Таким образом, направление откорректированного тока I_{Σ} может быть использовано для выявления поврежденного присоединения.

Для определения оптимальной зоны срабатывания реле были проанализированы возможные фазовые соотношения суммарного тока I_{Σ} поврежденного и неповрежденных присоединений с учетом погрешности работы ТТНП. Для этого были построены зависимости угловой погрешности ТТНП типа ТЗЛМ от измеряемого тока при различных нагрузках (рис. 2). Как видно из приведенных зависимостей, даже при нагрузке 0,2 Ом при токах менее 10 А возможно смещение вектора тока неповрежденного присоединения I_n в 1 квадрант. Построив кривую, огибающую векторы тока в неповрежденных присоединениях с учетом угловой погрешности для каждой конкретной величины тока (кривая I на рис. 3), нетрудно убедиться, что величина откорректированного тока для неповрежденных присоединений в 1 – 2 квадрантах не будет превышать 0,2 А ($I_{рн}^{max}$). Для исключения ложной работы реле вследствие влияния угловой погрешности трансформатора тока вводится ограничение срабатывания реле по величине откорректированного тока $I_{ср} = k_{отс} I_{рн}^{max}$. Применяя коэффициент отстройки $k_{отс} = 2,5$, получим ток срабатывания реле $I_{ср} = 0,5$ А.

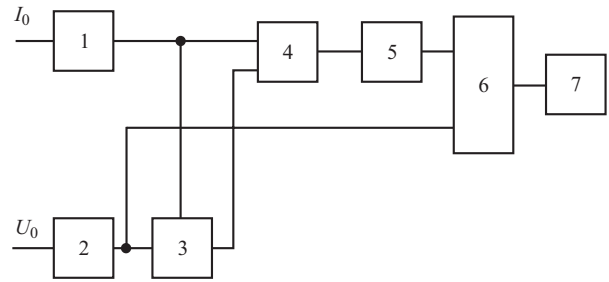


Рис. 4. Структурная схема защиты:

1 – усилитель тока нулевой последовательности; 2 – фильтр напряжения нулевой последовательности; 3 – блок формирования корректирующего сигнала; 4 – сумматор; 5 – пороговый элемент; 6 – фазосравнивающая схема; 7 – исполнительный орган

Принимая во внимание инертность работы узла выравнивания величины тока коррекции, существует опасность ложного срабатывания реле в случаях, когда величина тока неповрежденного присоединения превышает ток срабатывания реле $I_{ср}$, а его вектор смещается в 1 квадрант в результате влияния угловой погрешности трансформатора тока. Из рис. 3 видно, что в этих случаях угол тока неповрежденных присоединений $\varphi_{н. макс}$ не будет превышать 10° (в электрических углах) относительно положительного направления мнимой оси, соответствующего направлению индуктивного тока компенсации в поврежденном присоединении. Поэтому угол наклона правой границы характеристики срабатывания реле необходимо отстроить от $\varphi_{н. макс}$. Угол отстройки принимаем равным 10° (в электрических углах), что значительно больше погрешности измерения самого реле, обусловленного разбросом параметров элементов, тогда

$$\varphi_{ср.пр} = \varphi_{н. макс} + \varphi_{отс} = 10^\circ + 10^\circ = 20^\circ.$$

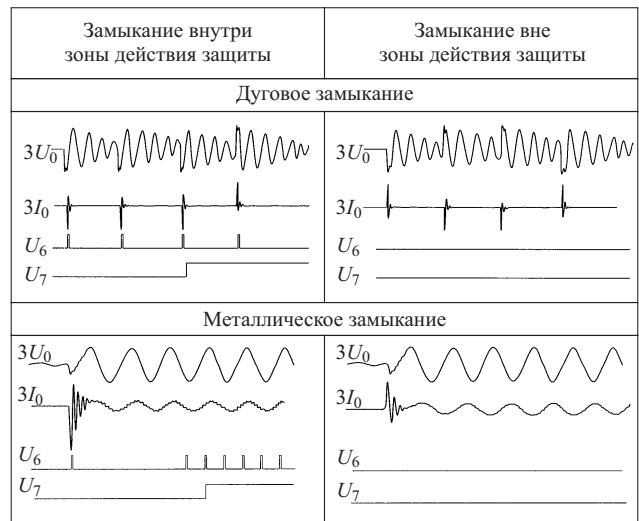


Рис. 5. Осциллограммы, поясняющие работу защиты

При выборе угла наклона левой границы характеристики срабатывания реле $\varphi_{\text{ср.л}}$ учитывается возможность перехода сети в режим недокомпенсации, а также аварийное отключение ДГК. В последнем случае вектор тока поврежденного присоединения с учетом коррекции будет стремиться к 180° , поэтому выбор $\varphi_{\text{ср.л}} = \varphi_{\text{п.мах}} + \varphi_{\text{зап}} = 180^\circ + 20^\circ = 200^\circ$ обеспечит срабатывание реле даже в режиме работы сети с изолированной нейтралью.

Таким образом, характеристика срабатывания представляет собой область пересечения характеристик реле тока с уставкой 0,5 А и реле направления мощности косинусного типа с зоной срабатывания $20^\circ - 200^\circ$ (см. рис. 3)

$$\begin{cases} \arg \dot{W} = \varphi_{\text{ср}}; \\ \arg \dot{W} = \varphi_{\text{ср}} + \pi; \\ |\dot{I}| > I_{\text{ср}}. \end{cases}$$

Оценим чувствительность реле. Согласно рекомендациям [3] компенсация емкостного тока замыкания применяется в кабельных сетях 6 и 10 кВ, если ток замыкания на землю превышает соответственно 20 и 30 А, а в воздушных сетях с линиями на железобетонных и металлических опорах – 10 А. При этом величина активной составляющей в токе замыкания с учетом приведенных ранее соотношений будет не менее 0,6 А. Поскольку после коррекции суммарный ток приближается по величине к активной составляющей, то при наименее благоприятных условиях коэффициент чувствительности будет не меньше 1,2 ($k_{\text{ч}} \geq I_{\text{рп.мин}}/I_{\text{р.ср}} = 0,6/0,5 = 1,2$). Для повышения чувствительности реле можно ограничить область его применения сетями с током замыкания не менее 20 А (тогда $k_{\text{ч}} \geq 1,6$).

Функциональная схема защиты приведена на рис. 4, а на рис. 5 приведена диаграмма напряжений в контрольных точках, поясняющая работу устройства.

Рассмотрим работу устройства при металлическом замыкании на землю на защищаемом присоединении. В нормальном режиме работы сети напряжения и ток нулевой последовательности (НП) практически отсутствуют, поэтому равен нулю и ток коррекции на выходе блока ФКС (3), получаемый из сигнала от напряжения НП путем автоматического усиления его до величины тока НП. При возникновении замыкания ток коррекции появляется не сразу, а с некоторой задержкой, обуслов-

ленной принципом работы автоматического усилителя. Поэтому в первый момент замыкания ток и напряжение НП попадают на вход ФСС (6) практически без изменений. Если ток НП имеет активный характер (например, при точной компенсации), то его вектор сразу попадает в зону срабатывания реле. Если же в токе НП преобладает реактивная составляющая, то вектор тока на выходе сумматора (4) смещается в зону срабатывания по мере приближения величины тока коррекции к величине измеряемого тока в результате автоматического усиления.

При возникновении перемежающегося дугового замыкания первая полуволна тока нулевой последовательности поврежденного присоединения при каждом пробое изоляции совпадает по фазе с полуволной напряжения нулевой последовательности [5], что позволяет ФСС формировать разрешающий сигнал вследствие инертности ФКС. Блок ИО (7) настраивается таким образом, чтобы исключить срабатывание устройства при одиночных пробоях изоляции.

Принципиальная схема устройства реализована с применением цифровых интегральных микросхем. Работа ФСС основана на использовании времязадающего принципа. Время срабатывания устройства при металлическом замыкании на землю не превышает 0,08 с. Устройство успешно прошло лабораторные испытания и установлено в опытную эксплуатацию.

