



СОВМЕСТНОЕ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

ПромЭнергоКомплекс

ПРЕДЛАГАЕТ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ПРОДАЖА - РЕМОНТ - ГАРАНТИЯ



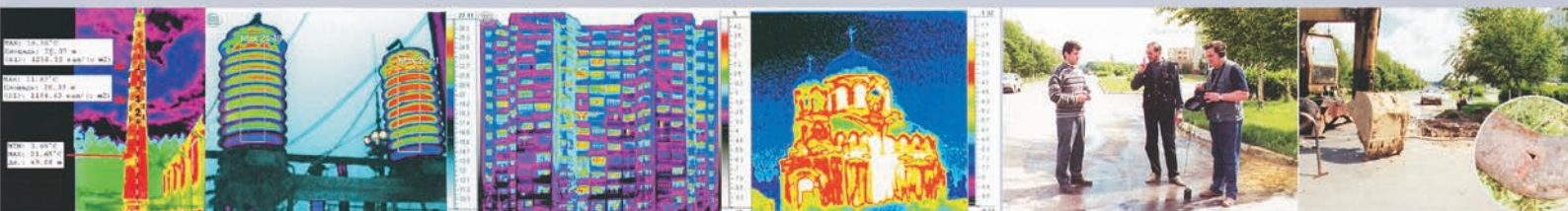
- Котлы на местных видах топлива (опилки, щепа, торф, гранулы)
- Линии по приготовлению гранулированного топлива
- Системы частотного регулирования на напряжение 0,4–10 кВ (полный комплекс работ от проекта до ввода в эксплуатацию)
- Низковольтное и высоковольтное электротехническое оборудование
- Контрольно-измерительные приборы (электронные термометры, пирометры, кабелеискатели, течеискатели, трассоискатели, влагомеры, измерители шума и вибрации, тепловизоры, расходомеры, рефлектометры, ультразвуковые приборы для энергоаудита и диагностики)
- Комплектация электротехнических лабораторий

Оказываемые услуги

- Разработка проектно-сметной документации
- Режимно-наладочные испытания котлов
- Энергетическое обследование организаций
- Технико-экономическое обоснование энергосберегающих мероприятий
- Разработка удельных расходов энергоресурсов (норм расхода ТЭР)



*Выбирая сотрудничество с нами —
Вы приобретаете надежного партнера!*



СООО «ПромЭнергоКомплекс»
220037 г. Минск
пер. Уральский, 15

тел/факс: (017) 227-04-54, 294-36-35,
(017) 227-07-20, 294-37-90
(029) 603-49-63, 763-36-35

<http://www.pek.by>
E-mail: pek_info@mail.ru
УНП 190465012

Учредитель
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРGETИКИ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Редакционная коллегия:

Рымашевский Ю.В.	заместитель Министра энергетики Республики Беларусь (председатель)
Бобарико Ю.А.	начальник Главного управления энергоэффективности, науки и государственного надзора Минэнерго
Герман М.Л.	к.ф.-м.н., директор РУП «БЕЛТЭИ»
Каранкевич В.М.	начальник Главного экономического управления Минэнерго
Клявза В.И.	начальник управления Госэнергогазнадзора и ОТ Минэнерго – Главный государственный инспектор по энергетическому надзору Республики Беларусь
Кордуба В.Г.	ведущий инженер РУП «ОДУ»
Кундас С.П.	д.т.н., профессор, ректор Международного государственного экологического университета им. А.Д. Сахарова
Лиштван И.И.	академик НАН Беларуси
Майоров В.В.	генеральный директор ОАО «Белтрансгаз»
Мулев Ю.В.	д.т.н., профессор
Рудинский Л.И.	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
Русан В.И.	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой БГАТУ
Рыков А.Н.	к.т.н., директор РУП «БелНИПИэнергопром»
Седнин В.А.	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой БНТУ
Стриха И.И.	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник РУП «БЕЛТЭИ»
Ширма А.Р.	генеральный директор ГПО «Белэнерго»
Якубович П.В.	первый заместитель начальника Главного управления промышленности и ТЭК аппарата Совмина Беларуси

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ

ТЭК Беларуси	4
Медников А.И., заместитель главного инженера РУП «Брестэнерго» Энергомост Барановичи – Брест	7

ПРИОРИТЕТЫ

Гончар О.В.

Выполнение задач 2011 года позволит отрасли сделать ощутимый рывок вперед

По итогам работы коллегии Министерства энергетики Республики Беларусь8

ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКА

Дорофейчик А.Н., инженер-энергетик

Опыт работы Гродненской энергосистемы по повышению надежности электросетей 14 Подобед В.С., ведущий инженер энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Могилевэнерго» Роль средств автоматического регулирования в экономии энергии и повышении надежности водяных тепловых сетей 19 Леонов А.Я., начальник оперативно-диспетчерской службы филиала «Гродненские тепловые сети» РУП «Гродноэнерго» О внедрении информационно-графической системы в Гродненских тепловых сетях 24 ОБСУЖДАЕМ ПРОБЛЕМУ Заглубоцкий Н.З., главный инженер филиала «Гомельские тепловые сети» РУП «Гомельэнерго» Круталевич Г.В., начальник службы неразрушающего контроля и технической диагностики филиала «Гомельские тепловые сети» РУП «Гомельэнерго» ПИ-трубы. Пора решать проблемы 26 ЯДЕРНАЯ ЭНЕРGETИКА Гурко О.Б., Казазян В.Т., Малыхин А.П., Поплыко И.Я., Козел М.А., Рымарчик И.А. – ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны» НАН Беларуси Разработка нормативно-технических документов в области атомной энергетики Республики Беларусь 31 Трафимчик З.И., директор филиала «БОРБИЦ по проблемам последствий катастрофы на Чернобыльской АЭС» РНИУП «Институт радиологии» МЧС Республики Беларусь Борисевич Н.Я., заместитель директора филиала Соболев О.В., заведующий информационно-аналитическим отделом Опыт информационной работы с населением и общественностью по вопросам развития атомной энергетики 35 ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАДЗОР Лосенков Д.М., начальник управления государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго» – старший государственный инспектор по энергетическому надзору Знакомимся с новым техническим нормативным правовым актом – ТКП 290-2010 39 Гурина О.В., магистр права, юрист филиала «Энергонадзор» РУП «Брестэнерго» Применение административной ответственности в сфере энергетики 43 Бородич Д.В., начальник группы АСУ филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго» Пачковский А.Ч., к.т.н., начальник производственно-технической группы филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго» Опыт разработки, внедрения и эксплуатации программного комплекса «Автоматизированное рабочее место инспектора» 48

Киселев Н.Н., начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор»
 РУП «Гомельэнерго»
 Лычев И.П., руководитель теплогруппы энергоинспекции филиала «Энергонадзор»
 РУП «Гомельэнерго»

Недостатки, выявляемые органами Госэнергонадзора при допуске в эксплуатацию теплоустановок и тепловых сетей потребителей51

ОХРАНА ТРУДА

Лебедев А.В., главный специалист отдела энергоинспекции управления государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго»

Анализ уровня электротравматизма среди персонала потребителей электроэнергии в 2010 году55

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

Календарь выставок (март/апрель 2011 года)57

Силицкая И.А., консультант Департамента по ядерной энергетике Минэнерго Беларуси

«Атомэкспо – Беларусь» приглашает 62

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Стриха И.И., д.т.н., проф., главный научный сотрудник РУП «БЕЛТЭИ»
 Рысейкина И. И., инженер-экономист РУП «БЕЛТЭИ»

Перспективы повышения эффективности топливоиспользования на ТЭС и РК 64

Грицкевич О.В., инженер СЗАО «Филтер»

Эффективное использование пара вторичного вскипания 68

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Карпенченко А.В., главный специалист ПТО РУП «БелНИПИэнергопром»
 Тузанкин И.А., главный инженер проекта РУП «БелНИПИэнергопром»

Перспективы развития гидроэнергетики Беларуси 70

Камлюк Г.Г., заместитель начальника службы гидрометеомониторинга и фондов данных ГУ «Республиканский гидрометеорологический центр»

Оценка ветроэнергетического потенциала Республики Беларусь..... 74

НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

Дмитриев Г.М., к.т.н., директор РНПУП «Институт энергетики НАН Беларуси»

Роль науки в обеспечении энергетической безопасности Республики Беларусь

К Дню белорусской науки77

ЭНЕРГОРЕСУРСЫ

Куличенков В.П., к.т.н., доцент ИПК и ПК БНТУ
 Богинский Л.С., д.т.н., профессор ИПК и ПК БНТУ

Энергетика будущих поколений 80

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Национальный фонд ТНПА – энергетике83

ЭНЕРГОПАНОРАМА

Энергетика. Обзор событий в мире84

Энергетическая безопасность

Традиционная и ядерная энергетика

Транспорт газа и газоснабжение

Альтернативная и малая энергетика

Энергоэффективность и экология

Редакция:

Главный редактор	Федосеенко Н.В.
Ведущий редактор	Гончар О.В.
Редактор	Шенец А.В.
Верстка	Павлова Е.В.
Корректор	Авхимович М.И.

Уважаемые рекламодатели!
 По вопросам размещения рекламы,
 обращайтесь по тел.: (017) 286 08 28,
 (029) 399 11 04,
 (017) 280 36 36,
 (029) 6 517 981


Издатель: филиал «Информационно-издательский центр» ОАО «Экономэнерго»

Адрес редакции:

220029, г. Минск, ул. Чичерина, 19
 Тел./факс: (017) 286 08 28
 Тел.: (017) 293 46 82
 e-mail: info@energystrategy.by
www.energystrategy.by

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала
 № 931 от 27.08.2010.

Публикуемые материалы отражают мнение их авторов. Материалы, обозначенные символом , опубликованы на правах рекламы. Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов. Перепечатка информации допускается только с разрешения редакции.

Отпечатано в типографии: РУП «Минсктиппроект»,
 220123, г. Минск, ул. В. Хоружей, 13/61
 ЛП №02330/0494102 от 11.03.2009.
 Печать офсетная. Бумага мелованная.
 Подписано в печать 22.02.2011 г., формат 60x90½,
 тираж 1380 экз., заказ № 504.

© Информационно-издательский центр, 2011

ТЭК БЕЛАРУСИ

Состоялся визит главы «Росатома» в Беларусь

25 января 2011 года состоялся визит генерального директора Российской государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» Сергея Кириенко в Республику Беларусь, в ходе которого он встретился с Премьер-министром Беларуси Михаилом Мясниковичем и Первым заместителем Премьер-министра Беларуси Владимиром Семашко. Эта встреча дала значительный импульс развитию проекта строительства атомной электростанции в нашей стране – были сняты многие спорные вопросы и достигнуты определенные договоренности.

Во время визита подписан график дальнейшей работы по реализации проекта, который предполагает подписание двух межправительственных соглашений – о строительстве АЭС и параллельной работе энергосистем Беларуси и России, подписание контрактного и кредитного соглашений.

В межправительственном соглашении о строительстве белорусской атомной электростанции в качестве срока ввода первого энергоблока планируется определить 2017 год. Два блока АЭС суммарной мощностью порядка 2 тыс. МВт Беларусь намерена ввести в эксплуатацию не позднее 2020 года. Стоимость строительства АЭС с сопутствующей инфраструктурой составит около \$ 9 млрд. Российская сторона выразила готовность кредитовать данный проект в части строительства станции без учета создания необходимой инфраструктуры.

Планируется, что генеральный контракт будет окончательно готов в 2011 году. Сергей Кириенко подчеркнул, что в проекте по возведению АЭС по возможности максимально будут задействованы белорусские строительные организации. Он также отметил, что белорусскими специалистами проведена серьезная и качественная работа по выбору площадки и подготовке к строительству.

В ходе визита глава «Росатома» выразил заинтересованность в расширении научно-технического сотрудничества с белорусскими учеными, которые уже взаимодействуют с российскими коллегами в области разработки реакторов нового поколения, участвуют в создании оборудования для рынка России. В этом направлении имеется большой потенциал, развитие которого выгодно двум сторонам.

Подписаны соглашения о кредитовании инвестпроектов модернизации ГРЭС

В целях финансирования 85 % стоимости контрактов на строительство ПГУ-400 МВт на площадках Лукомльской и Березовской ГРЭС, заключенных между РУП «Витебскэнерго», РУП «Брестэнерго» и Китайской национальной корпорацией по импорту и экспорту машин и оборудования (СМЕС), 22 декабря Правительством Республики Беларусь в лице Министерства финансов

подписаны кредитные соглашения о предоставлении льготных покупательских кредитов Экспортно-импортным банком Китая.

В соответствии с условиями кредитных соглашений 15 % стоимости контрактов финансируется за счет белорусской стороны. Указанные средства будут предоставлены ОАО «Белорусский банк развития и реконструкции «Белинвестбанк» под гарантии Правительства, решение о предоставлении которых принято постановлением Совета Министров Республики Беларусь № 169 от 9 февраля 2011 года.

Сооружение двух блоков ПГУ-400 на Лукомльской и Березовской ГРЭС с выводом из эксплуатации неэффективного оборудования предусмотрено Стратегией развития энергетического потенциала Республики Беларусь, рассчитанной на период до конца 2020 года. Благодаря реализации проектов будет обновлен состав генерирующего оборудования и повышена эффективность работы электростанций в целом.

Утверждена Республиканская программа энергосбережения на 2011–2015 годы

Беларусь снизит энергоемкость валового внутреннего продукта в 2015 году по отношению к 2010-му на 29–32 %. Это предусмотрено Республиканской программой энергосбережения на 2011–2015 годы, утвержденной постановлением Совета Министров Беларуси № 1882 от 24 декабря 2010 года.

Стратегической целью деятельности в области энергосбережения на период до 2015 года является снижение энергоемкости ВВП республики на 50 % к уровню 2005 года и увеличение доли местных топливно-энергетических ресурсов (МВТ) в балансе котельно-печного топлива (КПТ) до 28 % с учетом соблюдения экологических требований, социальных стандартов и обеспечения индикаторов энергетической безопасности. Экономия ТЭР за счет использования современных технологий, оборудования и внедрения других энергосберегающих мероприятий в течение 2011–2015 годов составит 7,1 млн т у.т.

Основными направлениями развития сферы энергосбережения в 2011–2015 годах станут повышение эффективности работы генерирующих источников, использующих традиционные виды топлива, развитие нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, снижение потерь при транспортировке энергии, утилизация тепловых вторичных энергоресурсов, повышение энергоэффективности в промышленности, строительстве, сельском хозяйстве и бюджетной сфере, снижение энергозатрат в жилищно-коммунальном хозяйстве.

На реализацию программы планируется направить более \$ 8,6 млрд собственных средств, кредитных ресурсов, средств республиканского и местных бюджетов, прямых инвестиций.

Началась реализация второй очереди строительства Мозырского ПХГ

ОАО «Белтрансгаз» приступило к реализации проекта второй очереди строительства Мозырского подземного хранилища газа (ПХГ). Начаты проектные работы по расширению второй очереди сборного пункта газа. Ввод объектов запланирован в текущем году.

За 2011–2015 годы планируется поэтапно переоборудовать для хранения природного газа четыре каверны ОАО «Мозырьсоль», а также создать подземные резервуары в трех скважинах Мозырского ПХГ. Планируемый прирост активного газа в ПХГ за указанный период составит около 300 млн м³ при общем объеме хранения 450 млн м³. Проектный объем хранения активного газа в Мозырском ПХГ составляет 1–1,2 млрд м³.

Параллельно с подключением новых скважин ОАО «Белтрансгаз» будут проводиться работы по расширению наземной инфраструктуры – компрессорного цеха, установок по подготовке газа к транспорту.

Завершена поставка комплектных распределительных устройств для реконструкции Минской ТЭЦ-2

Завершена поставка комплектных распределительных устройств для модернизации Минской ТЭЦ-2. Согласно техническим условиям проекта изготовителем были увеличены габаритные размеры вводных ячеек серии КУ-10С. Для обеспечения ввода напряжения на РУ доработаны шкафы КУ-10Ц типа ШГВ под установку дополнительной группы четырехобмоточных трансформаторов напряжения.

Полномасштабная реконструкция ТЭЦ-2 предусматривает строительство двух блоков ПГУ суммарной мощностью 65 МВт, с сохранением в работе существующей части станции. В состав каждого блока войдут газовая турбина, котел-утилизатор и паровая турбоустановка. Проект реконструкции теплоэлектростанции разработан РУП «БелНИПИэнергопром».

Реализован проект по реконструкции ПС «Гродно–Южная»

РУП «Гродноэнерго» реализовало проект по реконструкции подстанции 220 кВ «Гродно–Южная» с переводом на напряжение 330 кВ.

С декабря 2008 по декабрь 2010 года филиал ОАО «Западэлектросетьстрой» «Механизированная колонна № 84», ОАО «Энергоцентрмонтаж» и ОАО «Белэнерго-связь» выполнили основной объем строительно-монтажных работ по открытому распределительному устройству 330 кВ и в существующем закрытом распределительном устройстве 10 кВ смонтировали основное оборудование.

В октябре–декабре 2010 года силами РУП «Белэлектромонтажналадка» проведены пусконаладочные работы, а 29 декабря включен на комплексное опробование транзит ВЛ 330 кВ ПС 330 кВ «Россь» – ПС 330 кВ «Гродно–Южная» – ПС 330 кВ «Гродно», поставлен под нагрузку автотрансформатор 330 кВ мощностью 125 МВА. Объем основных фондов по объекту, принимаемых в эксплуатацию, составляет 33,5 млрд рублей.

Протестировано оборудование новых систем шин реконструируемой подстанции «Мирадино»

РУП «Могилевэнерго» успешно опробовало рабочим напряжением оборудование новых систем шин 330 и 110 кВ, а также автотрансформатор 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА на реконструируемой подстанции «Мирадино».

Реконструкция ПС «Мирадино» предусмотрена проектом РУП «Белэнергосетьпроект». Включение открытых распределительных устройств 330 и 110 кВ – это 1-й и 2-й пусковые комплексы проекта. Третья очередь реконструкции ПС «Мирадино» запланирована на 2011 год.

Подрядчиками строительства объекта являются ОАО «Электроцентрмонтаж», РУП «Белэлектромонтажналадка», а также ОАО «Мехколонна № 93».

Введен в эксплуатацию программный комплекс связи «Навигатор»

РУП «Оперативно-диспетчерское управление» ГПО «Белэнерго» ввело в эксплуатацию программный комплекс оперативно-диспетчерской связи (ПК ОДС) «Навигатор». Это единый цифровой аппаратно-программный комплекс, позволяющий объединять в себе систему телефонии (как традиционную TDM, так и VoIP) и систему ведения бизнес-процессов (организация оперативно-диспетчерской и производственно-технологической связи) в общую сеть с единым планом нумерации и гибкой интеграцией с существующими на сети «Белэнерго» абонентами.

ПК ОДС «Навигатор» совместим с любой АТС, эксплуатируемой на сети «Белэнерго». Подключение к АТС осуществляется при помощи цифровых каналов передачи E1/T1, IP-каналов или обычных аналоговых двухпроводных линий. Основой пакета решений ПК «Навигатор» является интеграция различных систем проводной и беспроводной связи на основе пакетной коммутации (коммутация IP-пакетов).

Использование ПК «Навигатор» в качестве межсистемного шлюза позволит получить единую IP-сеть оперативно-диспетчерской связи.

ГПО «Белэнерго» оцифровывает кабельные линии связи

ГПО «Белэнерго» оцифровывает собственные кабельные линии связи (КЛС) технологического назначения. Уже завершена реконструкция КЛС МТЭЦ-4 – ПС 330 «Слуцк» – ПС 750 «Белорусская». Согласно проекту была произведена замена четырех аналоговых систем передачи ТН-12 на цифровые. В результате получено около 100 качественных каналов связи (вместо 48). Это позволило организовать цифровой обмен между АТС РУП «Минскэнерго», АТС Слуцких электросетей и АТС ПС 750 «Белорусская», улучшить качество диспетчерской связи и телемеханики, а также получать данные с регистраторов ПС 750 «Белорусская», ПС 330 «Слуцк» и МТЭЦ-4. Объект построен на цифровом оборудовании – модемах ULAF и гибких мультиплексорах FMX.

Также разработан строительный проект «Реконструкция КЛС на участках: РУП «ОДУ» – ПС 330 «Восточная»

– ОУП «Логойск», ОУП «Логойск» – ОП «Домжерицы», ОУП «Логойск» – ОУП «Осиповичи» – ЭС Молодечно – ПС 330 «Молодечно». Его реализация позволит создать отвечающую современным требованиям высококачественную цифровую технологическую и телефонную связь с указанными объектами энергосистемы. Осуществление проекта, разбитого на три очереди, планируется начать уже в текущем году и завершить на протяжении двух лет.

В рамках существующей концепции по оцифровыванию медных кабелей связи службой электросвязи РУП «ОДУ» были успешно проведены натурные испытания DSL-модемов MC04-DSL на участке РУП «ОДУ» – ПС 330 «Восточная» – ОУП «Логойск» для определения возможности замены устаревших аналоговых систем передачи К-60 на современное магистральное оборудование, позволяющее организовать необходимое количество цифровых потоков различной скорости и назначения.

Испанские эксперты помогут Полоцку разработать план устойчивого развития энергетики

Испанские специалисты окажут содействие Полоцку в разработке плана устойчивого развития энергетики. Такая договоренность достигнута по результатам рабочей встречи экспертов, которая проходила в рамках международной стартовой конференции проекта Европейского союза «SURE: Устойчивое развитие энергетики в городах региона Европейского инструмента добрососедства и партнерства – на пути к «Пакту мэров», состоявшейся 18–19 января 2011 года. План позволит

городу реализовать ряд проектов в области энергосбережения, которые помогут выполнить параметры, определенные программой социально-экономического развития Беларуси на период до 2015 года. Перечень проектов будет определен после энергетического аудита зданий и сооружений.

Проект «SURE: Устойчивое развитие энергетики в городах региона Европейского инструмента добрососедства и партнерства – на пути к «Пакту мэров» реализуется по программе ЕС «CIUDAD: Сотрудничество и диалог в сфере городского развития» и объединяет шесть партнеров из пяти стран – Германии, Испании, Беларуси, Марокко и Франции. Проект SURE рассчитан на два с половиной года, его бюджет составляет около € 620 тыс. Ведущим партнером проекта выступает немецкий город Фридрихсхафен – побратим Полоцка.

Новая инициатива призвана способствовать устойчивому энергетическому развитию двух городов – Полоцка и Сале (Марокко) путем их присоединения к «Пакту мэров». Города, вступающие в «Пакт мэров», берут на себя обязательства по реализации стратегии ЕС, известной как «20–20–20», цель которой – достичь значительных улучшений в сфере устойчивого энергетического развития к 2020 году: сократить выбросы углекислого газа на 20 %, увеличить долю использования альтернативных источников энергии до 20 % и повысить энергоэффективность на 20 %. Под текстом «Пакта мэров» поставили подписи главы 2181 города Европы и стран – соседей ЕС. Планируется, что город Полоцк станет первым белорусским участником этого соглашения.

Подготовлено по материалам пресс-службы Минэнерго, информгентств, собственных корреспондентов

РАБОТНИКИ ОАО «БЕЛТРАНСГАЗ» УДОСТОЕНЫ ГОСНАГРАД

2 февраля 2011 года в круглом зале Национальной библиотеки по поручению Президента А.Г. Лукашенко Премьер-министр Республики Беларусь М.В. Мясникович вручил государственные награды заслуженным людям страны и поблагодарил за честный многолетний творческий труд и высокий профессионализм. В числе награжденных были представители энергетической отрасли.

Премьер-министр отметил заслуги рабочих открытого акционерного общества «Белтрансгаз». «В том, что наша страна смогла повысить свою энергетическую независимость, реализовать высокоэффективные проекты энергосбережения, есть и ваш труд», – сказал он.

За многолетнюю плодотворную работу, личный вклад в развитие топливно-энергетического комплекса медалей «За трудовые заслуги» удостоены работники ОАО «Белтрансгаз» С.П. Андросюк – машинист экскаватора Кобринского управления магистральных газопроводов и В.Ф. Лукашениа –



Работники ОАО «Белтрансгаз» С.П. Андросюк и В.Ф. Лукашениа после награждения

электрогазосварщик аварийно-восстановительного поезда Слонимского управления магистральных газопроводов.

ЭНЕРГОМОСТ БАРАНОВИЧИ – БРЕСТ

Знаковым событием для Брестской энергосистемы в 2010 году стало окончание строительства энергомоста напряжением 330 кВ, который соединил восточную и западную части области. Эта линия электропередачи 330 кВ связала ПС 330 кВ «Барановичи» и ПС 330 кВ «Брест-1» через ОРУ 330 кВ Березовской ГРЭС. Она была запущена в эксплуатацию в декабре и дала возможность повысить качество и значительно увеличить надежность электроснабжения потребителей Брестского энергоузла, а также снизить потери электроэнергии в электрических сетях.

Строительство линий электропередачи 330 кВ ПС 330 «Барановичи» – Березовская ГРЭС – ПС 330 «Брест-1» осуществлялось в соответствии с Государственной комплексной программой модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 годах, которой предусматривалось:

- завершение реконструкции ВЛ 220 кВ Березовская ГРЭС – Барановичи-330 с переводом ее на напряжение 330 кВ;
- строительство ВЛ 330 кВ Березовская ГРЭС – ПС «Брест-1»;
- перевод ПС 220 кВ «Брест-1» на напряжение 330 кВ с установкой автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 125 МВА.

Работы на линии электропередачи начались в мае 2004 года и проводились в несколько этапов. Строительство этого сложного инженерного сооружения было завершено в преддверии Дня энергетика. Протяженность ВЛ 330 кВ «Брест-1» – Березовская ГРЭС составила 99 км, Березовская ГРЭС – Барановичи – 121,5 км. На указанных линиях подвешена волоконно-оптическая линия связи.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей Барановичского энергоузла на ПС «Барановичи-330» был установлен автотрансформатор 330/110 кВ мощностью 125 МВА, построено ОРУ 110 кВ. На всех объектах строительства и реконструкции применялось современное электротехническое оборудование известных мировых производителей, таких как АВВ, Siemens, Запорожский трансформаторный завод и др.

В текущей пятилетке предусмотрены строительство линии 330 кВ Березовская ГРЭС – Пинск – Микашевичи, Березовская ГРЭС – Россь и поэтапный перевод сетей 220 кВ на напряжение 330 кВ:

- вывод из эксплуатации ВЛ 220 кВ Барановичи-220 – Слуцк;
- подключение ВЛ 220 кВ Ивацевичи – Барановичи-220 к шинам 220 кВ ПС «Барановичи-330»;
- демонтаж подстанции 220/110 кВ «Барановичи».

Выполнение данных мероприятий позволит еще больше повысить надежность энергоснабжения потребителей Брестской области и снизить потери электрической энергии в энергосистеме.

А.И. Медников, заместитель главного инженера РУП «Брестэнерго»



Ведутся электромонтажные работы на ОРУ 330 кВ ПС «Барановичи»



ПС «Барановичи» ОРУ 330 кВ



ПС 330 кВ «Барановичи». Заход ВЛ 330 Березовская ГРЭС – Барановичи

ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАДАЧ 2011 ГОДА ПОЗВОЛИТ ОТРАСЛИ СДЕЛАТЬ ОЩУТИМЫЙ РЫВОК ВПЕРЕД

*По итогам работы коллегии Министерства энергетики
Республики Беларусь*



11 февраля состоялось заседание коллегии Минэнерго, на котором были детально проанализированы итоги работы отрасли в 2010 году и намечены задачи на 2011 год и пятилетку в целом. Коллегия утвердила Стратегию Министерства энергетики Республики Беларусь по достижению основных параметров прогноза социально-экономического развития на 2011 год и планы мероприятий по снижению издержек и повышению эффективности использования материальных и финансовых ресурсов газо- и энергоснабжающих организаций.

С докладом «Об итогах работы организаций Министерства энергетики Республики Беларусь в 2010 году, задачах на 2011 год и последующие годы пятилетки» выступил Министр энергетики Республики Беларусь А.В. Озерец. Министр отметил, что потребности народного хозяйства и населения в энергоресурсах в 2010 году были удовлетворены полностью и в востребованных объемах, и поблагодарил энергетиков за работу по обеспечению надежного снабжения потребителей республики природным и сжиженным газом, электрической и тепловой энергией, топливными брикетами. Он сообщил, что успехи отрасли отмечены и на государственном уровне. В 2010 году к государственным наградам представлено 15 работников, 10 объявлена Благодарность Президента, Почетной грамотой Совета Министров Республики Беларусь отмечены 15 работников и 2 организации Минэнерго.

В течение отчетного периода организации отрасли вели целенаправленную работу по выполнению

важнейших параметров прогноза социально-экономического развития Республики Беларусь на 2010 год и повышению эффективности производственно-хозяйственной деятельности организаций министерства. Все четыре целевых показателя выполнены в полном объеме, что дало отрасли возможность сохранить в 2010 году взятый темп. Вместе с тем в производственно-хозяйственной деятельности предприятий и организаций Минэнерго имеются и недостатки. В частности, не обеспечено полностью выполнение задания по добыче торфа в установленных объемах на четырех торфопредприятиях, произошел рост количества отказов энергетического оборудования, в том числе по вине эксплуатационного персонала, отмечены массовые отключения потребителей от электроснабжения, вызванные стихийными явлениями. Помимо неблагоприятных погодных условий одной из причин этого отключения стало неудовлетворительное состояние просек. Министр потребовал принять безотлагательные меры по исправлению ситуации и наладить

эффективный контроль за действиями всех служб и в первую очередь технической инспекции и инспекторов энергоснабжения.

Анализируя темпы роста инвестиций в основной капитал, Министр отметил, что организации Минэнерго инвестировали 3,24 трлн рублей, что составило 129,2 % (без учета ОАО «Белтрансгаз») при плане 125 %. Объем внешних инвестиций, привлеченных в 2010 году, составил 166,3 % от годового задания, в то же время освоено за счет внешних иностранных инвестиций 87,7 % от задания, что связано с невыполнением контрактных обязательств иностранными компаниями и несвоевременной поставкой оборудования.