Выводы

1. Разработано устройство, способное селективно фиксировать металлические и перемежающиеся дуговые ОЗЗ в сети с компенсацией емкостного тока замыкания.
2. Устройство сохраняет работоспособность в режимах перекомпенсации, недокомпенсации и при полном отключении компенсации.

Список литературы

1. Федосеев А. М. Релейная защита электрических систем. М.: Энергия, 1976.
2. Лихачев Ф. А. Инструкция по выбору, установке и эксплуатации дугогасящих катушек. М.: Энергия, 1971.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Кискачи В. М. Селективная чувствительная защита от замыканий на землю в сетях с малыми емкостными токами типа ЗЗП-1. – Электрические станции, 1966, № 6.
5. Гельфанд Я. С. Релейная защита распределительных сетей. М., 1975.

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Опыт проектирования и эксплуатации энергоблоков на сверхкритические параметры пара в Дании

Кяер С.

Датский энергоконсалт (ранее, Эльсампроект), Дания

После энергетических кризисов 1973 и 1979 гг., Европа вновь испытывает уже третий по счету энергетический кризис, который еще раз подтверждает чрезвычайно высокую зависимость Европейского союза от импорта первичной энергии. Последнее крупное и неустойчивое повышение цен на нефть и газ привело к демонстрациям и забастовкам по всей Европе, которые еще раз показали, насколько уязвима Европа в вопросе снабжения энергией.

В течение 90-х годов цены на топливо оставались относительно стабильными, но, начиная с 1999 г., цены на нефть, газ и уголь удвоились. Насколько опасная ситуация с ценами на топливо для ТЭС сложилась после 1999 г., видно из рис. 1. Разрыв в ценах между углем, с одной стороны, и мазутом/газом, с другой, возрастает. Следовательно, в топливном балансе Европейского союза повышается роль угля, который служит гарантией стабильности цен на электроэнергию и безопасности снабжения континента энергией.

Данные о стоимости топлива (см. рис. 1) были получены "McCloskey Coal Services International Ltd". Учитывались цены на импортный каменный уголь на северо-востоке Европы, природный газ для крупных потребителей в Голландии и тяжелый мазут марки "Rotterdam" с содержанием серы 1%.

Комиссия ЕС рассматривала ситуацию с поставками энергетических ресурсов в Европу и ее выводы были опубликованы в октябре прошлого года в зеленом докладе "Стратегия Европы в направлении безопасности энергоснабжения". В этом докладе, показывая серьезность сложившейся ситуации, авторы заявляют, что "... если не будут приняты необходимые меры, то в следующие 20 – 30 лет уже не 50, а 70% всей необходимой для Европейского союза первичной энергии придется импортировать из других стран".

В долгосрочном плане, когда ресурсы Северного моря будут исчерпаны, природный газ будет поступать в Европу, главным образом, из России и Северной Африки, а нефть – из стран Среднего Востока. Все это делает уголь важнейшим фактором обеспечения европейской безопасности. Следовательно, можно заключить, что "характеристики мирового рынка угля (географические и геополитические возможности поставок, а также отсутствие напряженности с ценами) обнадеживают с учетом роста внешней зависимости. В этом отношении каждый может говорить о стабильности экономики и поставок".

В течение длительного времени критическая ситуация с поставками энергоносителей в Европу не принималась во внимание и в 90-е годы было сдано в эксплуатацию только 4000 МВт новых мощностей, способ-

ных сжигать сравнительно дешевый импортный каменный уголь. Такая же ситуация наблюдалась в 80-е годы. И в настоящее время не проектируются и не сооружаются новые угольные энергоблоки. В результате к 2010 г. в Европе средний возраст энергоблоков на угле достигнет 40 лет.

Следовательно, в ближайшие годы необходимо двигаться в направлении создания мощных угольных энергоблоков на сверхкритические параметры пара, которые заменят энергоблоки, работающие еще с середины 80-х годов.

В этой статье представлен опыт проектирования и эксплуатации тепловых электростанций в Дании на сверхкритические параметры пара (СКД). Показаны некоторые области весьма выгодной модернизации старых энергоблоков, основанные на опыте ДРС. Приведена информация об объединенном европейском проекте, который нацелен на повышение эффективности новых энергоблоков за счет пароводяных циклов с суперкритическим давлением и температурой пара примерно 700°C.

Проектирование блоков со сверхкритическими параметрами. Дания имеет береговую линию протяженностью более 7000 км. Это открывает прекрасные возможности для импорта каменного угля, приобретенного на мировом рынке и доставленного большегрузным морским транспортом. Кроме того, прибрежное размещение ТЭС в высоких широтах дает возможность использования холодной воды и, следовательно, низкого давления в конденсаторе, что повышает КПД нетто.

Характеристики импортных углей обычно находятся в диапазоне, представленном далее.

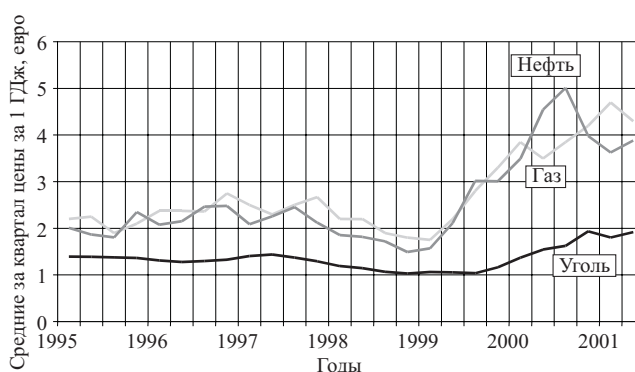


Рис. 1. Цены на топливо для тепловых электростанций в Европейском союзе

Низшая теплота сгорания, МДж/кг	23,0 – 27,0
Влажность, %	6 – 14
Зольность, %	8 – 17
Выход летучих, %	20 – 40
Содержание серы, %	0,3 – 2,5
Индекс размолюемости по Хардгроу	40 – 95
Температура размягчения зола, °С	1100 – 1400

Первый в Дании (и во всей Северной Европе) энергоблок на сверхкритические параметры был сдан в 1984 г. на ТЭС Studstrupværket и показал блестящие эксплуатационные качества. Сейчас, спустя 17 лет, на различных ТЭС эксплуатируются уже шесть блоков на сверхкритических параметрах (SC) (таблица) и три – на суперкритических параметрах (USC) (в Дании эти параметры относятся к “ультрасуперкритическим”). Основные параметры блоков на суперкритические параметры приведены далее.

Электростанция и номер блока

	<i>Skærbæk 3</i>	<i>Nordjylland 3</i>	<i>Avedøre 2</i>
Основное топливо	Газ	Уголь	Газ
Мощность нетто, МВт	390	375	400
Давление свежего пара, бар	290	290	300
Температура свежего пара, °С	580	580	580
Температура промпрегрева, °С	580/580	580/580	600
Температура питательной воды, °С	300	300	310
Давление в конденсаторе, мбар	23	23	28
КПД нетто, %	49	47	50/53
Год ввода в эксплуатацию	1997	1998	2001

Переход от барабанных котлов к прямоточным привел к повышению КПД почти на 3% (относительных) при сохранении объема капитальных затрат.

Параметры пара первых шести блоков СКД были близки традиционным и проверены в длительной эксплуатации. Но в 1989 г. на конгрессе VGB объединение Elsam представило сообщение о новых пылеугольных котлах с параметрами пара, превосходящими известные. В настоящее время на ТЭС Skærbæk, Nordjylland и Avedøre установлены энергоблоки с суперкритическими параметрами пара (“ультрасуперкритическими” по

датской терминологии). Блок № 3 на ТЭС Skærbæk работает на газе и выполнен как точная копия блока № 3 на ТЭС Nordjylland. Блок № 2 ТЭС Avedøre также работает на газе, но как добавочное топливо в котел может подаваться биомасса в виде древесных гранул (пеллеток).

Эксплуатация блоков СКД. Все энергоблоки СКД были сооружены в соответствии с принципом “разделенного комплекса” или “многоконтрактного соглашения”, при котором весь проект делится на несколько частей и каждая часть выставляется на тендер самостоятельно. Этот принцип имеет важные преимущества, так как он позволяет владельцу использовать опыт эксплуатации уже работающего оборудования и оборудования различных поставщиков.

Опыт эксплуатации как сверхкритических, так и суперкритических блоков в целом положительный: коэффициент готовности всех установок в среднем составляет 90 – 94%. Важно отметить, что переход к сверхкритическим параметрам пара не повлиял на коэффициент готовности оборудования, и время между плановыми остановами на ремонт в настоящее время увеличено с 1 до 2 лет. Опыт эксплуатации важнейших узлов котельных и турбинных установок на блоках СКД приведен далее.

Котел. Работа котлов является наиболее трудоемкой частью эксплуатации энергоблоков. Все котлы демонстрируют хорошие эксплуатационные характеристики, их КПД составляет 93 – 95%, что соответствует гарантиям поставщиков. Не обнаружено снижения экономичности котлов с увеличением срока их службы. Наиболее частой причиной аварийного останова котлов остается повреждение труб, вызванное эрозией летучей зола.

Трубы экономайзера и настенных экранов работают надежно, не создавая эксплуатационных проблем. Несмотря на повышение температуры в связи с переходом на сверхкритические параметры, не наблюдалось увеличения повреждаемости труб. Кроме того, увеличение давления пара не повлекло роста повреждений труб пароперегревателя и промпрегревателя. На блоке № 3 ТЭС Esbjerg, где температура свежего пара была выше, чем на остальных блоках СКД, не было обнаружено высокотемпературной коррозии.

Для котлов СКД с однократным перегревом пара типична очень низкая температура на холодном конце промпрегрева. Это увеличивает тепловосприятие про-

Основные термодинамические параметры датских блоков на сверхкритическое давление

Параметр	Блок				
	Studstrup № 3, 4	Fynsværket № 7	Esbjerg № 3	Amager № 3	Avedøre № 1
Мощность нетто, МВт	350	390	377	250	250
Давление свежего пара, бар	250	250	250	245	245
Температура свежего пара, °С	540	540	560	545	545
Температура промпрегрева, °С	540	540	560	545	545
Температура питательной воды, °С	260	280	275	275	275
Давление в конденсаторе, мбар	27	27	23	37	37
Температура уходящих газов, °С	125	122	105	110	110
КПД нетто, %	42,0	43,5	45,0	42,0	42,0
Год ввода в эксплуатацию	1984/1985	1991	1992	1989	1990

межуточного пароперегревателя по сравнению с котлами докритического давления. Охлаждение больших трубных пучков промперегревателя является важнейшим при всех режимах работы блоков СКД, поэтому предохранительные клапаны на части высокого давления котла заменены байпасом высокого давления (БРОУ) со 100%-ным расходом. Благодаря этому даже при полной нагрузке блока возможен переход на работу только котла со сбросом в конденсатор. На одном из блоков клапаны байпаса высокого давления начинали сильно вибрировать при частичной нагрузке и пришлось затратить много сил для решения этой проблемы. Благодаря тесному сотрудничеству с производителями арматуры и после переделки паропроводов около клапанов проблема вибрации была решена.

Размол угля на блоке Esbjerg 3 осуществляется в барабанных мельницах, а на остальных блоках СКД – в среднеходных валковых мельницах. Барабанные мельницы отличаются высокими эксплуатационными качествами и низкими затратами на ремонт. Межремонтный период у них достигает 30 тыс. ч. Однако потребление энергии почти в 2 раза выше, чем у валковых мельниц, что является серьезным недостатком.

Необходимость получения пыли тонкого помола для систем малотоксичного сжигания увеличивает ремонтные расходы на среднеходных мельницах, однако после того как были несколько улучшены характеристики этих мельниц, оказалось, что останов мельницы для осмотра требуется проводить только после 10 тыс. ч работы. Утонение пыли приводит, кроме того, к некоторому снижению шлакования и уменьшает загрязнение, так как золотые частицы успевают в достаточной мере охладиться перед поступлением в первые пакеты пароперегревателя. Как правило, отмечается тенденция к снижению частоты обдувок экранных поверхностей, уменьшению количества шлака и соответствующему увеличению количества золы.

На всех блоках СКД сжигаются каменные угли, поступающие из стран-экспортеров во всем мире. Конструкторы котлов должны учитывать диапазон возможных изменений характеристик. Смещение различных марок углей практикуется только в исключительных случаях для преодоления каких-либо эксплуатационных трудностей, но обычно довольно широкий диапазон отдельных характеристик не препятствует успешному сжиганию этих углей.

Качество питательной воды является важнейшим фактором успешной работы котлов и турбин при сверхкритических параметрах пара. Опыт с различными концепциями водоподготовки показал, что применение кислородного режима обеспечивает наиболее стабильную оксидную пленку и наилучший контроль переноса железа по пароводяному тракту котла. И, наконец, большое значение имеет обеспечение персоналом надежных измерений для получения достоверных данных, на базе которых принимается решение об останове энергоблока.

Турбина. Если не считать серьезных проблем с вибрацией одной из турбогрупп в цилиндре высокого давления, все турбины СКД работали очень хорошо и высокое давление свежего пара не создавало до сих пор проблем с перетоками в ЦВД турбины. Во время капитального ремонта блока № 4 на ТЭС Studstrup в 1995 г.

при осмотре цилиндров высокого и низкого давления не обнаружено каких-либо проблем после 80 тыс. ч работы турбины.

Все трубные пучки подогревателей низкого давления были выполнены из аустенитной стали, чтобы снизить, насколько это возможно, концентрацию железа в конденсате. В результате не было ни одного случая повреждения труб ПВД. Подогреватели высокого давления выполнены по типу ширмовых, и U-образные трубы сварены в плакированные трубные ширмы. За все время эксплуатации произошло только одно повреждение трубы по всем ПВД на всех шести блоках СКД.

В конденсаторах вместо латунных труб, которые использовались на прежних ТЭС, были установлены трубы из титана. Опыт эксплуатации этих труб показал, что титан больше других материалов подходит для морской воды: неплотностей в конденсаторах не было обнаружено. Использование титана вместо содержащей медь латуни позволяет повысить pH конденсата до 9 – 9,5, что необходимо для обеспечения оптимальной водоподготовки. Однако опыт показал, что из-за ошибочного открытия клапанов или вследствие неправильно спроектированного байпаса низкого давления может происходить эрозия титановых трубок со стороны пара. Это приводит к значительному попаданию морской воды через конденсатоочистную установку в пароводяной тракт.

Как видно из таблицы, на ТЭС Esbjerg давление в конденсаторе очень мало. Содержание воды в выхлопном паре в зимнее время может превышать здесь 15%, что на 2% больше расчетной. Это значительно увеличивает эрозию лопаток последней ступени и выхлопного патрубка.

Проектирование блоков на суперкритические параметры. На блоках Skærbæk 3 и Nordjylland 3 реализована схема пароводяного цикла на суперкритическое давление с двумя промежуточными перегревами. Особенностью схемы являются низкий уровень давления в конденсаторе благодаря морской охлаждающей воде и 10 ступеней регенеративного подогрева основного конденсата питательной воды. Подробная тепловая схема этого блока была приведена в журнале VGB (1993 г., № 73).

Необходимость двойного промперегрева диктуется желанием снизить затраты на производство электроэнергии и уменьшить неприятности от каплеударной эрозии лопаток последних ступеней ЦНД, как это наблюдалось на новейших энергоблоках объединения Elsam. Дело в том, что при однократном перегреве пара, при использовании морской воды для охлаждения конденсаторов в зимнее время содержание влаги в выхлопном паре может увеличиваться до 15%. При тех же условиях, но при двойном перегреве пара оно снижается до 5%.