В полной мере оценить реализацию инвестиционных программ в 2010 году положительно не позволяет тот факт, что в отчетном периоде не завершена модернизация объектов, ввод в эксплуатацию которых был предусмотрен Государственной комплексной программой модернизации основных фондов. В частности, не завершены модернизация блока № 5 Березовской

ГРЭС, реконструкция Минской ТЭЦ-2, строительство мини-ТЭЦ в г. Речица. Кроме того, на 2011 год перенесен срок ввода турбогенератора мощностью 40 МВт на Витебской ТЭЦ. А.В. Озерец потребовал от руководителей безотлагательно принять решительные меры по вводу данных объектов в эксплуатацию в кратчайшие сроки, проанализировать причины и предусмотреть меры по предотвращению подобных ошибок в дальнейшем и напомнил о необходимости контроля со стороны заказчика за выполнением обязательств поставщиков.

Касаясь вопроса строительства атомной электростанции, А.В. Озерец отметил, что средства, выделенные на реализацию этого проекта в 2010 году, освоены не полностью в связи с задержкой подписания межправительственных соглашений. Поскольку сегодня появились подвижки в этом вопросе, есть конкретные сроки подписания и укрупненный график последовательности выполнения работ, ГУ «Дирекция строительства АЭС», РУП «Белэнергострой» необходимо принять меры по безусловному выполнению поставленных задач, в том числе активизировать работу по закупке в первом квартале текущего года оборудования, необходимо для строительства объектов инфраструктуры АЭС.

Анализируя финансовое состояние отрасли, Министр проинформировал, что выручка от реализации товаров, работ и услуг организаций Минэнерго составила 150 % к 2009 году, прибыль увеличилась за отчет-



ный период на 6,9 %, в то же время рентабельность снизилась до 4,7 % против 6,5 % в 2009 году. Просроченной задолженности по налоговым платежам в бюджет у организаций отрасли нет.

Докладчик отметил, что в 2010 году по ряду причин выросла внешняя дебиторская задолженность. Это связано с нарушением сроков поставки оборудования для реконструкции энергоблока № 5 Березовской ГРЭС, а также несвоевременными расчетами потребителей республики за топливно-энергетические ресурсы. Министр отметил, что вопросу возвращения дебиторской задолженности уделяется недостаточно внимания, и потребовал проводить более углубленное маркетинговое обследование организаций-поставщиков.

В 2010 году разными видами государственной поддержки пользовались 42 организации Минэнерго, из них 26 – с условиями выполнения установленных показателей. По итогам отчетного периода 7 организаций допустили отставание в выполнении установленных годовых показателей. С учетом постановления Совета Министров от 14 января 2011 года № 42 все организации, кроме одной, обеспечили выполнение показателя господдержки.

По итогам 2010 года убытки понесли шесть организаций Минэнерго, в том числе четыре энергоснабжающие и две торфоперерабатывающие. Поскольку убытки энергоснабжающих организаций вызваны тем, что действующие тарифы на энергию для населения не покрывают затраты на оказание услуг по энергоснабжению, Совет Министров Республики Беларусь принял предложение Минэнерго о компенсации этих затрат.

Из 118 организаций Министерства энергетики, представленных в системе мониторинга бизнес-планирования и финансового положения организаций, в 2010 году не выполнили показатели бизнес-планов развития 6 организаций, среди которых агрофирма «Лебедево» РУП «Минскэнерго» и пять организаций ГПО «Белтопгаз». Это свидетельствует о некачественном планировании финансово-хозяйственной деятельности организаций и филиалов и отсутствии должного контроля со стороны заместителей руководителей, ведущих эту работу, и финансово-экономических служб организаций, отметил глава Министерства энергетики.

Показатели производственной деятельности организаций Минэнерго

Показатель	2010	Темп роста 2010 г. к 2009 г., %
Выработка электроэнергии, млрд кВт·ч	32,5	113,5
Экспорт электроэнергии, млн кВт·ч	271,4	в 37,2 раза
Потребление электроэнергии, млрд кВт·ч	37,46	108,6
Отпуск тепла, млн Гкал	36,72	122,7
Транзитные поставки газа, млрд м³	43,2	96,9
Объем поставки природного газа потребителям, млрд м³	21,6	122,7
Реализация сжиженного газа, тыс. т	131,9	93,5
Добыча торфа, тыс. т	2560,6	104,4
Производство брикетов, тыс. т	1371	104,8
Объем экспорта брикетов, тыс. т	385,7	78,4

Выполнение прогнозных показателей Минэнерго за 2010 год

Наименование показателя	2010 год	
	задание	факт
Целевые показатели		
Инвестиции в основной капитал, %	125,0	129,2
Сальдо внешней торговли услугами, \$ млн	315,0	326,9
Сальдо внешней торговли товарами (без учета ОАО «Белтрансгаз» и импорта электроэнергии), \$ млн	-150,0	+69,8
Энергосбережение		
в т.ч. ГПО «Белэнерго», тыс. т у.т.	-275,0	-275,0*
ГПО «Белтопгаз», %	-7,5	-7,5
ОАО «Белтрансгаз», %	-4,5	-5,6
Доведенные показатели		
Иностранные инвестиции, \$ млн	650,0	1081,0
в т.ч. прямые, \$ млн	45,0	50,9
Расчетные балансовые показатели		
Продукция промышленности, %	104,0	108,8
Запасы готовой продукции, % к среднемесячному объему производства	51,9	24,3

* В соответствии с постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 25.01.2010 № 92 ГПО «Белэнерго» по итогам работы за 2010 год обеспечена дополнительная экономия топливно-энергетических ресурсов в объеме 60 тыс. т у.т., или 100% от запланированного задания.

Экономический эффект от реализации Плана мероприятий по снижению издержек и повышению эффективности использования материальных и финансовых ресурсов газо- и энергоснабжающими организациями Минэнерго превысил запланированный на 13,8 %. Такие результаты достигнуты в основном за счет выполнения показателя по энергосбережению, снижения затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание – значительного сокращения ремонтов текущего и капитального характера, исключая аварийные ремонты, уменьшения убытков от прочих видов деятельности, снижения запасов товарно-материальных ценностей на складах и др. Несмотря на то, что убытки энерго- и газоснабжающих организаций от прочих видов деятельности в 2010 году снизились на 25,2 % по сравнению с 2009 годом, Министр оценил эту работу как недостаточную и потребовал в 2011 году выйти на безубыточную деятельность.

А.В. Озерец также проанализировал итоги выполнения в 2010 году Государственной программы «Торф» и отметил, что торфопредприятия на

сегодняшний день вышли на рентабельную работу, практически не используя государственную поддержку. Так, годовое задание по добыче торфа выполнено на 101,8 %, производству торфобрикетов – на 108,7 %, по объему экспорта брикетов – на 105,8 %. Вместе с тем ряд торфопредприятий не обеспечили выполнение установленных заданий как по добыче торфа, так и по производству торфобрикетов. А.В. Озерец предупредил, что эта работа требует от руководителей особого внимания.

Работу по импортозамещению в отрасли Министр признал недостаточно эффективной несмотря на то, что за январь – декабрь 2010 года организациями Минэнерго обеспечен выпуск импортозамещающей продукции на 95,8 % больше предусмотренного планом, а условная экономия валютных средств за счет поставки на внутренний рынок составила около \$ 7,187 млн, что на 88 % больше плана. Вместе с тем доля импортозамещающей продукции, производимой предприятиями отрасли по сравнению с объемом импортных закупок товаров в

2010 году, составляет всего лишь 5 %. Докладчик подчеркнул, что сложившуюся ситуацию необходимо изменить коренным образом. Недостатки должны быть устранены в 2011–2015 годах согласно разработанным и утвержденным стратегиям развития организаций.

Несмотря на принимаемые меры в закупочной работе по-прежнему допускаются нарушения и недостатки, отметил Министр. Как показали результаты проверки Комитета государственного контроля, в ОАО «Белэнергоснабкомплект», организациях ГПО «Белэнерго» имеют место процедурные нарушения, в том числе превышение установленного срока подведения итогов торгов, отсутствие письменного извещения проигравшего претендента о результатах конкурса и т.д. Кроме того, отмечено отсутствие контроля за соблюдением условий результатов состоявшихся торгов, на низком уровне проводятся маркетинговые исследования закупаемого сложнотехнического энергетического оборудования. Проверкой выявлены затягивания сроков составления, рассмотрения и согласования документов, необходимых для организации и проведения процедур закупок, что в свою очередь приводит к срыву сроков поставок оборудования для объектов электроэнергетики. Остается низким уровень исполнения приказа Минэнерго от 13 июня 2007 года № 175 «О порядке осуществления анализа закупок материально-технических ресурсов организациями Минэнерго», информация о закупочной деятельности предоставляется с опозданием, содержит много ошибок и неточностей.

Руководитель отрасли также обстоятельно проанализировал работу организаций и предприятий Минэнерго по достижению установленного уровня заработной платы, итоги работы сельскохозяйственных филиалов, проблемы производственного травматизма, работу с кадрами, контрольно-ревизионную деятельность и др.

В заключение он остановился на задачах, которые предстоит решать в 2011 году. Среди них: ввод в эксплуатацию незавершенных в 2010 году объектов, полномасштабная работа по выполнению планов введения в эксплуатацию объектов, запланированных на 2011–2015 годы, обеспечение своевременной под-

готовки проектной документации и проведения торгов, осуществление действенного контроля за реализацией проектов по строительству Зельвенской КЭС, блоков на Лукомльской и Березовской ГРЭС.

А.В. Озерец подчеркнул, что начиная с января показатели энергосбережения, сальдо внешней торговли должны выполняться в соответствии с разработанной стратегией, и напомнил, что в текущем году необходимо продолжить работу по освоению объемов строительства АЭС и в сентябре приступить к осуществлению земельных работ, активизировать работу по выполнению мероприятий Государственной программы «Торф», с учетом экономической целесообразности развивать газификацию населенных пунктов, завершить проработку строительства терминала СПГ, а также продолжить работу по развитию ПХГ.

Министр отметил, что требовательный подход к себе и кадрам позволит выполнить те мероприятия, которые предусмотрены Стратегией Министерства энергетики по достижению основных параметров прогноза социально-экономического развития на 2011 год, и сделать ощутимый рывок вперед в электроэнергетике.

С содокладом «О выполнении целевых и расчетных показателей, доведенных заданий и финансовом состоянии отрасли за 2010 год, январь 2011 года и задачах на 2011 год» выступила заместитель Министра энергетики Р.С. Филимонова. Докладчик отметила, что с учетом проводимой политики по сдерживанию цен на топливно-энергетические ресурсы для промышленных потребителей республики тарифы на природный газ, электрическую и тепловую энергию пересматривались дважды. Принято решение по увеличению с 1 января тарифов для потребителей реального сектора, а недавно – о повышении тарифов на энергоресурсы для населения. Вместе с тем с 2005 по 2010 год стоимость импортируемого природного газа из Российской Федерации выросла практически в четыре раза. Таким образом, проблема перекрестного субсидирования остается актуальной, что, безусловно, сказывается на положении газоснабжающих организаций. И

если газоснабжающие организации в условиях действия новых тарифов смогут осуществлять свою деятельность на условиях самофинансирования, то в энергоснабжающих складывается другая ситуация. Дефицит средств на расчеты за природный газ в энергоснабжающих организациях ГПО «Белэнерго» в 2010 году сложился в размере 961,9 млрд рублей. Это обусловлено глубоко льготными ценами на энергоресурсы для населения, за счет которых компенсируется менее 40 % затрат на газо- и энергоснабжение.

Таким образом, очевидно, что сложные задачи, стоявшие перед руководителями организаций, не решены. В целях компенсации дефицита средств на расчеты за газ Минэнерго совместно с Министерством финансов отработана схема по выпуску энергоснабжающими организациями ГПО «Белэнерго» дисконтных облигаций, согласованная с Правительством республики и одобренная Главой государства.

Особое внимание Правительство республики уделяет недопущению роста цен на энергоресурсы сверх установленного параметра, поэтому снижение издержек остается одной из главных задач организаций Минэнерго и в этом году. План мероприятий, разработанный по Министерству энергетики, ужесточил задачи по снижению издержек в сравнении с 2010 годом. Среди основных – снижение себестоимости, расходов из прибыли и убытков по прочим видам деятельности. Руководителем каждой организации должны быть разработаны конкретные мероприятия по данным направлениям, отметила заместитель Министра и подчеркнула, что их содержание и значимость необходимо донести до понимания каждого энергетика.

Как одну из особенностей этого года заместитель Министра отметила значительное сокращение количества организаций, получающих господдержку в виде снижения тарифов на энергоресурсы. В 2011 году ее будут иметь только два предприятия. Вместе с тем докладчик напомнила, что отсутствие господдержки не должно стать причиной убыточной работы предприятия, а обеспечение безубыточной работы как организации в целом, так и в отдельных видах деятельности – задача каждого руководителя.

Р.С. Филимонова также сообщила, что сегодня руководителям предприятий предоставлено право самостоятельно принимать решение о размере цен на производимые товары, работы и услуги. Вместе с тем она акцентировала внимание на персональной ответственности каждого руководителя за необоснованный, резкий рост цен, вызывающий жалобы потребителей. Подходы к формированию цен (тарифов) должны быть экономически обоснованными и взвешенными, подчеркнула докладчик. Однако, оптимизируя финансовые потоки, руководители организаций ни в коем случае не должны допускать роста задолженности по кредитам для пополнения оборотных средств.

В заключение заместитель Министра потребовала повысить качество бизнес-планирования. Бизнес-планы должны учитывать цели и задачи организации на 2011 год, пути их реализации, руководители обязаны заранее прогнозировать выполнение показателей с целью возможного принятия предупреждающих мер и решений, подчеркнула докладчик.

С содокладом «О производственной и внешнеэкономической деятельности за 2010 год, январь 2011 года и задачах на 2011 год» выступил первый заместитель Министра энергетики Э.Ф. Товпенец. Докладчик остановился на отдельных вопросах освоения инвестиций, внешней экономической деятельности организаций отрасли и негативных тенденциях в планировании и организации работы по обеспечению безусловного выполнения инвестиционных показателей.

На 2011 год организациям Минэнерго установлен целевой показатель по темпам роста инвестиций в основной капитал в размере 105–106 % к соответствующему периоду 2010 года. Несмотря на то, что этот показатель представляется умеренным, освоение инвестиций планируется весьма значительное. Докладчик отметил, что выполнение установленного задания можно гарантировать лишь в том случае, если в первом полугодии будет освоено не менее 50 % запланированного объема. Как и в предыдущие годы, основная инвестиционная нагрузка ложится на ГПО «Белэнерго». Это

обусловлено как задачами по модернизации основных производственных фондов на пятилетку, так и скорректированным графиком наращивания работ по строительству АЭС.

Возвращаясь к вопросу завершения реализации объектов, ввод которых в эксплуатацию перенесен на текущий год, первый заместитель Министра отметил, что дело чести министерства и организаций сделать это в кратчайшие сроки, и подчеркнул, что запланированный на 2011 год объем освоения инвестиций требует соответствующей подготовки к реализации инвестиционных проектов. Однако, как и в предыдущие годы, организации отрасли отстают с проведением тендеров, заключением контрактов на поставку оборудования и строительство объектов. Анализ подготовки к реализации объектов, ввод в эксплуатацию которых намечен на 2011–2015 годы, показывает, что уже сейчас можно прогнозировать отставание в их реализации, отметил Э.Ф. Товпенец.

В текущем пятилетии необходимо решить одну из важнейших задач – достижение к 2014 году положительного сальдо внешней торговли в целом по стране. От выполнения этой задачи зависит экономическая безопасность государства. Доведенное Министерству энергетики задание на 2011 год по суммарному сальдо внешней торговли товарами и услугами Э.Ф. Товпенец оценил как весьма напряженное. Он отметил, что в целом результаты работы в январе по выполнению этого задания можно признать удовлетворительными. Однако, несмотря на то что необходимая динамика в этой работе присутствует, не все руководители уделяют ей должное внимание. Первый заместитель Министра отметил, что за недостатки в этом направлении работы будут приняты жесточайшие меры воздействия, вплоть до увольнения.

Э.Ф. Товпенец предупредил, что внешнеэкономическая деятельность отрасли в 2011 году будет осложняться неустойчивостью международных рынков. В первую очередь нужно обеспечить экспорт услуг строительно-монтажных комплексов. В этой ситуации особенно важно учесть такой фактор, как возможность оказания услуг зарубежному генподрядчику в реализации

инвестиционных проектов. С учетом этого ГПО «Белэнерго» должно кардинально перестроить работу областных энергообъединений и специализированных строительно-монтажных организаций.

Будет наращиваться экспорт железобетонных изделий, конструкций, торфопродукции и др. В связи с этим руководители ГПО «Белэнерго», ГПО «Белтопгаз», ГПО «Белтрансгаз», производственных, строительных, наладочных, научно-исследовательских, проектных, технологических организаций должны не только осуществить ряд необходимых организационных мер, но и немедленно выработать согласованную позицию по созданию структуры мощной организации, которая сможет участвовать в зарубежных проектах как генеральный подрядчик.

Приоритетным направлением в работе всех отраслевых организаций в 2011 году и в течение последующей пятилетки будет являться внешнеторговая деятельность. При этом особые усилия необходимо сконцентрировать на устранении инертности в работе руководителей и специалистов. Отсутствие целенаправленной работы и управления процессом негативно сказывается на выполнении показателя по наращиванию экспорта товаров и услуг.

ГПО «Белтопгаз» сосредоточило свои усилия на двух направлениях экспорта услуг – реализации проектов в Венесуэле и перевозке сжиженного газа, в то время как на этом рынке можно и нужно вести более агрессивную политику. Из-за возросшего внутреннего спроса на торфопродукцию существенно снизились ее поставки на экспорт. Нерасторопность руководителей не позволила воспользоваться ситуацией и получить дополнительный доход.

Докладчик подчеркнул также, что высококлассные специалисты ОАО «Белтрансгаз» могли бы выполнять многие работы и за пределами Беларуси. Кроме того, из-за откровенной пассивности не используются значительные резервы проектных организаций, в то время как они имеют возможность участвовать не только в проектировании объектов за рубежом, но и в их строительстве.

Анализируя выполнение показателей наращивания объемов производства и сбыта, сокращения запасов готовой продукции на складах предприятий Минэнерго, Э.Ф. Товпенец отметил, что ни в коем случае организации не должны снижать набранный темп. Кроме того, он подчеркнул, что без наращивания объемов производства организациям Минэнерго невозможно выйти из тупика убыточности.

Основные целевые показатели по выполнению Директивы Президента Республики Беларусь № 3

Организация, показатель	Ед. изм.	Результаты 2010 года	Задачи на 2011 год
Энергосбережение			
ГПО «Белэнерго»	тыс. т у.т.	285,6	275
ГПО «Белтопгаз»	%	-8,6	-4,0
ОАО «Белтрансгаз»	%	-5,6	-
Использование МВТ			
ГПО «Белэнерго»	тыс. т у.т.	324,4	338,1
ГПО «Белтопгаз»	тыс. т у.т.	91,3	93,5
ОАО «Белтрансгаз»	тыс. т у.т.	6,6	8,0
Повышение эффективности работы Белорусской энергосистемы			
Удельный расход условного топлива на производство электрической энергии	г/кВт·ч	268,9	266,4
Удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии	кг/Гкал	168,05	167,9
Потери в электросетях	%	11,19	10,98
Потери в тепловых сетях	%	10,11	10,0

С содокладом «Об энергосбережении, охране труда и вовлечении в хозяйственный оборот неиспользуемого имущества за 2010 год, январь 2011 года и задачах на 2011 год» выступил заместитель Министра энергетики Ю.В. Рымашевский. Докладчик отметил, что целевой показатель по энергосбережению организациями Минэнерго с учетом задания по дополнительной экономии топливно-энергетических ресурсов в объеме 60 тыс. т у.т. выполнен. Обеспечено также выполнение заданий, доведенных Правительством Республики Беларусь по использованию местных топливно-энергетических ресурсов, на 103,2 % от годового. Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии снижен в сопоставимых условиях на 4,3 г/кВт·ч.

Вместе с тем не выполнены задания и допущен рост показателя по энергосбережению в ряде организаций ГПО «Белтопгаз». Отдельными предприятиями ГПО «Белэнерго» не обеспечена реализация задания по использованию МВТ, установленного Отраслевой программой мер. Кроме того, задание по вводу регулируемых электроприводов ГПО «Белэнерго» выполнено лишь на 60,5 %.

Ю.В. Рымашевский проинформировал, что разработана Отраслевая программа мер по экономии и рациональному использованию топливно-энергетических и материальных ресурсов, денежных средств на 2011 год, которая предусматривает комплекс мер, направленных на повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов. Отраслевой программой мер определены показатели по энергосбережению, использованию МВТ, снижению удельных расходов на отпуск электрической, тепловой энергии, потерь в электрических и тепловых сетях, а также предусмотрены объемы передачи тепловых нагрузок от ведомственных котельных на теплоисточники ГПО «Белэнерго», задание по замене и ремонту тепловых сетей, внедрению регулируемых электроприводов, проведению энергоаудитов, строительству электросетей и др.

Докладчик отметил, что в отчетном периоде в целом не обеспечен должный уровень надежности работы энергосистемы. Количество отказов энергетического оборудова-

ния увеличилось на 12 % по сравнению с предыдущим годом. По вине персонала произошло 38 отказов, в том числе с 13 до 20 увеличилось число отказов в электрических сетях и с 1 до 4 – на станциях низкого давления.

Ю.В. Рымашевский потребовал от руководителей обратить серьезное внимание на рост отказов на Березовской и Лукомльской ГРЭС, на станциях среднего давления, электрических сетях и на ПС РУП «Минскэнерго», а также на Минской ТЭЦ-3.

Заместитель Министра отметил низкий уровень обслуживания и эксплуатации электрических сетей филиалом «Минские электрические сети» РУП «Минскэнерго», подтверждением чему служат многочисленные жалобы жителей Минского района на перебои в электроснабжении. Среди основных причин докладчик назвал неудовлетворительное состояние распределительных электросетей, особенно 0,4 кВ, изношенность трансформаторного оборудования, низкое качество ремонтов, недостаточные объемы реконструкции.

В целях предотвращения массовых отключений потребителей, вызванных неблагоприятными погодными условиями, необходимо провести обследование всех линий 6–10 кВ, принять меры по устранению выявленных нарушений и приведению линий и просек в надлежащее состояние, подчеркнул докладчик и сообщил, что эта работа организована и проводится в заданном порядке.

Отдельно заместитель Министра остановился на проблемах охраны труда. Он отметил, что общий уровень травматизма в организациях Минэнерго в 2010 году сократился на 5,9 %. Количество несчастных случаев со смертельным исходом снизилось почти в 2 раза. Вместе с тем на 30 % допущен рост несчастных случаев с тяжелыми последствиями.

Ю.В. Рымашевский подчеркнул, что необходимо повысить ответственность должностных лиц за грубые нарушения, которые приводят к несчастным случаям, и потребовал активизировать работу по обеспечению безопасности труда, исключить случаи со смертельным исходом, возможность возникновения пожаров, сократить уровень травматизма.

Заместитель Министра проинформировал также о работе по вовлечению в хозяйственный оборот объектов недвижимости, о выполнении программ инновационного развития отрасли и задачах, стоящих перед организациями Минэнерго в этой сфере деятельности.

В ходе коллегии выступил Первый заместитель Премьер-министра Республики Беларусь В.И.Семашко. Он напомнил участникам заседания, что перед Минэнерго стоят две основные задачи: модернизация основных фондов и минимизация отрицательного сальдо внешней торговли товарами и услугами.

В.И. Семашко обратил внимание на необходимость реализации крупных проектов, ввод которых запланирован на 2011 год. Он также отметил, что в этом году начнется строительство АЭС, введение которой в эксплуатацию будет способствовать диверсификации ТЭР и поднимет энергобезопасность страны на новый уровень. Особое внимание в текущей пятилетке будет уделяться развитию малой энергетики, переходу на местные и альтернативные источники энергии, сообщил Первый заместитель Премьер-министра и напомнил, что доля местных видов топлива в энергобалансе страны к 2012 году должна составить 25 %, а к 2015 достичь 28–31 %. Кроме того, он подчеркнул, что существует масштабная программа по вводу в эксплуатацию энергообъектов на местных видах топлива.

Первый вице-Премьер страны потребовал повысить надежность энергосистемы, снизить затраты, уйти от глубокой убыточности и напомнил, что в этой пятилетке перед отраслью стоит задача ликвидировать перекрестное субсидирование.

Он также поблагодарил руководителей отрасли и организаций Минэнерго за то, что несмотря на все проблемы прошлого года, потребности народного хозяйства были обеспечены электро- и теплоэнергией, природным газом, торфом в полном объеме, и подчеркнул: выполнение целевых показателей – не самоцель, а средство выполнения главной задачи – обеспечить достойный уровень жизни людей нашей республики.

Ольга ГОНЧАР

ОПЫТ РАБОТЫ ГРОДНЕНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ

Начиная со второй половины 90-х годов прошлого столетия в Гродненской области приступили к массовому техническому перевооружению электрических сетей, электрооборудования напряжением 10–330 кВ, что позволяло значительно повысить надежность работы оборудования и сетей и, соответственно, улучшить электроснабжение потребителей. Благодаря этому Гродненская энергосистема многократно занимала первые места в республике по надежности работы энергооборудования и сетей.

Распределительные электрические сети

Как известно, в распределительных сетях 10 кВ Беларуси нашли широкое применение разъединители наружной установки типа РЛНД-10 кВ. Это трехполюсные высоковольтные аппараты горизонтально-поворотного типа, которые имеют ряд недостатков:

- повышенное и возрастающее в процессе эксплуатации переходное сопротивление контактных пар;
- необходимость применения стальных пружин, сила сжатия которых уменьшается во время эксплуатации;
- заклинивание механизма привода из-за значительного повышения момента сопротивления вращению подшипников скольжения по причине коррозии их стальных, алюминиевых или чугунных соединений деталей;
- наличие двух приводов: главного (включение – отключение) и дополнительного – заземляющего;
- сложность конструкции, включаю-

щей многочисленные кинематические пары, связующие их элементы и подшипниковые узлы;

- большая металлоемкость и стоимость.

С целью повышения надежности работы сетей, а также упрощения конструкции и снижения стоимости в РУП «Гродноэнерго» разработан и внедрен в эксплуатацию разъединитель с падающей колонкой типа РНЗ-10 кВ, который имеет электрические характеристики, аналогичные РЛНД-10 кВ (см. таблицу). Опытный образец введен в эксплуатацию в 1994 году в Свислочском РЭС Волковысских электросетей.

Разъединитель РНЗ-10 кВ соответствует требованиям ГОСТ 689-90 и имеет ряд конструктивных особенностей, выгодно отличающих его от разъединителя РЛНД-10 кВ.

- Контактное нажатие в ножах главной цепи создается за счет предварительно напряженного состояния металла подвижного контакта, выполненного из медного прутка, что обеспечивает следующие преимущества:

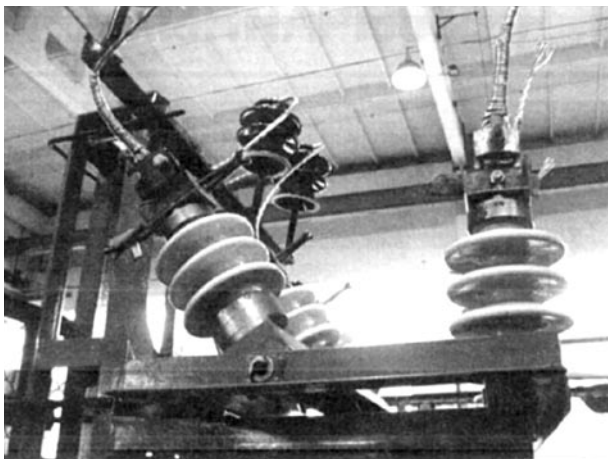


А.Н. ДОРОФЕЙЧИК,
инженер-энергетик

- не обязательно применение стальных пружин, сила сжатия которых уменьшается в процессе эксплуатации (таким образом исключаются нестабильность контактного нажатия и, как следствие, нестабильность переходного сопротивления контактных соединений разъединителя);
- испытания на механическую износостойкость разъединителя РНЗ-10 кВ показали: после проведения 2 000 рабочих циклов величина контактного нажатия главных ножей и ножей заземления уменьшалась не более чем на 5 %;
- оперативные переключения разрушают поверхностную пленку контактов, что увеличивает поверхность соприкосновения принятой многоточечной контактной системы, то есть улучшает качество контакта; после проведения 2 000 рабочих циклов сопротивление главных цепей и цепей заземления не увеличивалось, а в ряде случаев даже уменьшалось;
- стабильность параметров контактной системы принятой конструкции (контактное нажатие, переходное электрическое сопротивление) повышает надежность работы разъединителя РНЗ-10 кВ;
- оперативные переключения разрушают ледяные образования в разъемном контакте, что приво-

Электрические характеристики разъединителя РНЗ-10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (соответствующее наибольшему рабочему напряжению $U_{н.р.}$), кВ	10 (12)
Номинальный ток $I_{ном}$, А	400
Ток термической стойкости I_t , кА	10
Ток электродинамической стойкости $i_{д}$, кА	25
Время протекания номинального кратковременного тока, с	1
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Электрическое сопротивление главного контура, Ом, не более	70×10^{-6}
Длина пути утечки внешней изоляции, мм, не менее	220
Допустимая механическая нагрузка на выводы с учетом влияния ветра и гололеда, Н, не менее	200



Разъединитель-заземлитель РНЗ-10 кВ

дит к уменьшению нагрузки на опорные изоляторы.

- Общий ручной привод для главных ножей и ножей заземления позволяет производить отключение потребителей электроэнергии от источника питания с включением его на заземляющие ножи, уменьшая тем самым вероятность ошибочных оперативных переключений; перевод подвижных контактов из положения «включено» в положение «заземлено» производится через фиксируемое среднее положение, что обеспечивает благоприятные условия гашения дуги в случае ее возникновения из-за коммутационных перенапряжений.

- Тяга привода расположена снизу, в результате чего:
 - достигается симметричное распределение силовых моментов на контактную систему;
 - отпадает необходимость в изготовлении подрамника, а это существенно уменьшает металлоемкость разъединителя, то есть повышает экономические пока-



СТП 10 кВ, смонтированная на специальной железобетонной стойке

затели и улучшает условия монтажа и эксплуатации.

- В «мертвой зоне» поворотный вал, на котором расположены подвижные контакты, оказывается запертым в двух крайних положениях (при повороте привода на 180°), что не допускает самопроизвольного изменения положения контактной системы.