Паровые турбины для обоих энергоблоков были изготовлены на заводах Alstom. Детали этих турбин, соприкасающиеся с высокотемпературным паром (корпуса клапанов, роторы и корпуса турбин) были изготовлены из стали новой марки, содержащей 9 – 10% хрома. Вместе с тем, было предусмотрено охлаждение самых горячих деталей более холодным паром, чтобы обеспечить долговременное использование старых, до-

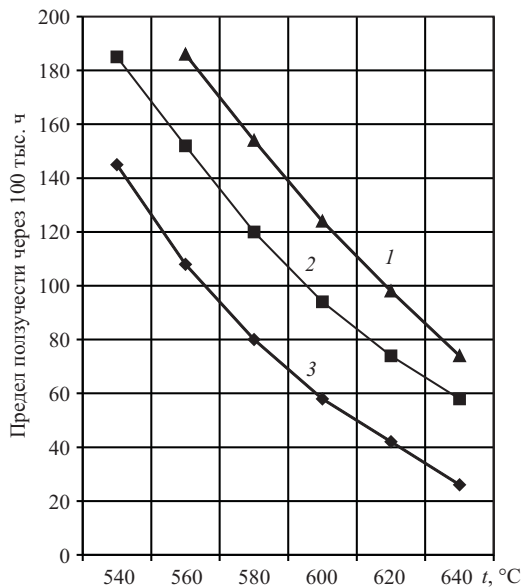


Рис. 2. Графики зависимости предела ползучести от температуры для стали:

1 – P-92; 2 – P-91; 3 – X20

казавших свою надежность марок стали. Турбоустановка состоит из следующих частей:

однопоточного цилиндра сверхвысокого давления без регулирующей ступени;

объединенного цилиндра высокого и среднего давления асимметричной двухпоточной конструкции;

цилиндра среднего давления асимметричной двухпоточной конструкции, который имеет два отбора при очень низких давлениях пара и две ступени подогрева воды для системы централизованного теплоснабжения; двух двухпоточных цилиндров низкого давления.

Проект двух одинаковых парогенераторов выполнен фирмой “Danish FLS” (бывшая “miljø Burmeister & Wain Energy”). Небольшая разница характеристик основного топлива привела, конечно, к некоторому различию в деталях топочной камеры и газового тракта. Эти отличия, однако, предполагают возможность перехода с газа на уголь без существенной реконструкции котельной установки.

Высота прямооточного башенного котла на сверхкритические параметры достигает 90 м. Топочная камера – квадратного сечения, с размерами в плане 12,25 × 12,25, со спиральной навивкой экранных труб. В углах топки, в четыре яруса по высоте расположено 16 малотоксичных горелок со ступенчатым сжиганием. Блок работает в режиме скользящего давления при полностью открытых клапанах перед турбиной.

При изготовлении блока были использованы все хорошо известные стали ферритного и ферритно-мартенситного класса, но из-за повышенных параметров пара пришлось использовать улучшенные марки стали для некоторых узлов котла, паропроводов и турбины.

Высокое давление свежего пара и двойной промежуточный перегрев определили повышенную температуру пароводяной смеси в топочных экранах. Температура в циклонах была близка к 480°C. И хотя для экранных труб была использована сталь 13CrMo44, все же для обеспечения безопасной работы экранов трубы в наиболее ответственных местах были подвергнуты

очень тщательному анализу предполагаемых напряжений. Для пароперегревателя высокого давления 1 и для выходного пакета пароперегревателя была использована аустенитная сталь НТР347FG, поставленная фирмой “Sumitomo Steel”.

Толстостенные выходные коллекторы, главный паропровод и паропроводы промперегрева для ТЭС Skærbæk и Nordjylland были выполнены из новой мартенситной стали P91, содержащей 9% хрома. Для блока № 2 на ТЭС Avedøge толстостенные детали были изготовлены из другой новой марки стали P92, содержащей 11% хрома.

Предел ползучести трех сталей мартенситного класса показан на рис. 2. Для сравнения приведены характеристики стали X20, которая уже много лет применяется в энергомашиностроении. Не может не вызвать восхищения сталь P92, у которой предел ползучести оказался более чем в 2 раза выше, чем у стали X20. Химический состав стали всех трех марок приведен далее.

Марка стали

	P92	P91	X20
C	0,08	0,1	0,2
Si	0,05	0,35	0,3
Mn	0,5	0,45	0,5
Cr	11,0	8,8	11,2
Ni	0,5	< 0,4	0,5
Mo	0,15	0,95	1,0
W	2,6	–	–
V	0,2	0,21	0,3
Nb	0,07	0,08	–
B	0,002	–	–
N	0,05	0,05	–

Несмотря на существенное повышение предела прочности и снижение толщины стенки при использовании новых сталей P91 и P92, их стоимость не превышает стоимости ранее применяемых марок. Кроме того, монтажные работы показали, что стали P91 и P92 свариваются легче, чем содержащая 12% хрома сталь CrMoV121 (подобная X20).

Эксплуатация энергоблоков на суперкритических параметрах. Сдача в эксплуатацию энергоблоков Skærbæk и Nordjylland полностью соответствовала срокам, приведенным далее, для установки Skærbæk 3.

Кислотная промывка и продувка	Февраль-апрель 1997 г.
Толчок турбины	1 июня 1997 г.
Рас топка котла на угле	10 июня 1997 г.
Синхронизация турбогенератора	15 июня 1997 г.
Начало промышленной эксплуатации	1 октября 1997 г.

Секции пароперегревателя были продуты паром 15 раз, а секции промперегревателя – от 3 до 7 раз, поэтому результаты продувок были очень хорошими. Сдача в эксплуатацию блока Nordjylland 3 началась на 1 год позже и опыт пуска блока Skærbæk 3 позволил преодолеть ряд проблем, возникавших на предыдущем блоке. Поэтому общее время сдачи в эксплуатацию блока № 3 на ТЭС Nordjylland удалось сократить на 3 недели по сравнению с указанным ранее.

Очистка газоходов на блоке № 3 Skærbæk, работающем на газе, значительно проще, чем на пылеугольном блоке, и, следовательно, можно было ожидать, что сдача в эксплуатацию пройдет легче. Однако при пуске этого блока возникло много проблем в других областях, особенно в подогревателях высокого давления и клапанах турбины.

Во время кислотной промывки топочных экранов и пароперегревателей блока Skærbæk 3 оказалось, что удельная электропроводность питательной воды остается высокой. После длительных исследований было установлено, что на поверхности труб подогревателя высокого давления сохранился слой фосфатов, образовавшийся в процессе их производства. Для удаления фосфатов требовалось слишком много времени, и поэтому трубы были подвергнуты кислотной промывке со стороны питательной воды до тех пор, пока электропроводность не достигла нормы. Со стороны пара тот же эффект был получен в результате промывки труб конденсатом при нормальной работе блока. На блоке Nordjylland 3 была выполнена кислотная промывка труб с обеих сторон, и электропроводность воды за короткое время достигла нормального уровня.

На обеих установках пришлось удалить до 50% пароперегревателя, чтобы обеспечить нужную температуру также и в промпароперегревателе. Шлакования топки при работе котлов не наблюдалось.

Чтобы обеспечить надежное закрытие клапанов, пришлось переделать сопрягающие поверхности давления и упругость пружин отсечных клапанов цилиндра среднего давления. Зазор между подвижными частями главного и разгрузочного клапанов оказался слишком мал и его пришлось увеличить. Но осталась нерешенной проблема трения в уплотнениях этих клапанов. Хороший результат был получен после того, как турбинное масло, которое использовалось в качестве рабочей среды для гидравлической системы регулирования, было заменено негорючей жидкостью на основе органических фосфатов.

Из-за существенных протечек пришлось заменить уплотнение между перепускным паропроводом и корпусом турбины. Во время сдачи блока в эксплуатацию пришлось балансировать генератор до и после испытаний турбины на превышение числа оборотов. Тем не менее, уровень вибрации оставался слишком высоким и пришлось установить новые балансировочные грузы. Это снизило вибрацию до половины гарантированного значения.

Однако вибрация генератора не осталась на достигнутом уровне, и потребовались дополнительные работы по балансировке. Мощность электрогенератора зависела от колебания давления в цилиндре сверхвысокого давления турбины. Это приводило к повышению температуры на холодном конце первого промперегрева, и, как следствие, к слишком большому впрыску и создавало трудности для всего теплового баланса котла. Во время капитального ремонта сопловые коробки цилиндра сверхкритического давления турбины были переделаны так, чтобы получить расчетный уровень срабатывания перепада.

Гарантийные испытания обоих энергоблоков показали, что удельный расход тепла на выработанный 1 кВт·ч не соответствует заявленным показателям. Это

также указывает на серьезные проблемы с экономичностью цилиндра сверхвысокого давления.

Объединение Elsam очень довольно эксплуатационными характеристиками обоих энергоблоков, которые несмотря на суперкритические параметры пара оказались очень маневренными.

Проект AD700. Заботы комиссии ЕС относительно надежности поставок энергоресурсов в Европу и возрождающийся интерес к углю как к стратегически важному топливу полностью согласуются с намерениями большой группы европейских производителей электроэнергии и машиностроителей, еще в 1994 г. приступивших к выполнению объединенного проекта. Этот проект получил название “Усовершенствованный энергоблок с перегревом до 700°C и пылеугольным котлом” (AD700 PF). Задача проекта заключается в том, что в период с 2000 по 2010 г., в течение которого не планируется ввод большого числа новых мощностей, должен быть разработан конкурентоспособный, новейший и высокоэкономичный пылеугольный энергоблок с максимальной температурой пара выше 700°C.

КПД нетто усовершенствованного энергоблока на 700°C (вариант с использованием охлаждающей морской воды) должен быть в диапазоне 53 – 54%.

Технология AD700 в долгосрочном плане ведет к повышению КПД нетто более чем на 15% (абс.) по сравнению со средним для европейских пылеугольных блоков (35%). Даже по сравнению с современными блоками на сверхкритические параметры (250 бар и 540/560°C), имеющими КПД нетто 44%, новая технология позволит повысить КПД более чем на 6%.

Программа создания материалов для технологии AD700 и демонстрации их свойств такова.

1. Новые никельсодержащие суперсплавы для длительной работы при температурах пара 700 – 720°C. Они предназначены для тонкостенных труб пароперегревателя и промпароперегревателя, толстостенных выходных коллекторов, паропроводов, корпусов и поковок роторов турбины.

2. Новые аустенитные сплавы для котельных труб, работающих в диапазоне температур 600 – 700°C, для минимизации использования дорогих суперсплавов.

3. Новые ферритно-мартенситные трубные материалы для котельных коллекторов, работающих в температурном диапазоне 600 – 650°C, которые позволят уменьшить использование дорогих суперсплавов.

4. Методы изготовления деталей энергоблока из суперсплавов.

5. Методы сварки как однородных, так и неоднородных материалов.

6. Исследование коррозионного сопротивления новых сплавов, работающих при температурах 700 – 750°C, в существующем котле, сжигающем только уголь или уголь совместно с биомассой.

Предел ползучести через 100 тыс. ч должен быть следующим:

никельсодержащие материалы для труб и паропроводов – 100 МПа при 750°C;

трубы из аустенитного материала – 100 МПа при 700°C;

паропроводы из ферритно-мартенситных материалов – 100 МПа при 650°C.

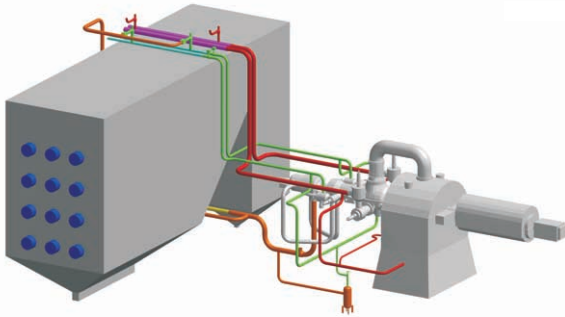


Рис. 3. "Компактная конструкция" горизонтального котла Siemens

В проект включены также конструктивные проработки, чтобы оценить возможность уменьшения использования дорогих суперсплавов и, в конечном счете, сделать более привлекательной реализацию разработанного проекта в экономическом аспекте:

для экономии суперсплавов паровые турбины будут перепроектированы или будут разработаны новые методы сварки;

будут разработаны новые котлы и новое общестанционное оборудование (так называемые, "компактные конструкции"), которые позволят существенно сократить длину паропроводов от котла к турбине и снизить капитальные затраты;

будут заново сконструированы в соответствии с повышенными параметрами пара основные узлы, расположенные вне котла и турбины: байпасы, предохранительные клапаны и др.

Первый этап конструктивных проработок показал, что все это будет выполнено без риска снижения простоты, экономичности, высоких показателей по готовности оборудования, уже достигнутых на традиционных энергоблоках.

Технология AD700 будет готова для реализации после 2010 г., а долгосрочной целью (после 2020 г.) является повышение КПД нетто до 55% при максимальной температуре пара 800°C.

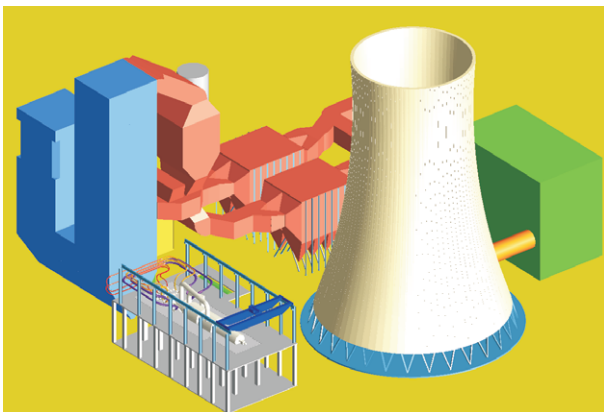


Рис. 4. "Компактная конструкция" двухбашенного котла фирмы "Alstom Power"

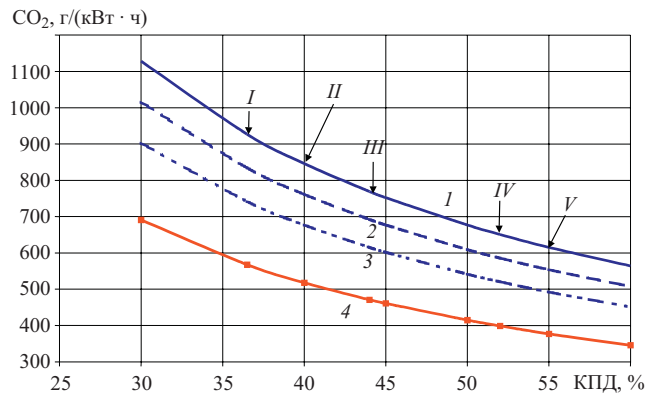


Рис. 5. Графики зависимости выбросов CO₂ от КПД нетто при сжигании угля (I), совместном сжигании угля и биомассы (2, 3) и сжигании природного газа (4):

I – среднее значение для действующих ТЭС; II – среднее значение для стран ЕС в 2001 г.; III – ТЭС в Дании с параметрами СКД; IV – проект Терми AD700; V – окончательный прогноз Терми

Примеры реализации принципа "компактной конструкции" с тесным расположением котла и турбины показаны на рис. 3 и 4. Такая компоновка позволяет уменьшить длину паропроводов и, следовательно, снизить затраты. Кроме того, новая компоновка влияет на визуальное восприятие энергоблока. Первая схема, основанная на горизонтальном расположении топочной камеры, разрабатывается фирмой Siemens.

Вторая компоновка предлагает установку двухходового котла с инвертной топкой: в левой башне факел направлен вниз, а пароперегреватель и промпароперегреватель размещаются в правой башне. Этот вариант предлагает "Alstom Power". Выходные коллекторы перегретого пара при такой компоновке, как и в первом варианте, расположены очень близко от турбины, что позволяет уменьшить длину очень дорогих паропроводов из суперсплавов.

Важнейшей научной и технологической целью проекта является обеспечение гарантий того, что в будущем уголь будет конкурентоспособным, стратегически безопасным и устойчивым топливом, приемлемым для европейских стран. Особенно важно, что технология AD700 приведет к существенному снижению выбросов CO₂, а сокращение выбросов тепличных газов играет большую роль в связи с подписанием Киотского Протокола. Другой важный фактор – это приближение срока выработки ресурса атомных электростанций. В опубликованном в 1999 г. докладе комиссии ЕС "Energy Outlook to 2020" говорится, что при замене выбывающих мощностей только самые совершенные из имеющихся угольных технологий могут свести к минимуму дополнительные выбросы CO₂ в атмосферу.