- Расположение всех трех полюсов разъединителя на одном подвижном валу с одним приводом исключает возможность разного положения («включено» или «заземлено») отдельных полюсов, существенно повышая безопасность работы обслуживающего персонала.

Особенностью разъединителя РНЗ-10 кВ является то, что в нем исключается заклинивание механизма привода благодаря замене всех деталей, изготовленных из металлов, подверженных коррозии, на бронзу (латунь). Это позволило улучшить осуществление оперативных переключений, предотвратить поломки механизма привода и выход из строя разъединителя.

С 2003 года, когда РУП «Гродноэнерго» был получен патент на изобретение «Разъединитель высоковольтный», РНЗ-10 кВ начал массово внедряться в электросетях Гродненской энергосистемы. По состоянию на 1 января 2011 года в электросетях области установлено 4500 разъединителей РНЗ-10 кВ, что составляет 60 % от общего количества. Многолетний опыт эксплуатации РНЗ-10 кВ показал их высокую надежность: за 16 лет не было ни одного случая отказа.

Вторым важным элементом распределительных сетей являются трансформаторные подстанции 10 кВ (ТП 10 кВ). До 90-х годов прошлого столетия в эксплуатации находились комплекты трансформатор-



СТП 10 кВ, смонтированная на типовой железобетонной стойке

ные подстанции 10 кВ (КТП 10 кВ), основными видами повреждений которых являются:

- частые короткие замыкания в высоковольтном отсеке из-за малых расстояний между крайними фазами предохранителей ПК-10 кВ и стенками шкафа;
- течи воды из-под проходных изоляторов;
- выход из строя уплотнений проходных изоляторов из-за длительного воздействия солнца и влаги;
- ненадежная контактная система в низковольтном шкафу.

Во время грозовой деятельности, сильного ветра, когда напряжение в сети может в несколько крат превысить номинальное, в высоковольтном шкафу возникает опасное для изоляции перенапряжение, что делает КТП опасными для обслуживания. В Гродненской энергосистеме имел место ряд несчастных случаев со смертельным исходом.

К недостаткам КТП 10 кВ следует отнести также большую металлоемкость, которая значительно удорожает подстанцию.

В 90-х годах прошлого столетия в РУП «Гродноэнерго» отказались от использования КТП 10 кВ в распределительных сетях и перешли на применение столбовых трансформаторных подстанций 10 кВ (СТП 10 кВ), смонтированных на одной железобетонной стойке типа СВ-110-1 или СВ-95-30, которые просты в изготовлении, монтаже и экс-

плутации, значительно дешевле (в 1,5 раза), обладают меньшей металлоемкостью (в 2,2–3,1 раза), имеют улучшенные изоляционные характеристики, повышенную надежность, безопасны в обслуживании. На 1 декабря 2010 года в области установлено 4276 СТП, что составляет 57 % от общего количества ТП.

Для уменьшения металлоемкости, упрощения монтажа СТП и, следовательно, снижения стоимости установки в Гродненской энергосистеме разработана специальная железобетонная стойка для СТП-10 кВ (патент № 6277) с закладными металлическими деталями. Ее применение позволяет:

- сократить затраты на монтаж СТП (на полный монтаж СТП требуется от 30 мин до 1 ч);
- значительно снизить металлоемкость за счет исключения необходимости устройства заземляющих выпусков в верхних и нижних торцах стойки (экономия металла составляет 44,6 %);
- получить существенную экономию бетона (около 33 %);
- повысить надежность работы за счет меньшей коррозии заземляющих проводников и отсутствия их связи с напряженной арматурой;
- улучшить эстетический вид СТП благодаря исключению механических хомутов, охватывающих стойку и крепящих металлические элементы.

В области на этих опорах смонтировано 19 экспериментальных СТП, которые находятся в эксплуа-

тации более 10 лет. За этот период не было ни одного их повреждения. Однако по неизвестным причинам СТП со специальными стойками в Белорусской энергосистеме не внедряются.

Для дальнейшего повышения надежности СТП в энергосистемах по опыту Финляндии вместо ненадежных низковольтных шкафов целесообразно устанавливать на первых опорах каждого фидера (отходящей линии 0,4 кВ) специальный низковольтный аппарат, выполняющий функции разъединителя-рубильника (видимый разрыв), предохранителя-выключателя (защита, отключение нагрузки). В качестве этого аппарата можно использовать продукцию фирмы «Ратом» – ПВР. Аппарат включается и отключается с земли специальной изолирующей штангой.

Используя опыт Польши, Украины и других стран, целесообразно в ряде случаев отказаться от установки на СТП 10 кВ высоковольтных предохранителей ПК-10 кВ, низковольтных разрядников или ограничителей перенапряжений, что позволит снизить стоимость СТП на 20–25 %. При этом должны соблюдаться следующие условия: к СТП необходимо подключать только ВЛИ 0,4 кВ, защита линии 10 кВ должна чувствовать короткое замыкание за трансформатором.

В энергосистеме при подключении к СТП только бытовой нагрузки или других потребителей третьей категории допускается под один разъединитель подключать несколько СТП суммарной мощностью 260 кВА. В таких целях используется разъединитель РНЗ-10 кВ производства РУП «Гродноэнерго». В крупных населенных пунктах, где требуется установка нескольких СТП, целесообразно выполнить один переход через дорогу ВЛ 10 кВ место нескольких переходов ВЛ 0,4 кВ.

Третьим элементом повышения надежности распределительных сетей является применение воздушных линий с изолированными проводами (ВЛИ 0,4 кВ). После внедрения их в Гродненской энергосистеме из-за отсутствия коротких замыканий на низкой стороне прекрати-



Элегазовые выключатели 330 кВ

лись повреждения коммутационных аппаратов в распределительном устройстве низкого напряжения (РУНН).

Таким образом, массовое внедрение в Гродненской энергосистеме разъединителей-заземлителей РНЗ-10 кВ, СТП 10 кВ и ВЛИ 0,4 кВ на порядок снизило аварийность в распределительных сетях. За прошедшие 15 лет в энергосистеме практически не было повреждений СТП, за исключением нескольких случаев повреждения автоматов в РУНН в тех местах, где к СТП были подключены ВЛ 0,4 кВ с голыми проводами.

Электрические сети 35 кВ и выше

Концепция развития основных сетей в Гродненской энергосистеме была пересмотрена в конце 80-х – начале 90-х годов прошлого столетия и принято решение постепенно отказаться от строительства сетей 35 кВ и в плановом порядке перевести существующие на напряжение 110 кВ. Основными причинами этого решения стали следующие:

- затраты на строительство сетей 35 кВ соизмеримы с расходами на сооружение ВЛ 110 кВ: используются тот же провод, опоры, линейная изоляция, так как сеть с изолированной нейтралью;
- по сети при одном и том же сечении провода можно передать в три раза меньше мощности, чем при напряжении 110 кВ;



Электросеть 0,4–10 кВ (СТП – ВЛИ)

- потери при транспорте электроэнергии по сетям 35 кВ в 9 раз больше, чем по ВЛ 110 кВ;
- так как сеть 35 кВ имеет изолированную нейтраль, она менее надежна, чем сеть 110 кВ с заземленной нейтралью: при обрывах проводов, касаниях деревьев к проводам возникают перенапряжения, которые приводят к повреждениям оборудования;
- сети 35 кВ опасны, так как при обрывах проводов линии не отключаются;
- площадь земель, необходимых под строительство ВЛ 35 кВ, незначительно отличается от той, которая необходима для сооружения ВЛ 110 кВ.

В настоящее время в области построено большое количество ВЛ 110 кВ, которые идут параллельно существующим линиям 35 кВ, что позволяет успешно осуществлять перевод подстанций 35 кВ на напряжение 110 кВ. Однако из-за недостаточного финансирования эта нужная с точки зрения экономичности и надежности электросетей работа идет медленно. В 2011–2015 годах переводу сетей с 35 кВ на 110 кВ планируется уделить больше внимания.

В связи с постепенным выводом подстанций и линий 35 кВ из схемы электроснабжения, заменой их линиями и подстанциями 110 кВ в последние десять лет оборудование 35 кВ в энергосистеме не заказывается. При ремонтах, для замены поврежденного оборудования и для аварийного резерва используется оборудование демонтированных подстанций 35 кВ.

Сети напряжением 110 кВ

На первых подстанциях 110 кВ применялась упрощенная схема:



Мини-ОПУ ОРУ 220 кВ

вместо силовых выключателей широко использовались короткозамыкатели (КЗ-110 кВ) и отделители (ОД-110 кВ), которые производили отключение подстанций в «бестоковую паузу», то есть при отключении питающей линии 110 кВ. Конечно, такое оборудование было не в состоянии обеспечить бесперебойное электроснабжение ответственных потребителей электроэнергии. В последующие годы на ПС 110 кВ начали широко использовать такие силовые выключатели 110 кВ, как ВМТ-110 кВ, ММО-110 кВ, МКП-110 кВ и др.

Во второй половине 1990-х годов в Гродненской энергосистеме, кстати, первой в Белорусской энергосистеме, приступили к модернизации подстанций 110 кВ: фарфоровые изоляторы заменялись на стеклянные на шинных мостах подстанций, устанавливались элегазовые выключатели, стали применяться устройства релейной защиты на интегральных схемах.

Первоначально элегазовые выключатели 110 кВ (ЭГВ-110 кВ) устанавливались на объектах, обеспечивающих электроэнергией ответственных потребителей первой категории – предприятия химической промышленности («ГродноАзот» и др.) вместо КЗ и ОД. С целью повышения надежности электрических сетей 110 кВ в энергосистеме с конца 1990-х годов планово началась замена взрыво- и пожароопасных многообъемных масляных выключателей на ЭГВ, маломасляных выключателей 10 кВ на подстанциях на вакуумные (ВВ-10).

В настоящее время при строительстве новых и реконструкции существующих подстанций применяются только ЭГВ-110 кВ и ЭГВ-330 кВ, а на стороне 10 кВ – ВВ-10 кВ. Одновременно осу-



Установка для утилизации тепла автотрансформатора

ществляется замена воздушных выключателей 110 и 330 кВ на элегазовые. Это позволяет избавиться от ненадежных компрессорных установок, вернее, от всего дорогостоящего и громоздкого воздушного хозяйства и значительно сэкономить электроэнергию.

Электросети напряжением 220 кВ

Напряжение 220 кВ на Гродненщине появилось в 1962 году с вводом в эксплуатацию ВЛ 220 кВ Березовская ГРЭС – ПС 220 кВ «Россь». В настоящее время в эксплуатации находятся две линии 220 кВ Березовская ГРЭС – ПС 220 кВ «Россь», две ВЛ 220 кВ – ПС 220 кВ «Россь» – ПС 330/220 кВ «Гродно» и ВЛ 220 кВ – ПС 330 кВ «Гродно» – ПС 220 кВ «Гродно-Южная».

ВЛ 220 кВ отработали более 40 лет. За это время они морально и физически устарели. В ближайшей перспективе предусматривается вывод их из схемы электроснабжения Волковысского и Гродненского энергоузлов, затем демонтаж.

Электросети напряжением 330 кВ

В 1976 году была введена в эксплуатацию линия 330 кВ Алитус – Гродно с подстанцией 330 кВ «Гродно» с трансформаторной группой 400 МВА.

В 1981 году были построены ВЛ 330 кВ Молодечно – Лида и ПС 330 кВ «Лида», в 1996–1998 – ПС 330 кВ «Сморгонь» с автотрансформатором 200 МВА и вводами ВЛ 330 кВ Игналинская АЭС – ПС 330 кВ «Молодечно».

Перевод ПС-220 кВ на напряжение 330 кВ

В 2001 году был построен первый участок ВЛ 330 кВ Барановичи – Россь. В 2005 году ВЛ 330 кВ Барановичи – Россь – Гродно и ПС 330 кВ «Россь» были введены в эксплуатацию по нормальной схеме. Перевод ПС 220 кВ «Россь» на напряжение 330 кВ сопровождался внедрением ряда новшеств.

Так, в декабре 2001 года на подстанции был поставлен под напряжение автотрансформатор 330 кВ типа АДЦТН-200000/330, который впервые в республике был оборудован системой предотвращения взрывов и пожаров типа Sergi.

По опыту французских энергетиков на ПС «Россь» также впервые в Беларуси были внедрены мини-ОПУ в ОРУ 110 и ОРУ 330 кВ, что позволило сэкономить большое количество кабельной продукции, значительно повысить уровень эксплуатации оборудования, устройств РЗА. Возможность строительства мини-ОПУ появилась после того, как в энергосистеме начали широко применяться устройства релейной защиты, автоматики и телемеханики на микропроцессорной базе, волоконно-оптический кабель, мало-

габаритные батареи и другие новшества. На ПС 330 кВ «Россь» применена также современная система контроля защит и управления (СКЗУ).

В конце 2010 года закончен первый этап перевода ПС 220 кВ «Гродно-Южная» на напряжение 330 кВ. На подстанции установлено высокотехнологическое оборудование, не требующее больших затрат на эксплуатацию, цифровые защиты и т.д. Автотрансформатор оснащен диагностической системой TRANSFIX, которая осуществляет контроль растворенных газов и влажности трансформаторного масла, то есть выполняет функции стационарного газоанализатора в режиме реального времени.

Обогрев здания ОПУ будет осуществляться от установки для утилизации тепла автотрансформатора. Следует отметить, что аналогичные установки функционируют на ПС 330 кВ «Лида» и «Гродно».

В ходе дальнейшего развития генерирующих источников области предполагается внедрять сети 330 кВ. Для передачи энергии в Европу планируется построить вставку постоянного тока.

В заключение следует отметить, что для повышения надежности элек-

трических сетей Белорусской энергосистемы целесообразно использовать многолетний успешный опыт Гродненской энергосистемы, а именно:

- внедрить современный, надежный, простой в монтаже и в эксплуатации, экономичный разъединитель-заземлитель РНЗ-10 кВ;
- осуществить замену морально и физически устаревших, металлоемких, опасных комплектных трансформаторных подстанций 10 кВ (КТП 10 кВ) на современные, простые в монтаже и эксплуатации, дешевые, безопасные столбовые трансформаторные подстанции 10 кВ (СТП 10 кВ);
- организовать изготовление и внедрение во всех областях Белорусской энергосистемы специальной стойки для СТП 10 кВ;
- на вновь строящихся и реконструируемых подстанциях 220–330 кВ внедрять мини-ОПУ в ОРУ 110 и ОРУ 330 кВ;
- провести массовое внедрение современных силовых выключателей 10-330 кВ (вакуумных, элегазовых) взамен морально и физически устаревших маломасляных, масляных и воздушных выключателей.



Белорусский промышленный форум

Крупнейший смотр новых ресурсосберегающих и энергоэффективных технологий

15-я международная выставка

БелПромЭнерго

Технологии, оборудование и материалы нового поколения

14-й международный симпозиум

Технологии. Оборудование. Качество

Промышленность и энергетика - экономия ресурсов

7-й республиканский

Конкурс сварщиков

17-20.05.2011

пр-т Победителей, 20/2 /футбольный манеж/
Минск, Беларусь

Крупнейший
смотр
новых
технологий



ЭКСПОФОРУМ
www.expoforum.by

Тел.факс: (+375 17) 299-84-99, 299-83-99
e-mail: pva@expoforum.by; rel@expoforum.by

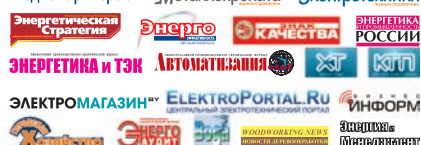
УП "Экспофорум" УНН 100702781

Генеральный партнер
www.bpsb.by
БПС-БАНК

Генеральный
Интернет-партнер

RusCable.Ru

Медиапартнеры:



РОЛЬ СРЕДСТВ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В ЭКОНОМИИ ЭНЕРГИИ И ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Проблемы ресурсосбережения при производстве тепловой энергии и повышения надежности работы систем теплоснабжения в последнее время приобретают особую актуальность. Их эффективное решение возможно только при внедрении автоматизации отпуска теплоты на нужды отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения по всем необходимым режимам и проведении определенных организационных мероприятий.

Масштабное внедрение систем автоматики на основе микропроцессоров было начато в середине 1990-х годов. Однако схемы автоматизации и оборудование применялись шаблонно, без учета конкретных условий их эксплуатации, особенностей систем теплоснабжения и всех необходимых режимов работы теплоснабжающих систем. Это отрицательно сказывалось на функционировании теплоснабжающего оборудования и систем автоматики по отношению друг к другу, а также на режиме работы тепловых сетей (ТС) и, как следствие, на экономическом эффекте.

В настоящее время отпуск тепловой энергии при централизованном теплоснабжении осуществляется по температурным графикам, которые рассчитываются, исходя из вида присоединенных систем (отопление, горячее водоснабжение, приточная вентиляция, кондиционирование

воздуха), соотношения нагрузок между отоплением и горячим водоснабжением и типа системы теплоснабжения (открытая, закрытая).

В настоящее время рассчитываются и утверждаются температурные графики для тепловых источников, и их применяют при оценке качества потребления тепловой энергии систем теплоснабжения на индивидуальных и центральных тепловых пунктах (ИТП и ЦТП).

Температурные графики теплоисточника и ИТП или ЦТП, которые через тепловые сети присоединены к тепловому источнику, могут совпадать, а могут быть и совершенно разными. Ведь к каждому ИТП или ЦТП могут подключаться системы, различающиеся по видам потребления, соотношениям нагрузок и схемам присоединения. Поэтому температурные графики должны разрабатываться для каждого ИТП и ЦТП с учетом их особенностей.

А системы автоматики на этих пунктах должны управлять отпуском тепловой энергии по заданным режимам, но в пределах их индивидуальных температурных графиков, то есть температура обратного теплоносителя не должна превышать температуру по графику для ИТП и ЦТП более чем на 3 °С. Однако способны ли установленные



В.С. ПОДОБЕД, ведущий инженер энергоинспекции филиала «Энергонadzор» РУП «Могилевэнерго»

системы автоматики осуществлять регулирование отпуска тепла с учетом возрастающих требований к его экономии и надежности работы систем теплоснабжения?

Режимы отпуска теплоты

Режим отпуска тепловой энергии для отдельных видов потребления различен. Если ее расход на отопление, вентиляцию и кондиционирование воздуха зависит от параметров наружного климата (температура наружного воздуха, скорость и направление ветра) и режима работы (в основном для систем отопления административных и промышленных зданий), то потребление теплоты на горячее водоснабжение определяется расходом горячей воды, который изменяется в течение суток, по дням недели и в зависимости от времени года.

Для систем отопления (СО) жилых зданий, в которых не предусматривается понижение температуры в подающем трубопроводе в ночное время, в выходные и праздничные дни, температурный график работы должен иметь вид, показанный на рис. 1. При этом не имеет значения, подключена СО в ИТП одна или вместе с теплообменни-

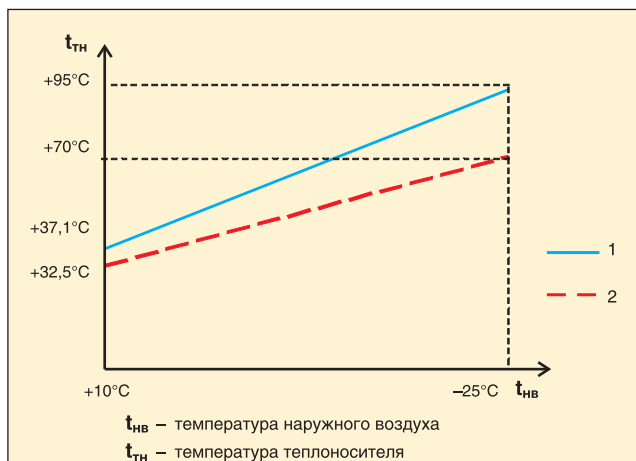


Рис. 1. Отопительный температурный график с параметрами 95–70 °С:
1 – в подающем трубопроводе;
2 – в обратном трубопроводе

ком горячего водоснабжения (ГВС) и какие параметры ТС по температуре, важно, чтобы эти параметры были не ниже необходимых для работы СО. В случае превышения параметров ТС над требуемыми для СО по температуре при зависимом присоединении смешивают прямую и обратную сетевую воду до необходимой температуры с помощью элеваторов (водоструйный насос) и насосов по различным схемам.

СО административных и промышленных зданий, школ, детских домов должны работать в нескольких режимах: в режиме рабочего дня по отопительному графику и в режиме протапливания (в ночное время и нерабочие дни), когда понижается температура в подающем трубопроводе по отношению к отопительному температурному графику до необходимых значений. В этом случае количество подмешиваемой воды из обратного трубопровода по отношению к режиму рабочего дня должно быть больше, вследствие чего температура в обратном трубопроводе будет меньше, чем в температурном графике.

Работа калориферов систем приточной вентиляции и кондиционирования воздуха также должна соответствовать отопительному температурному графику. Они могут функционировать на перегретых параметрах, поэтому в период рабо-

ты этих систем смешения не требуется. Но в период, когда системы не работают, необходимо уменьшить отбор тепловой мощности в калориферах до уровня, необходимого только для избегания замораживания воды в трубах калорифера. Этого можно добиться, уменьшив расход теплоносителя, или снизить температуру теплоносителя, смешав подающий теплоноситель с обратным. Но в обоих случаях температура обратной сетевой воды, идущей из калорифера при неработающей системе, будет ниже, чем по температурному графику.

На системы горячего водоснабжения (ГВС) при закрытой схеме теплоснабжения возлагаются следующие функции: снабжение водоразборных устройств горячей водой с температурой 50 °С и обогрев ванных комнат до +25 °С в жилых домах с помощью полотенцесушителей, через которые циркулирует горячая вода. Для того чтобы иметь у дальнего водоразборного устройства воду с температурой 50 °С, необходимо, чтобы температура воды на выходе из теплообменника ГВС, расположенного в ИТП, при высоте здания до четырех этажей достигала 55 °С, свыше четырех этажей – 58,5 °С, что обусловлено теплотерями изолированных разводящих трубопроводов в подвалах, на чердаках и в открыто проложенных стояках, которые

могут проходить в ванных, туалетах и кухнях.

Для ЦТП, поскольку дополнительно еще есть тепловые потери в наружных сетях ГВС, необходимая температура может возрасти до 61–62 °С. В связи с этим экономически оправданной с учетом необходимой разницы на входе в теплообменник ГВС и выходе из него принята для расчетов температура сетевой воды 70 °С (точка излома температурного графика). Реальная температура

точки излома может быть меньше вследствие наличия на теплообменниках ГВС запаса по поверхности нагрева. С учетом вышеизложенного отопительный температурный график при наличии установок ГВС изменяют, введя нижнюю срезку на подающем трубопроводе, равную точке излома.

В период максимального потребления теплообменник ГВС должен нагревать одновременно воду для водоразбора и циркуляционную для обеспечения у дальнего водоразборного прибора требуемой температуры и обогрева ванных комнат. При этом температура обратного теплоносителя на выходе из теплообменника ГВС должна быть:

1) при параллельной схеме присоединения – не выше 42 °С во всем диапазоне наружных температур, включая летний режим;

2) при двухступенчатой смешанной схеме (наиболее распространенной для двухступенчатых схем) в точке излома – 42 °С; в интервале от точки излома до расчетной температуры для системы отопления – ниже, чем по отопительному температурному графику, ввиду того что теплоноситель после системы отопления проходит через 1-ю ступень нагрева; в интервале наружных температур от +10 °С до точки излома для температуры обратного теплоносителя имеют большее значение наличие автоматики и ее способность поддерживать температуру обратного теплоносителя на выходе из СО по отопительному температурному графику и возможность перевода этой схемы в параллельную в короткие сроки.

Работа теплотребляющих систем в ИТП и ЦТП

Режим работы ИТП и ЦТП с водонагревателями ГВС и параметрами ТС 150–70 °С представлен на рис. 2. При подключении ИТП с водонагревателями ГВС от ТС (150–70 °С) напрямую от магистральных сетей, минуя ЦТП, узлы автоматического регулирования СО должны (для работы по линии температуры в подающем трубопроводе СО) обеспечивать коэффициент смешения от 7,2 (при температуре наружного воздуха +10 °С) до 2,2 (при температуре наружного воздуха от +3 °С до –25 °С). В этом случае удастся

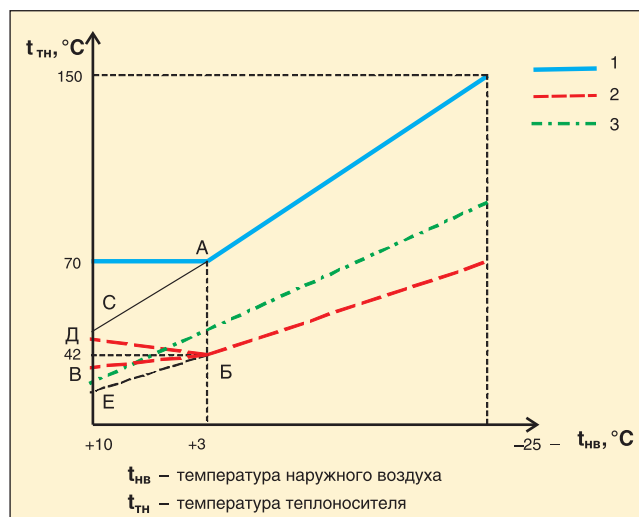


Рис. 2. Температурный график ЦТП (ИТП) с водоподогревателями ГВС при параметрах 150–70 °С:

1 – в подающем трубопроводе; 2 – в обратном трубопроводе; 3 – в подающем трубопроводе СО; А-С – в подающем трубопроводе после корректирующих насосов; Б-Д – в обратном трубопроводе после теплообменников ГВС при двухступенчатой смешанной схеме присоединения к ТС; Б-Е – в обратном трубопроводе после системы отопления перед теплообменниками ГВС; Б-В – в обратном трубопроводе после теплообменников ГВС при параллельной схеме присоединения к ТС

обеспечить температуру в обратном трубопроводе из СО по линии Б-Е, но при этом начнет расти расход сетевой воды через 2-ю ступень нагрева для двухступенчатых смешанных схем присоединения, и температура сетевой воды на выходе из ИТП окажется выше, чем температура из СО (линия Б-Д).

Выходом из этой ситуации может послужить перевод присоединения теплообменника ГВС из двухступенчатой смешанной схемы в параллельную в промежутке срезки температурного графика. В зависимости от соотношения тепловых нагрузок на отопление и горячее водоснабжение можно получить то или иное снижение температуры на выходе из ИТП (линия Б-В), но в любом случае оно будет ниже, чем $42\text{ }^{\circ}\text{C}$ (расчетная температура греющей воды на входе в 1-ю ступень нагрева при расчете двухступенчатой смешанной схемы). Это было подтверждено при проведении эксперимента на ЦТП-1 по ул. 30 лет Победы, 12 в г. Могилеве при $t_{\text{н}} = +6\text{ }^{\circ}\text{C}$. При этом температуры теплоносителя на вводе в ЦТП составляли:

- при двухступенчатой смешанной схеме присоединения $T_{11} = 64\text{ }^{\circ}\text{C}$; $T_{21} = 45\text{ }^{\circ}\text{C}$; $T_1 = 46\text{ }^{\circ}\text{C}$ (в системы отопления присоединенных к ЦТП жилых домов после корректирующих насосов); $T_2 = 38\text{ }^{\circ}\text{C}$ (из систем отопления присоединенных к ЦТП жилых домов);
- при параллельной схеме присоединения $T_{11} = 64\text{ }^{\circ}\text{C}$; $T_{21} = 41\text{ }^{\circ}\text{C}$; $T_1 = 46\text{ }^{\circ}\text{C}$ (в системы отопления присоединенных к ЦТП жилых домов после корректирующих насосов); $T_2 = 38,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (из систем отопления присоединенных к ЦТП жилых домов).

Замеры параметров производились через сутки после перевода теплообменников ГВС в режим работы по параллельной схеме в 12.00 при поддержании температуры в системе ГВС $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$. Хочется отметить, что в режиме работы по параллельной схеме присоединения водоподогревателя ГВС увеличилась циркуляция теплоносителя в СО и стали хуже работать корректирующие насосы. В этом ЦТП регулятор перепада давлений (РПД) не установлен, а без него быстро осуществить переналадку работы теплопотребляющих систем затруднительно (необходимо было уменьшить перепад давлений

перед корректирующими насосами). Вследствие этого снижение температуры в обратном трубопроводе из ЦТП могло быть еще большим.

Работа автоматики в СО зданий, где необходим режим протапливания, отличается более высоким по сравнению с СО жилых зданий необходимым коэффициентом смещения, который может достигать значения 15 и более в начале режима охлаждения. С точки зрения электроники больших трудностей по поддержанию того или иного коэффициента смещения нет. Проблемы возникают при применении того или иного типа регулирующего клапана (в зависимости от характеристик теплопотребляющего оборудования) и комплектации систем автоматического регулирования дополнительными регуляторами РПД или РД (необходимо учитывать гидравлический режим ТС и колебания давлений в трубопроводах в течение суток и в зависимости от времени года). Далеко не последнее место в формировании проблемных моментов вызывает также выбор схемы организации смещения на зависимых СО.

Регулирующие органы

В настоящее время на существующих объектах в составе электронных регуляторов в качестве регулирующего органа чаще всего используются шаровые краны, клапаны седельного типа, трехходовые клапаны и элеваторы с регулируемым соплом. По гидравлическим качествам данные устройства можно разделить на две группы: шаровые краны и клапаны седельного типа (элеватор с регулируемым соплом и трехходовой клапан по своим гидравлическим характеристикам можно отнести к клапанам седельного типа). Попробуем проанализировать их.

Шаровые краны в открытом состоянии характеризуются низким гидравлическим сопротивлением и неравномерным изменением расхода при их открытии и закрытии. Зону регулирования шарового крана можно разделить на две части: в одной (занимает примерно 2/3 от диапазона) открытие/закрытие клапана не приводит к существенному изменению расхода; во второй же малейшее воздействие вызывает резкое изменение расхода (квадра-

тичная зависимость). Это осложняет настройку данного устройства и, как следствие, ограничивает область его применения. Так, использовать его в качестве регулирующего органа можно на инерционных системах теплопотребления: системы отопления зданий с низким коэффициентом смещения (ориентировочно до 3), теплообменники ГВС (емкостные и скоростные по ОСТ 34-588-68 с большим объемом нагреваемой среды). Применение его на малоинерционных системах (пластинчатых теплообменниках, калориферах приточной вентиляции и т.п.) приводит к более многочисленным колебаниям температуры контролируемой среды и, как следствие, частым выходам регулирующего клапана из строя. Необходимо также воздерживаться от использования шарового клапана на СО I категории надежности теплоснабжения в связи с повышенными требованиями к температуре воздуха помещений.

Клапаны седельного типа характеризуются более равномерным изменением расхода при их открытии и закрытии. Это дает возможность более точно поддерживать температуру контролируемой среды и обеспечивать уверенную работу на малоинерционных системах теплопотребления (приводит к контролируемой среде к необходимой температуре при возникновении возмущения). В то же время клапаны седельного типа отличаются повышенным гидравлическим сопротивлением. Однако такая характеристика не представляет собой серьезной проблемы, а иногда наоборот способствует ограничению влияния колебания давлений в ТС на теплопотребляющие системы.

Но существует одна общая особенность, которая роднит обе группы регулирующих клапанов, – диапазон потерь давления, в котором они хорошо осуществляют регулирование температуры контролируемой среды. Это значение составляет около $0,06\text{ МПа}$ (у разных производителей оно может несколько различаться). При больших колебаниях давления в тепловой сети клапаны не смогут обеспечить поддержание той или иной температуры контролируемой среды, часто включаются в работу и поэтому быстрее выходят из строя. В таком случае необходима установка РПД.

Колебания давления в ТС обусловлены неравномерностью потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение, включение /выключение систем приточной вентиляции, переход на режим протапливания части присоединенных объектов и уменьшением расхода теплоносителя на нужды горячего водоснабжения при повышении температуры в подающем трубопроводе выше точки излома. Установка частотных регуляторов на сетевых насосах тепловых источников дает определенный эффект в снижении расходов теплоносителя в целом по сети, но добиться приемлемых колебаний давления у части теплопотребляющих систем не удастся. Так, по данным Могилевского государственного коммунального унитарного предприятия теплоэнергетики, где установлена система автоматического сбора параметров на ЦТП г. Могилева, колебание давлений на части ЦТП в зоне действия Могилевской ТЭЦ-2 до строительства ПНС (ЦТП с сетевыми водо-водяными пластинчатыми теплообменниками и сетевыми насосами с частотными приводами) достигало 0,17 МПа, а после ввода ПНС в эксплуатацию снизилось до 0,13 МПа. Лучше заработали корректирующие насосы (температура смеси приблизилась к температурному графику по линии А-С (см. рис. 2) в интервале наружных температур от +5°C и выше), снизились колебания температуры воды в системе горячего водоснабжения.

Сравнительный анализ работы систем автоматического регулирования для СО

Чтобы определить, какие из предлагаемых систем автоматического регулирования для СО могут надежно функционировать и обеспечить требования к коэффициенту смешения без дополнительного оборудования, сравним особенности их работы.

1. Элеваторы с регулируемым соплом требуют перепада давления перед ним 0,15 МПа при коэффициенте смешения 2–6. В случае превышения этого перепада более чем на 0,03 МПа происходит частое срабатывание исполнительного механизма и, как следствие, преждев-

ременный выход системы автоматического регулирования из строя. При меньшем перепаде давления (менее 0,05–0,06 МПа) снижается расход теплоносителя в СО с возможным прекращением циркуляции через некоторые стояки или отопительные приборы. Из этого следует, что без установки циркуляционного или смесительного насоса данный регулятор не сможет работать в СО зданий, где необходимы большие коэффициенты смешения (режим протапливания зданий и работа в интервале температур наружного воздуха от +10 до +8 °C). Вместе с тем необходимо отметить, что этот регулятор характеризуется очень высокой степенью надежности, его всегда можно быстро настроить в ручном режиме при отсутствии электрического питания или возникновении неполадок в электродвигателе. В случае установки дополнительно к нему насоса его необходимо, с точки зрения надежности, рассматривать как элеватор со смесительным или циркуляционным насосом.

2. Элеватор со смесительным насосом требует меньшего перепада давлений, чем в предыдущем случае, и способен при правильном выборе насоса обеспечить необходимый коэффициент смешения. Для повышения надежности этой схемы целесообразно регулирующий клапан устанавливать на байпасе вокруг запорной арматуры, хотя это противоречит требованиям п. 7.6.13. ТКП 45-4.02-183-2009 «Тепловые пункты». Это необходимо для работы элеватора при проведении ремонтных работ на регулирующем клапане или в условиях отсутствия электрического питания этого клапана.

Правда, в типовой схеме есть еще один изъян – недостаточная надежность работы обратного клапана, расположенного на трубопроводе подмеса элеватора. Этот клапан должен быть поворотный, так как пружинный обратный клапан не открывается в необходимом объеме (или не открывается вообще) при работе элеватора без насоса. А вот поддержание поворотного обратного клапана в рабочем состоянии, установленного на вертикальном подъемном трубопроводе, требует повышенного внимания со стороны обслуживающего персонала (иногда эксплуатирующие организации

его ревизируют по несколько раз в течение отопительного сезона).

Иногда вместо обратного клапана в данной схеме устанавливают шаровый кран (для работы элеватора без насоса), но в таком случае появляются дополнительные требования к трубопроводной арматуре (обратный клапан должен быть поворотным) и к пропускной способности участка трубопровода с арматурой на линии насоса. Выполнение этих требований необходимо для работы элеватора в аварийном режиме в условиях отсутствия электрического питания насоса или при других неполадках в насосе до прихода обслуживающего персонала.

По указанным причинам надежность работы этой системы несколько ниже, чем у элеватора с регулируемым соплом, но остается достаточно высокой по сравнению с зависимыми безэлеваторными схемами, то есть схема будет работоспособна даже без насоса и регулирующего клапана.

3. Элеватор с циркуляционным насосом обладает практически теми же характеристиками, что и предыдущая система. Здесь также имеют большое значение правильность выбора насоса, установка регулирующего клапана на байпасе вокруг запорной арматуры, требования к типу обратного клапана и пропускная способность участка трубопровода с арматурой на линии насоса в случае, если вместо обратного клапана устанавливают запорную арматуру. Отличительной особенностью этой системы является то, что производительность ее насоса должна быть равной необходимому расходу в СО. Система обладает такой же степенью надежности, как и элеватор со смесительным насосом.

4. При применении схемы со смесительным насосом без элеватора перепад давлений из ТС требуется минимальный (потери в СО + потери в узле ввода и управления) при практически любом коэффициенте смешения. Но здесь, в отличие от элеваторных схем, в случаях отсутствия электрического питания насоса или возникновения неполадки в самом насосе пропадает смешение и сетевая вода с текущей температурой тепловой сети попадает в СО, что не всегда приемлемо при перегретых параметрах. При колебаниях давления в ТС в случае,

если не установлен РПД, возможны прекращение смещения и остановки или выход из строя насоса из-за разницы давлений, которую не сможет преодолеть насос.

5. Подобные характеристики присущи и **схеме с циркуляционным насосом без элеватора** с той лишь разницей, что давление в подающем трубопроводе на участке между регулирующим клапаном и насосом должно быть меньше, чем в обратном трубопроводе, на величину потерь в перемычке с обратным клапаном между подающим и обратным трубопроводом. При колебании давления в ТС и превышении давления в подающем трубопроводе над давлением в обратном в точке смешения в СО попадет вода с текущей температурой. Более того, в случае наличия в ТС текущих перегретых параметров сам насос, установленный на подающем трубопроводе, может выйти из строя. Эти факторы обуславливают необходимость установки РПД.

6. **Независимое присоединение СО** тоже дает любую необходимую температуру в СО. Оно является самым безопасным для системы отопления, так как, обеспечивая разделение на греющий и нагреваемый контур, исключает возможность попадания перегретой воды в отопительные приборы. В связи с этим данная схема наиболее подходит для присоединения **СО I категории надежности** теплоснабжения. При этом, однако, должны повышаться требования к электроснабжению циркуляционных насосов. При использовании этой системы РПД также необходим для улучшения работы автоматики и увеличения срока эксплуатации теплообменника. Наличие РПД уменьшает также вероятность выхода из строя его составных частей (трубок из латуни и нержавеющей стали, резиновых прокладок и пластин в пластинчатых теплообменниках и т.п.).

7. Присоединение **калориферов приточной вентиляции без узла смешения** является самой надежной системой, но она более затратна по расходу тепловой энергии в режиме предотвращения замораживания трубок калорифера при неработающей вентиляции (кондиционировании) и при работающей вентиляции в интервале нижней срезки температурного графика. Здесь может быть

установлена автоматика двух видов: для защиты от замерзания теплоносителя в калорифере и автоматика, совмещающая защиту и регулирование отпуска тепловой энергии системе приточной вентиляции. Для экономии тепла и сохранности калорифера большое значение имеет поддержание необходимого уровня перепада давлений без колебаний. При неработающей системе в отсутствие узла смешения необходимо ограничить расход теплоносителя через калорифер до минимального уровня в условиях гарантии его циркуляции при любых изменениях давления в ТС. А это невозможно сделать без РПД.

8. Схема присоединения **калорифера с узлом смешения и циркуляционным насосом** с точки зрения возможностей смешения и надежности эксплуатации не отличается от схемы присоединения СО с циркуляционным насосом без элеватора. Однако следует отметить, что если эта схема будет использоваться при присоединении приточной вентиляции по I категории надежности, то требования к электроснабжению насоса и регулятора должны увеличиться.

Поддержание температуры горячей воды на уровне +55 °С в закрытых системах теплоснабжения в дни значительных похолоданий, когда увеличивается температура в тепловых сетях и уменьшается расход на нужды ГВС, создает проблему в часы минимального отбора теплоты (наблюдается рост температуры). Особенно это актуально в двухступенчатых смешанных схемах при значительной доле нагрузки на отопление, когда температура в обратном трубопроводе из системы отопления находится в диапазоне от +50 °С и выше. Но если нет РПД и при этом наблюдаются рост давления в тепловых сетях и его значительные колебания по отношению к расчетному, то ситуация еще больше усугубляется ввиду увеличения циркуляции теплоносителя в СО. Это приводит к чрезмерным расходам тепловой энергии как на нужды отопления, так и на нужды ГВС.

Для ЦТП, к которым присоединены СО группы домов, установка РПД позволит также снизить колебания давлений во внутриквартальных тепловых сетях или вообще избавиться от них и тем самым уменьшить

количество их порывов. Это в свою очередь ведет к увеличению срока эксплуатации тепловых сетей и возрастанию надежности системы теплоснабжения.

Выводы

1. Наличие индивидуальных температурных графиков по каждому ИТП и ЦТП позволит дисциплинировать потребителей тепловой энергии и создать условия для адекватного контроля за потреблением тепла, что в конечном итоге должно побудить владельцев к модернизации автоматических узлов управления систем теплоснабжения и сокращению потребления тепловой энергии.

2. Доукомплектование существующих систем автоматики РПД позволит:

- эксплуатировать теплоснабжающие системы в проектом режиме, что служит гарантией выполнения социальных стандартов;
- повысить надежность эксплуатации внутриквартальных тепловых сетей и систем теплоснабжения;
- увеличить диапазон хода штока регулирующих клапанов, в котором они будут осуществлять регулирование, что в свою очередь приведет к увеличению точности контроля за температурой в теплоснабжающих системах и уменьшению времени перехода из одного режима в другой;
- увеличить возможности систем автоматики работать без переналадки во всем диапазоне температурного графика;
- увеличить сроки межремонтных циклов регулирующих клапанов;
- уменьшить расход теплоносителя в тепловых сетях, а при установке частотных приводов на сетевых насосах позволит еще больше экономить электрическую энергию при перекачке теплоносителя;
- в более полном объеме осуществлять режим протапливания;
- уменьшить потребление тепловой энергии при обеспечении социальных стандартов.

Все вышеперечисленные возможности РПД можно реализовать в полном объеме только при правильном подборе регулирующих клапанов и насосов.

О ВНЕДРЕНИИ ИНФОРМАЦИОННО-ГРАФИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ В ГРОДНЕНСКИХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ

В Гродно эксплуатируется одна из крупнейших в республике централизованных систем производства, транспорта и распределения тепловой энергии (подключенная суммарная нагрузка потребителей по сетевой воде составляет свыше 1000 Гкал/ч). На сегодняшний день централизованным теплоснабжением обеспечено до 90 % жилого фонда города. В состав системы входят две ТЭЦ и районная котельная с развитой схемой тепловых сетей. Общая протяженность трубопроводов тепловых сетей составляет 677 км (в однотрубном исчислении).

Предпосылки к внедрению в Гродненских тепловых сетях информационно-графической системы (ИГС) сложились давно.

Во-первых, для эксплуатации тепловых сетей необходим большой объем технологической и справочной информации: схема сети и узлов, паспортные сведения об узлах и участках тепловых сетей (геодезические отметки узлов, диаметры и длины участков, нагрузки потребителей), гидравлические и тепловые режимы, величины тепловых потерь, температурные графики, сведения о дефектах и режимах тепловых сетей и т.д.

Во-вторых, гидравлический режим в тепловых сетях Гродно весьма сложен. Значительная разность отметок высот в районах города приводит к необходимости использования насосных станций. В отопительный период на магистральных сетях работают одна повыситель-

ная и три понизительные насосные станции.

До 2006 года в Гродненских тепловых сетях отсутствовала электронная модель системы теплоснабжения, вся технологическая и справочная информация хранилась на бумажных носителях (планшеты, исполнительные съемки, схемы и т.д.). Гидравлический расчет производился с помощью устаревшей (сделанной в DOS) «карагандинской» программы, не имевшей графической топоосновы и функции моделирования переключений в тепловых сетях.

Динамичность развития города, увеличение темпов застройки и потребность в быстром принятии решения по совершенствованию системы теплоснабжения обусловили необходимость приобретения информационно-графической системы.

Целью внедрения ИГС в первую очередь являлось создание электронной модели системы теплоснабжения

с возможностью систематизации всей технологической информации и выполнения гидравлических расчетов тепловых сетей. После проведения тендера исходя из финансовых возможностей предприятия было принято решение о приобретении информационно-графической системы «Тепло-



А.Я. ЛЕОНОВ,
начальник оперативно-диспетчерской службы филиала «Гродненские тепловые сети» РУП «Гродноэнерго»

Граф» с подсистемой расчета и моделирования гидравлических режимов, созданной ИВЦ «Поток» (Москва).

Первая проблема, с которой пришлось столкнуться при построении информационной базы данных, – создание актуального электронного плана города с адресным реестром, а также уточнение и привязка к топооснове схем прокладки трасс трубопроводов, включая сети квартальной разводки и сети горячего водоснабжения. За исходную основу были взяты имеющиеся копии планшетов М 1 : 500. Бумажный материал фотографировался, полученные растровые фотографии привязывались к прямоугольной сетке квадратов на общей схеме покрытия, после чего изображение векторизовалось средствами ИГС CityCom с одновременной идентификацией объектов городской застройки и их адресной привязкой. По этой технологии был воссоздан электронный план (рис. 1).

Прорисовка на плане города тепловых сетей и их объектов сопровождалась одновременной паспортизацией, зарисовкой схем камер с описанием технологического оборудования. Параллельно в базу данных заносилась информация о тепловых узлах потребителей тепловой энергии (адрес, номер договора, тепловые нагрузки и т.д.).

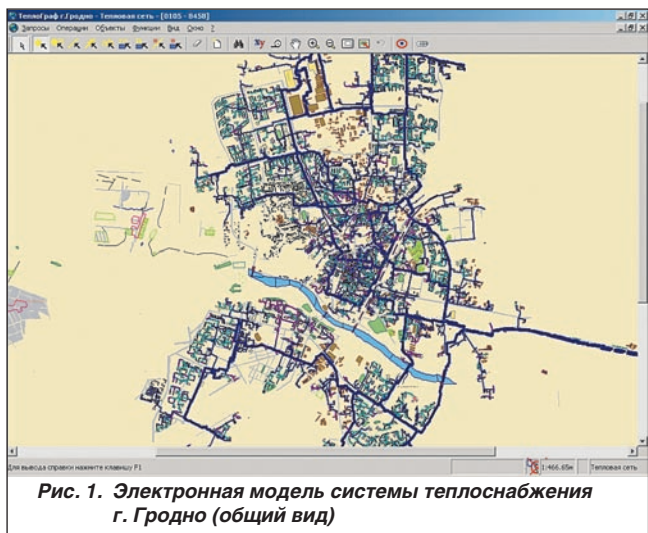


Рис. 1. Электронная модель системы теплоснабжения г. Гродно (общий вид)

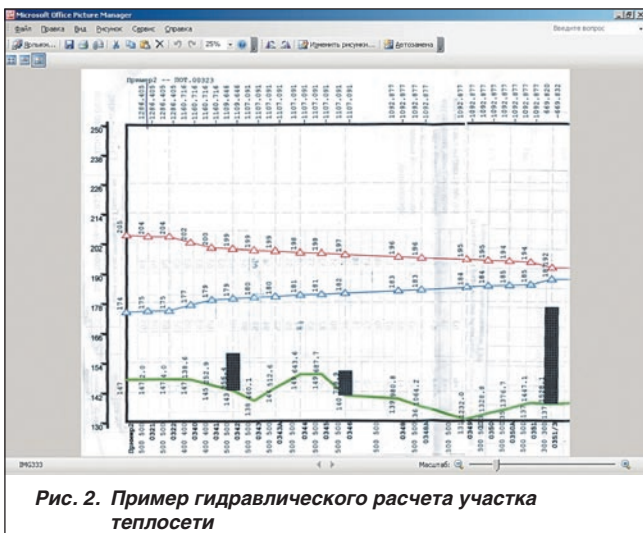


Рис. 2. Пример гидравлического расчета участка теплосети

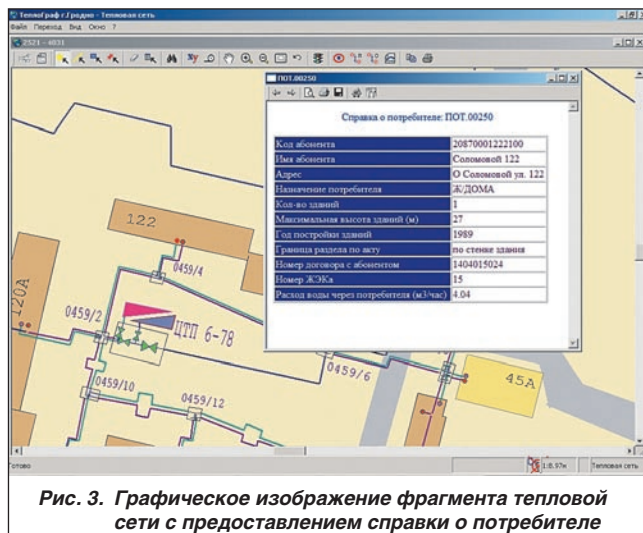


Рис. 3. Графическое изображение фрагмента тепловой сети с предоставлением справки о потребителе

Работа по вводу исходных данных в информационную систему оказалась очень трудоемкой и продлилась три года. В ее процессе мастерами районов зарисовывались недостающие схемы камер, проводилась проверка соответствия данных исполнительных съемок, внесенных в информационную систему, с фактическим состоянием объектов, уточнялась и вносилась в базу информация о балансовой принадлежности объектов с указанием инвентарных номеров участков тепловых сетей.

Были описаны (паспортизированы) и включены в графическую и расчетно-аналитическую модель:

- более 650 км тепловых сетей (в однотрубном исчислении);
- более 41 тыс. участков тепловых сетей;
- более 10 тыс. узлов сети (тепловые камеры и колодцы, потребители, источники, н/с);
- более 4 тыс. абонентских вводов.

После ввода всех исходных данных по двум тепловым районам с радиально-тупиковой схемой включения магистралей мы запустили функцию гидравлического расчета и получили явно неудовлетворительный итог. Расчетные результаты располагаемых напоров в удаленных от теплоисточника узлах очень сильно отличались от фактических. Если такие исходные данные, как длины, диаметры и местные сопротивления трубопроводов, а также нагрузки потребителей, как правило, известны, то коэффициенты шероховатости трубопроводов и степень зарастания из-за выпадающих отложений – величины недостоверные, которые можно

оценить лишь очень приблизительно. Справочная литература рекомендует применять в таких случаях коэффициент шероховатости 0,5. Хотя такая величина вполне реальна для новых труб, фактическое значение этого коэффициента значительно выше, так как трубы тепловых сетей далеко не новые, да и химический состав теплоносителя не всегда идеален.

Внедрение информационно-графической системы эту проблему решает, так как дает возможность массового изменения отдельных параметров гидравлического сопротивления для заданного подмножества трубопроводов, определенного гибко настраиваемыми критериями выборки. Подбирая усредненный коэффициент шероховатости для каждого из тепловых районов, мы добились весьма неплохих результатов. Разность расчетных и фактических располагаемых напоров у потребителей на гидравлической модели после такой «калибровки» составила не более 3–5 м вод. ст (рис. 2).

На сегодняшний день программа активно используется многими специалистами технических служб для получения информации о паспортных данных тепловых сетей, балансовой принадлежности, схеме подключения и договорных нагрузках потребителей, оперативного поиска требуемых фрагментов сети и объектов по различным критериям (адрес, наименование и т.д.) (рис. 3).

Работа по внедрению информационно-графической системы еще не завершена, существует ряд участков сетей, по которым отсутствует исполнительная и проектная

документация, не введена информация по насосным станциям, планируется привязка в качестве ассоциативных файлов результатов диагностики коррозионного состояния трубопроводов.

Результатом всей работы по адаптации системы «Теплограф» будет решение комплекса режимных задач. В их числе:

- оптимизация существующей системы теплоснабжения (оптимизация гидравлических режимов, моделирование перераспределения тепловых нагрузок между источниками, определение оптимальных диаметров тепловых сетей, а также радиусов качественного теплоснабжения и т.д.);
- моделирование перспективных вариантов развития системы теплоснабжения, создание электронной схемы существующих и перспективных тепловых сетей и объектов системы теплоснабжения Гродно;
- определение зон дефицита и избытка тепловой энергии;
- проведение гидравлических расчетов аварийных режимов;
- формирование технических условий на подключение новых потребителей;
- перераспределение тепловых нагрузок между источниками, определение возможности подключения новых потребителей тепловой энергии, определение оптимальных вариантов качественного и надежного обеспечения тепловой энергией новых потребителей, определение технологической возможности замены ЦТП на ИТП и т.д.

ПИ-ТРУБЫ. ПОРА РЕШАТЬ ПРОБЛЕМЫ

На сегодняшний день альтернативы применению в подземных сетях теплоснабжения предварительно изолированных в заводских условиях труб (ПИ-труб) нет. Во всех публикациях и отчетах на эту тему увеличение их доли в протяженности тепловых сетей оценивается как значимое достижение, поскольку оно повышает надежность теплоснабжения, позволяет снизить потери при транспорте теплоты, затраты на эксплуатацию тепловых сетей и осуществлять непрерывный контроль за состоянием изоляции. Это подтверждается достаточно длительной практикой применения ПИ-труб в европейских странах. Нет сомнений, что полная замена всех теплопроводов республики на ПИ-трубы – это будущее теплотранспорта. К сожалению, оно не обещает быть безоблачным в сложившихся условиях. Виной всему недостаточное качество всех стадий процесса изготовления и укладки ПИ-труб.

Основные проблемы ремонта ПИ-труб

Любой филиал тепловых сетей ГПО «Белэнерго» может привести примеры безупречной работы теплотранспортных традиционной канальной прокладки, которые в свое время были выполнены с надлежащим качеством и прослужили по 40 лет и более. Технология ремонта этих труб привычна и не представляет большой сложности – все специализированные организации по эксплуатации тепловых сетей имеют необходимый состав механизмов, оборудования и обученный персонал для их ремонта, подготовка рабочего места несложная (воду из канала можно откачивать на значительном удалении от места повреждения), увлажненная минерально-ватная изоляция после ремонта при достаточной вентиляции канала высыхает довольно быстро. Кроме того, несмотря на высокую удельную повреждаемость традиционной прокладки, современные приборные методы позволяют периодически с приемлемой точностью определять опасные участки трубопроводов с критической степенью коррозии, точно находить эти места, после чего ремонт выполняется по согласованному в административном порядке графику.

Между тем любое повреждение ПИ-труб устранить значительно сложнее по целому ряду причин:

- большинство эксплуатационных организаций не имеют специаль-

ного оборудования, значительная часть которого (экструдеры, выпрямители, генераторы) производится только за рубежом, а также материалов и обученного персонала, так как обучающих центров по ремонту ПИ-труб в республике нет;

- технология ремонта намного сложнее вследствие необходимости восстановления проводников СОДК, ППУ изоляции и полиэтиленовой гидроизоляционной оболочки и приборной проверки качества ремонта. Требуется разработать технологические карты, инструкции и другие ТНПА конкретно по ремонту ПИ-труб;
- ремонт ПИ-труб – весьма трудоемкая и затратная работа: например, стоимость ремонта одного стыка Ду500 без земляных, сварочных работ и последующего благоустройства составляет не менее 700 тыс. рублей, из них стоимость материалов – около 400 тыс. рублей (для сравнения: стоимость аналогичного ремонта стыка теплотранспортной канальной прокладки составляет около 20 тыс. рублей). Подготовка рабочего места в условиях увлажнения грунта может быть сопряжена с серьезными затруднениями, а если уровень грунтовых вод поднялся и достиг труб, то производство ремонта либо невозможно, либо связано с очень большими затратами;
- теплотери при транспортировке тепла по ПИ-трубам с увлаж-



Н.З. ЗАГЛУБОЦКИЙ,
главный инженер филиала
«Гомельские тепловые сети»
РУП «Гомельэнерго»



Г.В. КРУТАЛЕВИЧ, начальник
службы неразрушающего
контроля и технической
диагностики филиала
«Гомельские тепловые сети»
РУП «Гомельэнерго»

ненной изоляцией сопоставимы с потерями в теплопроводах, не имеющих изоляции, в отличие от традиционных теплотранспортных сетей, где сам канал является теплоизоляционной конструкцией. При увлажнении под полиэтиленовой оболочкой резко интенсифицируется коррозионный процесс.

Идеально вопрос ремонта ПИ-труб решается у авторов идеи и первых потребителей продукции концерна АБВ: ремонт не требуется, потому что практически никаких повреждений до окончания срока службы труб не возникает. Казалось бы, все ясно и у нас:

следует неукоснительно исполнять требования действующих ТНПА и, в первую очередь, основного документа – ТКП 45-4.02-89-2007 (02250) «Тепловые сети бесканальной прокладки из стальных труб, предварительно термоизолированных пенополиуретаном в полиэтиленовой оболочке. Правила проектирования и монтажа». Однако процесс внедрения ПИ-труб в наших условиях изначально отличался особой спецификой, основное содержание которой составляет «человеческий фактор». Упомянутый ТКП, «всебелэнерговское» обсуждение первой редакции которого началось только в 2005 году, был введен в действие лишь в декабре 2007 года. К этому времени по всей стране без учета требований ТКП были проложены десятки километров ПИ-труб, и, естественно, некоторые из них нуждаются в ремонте. Несмотря на то что до сих пор сквозных коррозионных повреждений металла труб не зафиксировано, уверены, что в энергосистеме не существует филиалов тепловых сетей, не имеющих проблем со снижением сопротивления изоляции ПИ-труб.

Причины снижения эффективности применения ПИ-труб

Причины, по которым происходит снижение эффективности применения ПИ-труб, можно разделить на две группы: недостатки заводского изготовления и недостатки строительства. Первые связаны с качеством поставляемых труб, фасонных частей и оборудования. К ним относятся:

- недостаточная адгезия пенополиуретана к металлу трубы и полиэтиленовой оболочке, низкое качество пенополиуретана, коррозия

металла труб и даже использование труб б/у;

- низкое качество материала (полиэтилена) термоусаживаемых муфт, в связи с чем они не обеспечивают достаточную гидроизоляцию стыковых соединений;
- низкое качество компонентов пенополиуретана, что не позволяет ему обеспечивать полную теплоизоляцию соединительных швов;
- негерметичность кабельных выводов на концевых и промежуточных элементах, что способствует проникновению внешней влаги и срабатыванию системы ОДК. Это самый распространенный дефект, который выявляется, как правило, на стадии строительства;
- низкое качество наземных и настенных ящиков коверов. Не унифицированы габаритные размеры у разных производителей. Низкое качество заводской покраски, которая зачастую начинает отслаиваться через месяц. Необходимо их изготавливать в антивандальном исполнении;
- неудовлетворительная герметичность сильфонных компенсаторов в ПИ-исполнении как Санкт-Петербургского, так и Львовского заводов, в результате чего они не обеспечивают гидроизоляцию. Замены партий компенсаторов по претензиям также не были достаточно успешными. Теперь, если без таких компенсаторов обойтись невозможно, устраиваем в месте их установки канал и герметизируем его. Но и это решение не обеспечивает надежной гидроизоляции.

Перечень же нарушений, выявляемых при укладке ПИ-труб, настолько обширен, что касается практически всех пунктов ТКП. Основная масса

нарушений приходится на тепловые сети, сооружаемые организациями ЖКХ, УКС гор- и облсполкомов на объектах нового строительства, различными ведомственными организациями.

Полагаем, что все, кто имеет отношение к допуску тепловых сетей из ПИ-труб в эксплуатацию, сталкивались с разного рода проблемами, которые начинают возникать уже при транспортировке, разгрузке-погрузке и хранении ПИ-труб, фасонных изделий и материалов. В частности, выявляются повреждения защитной оболочки, отсутствие защиты от прямых солнечных лучей, термоусадочные манжеты и муфты хранятся на открытых площадках с поврежденной заводской упаковкой, муфты содержатся не в вертикальном положении и т.д.

Самыми распространенными являются нарушения, допускаемые при подготовке основания траншеи, монтаже трубопровода и обратной засыпке. Трубы укладываются на брусья, кирпичи и т.п., плети свариваются на бровке траншеи, а порой там же и запениваются. Есть факты смешивания вручную составляющих ППУ компонентов, созданных для машинной заливки, зачастую отсутствует надлежащая зачистка и обезжиривание стыка, не всегда опрессовываются муфты после термоусадки, обратная засыпка иногда ведется без послойной трамбовки и содержит крупные строительные обломки. Список нарушений можно продолжать, наиболее характерные из них приведены на рис.1–4.