На рис. 5 показано, как снижаются выбросы CO₂ по мере повышения КПД нетто тепловых электростанций. Из рис. 5 видно, что установка AD700 при сжигании угля вместе с биомассой (20% по теплу) может давать примерно такие же выбросы CO₂, как и котлы, работающие на газе.

ХРОНИКА

О некоторых нормативных и информационных документах, изданных ОАО “Фирма ОРГРЭС” во втором полугодии 2001 г.

Водолажский Ю. Г., Лошак С. Б., Макарова И. Е., инженеры

ОАО “Фирма ОРГРЭС”

Извещение № 1 об изменении “Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95” (М.: СПО ОРГРЭС, 1996) содержит изменения и дополнения, составленные в связи с выходом после выпуска “Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации” федеральных законов РФ, положений, разработанных на государственном уровне, ряда нормативных документов, отдельные требования которых должны быть отражены в ПТЭ. Кроме того, учтены предложения энергосистем и энергопредприятий.

Методические указания по проведению экспресс-испытаний паровых турбин ТЭС составлены на основе обобщения материалов ОАО “Фирма ОРГРЭС”, а также опыта других наладочных организаций и электростанций. Выпущенные более 20 лет назад инструкции по проведению экспресс-испытаний турбин шести типов к настоящему времени устарели, а процесс обработки результатов в них зачастую неоправданно усложнен. Кроме того, программы самих испытаний с точки зрения накопленного опыта могут быть существенно сокращены и унифицированы без ущерба для надежности и полноты получаемых результатов, что особенно важно, если учесть эксплуатационные проблемы, затрудняющие качественное и своевременное проведение испытаний.

Актуальность настоящей работы вызвана необходимостью максимального сокращения трудоемкости испытаний и обработки экспериментальных данных с сохранением при этом представительности и точности конечных результатов.

Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата ПТ-65/75-130/13 ЛМЗ составлена на основании отчетов ОАО “Фирма ОРГРЭС” о проведении тепловых испытаний турбоагрегатов № 5 и 6 на ТЭЦ-16 Мосэнерго, № 5 на Саратовской ТЭЦ и № 5 на Ново-Рязанской ТЭЦ.

Положенные в основу настоящей характеристики данные испытаний обработаны с использованием “Таблиц теплофизических свойств воды и водяного пара” (М.: Издательство стандартов, 1969).

Рекомендации по выбору форсунок для подачи распыленной воды в системы пылеприготовления с целью оперативного понижения температуры пылегазовоздушной смеси в аварийных режимах. При эксплуатации систем пылеприготовления котельных установок должны быть обеспечены взрывобезопасные условия их работы во всех режимах. Основным оперативно контролируемым в эксплуатации показате-

лем, косвенно характеризующим вероятность взрыва в пылеприготовительной установке, является температура пылегазовоздушной смеси за мельницей (сепаратором), максимально допустимые значения которой для разных топлив регламентированы п. 2.31 “Правил взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива”.

В процессе нормальной эксплуатации пылеприготовительных установок поддержание этой температуры во взрывобезопасных пределах осуществляется присадкой к подаваемому в установку высокотемпературному сушильному агенту (горячий воздух или дымовые газы) низкотемпературного агента (холодный, слабоподогретый воздух или уходящие дымовые газы).

При правильно рассчитанных проходных сечениях трубопроводов присадки низкотемпературного сушильного агента этот способ достаточно надежно обеспечивает предъявляемое к нему требование при работе пылеприготовительных установок в относительно стабильных режимах. Однако при работе установок в переходных (пуски и остановы) и аварийных (обрыв подачи топлива в установку) режимах присадка низкотемпературного сушильного агента не всегда предотвращает повышение температуры пылегазовоздушной смеси сверх взрывобезопасного предела. Это ведет к срабатыванию технологической защиты, которая немедленно отключает пылеприготовительную установку без предварительной вентиляции ее тракта.

Последующий пуск аварийно остановленной пылеприготовительной установки допускается только после выполнения трудоемкой ручной очистки ее тракта от оставшихся в нем отложений топлива и пыли во избежание их воспламенения и взрыва при развороте пылеприготовительного оборудования.

Значительно более высокая эффективность понижения температуры пылегазовоздушной смеси в экстремальных режимах работы пылеприготовительных установок достигается подачей в них распыленной воды через специальные форсунки, устанавливаемые в газоздухопроводе сушильно-вентилирующего агента перед мельницей.

Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования блочных установок с барабанными котлами (для оборудования, спроектированного до 1997 г.) распространяются на моно- и дубль-блоки с барабанными котлами, работающими на твердом, жидком и газообразном топливах и их смесях, и обязательны для применения на действующих энергоблоках,

технические задания на которые согласованы до 1/1 1997 г.

Настоящий документ аннулирует:

РД 34.35.115. “Объем и технические условия (требования) на выполнение технологической защиты теплоэнергетического оборудования блочных установок мощностью 150 и 200 МВт” (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1970);

приложение 2 циркуляра Ц-01-91(Т) “О внесении изменений в схемы технологических защит теплоэнергетического оборудования действующих ТЭС” (М.: СПО ОРГРЭС, 1991);

циркуляр Ц-06-98(Т) “О внесении изменений в объемы и технические условия на выполнение технологических защит для действующих ТЭС и котельных” (М.: СПО ОРГРЭС, 1999) в части блочных установок с барабанными котлами.

Разработанный документ является типовым, в нем указано минимально необходимое число технологических защит.

Значения параметров, при которых срабатывают защиты (значения уставок срабатывания), а также значения выдержек времени срабатывания защит устанавливаются заводами – поставщиками оборудования и изменяются только по согласованию с ними. Значения выдержек времени указаны ориентировочно и уточняются по опыту эксплуатации.

Значения уставок, не указанные в заводской документации, определяются при наладке защищаемого оборудования.

Аналогичные документы по объему и техническим условиям на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования разработаны для:

блочных установок с прямоточными котлами;

электростанций с поперечными связями и водогрейных котлов;

газотурбинных установок ТЭЦ.

Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя устанавливают порядок (содержание и последовательность) выполнения работ и операций, регламентируют регистрацию, обработку и оценку результатов, составление и ведение документации.

Методические указания пересмотрены на основе действующих нормативных документов.

Методические указания предназначены для предприятий (организаций) – владельцев трубопроводов, осуществляющих эксплуатацию тепловых сетей в составе АО-энерго и АО-электростанций, и направлены на повышение эксплуатационной надежности трубопроводов тепловых сетей.

Организации (предприятия), выполняющие испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя, должны иметь соответствующие разрешения (лицензии), выданные в установленном порядке.

С выходом настоящих Методических указаний отменяются “Методические указания по испытаниям водяных тепловых сетей на расчетную температуру теплоносителя: МУ 34-70-150-86”.

Методические указания по обследованию строительных конструкций производственных зданий и сооружений тепловых электростанций. Часть 1. Же-

лезобетонные и бетонные конструкции устанавливают основные положения по организации и методике обследования железобетонных и бетонных конструкций зданий и сооружений тепловых электростанций, выявлению дефектов и повреждений, оценке пригодности несущих железобетонных и бетонных конструкций к дальнейшей эксплуатации.

Методические указания составлены с учетом действующих нормативных документов по проектированию, изготовлению, монтажу и специфики эксплуатации железобетонных и бетонных конструкций тепловых электростанций, а также опыта обследования, накопленного ОАО “Фирма ОРГРЭС” и другими специализированными организациями.

Методические указания предназначены для персонала служб эксплуатации зданий и сооружений энергопредприятий и специалистов специализированных организаций, производящих обследования в процессе эксплуатации.

С выходом Методических указаний утрачивают силу “Методические указания по обследованию строительных конструкций производственных зданий и сооружений тепловых электростанций. Часть 1. Железобетонные и бетонные конструкции” (М.: СПО Союзтехэнерго, 1981).