Увеличение количества нарушений обусловлено рядом факторов:

- значительное количество ПИ-труб в г. Гомеле укладывается сторонними организациями, а не Гомельскими тепловыми сетями;



Рис. 1. Дефекты при разгрузке



Рис. 2. Нарушение при обратной засыпке

- среди зарегистрированных в г. Гомеле 24 организаций, которые занимаются строительством внешних систем теплоснабжения, большинство составляют мелкие частные фирмы, и именно на их объектах выявляется подавляющее большинство нарушений. Персонал фирм никакого обучения не проходил, многие имеют смутное представление о ТКП. Кроме того, данный вид деятельности в Республике Беларусь (в отличие от России и Украины) лицензированию не подлежит;
- многие организации-заказчики не имеют обученных инженеров по технадзору за строительством тепловых сетей, поэтому обращаются за помощью на договорной основе в УКС горисполкома, где такие специалисты есть. Однако технадзор УКС не успевает контролировать даже свои объекты, что подтверждается большим количеством замечаний с нашей стороны (см. таблицу). Многочисленные нарушения на объектах нового строительства не устранялись годами, теплосети по этой причине на баланс Гомельских тепловых сетей не принимались.

В 2010 году директор филиала М.И. Починок добился, чтобы устранение замечаний по теплосетям УКС осуществлялось под контролем Гомельского горисполкома по графику. В результате Гомельские теплосети приняли на баланс 10 км тепловых сетей в новых микрорайонах. В текущем году работа по устранению оставшихся замечаний будет продолжена.

Чтобы остановить поток нарушений на этих объектах, Гомельские тепловые сети зимой 2009 года обучили на курсах подготовки инженеров по технадзору за строительством тепловых сетей от одного до двух работников каждого сетевого района из числа

мастеров по ремонту тепловых сетей в дополнение к трем специалистам, работающим в административном аппарате. В связи с тем, что объем работы у специалистов технадзора большой, филиал планирует в феврале дополнительно подготовить еще ряд работников сетевых районов. Служба неразрушающего контроля и технической диагностики проверяет и принимает все СОДК и сварные соединения металла труб (выборочно, если есть сомнения по внешнему осмотру). Предпринятые меры являются вынужденными, потому что почти все строящиеся тепловые сети подлежат приемке на баланс Гомельских тепловых сетей.

Проблемы оперативно-дистанционного контроля

Отдельно следует сказать о системе оперативно-дистанционного контроля (СОДК), которая является важнейшим элементом технологии и позволяет выполнять диагностику состояния изоляции и локализацию места ее увлажнения методом локализации (рефлектометрами). Авторами идеи ПИ-труб изначально задумывалось, что обнаружение и локализация дефектов могут осуществляться тремя способами:

- переносным детектором – для определения наличия и типа дефекта (периодичность проверки – один раз в две недели) и переносным локатором – для локализации места возникновения дефекта (периодичность – по факту наличия дефекта);
- стационарным детектором (периодичность – постоянно 24 часа в сутки) и переносным локатором;
- стационарным локатором для определения наличия и типа де-

фекта с одновременной локализацией и фиксацией места его возникновения (периодичность для зондирующих импульсов – один раз в 4 минуты и 24 часа в сутки).

Однако в целях значительного удешевления стоимости конечного продукта в Республике Беларусь, как и в России, Украине, некоторых других странах, с начала внедрения ПИ-труб отказались от применения в качестве проводников СОДК коаксиальных кабелей с согласующими устройствами. Было решено для соединения проводников ОДК, трубопроводов и терминалов использовать кабели типа NYM, что значительно снижало стоимость изготовления и строительства теплосетей. Но кабели этого типа имеют высокий коэффициент затухания зондирующего импульса. К тому же в нормативных документах установлен переменный параметр расстояния между металлической поверхностью элемента и проводниками ОДК в трубах и фасонных изделиях – от 10 до 25 мм, что приводит к разбросу импеданса (параметра комплексного сопротивления трубы ППУ с ОДК как электрического элемента) для различных элементов трубопровода и варьированию коэффициента укорочения для этих трубоэлементов. На смонтированном трубопроводе образуются участки с различными коэффициентами укорочения, в результате данные электрических измерений не соответствуют реальным физическим параметрам трубопровода. Причем несоответствие прямо пропорционально длине трубопровода и количеству фасонных изделий на нем (исследования показали величину несоответствия 5 м и более на 100-метровом участке трубопровода).



Рис. 3. Отслоение оболочки



Рис. 4. Повреждение оболочки

Ход передачи ТС на баланс ГТС и устранения замечаний по участкам тепловых сетей от УКП «УКС горисполкома»
(данные на 18 января 2011 г.)

Наименование объекта нового строительства	Срок пуска в эксплуатацию начальных объектов ТС, год	Количество замечаний по тепловым сетям	Период устранения замечаний	Дата передачи ТС на баланс ГТС	Примечания
Микрорайон №19 (1-я очередь)	2006	39	С ноября 2008 г. по настоящее время		Не проведено комплексное опробование СОДК
Микрорайон №19 (2-я очередь)	2007		С ноября 2008 г.	Ноябрь - декабрь 2010 г.	
Микрорайон № 50	2008	6	С февраля 2010 г.	Ноябрь 2010 г.	
Микрорайон № 54	2007	2 по СОДК по двум участкам ТС	С ноября 2009 г.		С октября 2009 г. обращений не было
Микрорайон № 21	2008	7	С августа 2010 г.	Ноябрь - декабрь 2010 г.	Часть участков не передана
Микрорайон № 16	2006	8	С ноября 2008 г.	Ноябрь 2010 г.	Отдельные участки
Микрорайон № 22	2007	44	С декабря 2008 г. по январь 2011 г.	Декабрь 2010 г.	Завизирован в ГТС и направлен в РУП участок ТС по ул. Дынды, 5–17.01.11 г.
Микрорайон № 20 А	2009	Обследование не проводилось			Обращений не было
Микрорайон № 18	2010	9	С октября 2010 г.		
Жилой квартал в районе улиц Н.Ополчения – Карастояновой – Гастелло	2009	9	С ноября 2010 г.		
Ул. Сосновая, 2, корп. 2	2009	4	С января 2010 г.	Август 2010 г.	
Ул. Плеханова, 43	2007	6	С октября 2008 г.	Август 2010 г.	

Таким образом, недостатки кабелей НУМ исключают применение на наших трубопроводах стационарных специализированных локаторов повреждений и не позволяют рассматривать тепловую сеть в качестве объекта автоматизации и диспетчеризации. То есть объединение впоследствии локальных СОДК в единую сеть и отображение их состояния на центральном диспетчерском пункте с указанием конкретного места дефекта сети невозможно.

Остается единственный вариант мониторинга состояния ПИ-труб средствами телемеханики – это централизованный сбор информации со стационарных детекторов. Однако на белорусском рынке присутствует только прибор российского производства ДПС-4АМ. Возможности его весьма ограничены: он не имеет функции измерения текущих величин, срабатывает лишь при достижении порогового значения сопротивления изоляции и не приспособлен для передачи информации. В городе установлено около десятка таких приборов, но специалистов они совершенно не устраивают. Развитие теплосетей из ПИ-труб достигло такого уровня, когда разрозненные участки надо собирать в единую систему, и в ГТС появилась насущная

потребность в приборах, свободных от указанных недостатков.

Оказалось, что Белорусский государственный институт информатики и радиозлектроники (БГУИР) уже разработал такой прибор. Его опытный образец (сделан бесплатно) безотказно работает в Гомельских тепловых сетях уже год, с интервалом 3 с передавая информацию о текущих значениях сопротивления изоляции 3,5 км трубопроводов на центральный диспетчерский пункт (передача информации идет бесплатно). Стоимость прибора разработчики оценивают в 3,4 млн рублей.

Все было бы хорошо, но в энергосистеме к подобным разработкам должны привлекаться в первую очередь организации, входящие в состав ГПО «Белэнерго». Из них желание создать аналогичный прибор изъявило РУП «БЕЛТЭИ», оценив разработку в 17,5 млн рублей, цена самого прибора пока неизвестна. Идет переписка, договор еще не заключен.

Самые сложные операции в укладке ПИ-труб – заделка стыков и монтаж СОДК. Если сравнить начало десятилетия и 2010 год – прогресс в отношении качества очевиден, хотя упомянутые нарушения еще встречаются. Надо отметить, что прежде некоторые строительные организации

стремились сэкономить на дорогостоящей операции, пытаясь заделывать стыки своими силами, но безуспешно – все эти стыки пришлось переделывать по причине брака. В настоящее время подобная самодеятельность прекратилась. Заделку стыков под гарантию осуществляет считанное число фирм, имеющих персонал с достаточным уровнем квалификации. Можно считать, что произошел естественный отбор и без требований о специальной подготовке персонала, наличии комплекса оборудования и сертифицированных комплектов материалов. Но это только доказывает, что данный вид деятельности должен подлежать лицензированию. Нельзя монтаж ПИ-труб и проверку СОДК приравнять к работе дворника. Специальных знаний о метле не требуется, а вот при снятии, например, рефлектограммы без них не обойтись. Цена вопроса о качестве укладки всех ПИ-труб в сетях теплоснабжения и сейчас, и в будущем сопоставима с бюджетом страны.

По нашему мнению, решение вопроса лицензирования данного вида деятельности не должно быть прерогативой управления лицензирования Министерства архитектуры и строительства, которое недостаточно ориентируется в проблеме. Спе-

циальное разрешение на укладку ПИ-труб должно содержать жесткие требования к строительным организациям. Нельзя допустить профанации идеи ПИ-труб и угрозы будущему теплоснабжения Республики Беларусь.

Выводы

Подытоживая, можно сказать, что ТКП 45-4.02-89-2007 (02250) «Тепловые сети бесканальной прокладки из стальных труб, предварительно термоизолированных пенополиуретаном в полиэтиленовой оболочке. Правила проектирования и монтажа» не явился исчерпывающим документом. Необходимо продолжение работы по дополнению нормативной базы, тем более что после выхода ТКП прошло три года и появились новые вопросы, требующие регламентации. Их каждая организация, эксплуатирующая тепловые сети, вынуждена решать по-своему, пока нет нормативного документа.

В заключение выносим на рассмотрение проблемные вопросы.

1. Изготовление ПИ-труб и строительство тепловых сетей из них со всеми сопутствующими процедурами

(монтаж СОДК, теплогидроизоляция стыков и др.) должны стать лицензируемым видом деятельности, подлежащим жесткой проверке соответствия. Республиканским НПА должны быть четко определены требования к технадзору со стороны заказчика, авторскому надзору проектной организации и ответственность производителей, строительных и монтажных организаций по гарантийным обязательствам за качество сооружаемых теплосетей из ПИ-труб.

2. Необходимо создание республиканского учебного центра с соответствующей материальной базой для обучения (в сложившихся условиях и для переаттестации) персонала, занимающегося всеми видами работ по строительству и ремонту тепловых сетей из ПИ-труб. Установить порядок, по которому к указанным работам могут допускаться только лица, прошедшие обучение и имеющие удостоверение установленного образца.

3. Требуется стандартизировать:

- изготовление и размеры надземных и настенных ящиков коверов СОДК;
- размер штока под ключ шаровой запорной арматуры (например, в

Гомельских тепловых сетях только для шаровых кранов Ду100 разных производителей надо иметь в диспетчерской службе и сетевых районах по 6 типоразмеров ключей).

4. Должно быть принято решение относительно прибора для стационарного мониторинга СОДК. Наши предложения:

- отказаться от применения прибора российского производства типа ДПС-4АМ как совершенно не пригодного для телемеханизации;
- принять решение об использовании (по импортозамещению) либо успешно прошедшего испытания в ГТС прибора БГУИР, либо прибора будущей разработки РУП «БЕЛТЭИ», или другого производителя.

5. Назрела необходимость в разработке нормативных документов по ремонту теплосетей из ПИ-труб. Предлагаем поручить эту работу специализированной организации ГПО «Белэнерго» и РУП «Витебскэнерго», имеющему достаточно большой опыт в ремонте ПИ-труб.

6. Желательно рассмотреть возможность производства сильфонных компенсаторов в ПИ-исполнении в Республике Беларусь.

Приглашаем всех заинтересованных читателей принять участие в обсуждении этой и других злободневных тем в области ТЭК на страницах нашего журнала.

Ждем Ваших материалов с пометкой «Обсуждаем проблему».

Наши координаты:

ул. Чичерина, 19, 220029, г. Минск, Республика Беларусь,
тел./факс: + (375 17) 293 46 82, e-mail: info@energystrategy.

**Продолжается подписка
на 2011 год**

009382

Подписной индекс

научно-практический журнал
**Энергетическая
Стратегия**

Оформить подписку можно:

- в любом почтовом отделении (подписной индекс 009382)
- позвонив по тел./факсу: 017 286 08 28

РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ В ОБЛАСТИ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

При рассмотрении возможности использования атомной энергии для удовлетворения энергетических потребностей государства в большинстве случаев руководствуются такими факторами, как отсутствие собственных энергетических ресурсов, стремление уменьшить зависимость от органических видов топлива, необходимость диверсификации энергетических ресурсов и снижение выбросов окислов углерода. Для Беларуси эти факторы явились толчком к разработке собственной ядерно-энергетической программы.

В настоящее время в республике доля импортируемых энергоносителей составляет 85 %, при этом 93 % топлива завозится из одной страны – России. В структуре топливно-энергетического баланса чрезмерно высока доля природного газа, в электроэнергетике она достигает 93 %. С учетом прогнозных показателей социально-экономического развития республики и роста спроса на электроэнергию к 2020 году в Беларуси потребуются ввести или модернизировать около 6 млн кВт установленных мощностей. Создание атомной энергетики станет эффективным решением этой задачи.

Ввод в эксплуатацию белорусской АЭС приведет в 2020 году к замещению в балансе энергосистемы около 4 млн т у.т., снижению доли природного газа до 58 % в балансе котельно-печного топлива страны. Согласно расчетам, выполненным в Национальной академии наук Беларуси, при уровне потребления электроэнергии в 41 млрд кВт·ч себестоимость ее производства при вводе АЭС снизится примерно на 13 %, а экономия затрат на производство электрической энергии за счет снижения потребления природного газа составит \$ 280,0 млн в год (при цене природного газа \$ 100 за 1000 м³). Создание собственной атомной энергетики в республике – это безальтернативный вариант обеспечения энергобезопасности государства, а следовательно, и гарантии национальной безопасности.

Мировой опыт показывает, что одним из основополагающих фак-

торов успешного создания и безопасного развития атомной энергетики является наличие в стране нормативно-правовой и технической нормативно-правовой базы в области безопасного использования атомной энергии, которая устанавливает основные требования, условия и ограничения как при выборе места размещения ядерного объекта, так и при его строительстве, эксплуатации и выводе из эксплуатации, включая обращение с радиоактивными отходами и отработавшим ядерным топливом.

Ключевыми элементами такого законодательства являются ядерная, радиационная и физическая безопасность, а также обеспечение нераспространения ядерного материала и ответственность за ядерный ущерб.

СТРУКТУРА НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ

С учетом мировой практики в области нормотворчества по безопасному развитию атомной энергетики, опыта создания нормативной базы России, Украины и бывшего СССР в целях гармонизации нормотворчества в рамках СНГ в Республике Беларусь принята четырехуровневая структура нормативной базы.

Первый уровень, обычно называемый конституционным, устанавливает базовую институциональную и правовую структуру, регулирующую все соответствующие отношения в государстве.

О.Б. ГУРКО, к. т. н., ведущий научный сотрудник ГНУ «Объединенный институт энергетических и ядерных исследований – Сосны» Национальной академии наук Беларуси

В.Т. КАЗАЗЯН, к. т. н., заведующий лабораторией ОИЭЯИ–Сосны НАН Беларуси

А.П. МАЛЫХИН, к. т. н., ведущий научный сотрудник ОИЭЯИ–Сосны НАН Беларуси

И.Я. ПОПЛЫКО, к. т. н., ведущий научный сотрудник ОИЭЯИ–Сосны НАН Беларуси

М.А. КОЗЕЛ, младший научный сотрудник ОИЭЯИ–Сосны НАН Беларуси

И.А. РЫМАРЧИК, научный сотрудник ОИЭЯИ–Сосны НАН Беларуси

Второй уровень – законодательный, на котором принимаются конкретные законы. К этому уровню относятся международные договоры Республики Беларусь, законы Республики Беларусь, Указы Президента Республики Беларусь и постановления Правительства Республики Беларусь.

Третий уровень составляют регулирующие правила – детальные и часто высокотехнологичные правила, используемые для контроля или регулирования деятельности, определяемой актами делегированного законодательства. В соответствии с Законом «О техническом нормировании и стандартизации» к этому уровню относятся технические регламенты и технические кодексы установившейся практики в области использования атомной энергии, международные и государственные стандарты, строительные, санитарные нормы и правила и другие технические нормативные правовые акты.

К четвертому уровню относятся локальные нормативные правовые акты органов государственного управления в области использования атомной энергии, эксплуатирующей организации, отраслевые стандарты и другие документы.

В соответствии с мировой практикой [1] комплекс нормативно-технической документации в области атомной энергетики, в основном касающийся третьего уровня, можно структурировать по следующим направлениям:

- общие принципы и критерии обеспечения безопасности;
- правила и нормы ядерной и радиационной безопасности;
- размещение и концентрация мощностей атомных станций;
- проектирование атомных станций;
- конструирование, изготовление и эксплуатация оборудования и трубопроводов АЭС;
- устройство и эксплуатация систем управления технологическими процессами АЭС;
- устройство и эксплуатация систем надежного электроснабжения АЭС;
- устройство и эксплуатация локализуемых систем атомных станций;
- физическая защита ядерных объектов;
- строительство АЭС;
- ввод в эксплуатацию и эксплуатация АЭС;
- обращение с радиоактивными отходами и отработавшим топливом;
- организация контроля загрязнений окружающей среды в районе расположения АЭС;
- безопасное хранение, учет и контроль ядерных материалов.

СОЗДАНИЕ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ В ОБЛАСТИ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Юридические нормы регулирования использования ядерной энергии являются частью общей правовой системы государства. Ядерное право должно занимать свое место в нормальной юридической иерархии, применяемой в большинстве государств [1].

В связи с тем что в нашей стране изначально отсутствовала ин-

фраструктура по разработке, созданию и эксплуатации атомных электростанций, при подготовке национального ядерного законодательства представляет интерес подход, который сводится к простому включению в него формулировок из норм безопасности, разработанных международными организациями (прежде всего МАГАТЭ), а также текстов нормативных документов, принятых государствами с развитыми правовыми базами. Такой подход позволяет сократить общее количество новых юридических текстов и дает возможность воспользоваться техническими или юридическими экспертными ресурсами организаций или государств, имеющих соответствующий опыт.

Однако при этом возникают следующие трудности:

- в Республике Беларусь конституционные положения запрещают включение внешних документов (и даже ссылок на них) в национальное законодательство;
- при переводе с иностранного языка на русский термины, касающиеся ядерной энергии, могут терять смысл или вводить в заблуждение тех, кто будет применять национальное законодательство или обеспечивать его соблюдение;
- получение иностранных нормативных документов может быть затруднено;
- возникают проблемы с внесением изменений, которые появляются в первичных документах.

Решить эти проблемы стало возможным при инкорпорировании российской базы ядерного законодательства после ее переработки на соответствие законодательной базе Республики Беларусь.

При разработке нормативных документов органов государственного регулирования и органов государственного управления используются следующие основные критерии:

- 1) соответствие законодательству Республики Беларусь;
- 2) соответствие современному уровню науки и техники с учетом отечественного и зарубежного опыта нормативного регулирования, включая отраслевые документы, а также стандартов МАГАТЭ и других международных организаций.

В Беларуси разработка технических нормативных правовых актов, регламентирующих требования по безопасному развитию атомной энергетики, начата в 2006 году. В соответствии с законом «О техническом нормировании и стандартизации» для разработки ТНПА и создания нормативной базы обеспечения безопасности атомных станций была выбрана форма технических кодексов установившейся практики. Требования технических кодексов к процессам проектирования, производства, эксплуатации (использования), хранения, перевозки, реализации и утилизации продукции или к оказанию услуг основываются на результатах установившейся практики.

В настоящее время разработка нормативной базы органов государственного регулирования и органов государственного управления в области использования атомной энергии проводится в рамках различных государственных программ, государственных заказчиками которых являются Министерство энергетики как координатор всех работ по развитию атомной энергетики в Республике Беларусь, Министерство по чрезвычайным ситуациям как орган государственного управления, ответственный за безопасное использование атомной энергии, и НАН Беларуси. В частности, ряд нормативных документов разрабатывался в рамках Государственной научно-технической программы «Ядерно-физические технологии для народного хозяйства Беларуси» и продолжает разрабатываться в рамках Государственной программы «Научное сопровождение развития атомной энергетики в Республике Беларусь на 2009–2010 годы и на период до 2020 года».

Разработка национальной технической нормативной правовой базы проводится в тесном взаимодействии с Департаментом по ядерной энергетике Министерства энергетики, национальным проектировщиком, Дирекцией строительства АЭС, Департаментом по ядерной и радиационной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям и другими республиканскими органами государственного управления, государственными организациями, подчиненными Правительству.

ЗАКОНОДАТЕЛЬНАЯ БАЗА В ОБЛАСТИ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

В Беларуси одним из основополагающих документов, регулирующих отношения в области ядерного законодательства, является Закон «Об использовании атомной энергии», принятый в 2008 году [2].

Закон регулирует отношения, связанные с размещением, проектированием, сооружением, вводом в эксплуатацию, эксплуатацией, ограничением эксплуатационных характеристик, продлением срока эксплуатации и выводом из эксплуатации ядерной установки и (или) пункта хранения, а также отношения, связанные с обращением с ядерными материалами при эксплуатации ядерной установки и (или) пункта хранения, отработавшими ядерными материалами и (или) эксплуатационными радиоактивными отходами, и иные отношения в области использования атомной энергии. Отношения, связанные с обращением с ядерными материалами, отработавшими ядерными материалами и (или) эксплуатационными радиоактивными отходами, не оговоренные Законом «Об использовании атомной энергии», регулируются иными законами.

Закон Республики Беларусь «О радиационной безопасности населения» определяет основы правового регулирования в области обеспечения радиационной безопасности населения и направлен на создание условий, обеспечивающих охрану жизни и здоровья людей от вредного воздействия ионизирующего излучения. В 2008 году принят Закон «О внесении изменений и дополнений в Закон Республики Беларусь «О радиационной безопасности населения», который регулирует в том числе вопросы обращения с радиоактивными отходами.

Кроме того, в республике действуют еще два закона, определяющих взаимоотношения государства и граждан, вызванные ликвидацией последствий аварии на Чернобыльской АЭС.

Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации», принятым 5 января 2004 года, регулируются отношения, воз-

никающие при разработке, утверждении и применении технических требований к продукции, процессам ее разработки, производства, эксплуатации (использования), хранения, перевозки, реализации и утилизации или оказанию услуг, а также определяются правовые и организационные основы технического нормирования и стандартизации. Этот закон разрешает при разработке технических регламентов в качестве основы использовать соответствующие международные и межгосударственные (региональные) стандарты, нормы, требования и другие документы, за исключением случаев, когда такие документы могут быть непригодными или неэффективными.

По состоянию на 1 января 2009 года в Республике Беларусь действовали следующие нормативные правовые акты, в том числе технические правовые акты в области использования атомной энергии:

Правила обеспечения безопасности исследовательских ядерных установок;

Правила безопасности при хранении и транспортировке ядерного топлива на комплексах систем хранения и обращения с отработавшим ядерным топливом;

Правила устройства и безопасной эксплуатации исполнительных механизмов органов воздействия на реактивность;

Правила безопасности при хранении и транспортировке ядерного топлива на объектах атомной энергетики;

Правила ядерной безопасности подкритических стенов;

Правила ядерной безопасности критических стенов;

ТКП 097-2007 (02300) «Размещение атомных станций. Основные критерии и требования по обеспечению безопасности»;

ТКП 098-2007 (02250/02300) «Размещение атомных станций. Основные требования по составу и объему изысканий и исследований при выборе пункта и площадки АС»;

ТКП 099-2007 (02120/02300) «Размещение атомных станций. Руководство по разработке и содержанию обоснования экологической безопасности атомной станции»;

ТКП 101-2007 (02230/02250/02300) «Размещение атомных станций. По-

рядок разработки общей программы обеспечения качества для атомной станции»;

ТКП 102-2007 (02230/02250/02300) «Размещение атомных станций. Порядок разработки программы обеспечения качества при выборе площадки для атомной станции».

Кроме того, в 2009 году введены в действие:

ТКП 170-2009 (02300) «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ АС)»;

ТКП 171-2009 (02300) «Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций (ПБЯ РУ АС)».

В рамках Государственной научно-технической программы «Ядерно-физические технологии для народного хозяйства Беларуси» разработаны, согласованы и находятся на утверждении в республиканских органах государственного управления в области использования атомной энергии следующие технические нормативные правовые акты:

Требования к программе обеспечения качества при строительстве атомных станций ПОКАС (С);

Требования к программе обеспечения качества при проектировании атомных станций ПОКАС (П);

Требования к составлению отчета по оценке воздействия АЭС на окружающую среду (ОВОС);

Положение о порядке проведения экспертизы документов, обосновывающих обеспечение ядерной и радиационной безопасности ядерной установки, радиационного источника, пункта хранения и (или) качества заявленной деятельности;

Правила приемки в эксплуатацию законченных строительством энергоблоков АЭС;

Основные положения по подбору, подготовке, допуску к работе и контролю в процессе эксплуатации персонала атомных станций.

Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям и вступили в действие с 1 января 2011 года следующие ТНПА:

ТКП 263-2010 (02300) «Учет внешних воздействий природного и техногенного происхождения на объекты использования атомной энергии»;

ТКП 264-2010 (02300) «Правила устройства и эксплуатации локали-

зующих систем безопасности атомных станций».

В рамках Государственной программы «Научное сопровождение развития атомной энергетики в Республике Беларусь на 2009–2010 годы и на период до 2020 года» на 2009–2010 годы запланированы к разработке 43 ТНПА, из них – 24 силами ГНУ «ОИЭЯИ–Сосны» НАН Беларуси по следующим направлениям:

- безопасность при перевозке радиоактивных веществ (1 ТНПА);
- требования, предъявляемые к персоналу ядерных объектов (4 ТНПА);
- требования, предъявляемые к оборудованию и системам ядерных объектов, влияющих на ядерную и радиационную безопасность (4 ТНПА);
- охрана окружающей среды и природопользование (8 ТНПА);
- оперативная техническая диагностика оборудования, трубопроводов и систем АЭС в период строительства и эксплуатации (7 ТНПА);
- физическая защита ядерных объектов (5 ТНПА);

- безопасное обращение с радиоактивными отходами (3 ТНПА);
- обеспечение качества (6 ТНПА);
- верификация и сертификация программного обеспечения (2 ТНПА);
- требования к защите информации (3 ТНПА).

Разработанные к настоящему времени проекты технических нормативных правовых актов находятся на стадии согласования и утверждения в государственных органах по регулированию безопасности при использовании атомной энергии.

Программой предусмотрена также разработка коллективом ГНУ «Объединенный институт энергетических и ядерных исследований «Сосны» НАН Беларуси в течение 2011–2015 годов порядка 50 нормативных правовых актов по обеспечению безопасности при использовании атомной энергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Существующая законодательная база Республики Беларусь является эффективной основой для создания нормативно-технических

документов в области ядерной энергетики. Их разработка ведется согласно требованиям Закона Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации», что позволяет адаптировать к белорусскому законодательству российские нормативно-технические документы и формировать нормативно-правовую базу в области ядерной энергетики. Кроме того, Государственная программа «Научное сопровождение развития атомной энергетики в Республике Беларусь на 2009–2010 годы и на период до 2020 года» одним из своих мероприятий также направлена на создание нормативной базы в области атомного права и позволяет при ее разработке решить организационные и финансовые задачи.

Список литературы

1. Справочник по ядерному праву. – Вена: МАГАТЭ, 2006.
2. Об использовании атомной энергии: Закон Респ. Беларусь от 30 июля 2008 г. № 426-З; принят Палатой представителей 24 июня 2008 г.; одобр. Советом Респ. 28 июня 2008 г. // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2008. – № 187. – 2/1523 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.pravo.by>.

К 20-ЛЕТИЮ ЭЭС СНГ

Этапы истории Электроэнергетического Совета СНГ в датах и документах

1992–2002 годы

14 февраля 1992 года – подписано Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств, ставившее целью обеспечение устойчивого и надежного энергоснабжения. Координация совместной работы энергосистем государств – участников СНГ возложена на Электроэнергетический Совет СНГ.

1992-1993 годы – Электроэнергетическим Советом СНГ разработаны и приняты:

- Единые принципы параллельной работы энергетических систем СНГ;
- Соглашение о параллельной работе энергосистем СНГ.

В документах определены основные условия и требования к организации совместной работы энергосистем государств – участников СНГ в новых экономических и политических условиях.

25 ноября 1998 года подписан Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических государств – участников Содружества Независимых Государств. Договор заложил правовые основы взаимодействия государств и хозяйствующих субъектов при вхождении энергосистем в параллельную работу.

25 января 2000 года – заключено межправительственное Соглашение о транзите электрической энергии и мощности.

30 мая 2002 года – заключено межправительственное Соглашение о взаимопомощи в случаях аварий и других чрезвычайных ситуаций на электроэнергетических объектах государств – участников Содружества Независимых Государств.

ОПЫТ ИНФОРМАЦИОННОЙ РАБОТЫ С НАСЕЛЕНИЕМ И ОБЩЕСТВЕННОСТЬЮ ПО ВОПРОСАМ РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

После более чем 20-летнего моратория на строительство АЭС, вызванного чернобыльской катастрофой, во многих ведущих странах мира возрождается интерес к развитию атомной энергетики. Беларусь не исключение: в республике принято стратегическое решение о строительстве атомной электростанции, и сегодня данный проект находится на стадии практической реализации. В связи с этим возникает необходимость формирования в этом направлении системной информационной работы с населением и общественностью.

В течение последних десятилетий мировая ядерная энергетика вышла на новый уровень технологической зрелости в вопросах безопасности атомных станций. Под влиянием этого и других процессов во многих странах мира отношение общественности к развитию отрасли постепенно изменяется. Беларусь только вступает на путь развития ядерной энергетики, и у нас становятся актуальными вопросы о том, как относится белорусское общество к этой отрасли сегодня, под влиянием каких причин сформировалось такое отношение, является ли оно адекватным в части восприятия современного уровня безопасности АЭС, необходима ли системная информационная работа по его формированию.

Отношение населения республики к этой сфере деятельности, с одной стороны, во многом продолжает определяться стереотипами, сложившимися в результате катастрофы на ЧАЭС. Причем отрицательные стереотипы, связанные с поражающим действием радиации, получили большее распространение и глубже укоренились в массовом сознании, чем положительные. С другой стороны, неподготовленному человеку не хватает компетентности для взвешенного, адекватного взгляда на ядерную энергетику, поскольку это высокотехнологичная и наукоемкая область. Для того чтобы сформировать у населения объективную точку зрения, необходимо организовать систему информационного взаимодействия между населением, экспертным сообществом и теми, кто управляет процессом строительства (а в последую-

щем – эксплуатацией) АЭС, при этом создавая и обеспечивая деятельность соответствующих институциональных механизмов и структур, информационных ресурсов.

В ряде стран мира, а также на международном уровне сделаны определенные шаги для развития подобного информационного взаимодействия: приняты Конвенция о доступе к информации, участии общественности в процессе принятия решений и доступе к правосудию по вопросам, касающимся окружающей среды, 1998 год (Орхусская конвенция) [1], Конвенция об оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте, 1991 год (Конвенция Эспо) [2], французский закон «О прозрачности и обеспечении безопасности в области ядерной энергии» (2006 года) [3] и др. Нароботан практический опыт в части информирования общественности по вопросам развития ядерной энергетики, который следует учесть при планировании подобных действий в нашей республике. В рамках выполнения задания Государственной программы научного сопровождения развития атомной энергетики в Республике Беларусь на 2009–2010 годы и на период до 2020 года Белорусское отделение Российско-белорусского информационного центра по проблемам последствий катастрофы на Чернобыльской АЭС (БОРБИЦ) РНИУП «Институт радиологии» МЧС Республики Беларусь проанализировало развитие информирования населения и общественности по вопросам, связанным с атомной энергетикой, в России и Франции.



З.И. ТРАФИМЧИК,
директор филиала «БОРБИЦ по проблемам последствий катастрофы на Чернобыльской АЭС» РНИУП «Институт радиологии» МЧС Республики Беларусь



Н.Я. БОРИСЕВИЧ,
заместитель директора филиала «БОРБИЦ по проблемам последствий катастрофы на Чернобыльской АЭС» РНИУП «Институт радиологии» МЧС Республики Беларусь



О.В. СОБОЛЕВ,
заведующий информационно-аналитическим отделом филиала «БОРБИЦ по проблемам последствий катастрофы на Чернобыльской АЭС» РНИУП «Институт радиологии» МЧС Республики Беларусь

ФОРМИРОВАНИЕ ОБЩЕСТВЕННОГО МНЕНИЯ ПО ВОПРОСАМ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ И ФРАНЦИИ

Как Россия (РСФСР в составе СССР), так и Франция имеют более чем 60-летний опыт развития атомной энергетики. В обеих странах начало этому процессу положило создание ядерного оружия. Именно ядерные разработки в военных целях предопределили в течение длительного времени закрытость отрасли для населения и обществу, тем более что до определенного момента (во Франции – до энергетического кризиса 70-х годов прошлого века) атомная энергия не имела широкого промышленного использования.

Следует отметить, что как в России, так и во Франции существуют протестные настроения в обществе относительно ядерной энергетики, хотя в каждой из стран они вызваны разными поводами и в разное время: во Французской Республике – с середины 70-х годов как реакция на решение Премьер-министра широко использовать ядерную энергию в ответ на энергетический кризис, в Российской Федерации – с 90-х годов после распада СССР.

Общим является также и то, что в настоящее время в обеих странах происходит переход от политики информационной закрытости отрасли к сотрудничеству с населением в условиях дефицита доверия со стороны последнего. Подтверждением этому стало законодательное закрепление права доступа общественности к информации, зафиксированное в различных нормативных актах [3–5 и др.], создание государственных структур, ответственных за взаимодействие с общественностью (Департамент по работе с общественными организациями и регионами, а также Департамент пресс-службы Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» в России, Департамент открытости обществу Государственного института радиационной защиты и ядерной безопасности IRSN во Франции). В настоящее время в Российской Федерации и Франции процесс поиска оптимальной системы информационной работы с населением и общественностью продолжается.

ОСОБЕННОСТИ ИНФОРМАЦИОННОЙ РАБОТЫ С НАСЕЛЕНИЕМ ПО ВОПРОСАМ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ И ФРАНЦИИ

Российская Федерация

Информационная работа с населением по вопросам атомной энергетики в Российской Федерации выстраивается централизованно через Департамент по работе с общественными организациями и регионами, а также Департамент пресс-службы Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом». Ее характеризуют яркие, многоплановые и разнообразные информационные акции и мероприятия. В этой работе помимо упомянутых департаментов «Росатома» задействованы пресс-службы подчиненных ему организаций, информационные центры, научные организации, независимые информационные ресурсы.

В основном используются следующие ресурсы донесения информации:

- интернет-сайты, блоги;
- печатные издания (газеты, журналы, бюллетени), в том числе их электронные версии;
- передачи по радио и телевидению;
- конференции, форумы, лекции, олимпиады и т. д.;
- экскурсии по атомным электростанциям.

Развитию этой работы способствует наличие у структур и предприятий отрасли собственных СМИ, а также создание с 2008 года информационных центров по атомной энергии (уже работают в Томске, Воронеже, Москве, 11 новых появятся к 2011 году).

Вместе с тем следует отметить отсутствие государственной концепции информирования населения о работе атомных станций, а также недостаточную развитость системы институтов, пригодных для разрешения конфликтов и достижения компромиссов общественности, властей и специалистов по вопросам, связанным с ядерной энергетикой, что является потенциальной причиной роста протестных движений (документация о проведении общественных слушаний, сходов местных жителей, общественных экспертиз и согласительных комиссий утверждается крайне медленно).

Россия не присоединилась к Орхусской конвенции, предпочитая решать подобные правовые вопросы в рамках национального законодательства.

Французская Республика

Именно Францию следует считать пионером в системной работе по информированию населения о безопасности атомных объектов. Особенностью французского опыта является деятельность через территориальные общественные организации – местные информационные комиссии (CLI, МИК). Общественный мониторинг развития ядерной энергетики с опорой на деятельность МИК играет не менее значимую роль в структуре информирования населения Франции, чем разработчики и операторы АЭС, надзорные органы, экспертное и научное сообщество (рис. 1).

При этом ядерная энергетика страны прошла длительный и противоречивый путь к открытости. Первые МИКи появились в 70-х годах прошлого века в результате акций протеста местного населения и местных выборных представителей против строительства атомных электростанций. Местные информационные комиссии, первоначально выступавшие против ядерной энергии, в последующем превратились в инструмент стимулирования гражданской активности и вовлечения местного населения в управление радиационными рисками. В 2000 году, более чем через 30 лет после образования первой МИК, была создана Национальная ассоциация МИК (ANCLI, НАМИК), которая является членом различных официальных государственных органов и представляет интересы МИК на национальном и международном уровнях. В 2006 году образована ЕвроМИК. В настоящее время создание МИК возле каждого ядерного объекта Франции является правовым обязательством.

Поиск консенсуса во французском обществе в отношении законодательных рамок в данной области происходил крайне сложно и потребовал значительного времени. Нынешнему закону «О транспарентности (прозрачности) и обеспечении безопасности в области ядерной энергии» понадобилось 10 лет для утверждения в парламенте [6]. Этот закон представляет собой единый нормативный акт, регулирующий информационную составляющую развития ядерной энергетики (в отличие от России, где данная деятельность регулируется несколькими десятками нормативных документов разного уровня).

Французская Республика присоединилась к Орхусской конвенции, и, соответственно, данный нормативный акт применяется наряду с национальным законодательством.

СПЕЦИФИКА УСЛОВИЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ИНФОРМАЦИОННОЙ РАБОТЫ С НАСЕЛЕНИЕМ В БЕЛАРУСИ

В Республике Беларусь сложилась специфическая ситуация, которая существенным образом влияет на информационную работу с населением по вопросам ядерной энергетики и должна учитываться при планировании данной деятельности. Ее особенности заключаются в следующем.

С одной стороны, в стране еще нет ядерной отрасли как таковой, но есть «чернобыльское наследие», в определенной степени влияющее на отношение населения к ядерной энергетике. Еще до начала реализации нового высокотехнологичного проекта по строительству АЭС его обсуждение уже вызвало возвращение чернобыльской тематики в повестку дня.

С другой стороны, отсутствие сложившихся стереотипов, схем, форм и методов информирования населения по вопросам ядерной энергетики дает возможность построить информационную работу с населением и общественностью с чистого листа. Тем более что действующие правовые рамки позволяют это сделать, поскольку Беларусь законодательно закрепила доступ к соответствующей информации (включая присоединение к Орхусской конвенции).

Кроме того, следует отметить, с одной стороны, отсутствие опыта

работы в ядерной энергетике (в том числе в информационной части), недостаток специалистов, дефицит популярных информационных материалов о развитии атомной энергетики, работе АЭС и др., с другой – наличие опыта информационной работы с населением по чернобыльской тематике (как и по управлению постчернобыльской ситуацией в целом, включая радиационные риски), формирования практической радиологической культуры, вовлечения населения в процесс улучшения условий жизни на загрязненных радионуклидами территориях. И, что особенно важно, в республике существуют собственная концептуальная основа данной деятельности [7, 8], соответствующие местные информационные структуры и ресурсы (около 50 в пострадавших от чернобыльской катастрофы районах (рис. 2)), а также координация деятельности со стороны БОРБИЦ, созданного в 2007 году в рамках Программы совместной деятельности по преодолению последствий чернобыльской катастрофы в рамках Союзного государства и работающего под управлением Департамента по ликвидации последствий катастрофы на Чернобыльской АЭС МЧС Республики Беларусь [9]. С образованием последнего информационная работа по чернобыльской тематике усилена и ведется на системной основе по таким направлениям, как обобщение накопленного страной опыта управления постчернобыльской ситуацией, сбор, систематизация, обработка и популяризация соответствующих научных разработок, формирование

радиологической культуры населения и адекватного восприятия им текущей ситуации, демонстрация масштабных усилий государства, направленных на реабилитацию и возрождение загрязненных радионуклидами районов.

Именно масштабная и результативная деятельность государства по решению постчернобыльских проблем является предпосылкой для перехода к новой информационной и коммуникационной стратегии Республики Беларусь на международном уровне – от стратегии страны, наиболее пострадавшей от чернобыльской катастрофы, к стратегии страны-эксперта с уникальным опытом долговременного управления после ядерной катастрофы [10]. Эта работа и ее результаты позволяют Беларуси ответственно подходить к безопасному развитию атомной энергетики.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ИНФОРМАЦИОННОЙ РАБОТЫ С НАСЕЛЕНИЕМ ПО ВОПРОСАМ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Опыт стран с развитой ядерной энергетикой показывает, что ключевым в информационной работе с населением является принцип сотрудничества, проявляющийся в приглашении и вовлечении общественности в управление радиационными рисками вместе с экспертами. Такой путь сложнее, нежели настойчивое навязывание «правильного» общественного мне-

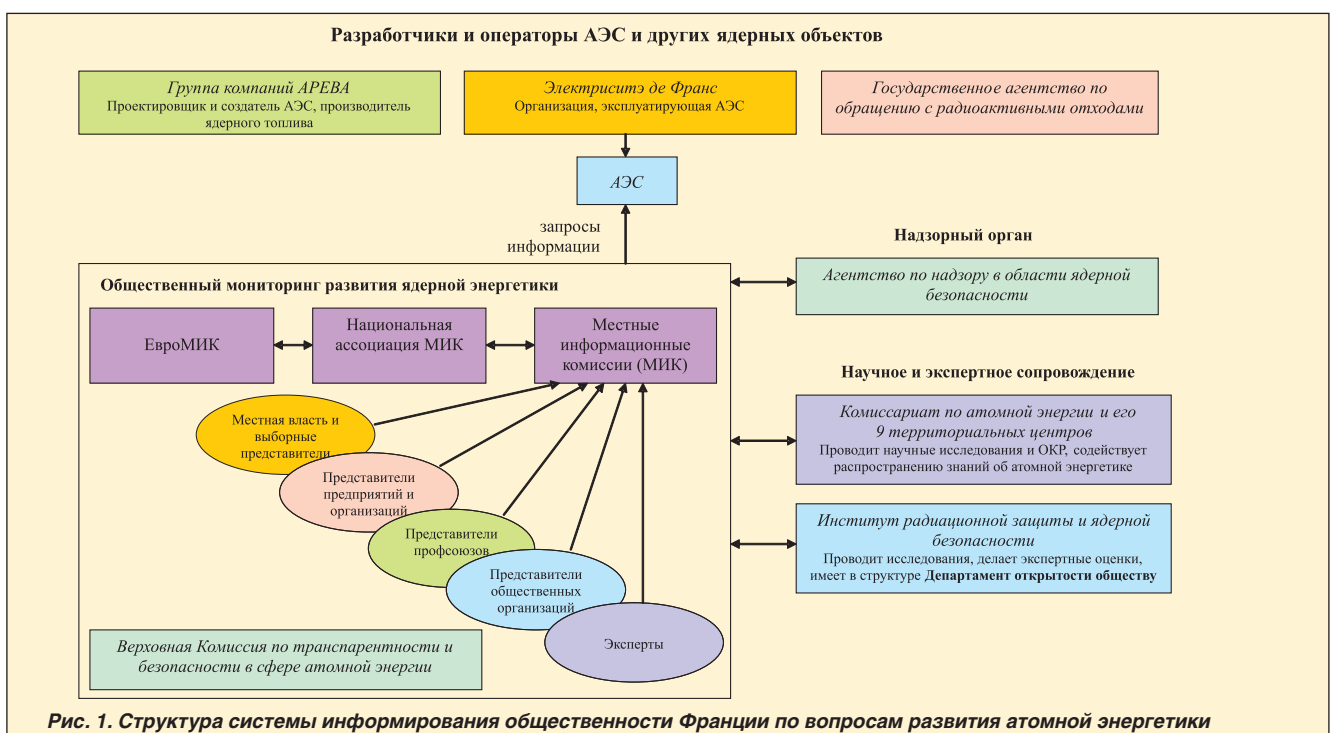


Рис. 1. Структура системы информирования общественности Франции по вопросам развития атомной энергетики

ния, но именно он в долгосрочной перспективе способен обеспечить доверие населения к отрасли, в том числе в вопросах безопасности. В этом плане особенно ценен пример создания и деятельности МИК во Франции.

В информировании населения Республики Беларусь по тематике развития атомной энергетики представляются целесообразными следующие действия:

1) разработка концептуального документа по организации и проведению информационной работы с населением и общественностью на этапе строительства АЭС (когда АЭС будет построена, потребуется адаптация данного документа к новому этапу – эксплуатации станции), в том числе четкое разграничение сфер ответственности и полномочий среди вовлеченных в процесс информирования организаций (формы мероприятий и акций, тематика и т.д.);

2) создание центра общественного мониторинга строительства АЭС (в последующем – деятельности АЭС) при райисполкоме Островецкого района, включая:

- консультации с местными органами управления, специалистами и населением для учета их ожиданий от деятельности центра;
- проработку состава участников, законодательного закрепления статуса центра, финансирования его деятельности;
- разработку и обеспечение функционирования интернет-сайта центра;
- проработку вопроса вхождения центра в Европейскую ассоциацию местных информационных комиссий;

3) разработка системы информационных мероприятий и акций по формированию адекватного отношения населения республики к развитию атомной энергетики и их проведение, например:

- создание и обеспечение функционирования республиканского интернет-сайта «О белорусской АЭС всем и каждому»;
- организация выпуска регулярных (еженедельных, ежемесячных) тематических печатных изданий;
- разработка и прокат социальной рекламы «Что мне дает АЭС?»;
- создание и широкая демонстрация информационно-пропагандистских материалов под слоганом «Мы строим АЭС, помня Чернобыль»;
- создание «чернобыльского» уголка на АЭС и др.;

4) разработка и реализация побратимского проекта, который по-



Рис. 2. География и количество местных информационных структур чернобыльской направленности в районах Гомельской области

зволил бы наладить связи между возрождающимся после чернобыльской катастрофы Брагинским районом (одним из наиболее пострадавших), Островецким районом (место строительства АЭС) и районом Гольфэш (Франция) возле действующей АЭС. Новизна и оригинальность такого проекта состоят в том, что за счет обмена опытом вовлечения населения этих районов в управление радиологической ситуацией будет достигаться консолидация позиций территориально различных местных сообществ по отношению к радиационному риску, станут выстраиваться и формироваться новые отношения доверия к ядерной энергетике.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ деятельности России и Франции в части информирования населения по вопросам ядерной энергетики важен для Беларуси. Наибольший интерес с точки зрения практического использования имеет опыт создания и работы местных информационных комиссий Франции, обеспечивающих участие населения в управлении радиационными рисками, а также российский опыт разработки системы информационных акций и мероприятий и их проведения.

Вместе с тем Беларусь, для которой последствия катастрофы на Чернобыльской АЭС оказались намного тяжелее, чем для других стран, может оптимальным образом построить свою информационную работу только в сочетании с чернобыльской тематикой, и это главная специфическая особенность. «Чернобыльское наследие» нашей страны при правильном позиционировании может оказаться

преимуществом в вопросах обеспечения безопасного развития ядерной энергетики – этой новой для Беларуси высокотехнологичной отрасли. Авторам статьи, чья профессиональная деятельность много лет связана с преодолением последствий чернобыльской катастрофы, реабилитацией районов, вовлечением населения в данный процесс, видится целесообразным не разрывать две информационные составляющие – возрождение после чернобыльской катастрофы и развитие ядерной энергетики, а предлагаемые выше действия только подтверждают возможность и выигрышность такого подхода.

Список литературы

1. <http://www.un.org/russian/document/convents/orhus.html/>.
2. <http://www.unece.org/env/eia/documents/legaltexts/conventiontexttrussian.pdf>.
3. On transparency and security in nuclear matters: Law n°2006-686 dated 13 June 2006 // Official Journal, 14 June 2006. – P. 8946.
4. Об использовании атомной энергии: федеральный закон от 21 ноября 1995 г. № 170-ФЗ (принят ГД ФС РФ 20 окт. 1995).
5. О Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом»: федеральный закон от 1 дек. 2007 (принят ГД ФС РФ 13 ноября 2007).
6. Leger, M. Nuclear Transparency and Safety Act: What Changes for French Nuclear Law / M. Leger, L. Grammatico; OECD Nuclear Energy Agency // Nuclear Law Bulletin. – 2006. – N 77.
7. Концепция информирования по проблемам чернобыльской катастрофы. – Минск: Комитет по проблемам последствий катастрофы на Чернобыльской АЭС при СМ Респ. Беларусь, Респ. НИУП «Институт радиологии», 2005.
8. Декларация принципов Программы СОРЕ «Сотрудничество для реабилитации условий жизни в пострадавших от чернобыльской катастрофы районах Беларуси». – Минск, 2007.
9. <http://rbic.by>.
10. http://rbic.by/images/stories/articles/files/special_2010_ru.pdf.

31.12.2010 г.№ 6-2-2/391

Руководителю организации

О введении в действие технического кодекса
установившейся практики

ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО

Управления государственного энергетического, газового надзора и охраны труда
Министерства энергетики Республики Беларусь

С 21 марта 2011 года вводится в действие технический кодекс установившейся практики (ТКП) «Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках». Данный технический нормативно-правовой акт утвержден постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь 27.12.2010 г. № 74 и зарегистрирован в Госстандарте Республики Беларусь 29.12.2010 № 902, вводится впервые с отменой «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Данный ТКП распространяется на все организации и обязателен для исполнения юридическими лицами независимо от их формы собственности и организационно-правовых форм, индивидуальными предпринимателями и гражданами, осуществляющими эксплуатацию электроустановок, проводящими в них оперативные переключения, организующими и выполняющими строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения.

Требования ТКП обязательны для работающих, осуществляющих эксплуатацию, ремонт, строительство, монтаж, наладку и испытания электроустановок, работников служб охраны труда организаций электроэнергетической отрасли и организаций – потребителей электроэнергии независимо от ведомственной принадлежности и форм собственности, а также рекомендуются для руководства разработчикам средств защиты.

Обеспечение данным ТКП будет осуществлять разработчик – филиал «Информационно-издательский центр» ОАО «Экономэнерго» 220029, г. Минск, ул. Чичерина, 19, к. 506, тел./факс 017 286-08-28, тел. 293-46-82.

Начальник управления –
Главный государственный инспектор
по энергетическому надзору Республики Беларусь



В. И. Клявза

ЗНАКОМИМСЯ С НОВЫМ ТЕХНИЧЕСКИМ НОРМАТИВНЫМ ПРАВОВЫМ АКТОМ – ТКП 290-2010

В Республике Беларусь с 21 марта 2011 года вводится в действие технический кодекс установившейся практики «Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках» (ТКП 290-2010), в котором учтены требования ряда нормативных правовых актов, введенных в действие в период с 1985 по 2009 год. ТКП 290-2010 устанавливает правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, классификацию, перечень средств защиты, технические требования к ним, объем, методики и нормы испытаний, порядок пользования, содержания, а также нормы комплектования средствами защиты.

Рассмотрим некоторые основные отличия требований ТКП 290-2010 и Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках (1984 год). Обращаем внимание, что для персонала организаций электроэнергетической отрасли перечисленные отличия не во всех случаях будут являться новыми, так как они были ранее предусмотрены СТП 09110.03.606-07 «Инструкция по применению и испытанию средств защиты в электроустановках».

Классификация средств защиты осталась неизменной: основные и дополнительные. Вместо термина «слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками для работы в электроустановках напряжением до 1000 В» употребляется термин «ручной электроизолирующий инструмент». В отдельные виды электрозащитных средств выделены электроизолирующие лестницы и стремянки, а также лестницы приставные и стремянки электроизолирующие стеклопластиковые (ранее частично были включены в изолирующие устройства для работ с непосредственным прикосновением к токоведущим частям). Введен новый вид электрозащитных средств – сигнализаторы наличия напряжения индивидуальные.

Выделен отдельный класс электрозащитных средств – устройства и приспособления для обеспечения безопасности труда при проведении испытаний и измерений в электроустановках (указатели напряже-

ния для проверки совпадения фаз, устройства для прокола и резки кабеля, указатели повреждения кабелей). В отдельный класс выделены также средства защиты от электрических полей повышенной напряженности (более 5 кВ/м) для работ на воздушных линиях электропередачи и в открытых распределительных устройствах напряжением 330 кВ и выше (комплекты индивидуальные экранирующие, переносные и передвижные экранирующие устройства, съемные экранирующие устройства, плакаты и знаки безопасности).

Порядок пользования средствами защиты существенно не изменился. Добавилась возможность назначения при необходимости лица с группой по электробезопасности не ниже IV, ответственного за учет, обеспечение, организацию своевременного осмотра, испытания и хранения средств защиты в данном подразделении, а также изъятие средств защиты с истекшим сроком испытания либо имеющих повреждение или неисправность, при которых дальнейшее их использование запрещено. Отмечается, что такое назначение не отменяет возложенной на допускающих и производителей работ по наряду обязанности контролировать наличие необходимых средств защиты и их состояние на рабочих местах.

Уточнен порядок действий персонала при обнаружении непригодности средств защиты. В частности, работающий обязан немедленно их



Д. М. ЛОСЕНКОВ, начальник управления государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго» – старший государственный инспектор по энергетическому надзору

изъять, поставить об этом в известность одно из ответственных лиц и сделать запись в оперативной документации. Запись в журнал учета и содержания средств защиты должен вносить ответственный за учет, обеспечение, организацию своевременного осмотра, испытания и хранение средств защиты в данном подразделении.

Изменены требования по контролю за состоянием средств защиты и их учету. Уточнены способы нанесения на средство защиты инвентарного (учетного) номера. Это должно делаться с помощью краски, выбивания на металлических деталях либо на прикрепленной к средству защиты специальной бирке. Добавлено требование о необходимости проверки наличия и состояния средств защиты путем периодического осмотра, но не реже одного раза в месяц (за исключением иных случаев, предусмотренных ТКП), а для переносных заземлений, комплектов экранирующих индивидуальных и противогазов – не реже одного раза в три месяца лицом, ответственным за их состояние, с записью результатов осмотра в журнал.

Изменено требование о нанесении штампа об испытании средств защиты, состоящих из нескольких частей: теперь штамп необходимо ставить на каждой части. Если ранее на инструменты с изолирующими рукоятками и указатели напряжения до 1000 В штамп об испытании не ставился, то теперь введено требование маркировать их любыми доступными средствами.

Изменились требования к отдельным видам защиты и правила пользования ими. В части общих положений конкретизированы требования к высоте ограничительного кольца или упора электрозащитных средств для электроустановок напряжением до 1 000 В (кроме ручного электроизолирующего инструмента). Она должна составлять не менее 3 мм.

Изменены требования к работе с электроизолирующими штангами. Если при нормировании массы штанги (наибольшее усилие на одну руку) ранее допускалась возможность работы со штангой двух человек, то теперь конструкция и масса штанг должны обеспечивать возможность работы с ними одного человека. Исключения составляют только штанги переносных заземлений в электроустановках 750 кВ, конструкция которых может быть рассчитана для работы двух человек с применением поддерживающего устройства. Изменилась и классификация в таблице минимальных размеров штанг переносных заземлений.

Появились дополнительные требования к электроизолирующим клещам. Их рабочая часть изготавливается как из электроизоляционного материала (клещи до 1 000 В), так и из металла. На металлические губки должны быть надеты резиновые маслбензостойкие трубки для исключения повреждения фарфора патрона предохранителя. Изменилась нормируемая длина электроизолирующей части электроизолирующих клещей для электроустановок напряжением 1–10 кВ. Она должна составлять 600 мм (ранее для напряжения 6–10 кВ данное расстояние составляло 450 мм). Нормативно закреплена возможность применения специальной рукоятки в электроустановках до 1000 В для снятия предохранителей. Электрические испытания рукоятки не проводятся.



Изменены требования к возможным конструкциям указателей напряжения выше 1000 В. Среди возможных видов индикации напряжения в качестве основного выделена оптическая. Визуальный и акустический сигналы могут быть непрерывными или прерывистыми и должны быть надежно распознаваемыми. Применение телескопической конструкции в качестве изолирующей части допускается только в случае исключения самопроизвольного складывания. При многозвенной конструкции изолирующей части, в том числе при использовании электроизолирующей штанги, каждое звено должно быть надежно заглушено для предотвращения попадания во внутреннюю полость посторонних предметов. Конструкция указателя напряжения должна обеспечивать его работоспособность без заземления рабочей части указателя, в том числе при работе на ВЛ 6 и 10 кВ с опорами всех типов. Находящиеся в эксплуатации указатели напряжения, которые требуют заземления рабочей части при работе на ВЛ 6–10 кВ с деревянными и железобетонными опорами, должны быть изъяты из эксплуатации.

ТКП 290-2010 предусмотрено использование нового электрозащитного средства – бесконтактного сигнализатора наличия напряжения. Данное средство со световой и (или) звуковой сигнализацией может применяться в качестве дополнительного средства

защиты в электроустановках выше 1000 В с целью предупреждения работающего о приближении к токоведущим частям, находящимся под напряжением. Сигнализатор представляет собой малогабаритное высокочувствительное устройство, реагирующее на напряженность электрического поля в данной точке пространства. Рекомендуется применять сигнализаторы, предназначенные для размещения на каске, в кармане куртки, в рукоятке указателя напряжения. Работоспособность сигнализаторов должна проверяться в соответствии с инструкциями по эксплуатации. При их применении необходимо помнить, что как отсутствие сигнала не является обязательным признаком отсутствия напряжения, так и наличие сигнала не является обязательным признаком наличия напряжения. Однако сигнал о наличии напряжения должен быть во всех случаях воспринят как сигнал об опасности, хотя он может быть вызван электрическим полем неотключенных электроустановок более высоких классов напряжения, находящихся вблизи рабочего места. Поэтому применение сигнализаторов не отменяет обязательного пользования указателями напряжения.

Требования к указателям напряжения до 1000 В также изменены. Установлена единая минимальная длина провода, соединяющего два корпуса двухполюсного указателя напряже-

ния, – 1 м (вместо прежних: для воздушных линий – 1 м, для остальных электроустановок – 0,6 м). В местах вводов в корпуса соединительный провод должен иметь амортизационные втулки или утолщенную изоляцию. Длина неизолированной части контактов-наконечников для указателей, используемых при работе в распределительных устройствах и цепях вторичной коммутации, не должна превышать 7 мм. Минимальное напряжение индикации указателей должно составлять не более 50 В. Индикация указателя напряжения может быть оптической, акустической, вибрационной или комбинированной, иметь непрерывный или прерывистый характер и должна надежно распознаваться. Электрическая схема двухполюсного указателя может содержать прибор стрелочного типа или цифровую знаковосинтезирующую систему (с малогабаритным источником питания или без источника питания индицирующей шкалы). Указатели этого типа могут применяться на напряжение до 1000 В.

При пользовании однополюсными указателями напряжения во избежание неправильных показаний применение электроизолирующих перчаток запрещается. Во время проверки отсутствия напряжения время непосредственного контакта указателя с токоведущими частями должно быть не менее 5 с.

Изменены требования к испытаниям указателей напряжения до 1000 В. Испытательное напряжение при проверке схемы указателя повышенным напряжением должно превышать наибольшее значение рабочего напряжения не менее чем на 10 %. Значение тока, протекающего через двухполюсный указатель напряжения при наибольшем значении рабочего напряжения, не должно превышать 10 мА (ранее такая величина допускалась только для указателей, одновременно измеряющих напряжение).

В некоторой степени изменены требования к заземлениям переносным, изложены общие требования к заземлениям переносным набрасываемым, а также к универсальным переносным заземлением. В формуле для выбора сечений проводов заземлений переносных по условиям термической стойкости изменена ве-

личина коэффициента (для медных проводов) – $C = 250$. Для удобства пользования и исключения ошибочных расчетов по указанной формуле в ТКП 290-2010 приведена таблица максимально допустимых токов короткого замыкания в зависимости от сечения проводов и времени выдержки релейной защиты 0,5; 1,0 и 3,0 с для медных проводов.