Анализ нарушений в эксплуатации зданий и сооружений энергопредприятий за 2000 год. Информация о нарушениях в эксплуатации зданий и сооружений получена в результате обследования энергопредприятий, проведенных ОАО “Фирма ОРГРЭС” в 2000 г. в целях определения степени надежности и остаточного ресурса находящихся в эксплуатации зданий и сооружений, и обработки поступивших в ОАО “Фирма ОРГРЭС” материалов по обследованиям от других специализированных организаций, занимающихся диагностикой состояния сооружений, их ремонтом и реконструкцией. Использованы также материалы по отраслевому надзору за безопасностью гидротехнических сооружений гидравлических и тепловых электростанций. Приведены рекомендации по применению новых технологий и материалов для ремонта железобетонных конструкций и кровель главных корпусов электростанций.

Типовая инструкция по переключениям в электроустановках определяет порядок и последовательность переключений в электроустановках со схемами электрических соединений электростанций и подстанций, получившими наибольшее распространение в энергосистемах.

При пересмотре Типовой инструкции учтены замечания и предложения более 30 энергопредприятий: электростанций, сетей и АО-энерго. Особенно ценные предложения были представлены специалистами Департамента генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО “ЕЭС России”, Департамента электрических сетей РАО “ЕЭС России”, МЭС Центра, Каширской ГРЭС-4, Саяно-Шушенской ГЭС, Беловской ГРЭС, МЭС Уралэнерго и др.

Инструкция составлена в соответствии с требованиями действующих Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ), межотраслевых правил по охране труда

(правил безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПТБ), нормативных и распорядительных документов РАО “ЕЭС России”.

С выходом в свет разработанного документа аннулируется “Типовая инструкция по переключениям в электроустановках: РД 34.20.505” (М.: СПО Союзтехэнерго, 1985).

Рекомендации по эксплуатации и выбору выключателей, работающих в цепи шунтирующих реакторов. В электрических сетях 110, 400, 500, 750 и 1150 кВ для коммутации шунтирующих реакторов (ШР) применяются воздушные выключатели.

Опыт эксплуатации воздушных выключателей в цепях ШР показал их высокую повреждаемость. В сетях 500 кВ повреждаемость реакторных воздушных выключателей в 3 раза выше, чем выключателей других присоединений. Кроме этого, перенапряжения и броски тока намагничивания, сопровождающие отключение и включение ШР, воздействуют на витковую изоляцию ШР и в совокупности с рядом технологических дефектов реакторов типа РОДЦ-60000/500 приводят к их повышенной аварийности. Рекомендации направлены на снижение аварийности этих аппаратов.

Указания по учету и анализу в энергосистемах технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38 – 20 кВ с воздушными линиями электропередачи устанавливают порядок учета и оценки технического состояния объектов распределительных электрических сетей напряжением 0,38 – 20 кВ (далее – объектов).

Указания предназначены для персонала АО-энерго, осуществляющего эксплуатацию объектов.

Техническое состояние объекта может быть оценено по наличию совокупности дефектов его элементов, зарегистрированных в процессе технического обслуживания – осмотров, проверок, испытаний и измерений.

С выходом разработанного документа утрачивают силу “Указания по учету и анализу в энергосистемах технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38 – 20 кВ с воздушными линиями элект-

ропередачи: РД 34.20.573” (М.: СПО Союзтехэнерго, 1986) и “Методические указания по комплексной качественной оценке технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38 – 20 кВ с воздушными линиями электропередачи: РД 34.20.583-91” (М.: СПО ОРГРЭС, 1993) с изменением № 1 от 29/I 1999 г.

Изменение № 3 “Методических указаний по организации учета топлива на тепловых электростанциях: РД 34.09.105-96” (М.: СПО ОРГРЭС, 1997). Действие “Методических указаний по организации учета топлива на тепловых электростанциях: РД 34.09.105-96” продлевается без ограничения срока.

Обзор показателей топливоиспользования тепловых электростанций акционерных обществ энергетики и электрификации и акционерных обществ – тепловых электростанций России за 2000 год содержит необходимые данные о тепловой экономичности всех видов оборудования, позволяющие произвести сравнительный анализ для выявления причин снижения экономичности.

Положение по ведению работ в РАО “ЕЭС России”, направленных на подтверждение соответствия приобретаемого энергетического оборудования отраслевым требованиям и условиям эксплуатации распространяется на работы по оценке соответствия функциональных показателей приобретаемого энергетическими предприятиями РАО “ЕЭС России” энергетического и электротехнического оборудования условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиям.

Положение устанавливает:

правила и порядок проведения работ по оценке соответствия приобретаемого энергетического и электротехнического оборудования (продукции, изделий, материалов) отраслевым требованиям;

организационную структуру системы проведения работ по экспертизе оборудования на соответствие отраслевым требованиям;

обязанности и ответственность экспертных организаций.

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Познакомьтесь с историей создания журнала «Электрические станции», редакционной коллегией и редакцией, тематикой и содержанием журнала за последние годы Вы можете на нашей страничке в Internet: www.energy-journals.ru. Там же Вы узнаете расценки на размещение рекламы, как подписаться на журнал в редакции, правила оформления рукописи и другую информацию.

ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

IX Международная специализированная выставка

14-17 мая 2002

- ✦ системы газоснабжения
- ✦ газооборудование и приборы
- ✦ гидро-, тепло-, электроэнергетика
- ✦ атомная энергетика
- ✦ нетрадиционная и малая энергетика
- ✦ промышленная и коммунально-бытовая энергетика
- ✦ электрические машины, приборы
- ✦ котлы, горелки, турбины, компрессоры
- ✦ средства передачи электро- и теплоэнергии
- ✦ силовая электроника
- ✦ приборы измерения, контроля, программное обеспечение
- ✦ энергосбережение
- ✦ средства диагностики технического состояния
- ✦ светотехника
- ✦ радиационная безопасность

Информационная
поддержка

**ЭНЕРГЕТИКА
И ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
РОССИИ**

Ленэкспо

С-Петербург

ВАО ЛЕНЭКСПО
199106 Санкт-Петербург
Большой пр. В.О. 103
Телефон: (812) 119 5318
Факс: (812) 119 5232
smetan@mail.lenexpo.ru
www.lenexpo.ru

РЕСТЭК

ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

В.О. «Рестэк»
191040 Санкт-Петербург а/я-19
Телефон: (812) 320 8092
Факс: (812) 320 8090
sci&ind@restec.spb.su
www.restec.spb.ru



Уважаемые читатели!

ЗАО “Научно-техническая фирма “Энергопрогресс” предлагает Вашему вниманию монографию доктора химических наук Ходякова Ю. С. “Оксиды азота и теплоэнергетика: проблемы и решения”. – 2-ое изд., дополненное (Производственно-практическое издание) – М., ООО «ЭСТ-М», 2001 г. Формат 60 × 90 1/16; 432 стр., табл. 97, рис. 198, библиография 447 наименований (более 90% – иностранная литература последних лет). В твердом переплете и суперобложке. Тираж 850 экз.

Монография посвящена проблемам, связанным с загрязнением атмосферы выбросами оксидов азота тепловых электростанций, коммунальных и промышленных котельных, а также предприятиями азотной промышленности (производство аммиака, азотной кислоты и т.д.).

В 5 главах обсуждаются физико-химические и технологические основы способов подавления образования оксидов азота при сжигании, а также более десяти методов азотоочистки. Для всех способов приведен опыт применения в энергетике России и за рубежом.

В книге описываются системы государственного контроля загрязнения атмосферы, включая используемые для этих целей приборы различных отечественных и зарубежных фирм. Приведены предельно допустимые концентрации в атмосфере и нормативы по выбросам NO_x предприятиями энергетике в России и за рубежом.

Кроме того, обсуждаются современные проблемы в области контроля качества воздуха и внедрения различных технологий снижения выбросов NO_x при производстве энергии.

Монография написана для научных и инженерно-технических работников, работающих в теплоэнергетике, а также в природоохранных учреждениях. Может быть рекомендована преподавателям вузов, аспирантам и студентам старших курсов, специализирующимся в области энергетике и экологии.