Изменены требования к ручному электроизолирующему инструменту (слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками). Изолирующие рукоятки должны быть выполнены в виде диэлектрических чехлов, насаживаемых на ручки инструмента, или неснимаемого однослойного или многослойного покрытия из влагостойкого, маслобензостойкого, нехрупкого электроизоляционного материала, наносимого методом литья под давлением или окунания.

Каждый слой многослойного изоляционного покрытия должен иметь свою окраску. Поверхность изолирующего покрытия не должна быть скользкой, ее форма и рифление на рукоятках должны обеспечивать удобство пользования инструментом. Соединение изолирующих рукояток с ручками инструмента и изоляцией стержней отверток должно быть прочным, исключающим возможность их взаимного продольного перемещения и проворачивания при работе. Высота упора ручек отвертки – не менее 5 мм.

Толщина многослойной изоляции не должна превышать 2 мм, однослойной – 1 мм. Изолирующее покрытие отвертки должно быть нанесено на ручку и стержень, при этом его толщина на расстоянии не менее 30 мм от неизолированной рабочей части не должна превышать 2 мм. У пассатижей, плоскогубцев, кусачек и т.п., длина ручек которых менее 400 мм, изолирующее покрытие должно иметь упор высотой не менее 10 мм на левой и правой частях рукояток и 5 мм – на верхней и нижней частях рукояток, лежащих на плоскости. Если инструмент не имеет четкой неподвижной оси, упор высотой 5 мм должен находиться на внутренней части рукояток инструмента.

У монтерских ножей минимальная длина изолированных ручек должна составлять 100 мм, высота упора на

ручке со стороны рабочей части – не менее 5 мм, при этом минимальная длина изолирующего покрытия между крайней точкой упора и неизолированной частью инструмента по всей рукоятке должна составлять 12 мм, а длина неизолированного лезвия ножа не превышать 65 мм.

Инструмент с многослойной изоляцией, находящийся в эксплуатации, осматривают не реже одного раза в шесть месяцев и электрическим испытаниям не подвергают. Если покрытие состоит из двух слоев, то при появлении другого цвета из-под верхнего слоя инструмент должен быть заменен. Если покрытие состоит из трех слоев, то при повреждении верхнего слоя инструмент может быть оставлен в эксплуатации. При повреждении среднего слоя изоляции инструмент должен быть немедленно изъят из эксплуатации.

Введены некоторые дополнительные ограничения при применении переносных плакатов, изготовленных из токопроводящего материала. Для электроустановок, имеющих открытые токоведущие части, такие плакаты применять не допускается. Установка постоянных и переносных плакатов и знаков из металла разрешена только вдали от токоведущих частей. У персонала бригад с разъездным характером работ наличие плакатов и знаков из металла не допускается.

ТКП 290-2010 распространяется на все организации и обязателен для исполнения юридическими лицами независимо от их формы собственности и организационно-правовых форм, индивидуальными предпринимателями и гражданами, осуществляющими эксплуатацию электроустановок, проводящими в них оперативные переключения, организующими и выполняющими строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения. Требования ТКП обязательны для лиц, осуществляющих эксплуатацию, ремонт, строительство, монтаж, наладку и испытания электроустановок, работников служб охраны труда организаций электроэнергетической отрасли и организаций – потребителей электроэнергии независимо от ведомственной принадлежности и форм собственности.

ПРИМЕНЕНИЕ АДМИНИСТРАТИВНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ В СФЕРЕ ЭНЕРГЕТИКИ*

СТАТЬЯ 20.10 КоАП

НАРУШЕНИЕ ПРАВИЛ ПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ИЛИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИЕЙ

Самовольное подключение приемников электрической или тепловой энергии, либо безучетное потребление такой энергии, либо повреждение расчетных приборов учета расхода такой энергии или нарушение схем их подключения, либо самовольный забор сетевой воды из систем теплоснабжения, а равно иные нарушения правил пользования электрической или тепловой энергией влекут наложение штрафа в пятикратном размере суммы причиненного ущерба.

Ст. 20.10 КоАП предусматривает административную ответственность за нарушение правил пользования электрической или тепловой энергией. В настоящее время в Республике Беларусь действуют следующие нормативные правовые акты, относящиеся к данной статье: Правила пользования электрической энергией, утвержденные приказом Министра топлива и энергетики Республики Беларусь от 30.04.1996 года № 28 (рег. № 1488/12 от 03.07.1996 года) (далее – Правила пользования электрической энергией) и Правила пользования тепловой энергией, утвержденные постановлением Министерства экономики Республики Беларусь от 19.01.2006 года № 9 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 06.03.2006 г., № 36, рег. № 8/13870 от 20.01.2006 года) (далее – Правила пользования тепловой энергией).

Кроме того, п. 1.1 Положения о присоединении систем теплоснабжения и теплоустановок потребителей тепловой энергии к тепловым

сетям энергосистемы, утвержденного приказом Министерства топлива и энергетики от 30.04.1996 года № 28 (рег. № 1491/12 от 03.07.1996 года) (далее – Положение о присоединении систем теплоснабжения и теплоустановок потребителей тепловой энергии к тепловым сетям энергосистемы), установлено, что «...данное Положение является неотъемлемой частью Правил пользования тепловой энергией и обязательно для энергоснабжающих организаций Министерства топлива и энергетики Республики Беларусь и потребителей тепловой энергии независимо от форм собственности и ведомственной принадлежности, а также для организаций, проектирующих развитие энергосистем, схемы внутреннего и внешнего теплоснабжения потребителей».

Соединяя данные нормативные правовые акты, законодатель исходил из широкого понимания пользования энергией и неразрывности процессов присоединения новых потребителей тепловой энергии, подключения объектов, теплопроводов и систем теплоснабжения, оформления договорных отношений, отпуска тепловой энергии, потребления тепловой энергии, прекращения правоотношений между энергоснабжающей организацией и потребителем.

Положение о присоединении систем теплоснабжения и теплоустановок потребителей тепловой энергии к тепловым сетям энергосистемы регулирует следующие вопросы: присоединение новых потребителей тепловой энергии к тепловым сетям энергоснабжающей организации, подключение реконструируемых и ранее отключенных объектов, теплопроводов и систем теплоснабжения, установка и эксплуатация приборов учета тепловой энергии у потребителей, изменение количества

О.В. ГУРИНА,
магистр права, юрист
филиала «Энергонадзор»
РУП «Брестэнерго»

потребляемой тепловой энергии или параметров теплоносителей.

Таким образом, в случае нарушения норм Положения о присоединении систем теплоснабжения и теплоустановок потребителей тепловой энергии к тепловым сетям энергосистемы может наступить ответственность по ст. 20.10 КоАП.

При использовании электрической энергии также действует Положение о присоединении электроустановок потребителей электроэнергии к электрическим сетям энергосистемы, утвержденное приказом Министерства топлива и энергетики от 30.04.1996 года № 28 (рег. № 1490/12 от 03.07.1996 года) (далее – Положение о присоединении электроустановок потребителей электроэнергии к электрическим сетям энергосистемы). Однако оно носит характер самостоятельного нормативного правового акта.

В то же время в диспозиции ст. 20.10 КоАП прямо указаны нарушения, которые раскрываются в Положении о присоединении электроустановок потребителей электроэнергии к электрическим сетям энергосистемы. Например, что касается нарушения, связанного с самовольным подключением приемников электрической энергии, то порядок подключения приемников электрической энергии регламентирован Положением о присоединении электроустановок потребителей электроэнергии к электрическим сетям энергосистемы. В Правилах пользо-

* Журнал «Энергетическая стратегия» (№ 6, 2010 год) открыл серию публикаций, разъясняющих положения отдельных статей Кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях (КоАП). Данные комментарии содержат юридическую регламентацию применения административной ответственности в сфере энергетики, а также примеры из имеющейся правоприменительной практики.

вания электрической энергией предусмотрены лишь последствия.

Следует отметить, что в Правилах пользования электрической энергией уже предусмотрена ответственность за выявленные нарушения. Например, п. 2.20.11 установлено, что при обнаружении у бытового потребителя нарушения схемы подключения расчетного электросчетчика, его повреждения или срыва пломб, устройства электропроводок, не предусмотренных проектом, самовольного подключения электроприборов и оборудования с потребителя взыскивается штраф в 5-кратном размере от суммы причиненного ущерба.

В связи с тем что ч. 2 ст. 1.1 КоАП установлено, что КоАП является единственным законом об административных правонарушениях, действующим на территории Республики Беларусь, и нормы других законодательных актов, предусматривающие административную ответственность, подлежат включению в КоАП, административная ответственность за нарушение правил пользования электрической или тепловой энергией наступает только по ст. 20.10 КоАП. При возникновении споров между энергоснабжающей организацией и потребителем, в том числе материального характера, разногласия решаются в соответствии с гражданским законодательством и Правилами пользования электрической энергией или Правилами пользования тепловой энергией.

Родовым объектом правонарушения являются общественные отношения в сфере использования топливно-энергетических ресурсов.

Непосредственным объектом являются общественные отношения в сфере использования электрической или тепловой энергии, в том числе условия и правила снабжения электрической или тепловой энергией, взаимоотношения потребителей с энергоснабжающими организациями по заключению, исполнению, изменению, продлению и прекращению договоров электроснабжения и теплоснабжения.

Предмет правонарушения – электрическая или тепловая энергия.

Электрическая энергия – это вид энергии, представляющий собой совокупность явлений, обусловленных существованием, движением и взаимодействием заряженных тел

или частиц – носителей электрического заряда.

Тепловая энергия – это вид энергии, носителем которой являются пар, горячая вода, нагретый воздух и другие газы, а также технологические среды промышленных производств, используемые для отопления помещений, нужд горячего водоснабжения, вентиляции, а также для технологических нужд промышленности [п. 7 Правил пользования тепловой энергией].

Объективная сторона ст. 20.10 КоАП выражается в следующих деяниях.

1. Самовольное подключение приемников электрической энергии.

Приемник электрической энергии – это аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии [п. 3.34 ТКП 181-2009 (02230) «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»].

Приемник электрической энергии является разновидностью электроустановки. Соответственно, этот технический нормативный правовой акт соразмерно распространяется и на использование приемников электрической энергии.

Положением о присоединении электроустановок потребителей электроэнергетики к электрическим сетям энергосистемы установлены случаи и порядок допуска в эксплуатацию электроустановок потребителей. Однако следует иметь в виду, что при самовольном подключении новых или реконструированных электроустановок (без допуска органов Государственного энергетического надзора) в зависимости от квалификационных признаков ответственность может наступить по ст. 20.12 КоАП.

Таким образом, самовольное подключение приемников электрической энергии как объективная сторона административного правонарушения ст. 20.10 КоАП присутствует в случае, если, например, сварочный аппарат был самовольно подключен до прибора учета электрической энергии.

Приемник тепловой энергии – это тепловая установка для приема теплоносителя, преобразования его тепловой энергии в другие виды энергии или теплообмена с окружающей средой.

При использовании тепловой энергии безучетно, путем эксплуатации самовольно подключенных приемников тепловой энергии, ответственность наступает по ст. 20.10 КоАП. Однако при эксплуатации трубопроводов, предназначенных для передачи и использования тепловой энергии, без допуска органов Государственного энергетического надзора образуется объективная сторона ст. 20.11 КоАП.

2. *Безучетное потребление электрической энергии* – потребление электрической энергии без расчетных приборов учета такой энергии, либо через приборы учета, не зарегистрированные в Государственном реестре средств измерений Республики Беларусь и не прошедшие метрологическую аттестацию, или не соответствующие требованиям Правил устройства электроустановок (глава «Учет электроэнергии» утверждена Главтехуправлением и Госэнергонадзором Минэнерго СССР 20.10.1977 года, действие Правил в энергетике Республики Беларусь подтверждено письмом концерна «Белэнерго» № 31/54 от 02.06.1999 года) и Инструкции по организации учета электрической энергии, утвержденной приказом Министра топлива и энергетики Республики Беларусь от 30.04.1996 года № 28, либо потребление электрической энергии помимо расчетного прибора учета.

Безучетное потребление тепловой энергии – потребление тепловой энергии без расчетных приборов учета такой энергии, либо через приборы учета, не зарегистрированные в Государственном реестре средств измерений Республики Беларусь и не прошедшие метрологическую аттестацию или не соответствующие требованиям Правил учета отпуска тепловой энергии, утвержденных Главтехуправлением по эксплуатации энергосистем 22.07.1985 года и Главгосэнергонадзором 31.07.1985 года с учетом изменений от 30.04.1993 года (действие Правил в энергетике Республики Беларусь подтверждено указанием Министерства топлива и энергетики Республики Беларусь № 9 от 24.04.1997 года), либо помимо расчетного прибора учета.

3. *Повреждение расчетных приборов учета расхода электрической и (или) тепловой энергии* – нарушение

ние целостности корпуса расчетного прибора учета расхода такой энергии, повреждение механизмов, торможение диска расчетного прибора учета посторонним предметом, использование понижающего трансформатора, наклон расчетного прибора учета (верхний винт крепления расчетного прибора учета вывернут), вскрытие расчетного прибора учета, повреждение или срыв установленных пломб, а также иные действия по проведению манипуляций с механизмом расчетного прибора учета.

4. *Нарушение схем подключения расчетных приборов учета расхода электрической и (или) тепловой энергии* – подключение расчетных приборов учета расхода электрической и (или) тепловой энергии с отступлениями от проекта электропитания и (или) теплоснабжения, утвержденного и согласованного в установленном порядке.

5. *Самовольный забор сетевой воды из систем теплоснабжения* – забор сетевой воды из закрытой системы теплоснабжения.

6. *Иные нарушения правил пользования электрической или тепловой энергией.* С учетом того, что перечень нарушений диспозиции ст. 20.10 КоАП открытый, под действие данной статьи подпадают все нарушения нормативных правовых актов, составляющих содержание ст. 20.10 КоАП. В этом случае органы, уполномоченные выявлять нарушения правил пользования электрической и тепловой энергией, руководствуются Инструкцией о порядке составления актов о нарушении правил пользования электрической и тепловой энергией, утвержденной приказом ГПО «Белэнерго» № 6 от 10.01.2008 года, в которой содержится перечень видов нарушений правил пользования электрической и тепловой энергией. Нарушение правил пользования электрической и тепловой энергией фиксируется соответствующим актом.

Объективная сторона правонарушения может выражаться как в *действии*, так и в *бездействии*.

Согласно п. 5.6 Положения о присоединении систем теплоснабжения и теплоустановок потребителей тепловой энергии к тепловым сетям энергосистемы потребитель несет ответственность за сохранность и эксплуатацию приборов и устройств коммерческого учета, целостность пломб, комплектность эксплуата-

ционной документации и своевременность проведения их ремонта и госповерок.

Согласно п. 5.11 Положения о присоединении систем теплоснабжения и теплоустановок потребителей тепловой энергии к тепловым сетям энергосистемы потребитель обязан осуществлять ежедневный контроль за работой приборов учета специально подготовленным персоналом.

При обнаружении нарушения пломб, повреждения приборов учета тепловой энергии, выхода из строя и возникновении сомнений в точности их показаний потребитель обязан немедленно сообщить об этом энергоснабжающей организации. В случае несообщения потребитель считается безучетным (п. 5.12 Положения о присоединении систем теплоснабжения и теплоустановок потребителей тепловой энергии к тепловым сетям энергосистемы).

Таким образом, если, например, на предприятии вышел из строя расчетный прибор учета тепловой энергии и потребитель не сообщил об этом в энергоснабжающую организацию, как этого требует законодательство, то объективная сторона правонарушения, предусмотренного ст. 20.10 КоАП, выражается в бездействии.

В качестве примера совершения административного правонарушения по ст. 20.10 КоАП путем действия можно привести следующий случай. 30 июня 2010 года при проверке бытового абонента выявлено нарушение Правил пользования электрической энергией, которое выразилось в проведении электропроводки, не предусмотренной проектом, и подключении электроустановок мимо расчетного прибора учета электрической энергии.

Состав административного правонарушения, предусмотренного ст. 20.10 КоАП, материальный. Ответственность по ст. 20.10 КоАП наступает только тогда, когда противоправное деяние в виде нарушения правил пользования электрической или тепловой энергией повлекло (объективно и закономерно) причинение ущерба.

Расчет причиненного ущерба осуществляется на основании Методических указаний по применению «Порядка определения размера ущерба, причиненного при нарушениях в использовании электрической и тепловой энергии», согласо-

ванного с Министерством юстиции Республики Беларусь, Министерством финансов Республики Беларусь, Министерством экономики Республики Беларусь и утвержденным заместителем Министра Министерства топлива и энергетики Республики Беларусь 17.04.1997 года.

Причиненный ущерб потребитель оплачивает энергоснабжающей организации в добровольном или судебном порядке.

В случае, если были нарушены правила пользования электрической или тепловой энергией и физическое лицо в результате обмана причинило ущерб энергоснабжающей организации на сумму 40 базовых величин и больше, наступает уголовная ответственность по ст. 216 Уголовного кодекса Республики Беларусь (далее – УК) «Причинение имущественного ущерба без признаков хищения».

Так, 25 июня 2009 года судом Пружанского района Брестской области гражданин К. был привлечен к уголовной ответственности по ч. 1 ст. 216 УК в виде штрафа в размере 30 базовых величин. Гражданин К. в период с 16 мая 2007 года по 5 мая 2009-го путем наброса проводов на грузки на ввод жилого дома с подключением электроустановок мимо расчетного прибора учета безучетно потреблял электрическую энергию, в результате чего причинен ущерб энергоснабжающей организации на сумму 1 417 390 рублей.

Субъективная сторона. Правонарушение, предусмотренное ст. 20.10 КоАП, может совершаться умышленно или по неосторожности.

12 июля 2010 года в д. Доропеевичи Малоритского района Брестской области по ул. Смирнова, д. 15 выявлено нарушение правил пользования электрической энергией, которое выразилось в нарушении работы расчетного прибора учета расхода электрической энергии – установлена перемычка между первой клеммой прибора учета и цоколем предохранителя (прокол изоляции фазового провода). Данными действиями энергоснабжающей организации причинен ущерб. Нарушение подтверждается соответствующим актом, выпиской из лицевого счета, расчетом по акту.

В этом случае установлена вина бытового абонента В. На основании п. 4.8 Положения о присоединении электроустановок потребителей

электроэнергии к электрическим сетям энергосистемы, согласно которому владелец жилого дома несет ответственность за сохранность и целостность расчетного прибора учета электрической энергии, бытовой абонент В. путем заключения договора на электроснабжение принял на себя обязательства по соблюдению данной нормы. Оплачивая электрическую энергию и ежемесячно снимая показания расчетного прибора учета, он видел, что установлена перемычка, и знал, что показания расчетного прибора учета не соответствуют мощности включенных в электросеть электроустановок.

Таким образом, бытовой абонент В. сознавал противоправность своего деяния, предвидел его вредные последствия, не желал, но сознательно допускал наступление этих последствий. Административное правонарушение совершено с косвенным умыслом.

15 июня 2010 года в д. Страдичи Брестского района по ул. Стафеева, д. 71 было выявлено нарушение правил пользования электрической энергией, которое выразилось в повреждении корпуса расчетного прибора учета электрической энергии. При опросе бытового абонента К. установлено, что 10 июня 2010 года он делал ремонт в коридоре, где установлен прибор учета. В процессе ремонта на прибор учета упала стремянка и его корпус треснул, выпало смотровое стекло. Бытовой абонент К. убедился, что прибор учета работает, и в энергоснабжающую организацию не сообщил.

Актом о нарушении правил пользования электрической энергией были зафиксированы неточности в показаниях прибора учета.

В соответствии с п. 2.14 Правил пользования электрической энергией, п. 5.9.1 Положения о присоединении электроустановок потребителей электроэнергии к электрическим сетям энергосистемы, а также согласно договорным обязательствам бытовой абонент обязан немедленно сообщить в энергоснабжающую организацию обо всех нарушениях схемы учета и неисправностях расчетного прибора учета.

Таким образом, бытовой абонент К. предвидел возможность наступления вредных последствий своего деяния (так как принимал на себя

обязательства по обеспечению сохранности прибора учета), но без достаточных оснований рассчитывал на их предотвращение (он исходил из того, что прибор учета все же работает). Административное правонарушение совершено по легкомыслию.

Субъект. В соответствии с нормативными правовыми актами, регламентирующими использование электрической и тепловой энергии, субъектами правоотношений выступают физические лица, юридические лица и индивидуальные предприниматели. Их статус дифференцируется на потребителей, абонентов (в том числе бытовых) и энергоснабжающие организации.

В отношении использования электрической энергии действует следующая терминология.

Энергоснабжающая организация – организация, осуществляющая снабжение электрической энергией потребителя (абонента) через присоединенную сеть.

Потребитель электрической энергии – физическое или юридическое лицо, электрические сети и электроустановки которого присоединены к сетям энергоснабжающей организации.

Абонент энергоснабжающей организации – потребитель, электрические сети и электроустановки которого непосредственно присоединены к сетям энергоснабжающей организации, имеющий границу балансовой принадлежности электрических сетей и заключенный договор на энергоснабжение. Для бытовых потребителей – это квартира, строение или группа территориально объединенных строений личной собственности [Правила пользования электрической энергией].

В отношении использования тепловой энергии действует следующая терминология.

Энергоснабжающая организация – юридическое лицо, осуществляющее продажу тепловой энергии абонентам на договорной основе.

Абонент (потребитель) – юридическое или физическое лицо, индивидуальный предприниматель, осуществляющие пользование тепловой энергией, система теплопотребления которых непосредственно присоединена к тепловым сетям энергоснабжающей или транспортирующей организации, имеющие с ней границу балансовой принад-

лежности и заключенный договор теплоснабжения.

Таким образом, логично предположить, что виновными в нарушении правил пользования электрической и тепловой энергией могут быть физические лица, юридические лица и индивидуальные предприниматели. Однако ч. 2 ст. 4.8 КоАП установлено, что юридическое лицо может нести ответственность только за административные правонарушения, прямо предусмотренные статьями Особенной части КоАП. Аналогичная норма действует и в отношении индивидуальных предпринимателей.

В связи с тем что в ст. 20.10 КоАП прямо не указано, что по данной статье может наступать административная ответственность юридического лица или индивидуального предпринимателя, субъектом данного правонарушения является физическое лицо. Физическое лицо должно быть дееспособным, достигшим ко времени совершения правонарушения 16-летнего возраста.

В случаях обнаружения нарушения правил пользования электрической или тепловой энергией у юридического лица или индивидуального предпринимателя устанавливается виновное должностное лицо. Вина подлежит установлению исходя из должностных инструкций, локальных правовых актов, приказов, объяснений и других доказательств.

Например, на предприятии осуществлялась реконструкция цеха, в ходе которой подключалась новая теплоустановка. Ответственным за организацию реконструкции и ввод в эксплуатацию объекта приказом по предприятию ООО «А» назначен начальник производственного отдела Иванов. После осуществления монтажных работ он, как полномочный представитель потребителя, подписал приемо-сдаточные документы.

14 июля 2010 года представителями энергоснабжающей организации на данном предприятии было выявлено нарушение правил пользования тепловой энергией, которое выразилось в недостатках в монтаже теплоустановки, отступлении от согласованной проектной документации и самовольной эксплуатации теплоустановки (без допуска органов энергетического надзора). Данными действиями причинен ущерб.

В ходе опроса начальник производственного отдела Иванов свою

вину признал, признание вины не является вынужденным.

Согласно п. 11 и п. 18 ч. 1 ст. 3.30 ПИКоАП протоколы об административных правонарушениях по ст. 20.10 КоАП имеют право составлять органы государственного энергетического и газового надзора Министерства энергетики Республики Беларусь и органы, в ведении которых находятся электрические сети (в части нарушения правил пользования электрической энергией).

Согласно п.п. 1.1 и 1.2 постановления Министерства энергетики Республики Беларусь № 27 от 23 июля 2007 года полномочия на составление протоколов об административных правонарушениях и подготовку

дел об административных правонарушениях к рассмотрению по делам об административных правонарушениях по ст. 20.10 КоАП предоставлены следующим должностным лицам:

- Главному государственному инспектору Республики Беларусь по энергетическому надзору (его заместителям);
- старшим государственным инспекторам по энергетическому надзору;
- государственным инспекторам по энергетическому надзору;
- начальнику управления электрических сетей (его заместителю) ГПО «Белэнерго»;
- должностным лицам энергоснабжающих организаций, входящих

в состав ГПО «Белэнерго» – руководителям (их заместителям), главным инженерам, старшим мастерам, мастерам филиалов «Электрические сети» и их структурных подразделений по эксплуатации электрических сетей.

Дело об административном правонарушении по ст. 20.10 КоАП может рассматриваться в течение 15 дней с момента его получения административными комиссиями, Главным государственным инспектором Республики Беларусь по энергетическому надзору или его заместителями, старшими государственными инспекторами по энергетическому надзору.

ДОПОЛНЕНИЕ К КОММЕНТАРИЯМ К СТАТЬЕ 20.3 КоАП, ОПУБЛИКОВАННЫМ В ЖУРНАЛЕ «ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ» (№ 6, 2010, с. 34–37)

Законом Республики Беларусь от 30 ноября 2010 № 198-З «О внесении дополнений и изменений в Кодекс Республики Беларусь об административных правонарушениях и Процессуально-исполнительный кодекс Республики Беларусь об административных правонарушениях» внесены изменения в ст. 20.3 КоАП Республики Беларусь. В частности, смягчена ответственность индивидуальных предпринимателей и юридических лиц за нарушение правил охраны электрических сетей. Установлено, что за совершение правонарушения по ч. 1 ст. 20.3 КоАП Республики Беларусь данные виды субъектов могут быть подвергнуты административному взысканию в виде предупреждения.

К 20-ЛЕТИЮ ЭЭС СНГ

Этапы истории Электроэнергетического Совета СНГ в датах и документах

2004–2007 годы

15 сентября 2004 года – заключено межправительственное Соглашение о создании резервов ресурсов и их эффективном использовании для обеспечения устойчивой параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ.

25 ноября 2005 года – принята Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ, утвержденная решением Совета глав правительств СНГ.

24 ноября 2006 года – принято решение Совета глав правительств СНГ об установлении единого времени для снятия показаний с приборов учета электрической энергии, перемещенной по межгосударственным линиям электропередачи, в государствах – участниках СНГ.

25 мая 2007 года – заключено межправительственное Соглашение о формировании общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ.

22 ноября 2007 года – принято Соглашение о гармонизации таможенных процедур при перемещении электрической энергии через таможенные границы государств – участников СНГ.

Целый ряд документов, связанных с обеспечением параллельной работы объединения энергосистем государств – участников СНГ, формированием общего электроэнергетического рынка, проведением научно-исследовательских работ и др., принят на заседаниях Электроэнергетического Совета СНГ.

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ, ВНЕДРЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ РАБОЧЕЕ МЕСТО ИНСПЕКТОРА»

В связи с необходимостью автоматизации труда инспектора энергоинспекции, упорядочения и уменьшения бумажного документооборота в филиале «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго» возникла потребность в разработке соответствующего программного обеспечения. Поскольку проверки потребителей электро- и теплоэнергии проводились инспекторами электро- и теплотехнических инспекций независимо друг от друга, было принято решение создать два комплекса программ типа «Автоматизированное рабочее место» – «АРМ-тепло» и «АРМ-электро».

Группа АСУ начала работу над поставленной задачей в 2005 году с изучения подобных программ – в частности, ознакомилась с опытом филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго», где на тот момент уже была создана программа АРМ для инспектора теплоинспекции и в процессе разработки находилась программа АРМ для инспектора электроинспекции. Из всего разнообразия имеющихся на то время языков программирования была выбрана среда программирования Visual Foxpro 8.0.

Изначально основной объем задач, которые должны были решаться с помощью «АРМ-электро» и «АРМ-тепло», принимался одинаковым. Это:

- ведение реестра потребителей;
- ведение учетных карточек потребителей;
- подготовка списков объектов, закрепленных за инспекторами.

В функции «АРМ-электро» дополнительно были включены возможности получения итоговой (суммарной) информации из базы данных по запросу пользователя и добавления информации из других источников (например, из базы субъектов хозяйствования Главного статистического управления Витебской области). Введение последней функции диктовалось сменой подхода к формированию реестров поднадзорных потребителей электроэнергии. Так, если ранее этот реестр формировался исключительно на базе договоров, заключенных филиалом «Энергосбыт», то в дальнейшем за основу был принят Единый государственный регистр юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, что вполне оправ-

дывает использование информации Главного статистического управления Витебской области.

Однако, несмотря на довольно узкий спектр задач, осуществляемых комплексом программ «АРМ-электро», в самом начале его разработки было принято решение предусмотреть возможность расширения объема как хранимой информации, так и выполняемых задач, а также создания новых программных инструментов для обработки накапливаемой информации.

К середине 2006 года поставленные задачи программистами были в основном решены путем разработки и внедрения программы «Потребители». Наличие в штате межрайонных отделений операторов ПЭВМ позволило использовать их для первичного заполнения баз данных по уже имеющимся делам потребителей.

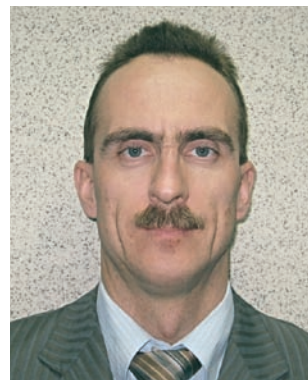
Таким образом была решена первая и основная задача разрабатываемого программного обеспечения – обеспечение первичного учета поднадзорных потребителей электро- и теплоэнергии. В связи с тем, что число первых значительно превосходит количество вторых, приоритетное развитие получило программное обеспечение «АРМ-электро».

Следующим шагом в развитии программного обеспечения явилась разработка программного модуля «Журнал инспектора». Основными требованиями, предъявляемыми к этой программе, стали:

- учет всех работ, выполняемых инспектором;
- распечатка отчета инспектора по установленной форме;



Д.В. БОРОДИЧ, начальник группы АСУ филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго»



А.С. ПАЧКОВСКИЙ, к.т.н., начальник производственно-технической группы филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго»

- учет предписаний, выданных инспектором;
- осуществление контроля за своевременностью и полнотой исполнения потребителями выданных предписаний;
- осуществление контроля за своевременностью прохождения лицами, ответственными за электрохозяйство, очередной проверки знаний;
- учет работы по профилактике электротравматизма;

- учет вновь допущенных электроустановок потребителей;
- учет замечаний руководителей по качеству выполненной работы.