Стоимость одного экземпляра, включая почтовые расходы, 500 рублей, в том числе НДС.

Книгу (монографию) Вы можете приобрести непосредственно в офисе Закрытого Акционерного Общества “Научно-техническая фирма “Энергопрогресс” по адресу: 103062, г. Москва, ул. Чаплыгина, д. 6., либо перевести денежные средства через отделения Сбербанка РФ.

Образец бланк-заказа :

Бланк-заказ		Направляется по адресу: 103062, г. Москва, ул. Чаплыгина, д. 6 ЗАО НТФ “Энергопрогресс”

(наименование организации)		

просим направить монографию “ Оксиды азота и теплоэнергетика: проблемы и решения ” по адресу:		

(почтовый адрес с индексом)		

Деньги в сумме _____ руб., включая НДС, перечислены на расчетный счет ЗАО “Научно-техническая фирма “Энергопрогресс”		
Расчетный счет ЗАО НТФ “Энергопрогресс”: ЗАО НТФ “Энергопрогресс” Корпорации “ЕЭЭК”, ИНН 7701021788, ОСБ 6901 Лефортовское, р/с 40702810738120101129, Московский банк СБ РФ, г. Москва, к/с 30101810400000000225, БИК 044525225 Банковским поручением № _____ от "____" _____ 200__ г.		
М.П.		Подпись руководителя предприятия (организации) _____
		Подпись главного бухгалтера _____

Книга будет выслана в Ваш адрес после поступления денежных средств на расчетный счет ЗАО НТФ “Энергопрогресс”.

Уважаемые читатели!

ЗАО “Научно-техническая фирма “Энергопрогресс” предлагает Вашему вниманию монографию А. Ф. Дьякова, А. С. Засыпкина, И. И. Левченко «Предотвращение и ликвидация гололедных явлений в электрических сетях энергосистем», выпущенную в 2000 г. издательством при РП Южэнерготехнадзор в г. Пятигорске.

Авторы монографии – ведущие специалисты страны в рассматриваемой области. Их опыт, исследования и разработки, нашедшие отражение в книге, представляют несомненный интерес как для производственников-электроэнергетиков, которые смогут использовать рекомендации в повседневной практике, так и для учащихся вузов соответствующего профиля, слушателей учебных комбинатов и центров переподготовки кадров энергетики. Книга полезна всем специалистам, стремящимся повысить свою квалификацию. Монография объемом 284 стр. хорошо иллюстрирована и оформлена.

Стоимость одного экземпляра, включая почтовые расходы, 240 рублей, в том числе НДС.

Книгу (монографию) Вы можете приобрести непосредственно в офисе Закрытого Акционерного Общества “Научно-техническая фирма “Энергопрогресс” по адресу: 103062, г. Москва, ул. Чаплыгина, д. 6., либо перевести денежные средства через отделения Сбербанка РФ.

Образец бланк-заказа :

Направляется по адресу: 103062, г. Москва, ул. Чаплыгина, д. 6 ЗАО НТФ “Энергопрогресс”	
Бланк-заказ	

(наименование организации)	

просим направить монографию “Предотвращение и ликвидация гололедных явлений в электрических сетях энергосистем” по адресу:	

(почтовый адрес с индексом)	

Деньги в сумме _____ руб., включая НДС, перечислены на расчетный счет ЗАО “Научно-техническая фирма “Энергопрогресс”	
Расчетный счет ЗАО НТФ “Энергопрогресс”: ЗАО НТФ “Энергопрогресс” Корпорации “ЕЭЭК”, ИНН 7701021788, ОСБ 6901 Лефортовское, р/с 40702810738120101129, Московский банк СБ РФ, г. Москва, к/с 30101810400000000225, БИК 044525225 Банковским поручением № _____ от " _____ " _____ 200__ г.	
М.П.	Подпись руководителя предприятия (организации) _____
	Подпись главного бухгалтера _____

Книга будет выслана в Ваш адрес после поступления денежных средств на расчетный счет ЗАО НТФ “Энергопрогресс”.

5 - 7 ИЮНЯ

SAMARA
POWER
EXPO
2002



1 СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ВЫСТАВКА

Выставочные залы Окружного Дома офицеров
Самара, ул. Рабочая, 7, 2 эт.



ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Организатор:



ВЦ «ЭКСПО-ДОМ»
тел. +7 (8462) 704 100
факс +7 (8462) 704 172
E-mail: energy@expodom.ru
www.expodom.ru

ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ

Российская академия государственной службы при Президенте Российской Федерации

Повышение квалификации и профпереподготовка руководящих работников и специалистов электроэнергетики (лиц. Минобразования РФ № 24-0050)


Тел. (095) 953-2583

<http://www.ipkgos.ru>

Для предприятий, заключивших договор на обучение от 50 чел. в год, – скидка на обучение и проживание в благоустроенном общежитии Института составит 20%, от 30 чел. – 10% при условии своевременной оплаты


кафедра «Ремонт и модернизация энергооборудования»

повышает квалификацию специалистов по ремонту энергетического оборудования ТЭС, ГРЭС, ПРП, по неразрушающему контролю оборудования, специалистов сварочного производства всех уровней по вопросам ремонта, восстановления, модернизации и надежности работы оборудования энергопредприятий, внедрения новых технологий и материалов, методов технической диагностики. Готовит к аттестации и аттестует специалистов сварочного производства на II и III квалификационные уровни и специалистов по неразрушающему контролю на I и II уровни с выдачей удостоверений Госгортехнадзора.

 (095) 953-0525

кафедра «Эксплуатация электрических станций и тепловых сетей»

осуществляет повышение квалификации руководителей, специалистов и инженеров энергетической отрасли: тепловых и гидравлических электрических станций (ТЭС и ГЭС), предприятий тепловых сетей по всем вопросам, касающимся эксплуатации, управления и оптимизации режимов работы современного оборудования электростанций.

 (095) 953-3871

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор **ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.**

АНТИПОВ К.М. (зам. главного редактора), **ВОЛКОВ Э.П.**, **ДЕНИСОВ В.И.**, **ЗОТОВ В.М.**, **КОРНИЕНКО А.Г.**, **КОЩЕЕВ Л.А.**, **ЛОШАК С.Б.**, **ЛЯШЕНКО В.С.**, **МОРОЗОВ Ф.Я.**, **НЕКЛЕПАЕВ Б.Н.**, **НЕЧАЕВ В.В.**, **ОБРАЗЦОВ С.В.**, **ОРФЕЕВ В.М.**, **ОХОТИН В.Н.**, **ПРУШИНСКИЙ Б.Я.**, **РЕМЕЗОВ А.Н.**, **РЕШЕТОВ В.И.**, **САВВАЙТОВ Д.С.**, **СЕДЛОВ А.С.**, **СОЛОВЬЕВА Т.И.**, **ФЕДОСЕЕВ Б.С.**, **ШИРОКОВА М.И.**

РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора **Соловьева Т.И.**
 Ответственный секретарь **Широкова М.И.**
 Научный редактор **Шишорина Г.Д.**
 Литературный редактор **Евсеева В.Н.**
 Секретарь редакции **Васина С.А.**
 Компьютерный набор **Коновалова О.Ф.**
 Раздел “Энергохозяйство за рубежом”
 Научные редакторы: **Алексеев Б.А.**, **Котлер В.Р.**

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

Телефоны: редакции (095) 234-7417, 234-7419
 275-0023, доб. 21-66
 главного редактора (095) 275-3483
Факс (095) 234-7417

Internet: <http://www.energy-journals.ru>

E-mail: tis@mail.magelan.ru

Сдано в набор 30.01.2002. Подписано в печать 27.02.2002. Формат 60×84 1/8.

Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 10. Тираж 1900. Цена свободная

Оригинал-макет выполнен в издательстве “Фолиум”,
 127238, Москва, Дмитровское ш., 58, тел./факс (095) 482-5590, 482-5544, 488-7210

Internet: <http://www.folium.ru>, **E-mail:** folium@online.ru

Отпечатано в типографии издательства “Фолиум”