С середины 2007 года в Витебском межрайонном отделении начались тестирование и отладка этого модуля, которые закончились к концу года. С января 2008 года приказом по филиалу «Энергонадзор» было официально введено использование программного модуля «Журнал инспектора» в качестве электронного отчетного документа с последующей ежемесячной распечаткой результатов работы.

Наличие в базе данных информации о результатах работы инспекторов «Энергонадзора» подтолкнуло к созданию программного модуля «Отчеты», который позволил бы отобразить и сформировать данные в соответствии с требуемой отчетностью.

Программа построена таким образом, что дает возможность создавать любое количество разнообразных отчетов с представлением информации в различной степени детализации. На сегодняшний день программа позволяет сформировать около 30 отчетов, к примеру:

- отчет ЭТИ (отчет за месяц);
- отчет ТТИ (отчет за месяц);
- отчет о выявленных нарушениях ПУЭ, ПТЭ, ПТБ, МПОТЭ, ППЭЭ, ППТЭ;
- оперативная информация «Основной отчет» (еженедельный отчет);
- оперативная информация «Результаты работы по принципу «Одно окно» (еженедельный отчет);
- оперативная информация по ведению дел об административных правонарушениях (еженедельный отчет);
- информация о проведении рейдов по выявлению фактов хищения электроэнергии;
- формы КоАП (отчет за месяц);
- отчет о выполнении координационного плана.

Параллельно с разработкой программных модулей «Журнал» и «Отчеты» проводилась работа по обеспечению учета все большего количества сведений о потребителях, что привело к необходимости создания новых функций программы «Потребители».

В 2007 году старшим государственным инспекторам и государственным инспекторам по энергетическому надзору было предоставлено право привлечения

Редактирование котельной "Витебскрайотг" Витебский филиал Витебского областного унитарного предприятия по обеспечению топливом "Витебскоблтог"

Основная информация Рук. Отп. Счетчики Основное оборудование Вспомогательное оборуд. Потребители тепловой э. ОЗП

Отделение * Витебское межрайонное Участок * Витебский район Район * Первомайский Инспектор Галай Код 1120004 Дата ввода в базу 31.12.2007

Название котельной * "Витебскрайотг" Выбрать владельца Код владельца котельной 1120002

Адрес котельной 211301 Витебский район, д. Боронки, пл. Новка Название юридического лица, владельца котельной Витебский филиал Витебского областного унитарного предприятия по обеспечению топливом "Витебскоблтог" Министрство Министерство энергетики

примечание не отпускает Адрес юридического лица, владельца котельной 211301 Витебский район, д. Боронки, пл. Новка Ведомство ПО "Белпогаз"

Устан. мощн. Год выработка. Стор. отпуск за. Отпуск социально-значимым объектам год. расстояние от инспекции коэффициент загрузки

основное топливо резервное топливо

является теплоснабжающей организацией назначение отопительная

теплоснабитель вода

Дата последней проверки Вид проверки

Поиск

Закрыть без сохранения Карточка Предыдущая запись Следующая запись Сохранить начать новую Выйти с сохранением

Предприятие: Товарищества собственников "Бриллиант г. Витебск"

Оборудование Субаппараты Теплосети Счетчики, регуляторы ОЗП

Общие сведения Доп. свед. Руководители, лица ответственные за теплоснабжающее Объекты потребителя ЦТП, ИТП Фактические и договорные величины, брэн

код предприятия 1110948 код предприятия в базе элктро 110000000005810 дата ввода в базу Участок Витебская Район Первомайский

наименование потребителя Товарищества собственников "Бриллиант г. Витебск"

наименование в род. падеже (для писем) Товариществу собственников "Бриллиант г. Витебск"

Адрес потребителя г. Витебск, ул. Медицинская, дом 2/1 Факс Тел.

Индекс нас. пункт г. Витебск улица, дом ул. Медицинская, дом 2/1

Пром/непром/агр/проп непромшле Республикаское подчинение Коммунальное подчинение

Министрство Житой фонд

Ведомство

Юр. лиц., название

Отделение банка Счет код банка

Инспектор Кузюра коэф. загрузки инспектора 0,004

примечание

Дата последней проверки Вид последней проверки

Поиск Карточка Предыдущая запись Следующая запись Выйти с сохранением

Формы вкладок учетных карточек потребителей электрической и тепловой энергии

к административной ответственности потребителей электрической и тепловой энергии и энергоснабжающих организаций, допустивших нарушения действующих технических нормативных правовых актов.

Так как эта работа для инспекторов энергоинспекции оказалась новой, возникла потребность в автоматизации административного процесса, что позволило бы предотвратить возможные ошибки в оформлении протоколов об административных правонарушениях, а также при вынесении постановлений по этим протоколам.

Таким образом, был разработан и внедрен программный модуль «Протоколы-постановления», который позволил реализовать следующие задачи:

- составление протокола об административном правонарушении с учетом всех требований, предъяв-

ляемых к этому документу Процессуально-исполнительным кодексом Республики Беларусь об административных правонарушениях;

- учет составленных протоколов;
- подготовка проекта постановления по административным правонарушениям;
- контроль установленных сроков ведения административного процесса и своевременное оповещение лица, ведущего административный процесс, об их истечении;
- учет принятых постановлений по делам об административных правонарушениях;
- контроль своевременного исполнения постановлений по делам об административных правонарушениях;
- подготовка проектов документов по обеспечению административного процесса (повестка, представле-

НЕДОСТАТКИ, ВЫЯВЛЯЕМЫЕ ОРГАНАМИ ГОСЭНЕРГОНАДЗОРА ПРИ ДОПУСКЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ТЕПЛОУСТАНОВОК И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Обеспечение безопасной эксплуатации и надежного теплоснабжения строящихся и реконструируемых объектов – одна из приоритетных задач, стоящих перед организациями, участвующими в их проектировании и возведении. Ведь от проектного решения и качества строительно-монтажных работ зависит не только соблюдение гидравлического и температурного режимов функционирования системы теплоснабжения потребителя, но и гидравлически-температурная стабильность других потребителей, подключенных к данной магистрали тепловой сети или теплоисточнику.

Допуск в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых установок потребителей – гарантия безопасной, надежной и экономичной работы не только самой установки, но и теплофикационного комплекса в целом. В соответствии с действующей правовой и нормативно-технической документацией на органы Госэнергонадзора возложены обязанности по проверке соответствия проектного решения требованиям технических нормативных правовых актов (ТНПА), качества выполнения тепломонтажных работ строительно-монтажными организациями и способности заказчика организовать ее дальнейшую эксплуатацию. В то же время особое внимание должно уделяться проверке качества выпускаемых и поставляемых предприятиями-изготовителями теплотехнических изделий, пароводоподогревателей, регуляторов расхода, давления и температуры, теплоизоляционных материалов, насосов и др. на соответствие действующим государственным стандартам (ГОСТ), санитарным нормам и правилам (СНиП), техническим кодексам установившейся практики (ТКП) и другой нормативно-технической правовой документации (НТПА).

Как правило, техническое состояние энергетических установок, их дальнейшая надежная, безопасная и экономичная эксплуатация обеспечиваются уже на самой ранней стадии – при согласовании проектной документации.

Согласно требованиям «Положения о присоединении систем теплоснабжения и теплоустановок потребителей теплоэнергии к тепловым сетям энергосистемы», утвержденного приказом Министра топлива и энергетики от 30 апреля 1996 года № 28, и п. 9 «Положения о государственном энергетическом надзоре в Республике Беларусь», утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10 января 1998 года № 26, потребитель-заказчик обязан до начала строительных работ на объекте представить энергонадзору на согласование соответствующие разделы рабочего проекта.

В соответствии с установленным порядком комплект проектной документации, представляемой на согласование, должен содержать:

- письмо-заявку на согласование проекта;
- действующие или пересогласованные технические условия на присоединение тепловой установки к сетям теплоснабжения, выданные энергоснабжающей организацией (как правило, технические условия выдаются на два года и часто на момент проведения проектных работ срок их действия истекает);
- задание на проектирование, выданное заказчиком строительства;
- соответствующие разделы проекта.

Основными недостатками, выявляемыми при согласовании проектных документов, являются:

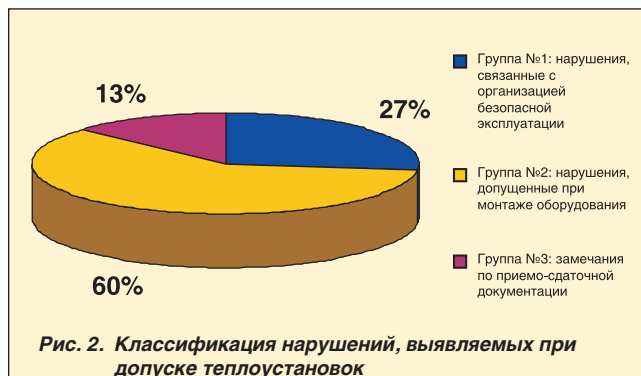
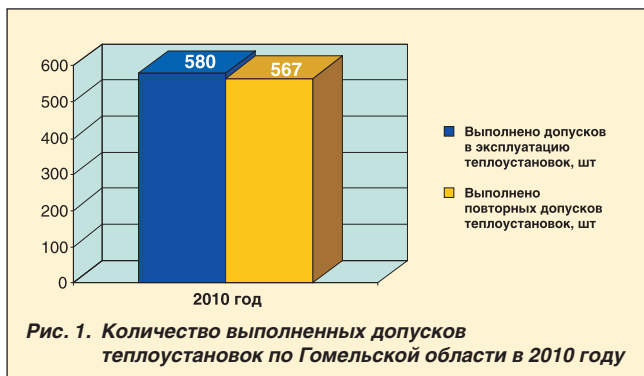


Н.Н. КИСЕЛЕВ, начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»



И.П. ЛЫЧЕВ, руководитель теплогруппы энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»

- некомпетентность отдельных проектных организаций в вопросах проектирования систем теплоснабжения;
- отсутствие или невыполнение требований технических условий энергоснабжающей организации или заданий на проектирование;
- оформление проектной документации без учета требований действующей ТНПА;
- неполный перечень применяемых ссылочных материалов, что затрудняет проверку принятого решения;



● отсутствие обоснования выбора схемы автоматического регулирования.

Зачастую проектом не предусмотрено резервное электропитание приводов регуляторов для прямой сети без байпаса, что при погашении основной электросети и определенных условиях может привести к размораживанию системы отопления.

В целях осуществления единой технической политики и повышения качества разрабатываемой проектной документации предлагается, чтобы заказчики строительства требовали от проектных организаций обоснование выбора схем теплоснабжения, типового оборудования и материалов, учитывая при этом расстояние от строящегося объекта до теплоисточника. Это в дальнейшем защитит заказчика от поиска какого-то сверхуникального оборудования и дополнительных расходов на изменение схемы из-за недостаточного гидравлического режима работы сети. Так, при проектировании высотного жилого дома в городе Гомеле проектом была предусмотрена зависящая схема теплоснабжения. Пуск системы теплоснабжения показал ее неэффективность, что, естественно, привело к необходимости перепроектировать схему на независимую и повлекло за собой дополнительные расходы на оборудование и монтаж.

С вводом в действие «Инструкции о порядке допуска в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых установок», утвержденной постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь № 25 от 20 августа 2009 года, процедура допуска в эксплуатацию значительно упростилась. И это правильно. На каждом строящемся или реконструированном объекте приказом

по предприятию заказчика назначается лицо, осуществляющее технический надзор, в функции которого входит контроль за выполнением подрядной организацией графика производства работ, применением подрядчиком материалов и оборудования, предусмотренных проектом, и качеством выполнения работ.

При предоставлении заказчиком справки о наличии лица, ответственного за общее состояние теплового хозяйства, обслуживающего персонала, договора на теплоснабжение, акта границы балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности, а также с учетом технической подготовки ответственного за технадзор Инструкцией разрешается выдача временного наряда на проведение пусконаладочных работ сроком не более 20 дней без предварительного осмотра теплоустановок органами Госэнергонадзора.

К сожалению, несмотря на большой опыт работы строительных гигантов в Гомельской области, до-

пуск в эксплуатацию без повторного и очередного проведения этой процедуры – большая редкость. Более того, нередко встречаются случаи передачи объекта заказчику с неустраненными замечаниями. Другими словами, подрядная организация согласно графику ввода объекта передает его на баланс заказчику с целым набором замечаний и нарушений, устранение которых автоматически возлагается уже на заказчика. Динамика повторных и последующих допусков по Гомельской области изображена на рис. 1.

Все выявленные при допуске нарушения можно разделить на три основные группы (рис. 2).

В первую группу входят нарушения, связанные с организацией безопасной эксплуатации (отсутствие схем, инструкций по охране труда и технике безопасности при обслуживании систем теплоснабжения, температурного графика, бирок с номерами на задвижках, вентилях, несоответствие номеров утверж-



Складирование ПИ-труб с нарушениями требований ТНПА



Опора трубопроводов выполнена из кирпичей в нарушение ТНПА



Теплотрасса к жилому дому проложена с нарушением технологии монтажа ПИ-труб: отсутствует песчаная подушка под ПИ-трубу

денной схеме, отсутствие стрелок на трубопроводах, указывающих движения среды, и т.д.).

Ко второй группе относятся недостатки при монтаже оборудования (замена без согласования с проектной организацией одного вида оборудования на другой, использование непроектных материалов, а также отступление от требований действующих нормативно-технических правовых актов при соблюдении расстояний между трубопроводами, оборудованием для соблюдения безопасных проходов и удобства обслуживания).

Третью группу нарушений составляют замечания по приемо-сдаточной документации (отсутствие или неполное оформление актов испытаний, промывок и т.д.).

Осмотры теплоустановок показывают, что многие организации при монтаже тепловых сетей, тепловых пунктов, внутренних систем теплопотребления не выполняют в полном объеме требования проектов, правил, ГОСТов, СНБ, СНиП, ТКП и других нормативных документов. Особенно часто встречаются такие ошибки, как нарушение требований к расстоянию между осями трубопроводов, что не позволяет выполнять раздельную теплоизоляцию; при работе сети при низких температурах наружного воздуха провоцируется подогрев теплоносителем прямой сети обратного трубопровода, что приводит к завышенной температуре обратной сетевой воды и, как следствие, к нерациональному расходу тепловой энергии. Несоблюдение габаритов в свету между строительными конструкциями,

трубопроводами и оборудованием не только затрудняет их техническое обслуживание, но и препятствует безопасному выходу персонала при возникновении аварийной ситуации. Отсутствие гильз для прохода трубопроводов через строительные конструкции приводит к нарушению температурной компенсации или усилению коррозионных процессов, а также вызывает определенные трудности при проведении ремонтных работ.

Нередко производится монтаж теплотехнического оборудования, не соответствующего проектному решению. Как правило, это связано с неудовлетворительной работой служб снабжения заказчика. Чаще всего это касается запорной и регулирующей арматуры, которая может иметь габариты, превышающие проектные, и приводит к изменению длины фасонных изделий. Можно встретить такие нарушения, как монтаж манометров со шкалой деления, не обеспечивающей рабочую зону во второй трети шкалы, термометров с длиной ножки, не соответствующей длине кармана, контрольно-измерительных приборов в недоступном для контроля и обслуживания месте, установка шаровых кранов вместо трехходовых в схеме обвязки манометров и др.

И, конечно же, возникают проблемы с выполнением теплоизоляции. На строительном рынке имеется большой выбор теплоизоляционных материалов современных конструкций, но нельзя забывать, что параметры теплоизоляции должны соответствовать параметрам тепловой сети. Так, если тепловая сеть работает по

температурному графику 150–70 °С, то трубопроводы прямой сети до узла смешения должны иметь изоляцию с пределом термостойкости 150 °С, но никак не 95 °С. А эти требования не всегда выполняются, в связи с чем снижается безопасность и надежность дальнейшей эксплуатации теплоустановок.

Использование предизолированных трубопроводов (ПИ-труб) для замены тепловых сетей не только повышает надежность и экономичность их работы, но и увеличивает срок эксплуатации. Средний ресурс работы такой сети составляет 25–30 лет. Но нельзя забывать, что такая высокая долговечность обеспечивается прежде всего профессиональным уровнем специалистов монтажных организаций и качеством монтажных работ.

Проверки, проведенные при замене трубопроводов на ПИ-трубы, выявили ряд нарушений со стороны монтажных организаций. Основные из них – некачественная подготовка песчаной подушки под трубопроводы, использование сторонних предметов для подкладки под места сварных соединений и углов поворота и, что самое неприятное, отсутствие зачистки и антикоррозионного покрытия на стыках труб при их запенивании. А ведь сварной стык – самое уязвимое место. Поскольку, как правило, с момента окончания сварочных работ до запенивания стыков проходит неделя и более, на место стыка могут попасть вода, грязь, агрессивные вещества, там может образоваться ржавчина, что и станет очагом коррозии и, как следствие, приведет к повреждению

трубопровода даже при незначительном сроке эксплуатации.

Среди других ошибок наиболее типичны следующие:

- нарушения технологии и отклонения от проекта при монтаже опор трубопроводов, что может привести к нарушению компенсационной способности;
- выполнение обратной засыпки трубопроводов без соблюдения требований ТКП 45-4.02-89-2007, что приводит к преждевременному повреждению защитной оболочки трубопровода;
- нарушения при выполнении теплоизоляции соединительных швов ПИ-труб;
- нарушение технологии заливки смеси для изоляции соединительного шва при диаметре трубопроводов 500 мм и выше. Для ПИ-труб с диаметром стальной трубы Д-500 мм согласно ТКП 45-4.02-89-2007 запенивание стыков должно производиться под давлением с помощью передвижных заливочных машин, а не с использованием баллонов и приготовлением смеси компонентов в емкости на трассе;

- в нарушение требований ТКП 45-4.02-89-2007 при производстве работ по изоляции соединительных швов ПИ-труб по всей длине трубопровода не производится постоянный контроль электрических параметров сигнальной петли, что приводит к несвоевременной передаче такой сети на баланс специализированных организаций;
- проведение засыпки траншеи с уложенными трубопроводами с нарушениями последовательности, предусмотренной ТКП 45-4.02-89-2007.

Так, на первой стадии не всегда выполняется обсыпка нижней зоны строительным песком с размером зерен до 5 мм и коэффициентом крупности не менее 2 мм по ГОСТ 8736, не производится подбивка пазух между трубами, между трубами и стенкой траншеи и не выполняется равномерное послойное его уплотнение до проектной плотности с обеих сторон трубы на высоту не менее 100 мм над верхом трубы. После засыпки песок должен быть утрамбован вручную либо путем смачивания.

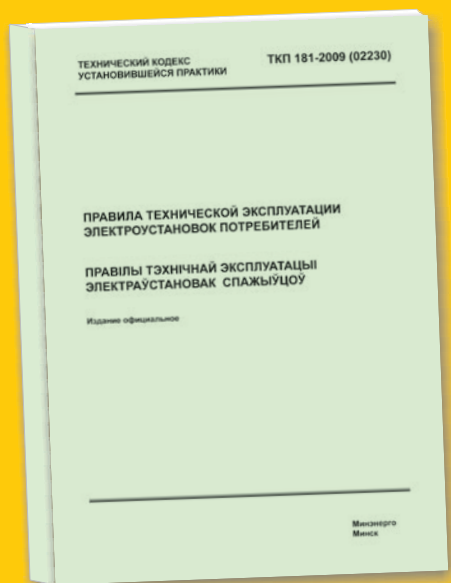
На второй стадии не всегда выполняется засыпка верхней зоны траншеи

необходимым грунтом. Он зачастую содержит камни, куски железобетонных плит, асфальтного покрытия, остатки растений, мусор и т.п.

При достижении высоты защитного слоя грунта над верхом полиэтиленовой оболочки 200–300 мм над предизолированными трубами не всегда укладывается маркировочная лента по всей длине теплосети. Места производства работ, как правило, ограждаются только сигнальной лентой, что не обеспечивает их защиту от свободного доступа посторонних лиц и может привести к несчастным случаям и травмам с людьми и животными.

С целью исключения нарушений при выполнении тепломонтажных работ органам Госэнергонадзора необходимо не только усилить контроль за их качеством и ужесточить меры к монтажным организациям, но и систематически проводить совещания и обучающие семинары с работниками строительно-монтажного комплекса для достижения безусловного выполнения ими требований действующих ТНПА при монтаже теплоиспользующих установок и тепловых сетей.

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ «ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ» ТКП 181-2009 (02230)



Официальное издание

Утвержден постановлением Министерства энергетики
Республики Беларусь от 20 мая 2009 года № 16.

Введен в действие с 1 сентября 2009 года.

ЗАКАЗАТЬ

документ можно
по тел./факсу: (017) 286 08 28

АНАЛИЗ УРОВНЯ ЭЛЕКТРОТРАВМАТИЗМА СРЕДИ ПЕРСОНАЛА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В 2010 ГОДУ

Профилактика производственного травматизма – одно из приоритетных направлений деятельности органов Государственного энергетического надзора Республики Беларусь. Значительным фактором повышения ее эффективности является анализ уровня электротравматизма среди персонала потребителей электроэнергии, который проводится ежегодно. Информация об обстоятельствах и причинах инцидентов, вызванных поражением электрическим током, доводится до сведения всех предприятий и организаций и может быть использована при разработке мероприятий по предотвращению несчастных случаев и проведении обучения персонала.

В целом по Республике Беларусь в 2010 году уровень электротравматизма на объектах потребителей, поднадзорных органам Госэнергонадзора, в сравнении с 2009 годом увеличился в 1,43 раза (рис. 1). За этот период произошло 20 несчастных случаев, из них 11 – со смертельным исходом, 9 – с тяжелым. Групповых несчастных случаев в 2010 году зарегистрировано не было.

Увеличение числа случаев электротравматизма в 2010 году отмечено в Гомельской, Минской и Могилевской областях, снижение – в Брестской и Витебской, при этом в Витебской и Гродненской областях не зафиксировано ни одного. Наибольшее их количество – 11 – произошло в Минской области и г. Минске (см. таблицу).

Самое значительное количество электротравм из года в год фиксируется в летний период. Так, в 2010

году на лето пришлось 9 несчастных случаев (45 % от общего количества), 5 из них произошло в июле (рис. 2). Если анализировать электротравматизм по дням недели, то наибольшее число несчастных случаев регистрировалось по четвергам – 5 (рис. 3), а по времени суток – в период с 14 до 16 часов (7 случаев). В ходе анализа опровергнуто предположение о влиянии фаз Луны на уровень травматизма. Возникновение и распределение несчастных случаев в 2010 году по этому признаку равномерное.

Наиболее подверженной травматизму возрастной группой в рассматриваемом периоде стали молодые люди от 21 до 30 лет (8 человек), в то время как в 2009 году среди пострадавших оказалось больше специалистов от 41 до 50 лет (5 человек).

Значительное количество несчастных случаев в 2010 году, как

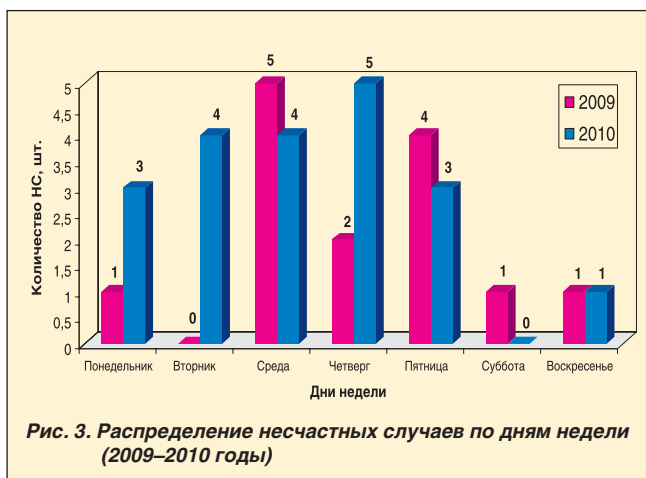
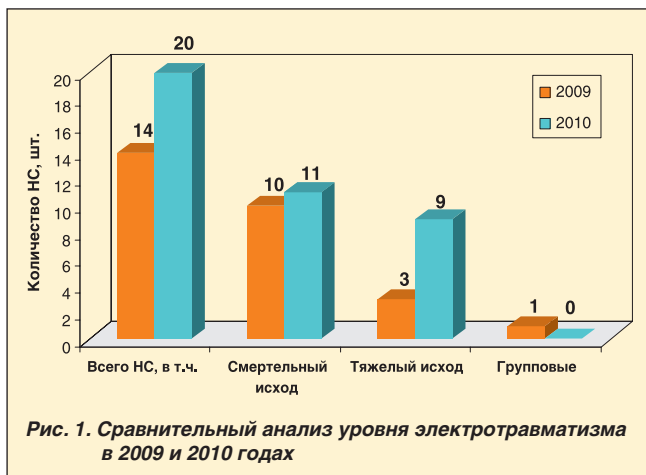
А.В. ЛЕБЕДЕВ, главный специалист отдела энергоинспекции управления государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго»

и в 2009, произошло с персоналом промышленных и приравненных к ним потребителей – 12, среди персонала агропромышленных потребителей зафиксировано 5 несчастных случаев, среди непромышленных – 3. В организациях как государственной формы собственности, так и частной отмечено одинаковое число несчастных случаев.

Среди министерств и ведомств, в подведомственных организациях которых имели место несчастные случаи, – Министерство промышленности, Министерство транспорта и коммуникаций, Министерство сельского хозяйства и продовольствия, Министерство культуры, Министерство торговли (по 1 случаю), Министерство архитектуры и строительства, Министерство лесного хозяйства, Министерство жилищно-коммунального хозяйства (по 2 слу-

Количество несчастных случаев, произошедших от поражения электрическим током, среди персонала потребителей в 2009 и 2010 годах

Область	Количество НС		Всего пострадавших, чел.		В том числе			
	2009	2010	2009	2010	смертельный исход, чел.		травмировано, чел.	
					2009	2010	2009	2010
Брестская	5	4	5	4	4	3	1	1
Витебская	2	0	2	0	2	0	0	0
Гомельская	2	4	2	4	0	2	2	2
Гродненская	0	0	0	0	0	0	0	0
Минская и г. Минск	5 (в т.ч. 1 групповой)	11	7	11	6	6	1	5
Могилевская	0	1	0	1	0	0	0	1
ИТОГО	14	20	16	20	12	11	4	9



что среди потерпевших в состоянии алкогольного опьянения находились 3 человека, или 15 % от общего числа, из них 2 – из числа электротехнического (электротехнологического) персонала.

подавляющее большинство несчастных случаев (12, или 60 % от общего числа) произошло на электрооборудовании напряжением до 1000 В (электроинструмент, удлинители, электропроводка и т.п.) (рис. 5).

Анализ несчастных случаев, произошедших в 2010 году и связанных с воздействием электрического тока, показывает, что основной причиной электротравматизма на производстве по-прежнему остается невыполнение персоналом потребителей электроэнергии требований НПА и ТНПА, регламентирующих производство работ в электроустановках:

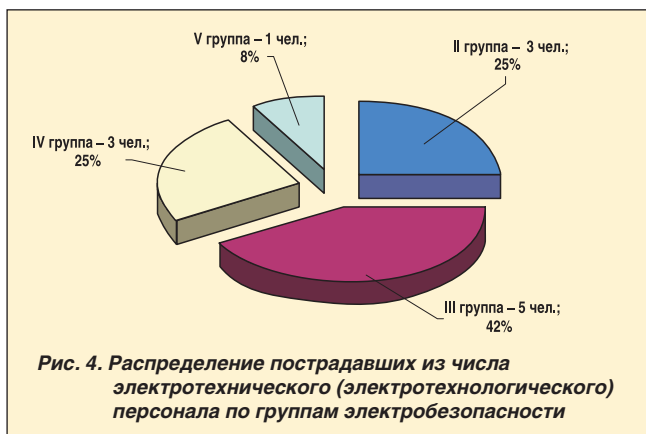
- невыполнение организационных мероприятий;
- невыполнение технических мероприятий;
- несоблюдение мер безопасности при работе с электроинструментом;
- нарушения Правил охраны ВЛ выше 1 000 В.

чая), организации, подчиненные обл-(рай-, гор-)исполкомам (9).

Из 20 пострадавших в прошедшем году 12 человек, или 60 %, относятся к электротехническому (электротехнологическому) персоналу (рис. 4), из них 4 – к оперативно-ремонтному, 3 – ремонтному, 1 – административно-техническому, 4 – к электротехнологическому. Остальные 8 пострадавших, или 40 % – ведущий инженер (проектировщик), плотник, тракторист, мастер по лесосекам, транспортировщик, бетонщик, каменщик и комбайнер. Выяснено,

произшло на электрооборудовании напряжением до 1000 В (электроинструмент, удлинители, электропроводка и т.п.) (рис. 5).

Анализ несчастных случаев, произошедших в 2010 году и связанных с воздействием электрического тока, показывает, что основной причиной электротравматизма на производстве по-прежнему остается невыполнение персоналом потребителей электроэнергии требований НПА и ТНПА, регламентирующих производство работ в электроустановках:





КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

март/апрель 2011 года

БЕЛАРУСЬ

АТОМ-EXPO Проектирование и строительство АЭС, монтажные и пусконаладочные работы основного оборудования; ядерные реакторы и оборудование	Дата проведения: 02.03.2011– 04.03.2011	Город: Минск Место проведения: Выставочный павильон, пр. Победителей, 14	http://tc.by
АВТОМАТИЗАЦИЯ. ЭЛЕКТРОНИКА 14-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 15.03.2011– 18.03.2011	Город: Минск Место проведения: пр. Победителей, 14	/www.expolist.by
ЭЛЕКТРОТЕХ – 2011 7-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 15.03.2011– 18.03.2011	Город: Минск Место проведения: пр. Победителей, 14	www.greenexpo.by
ВОДА И ТЕПЛО 13-я Международная выставка	Дата проведения: 19.04.2011– 22.04.2011	Город: Минск Место проведения: Выставочный павильон, ул. Я.Купалы, 27	www.expoforum.by

РОССИЯ

Энергосбережение и электротехника. Жилищно-коммунальное хозяйство – 2011 8-я Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 16.03.2011– 18.03.2011	Город: Белгород	www.exponet.ru
Саха. Нефть. Газ. Уголь. Энерго (Новые Технологии) – 2011 12-я Специализированная выставка	Дата проведения: 23.03.2011– 25.03.2011	Город: Якутск	www.exponet.ru
Газ. Нефть. Новые технологии. Экология. Охрана природы – 2011 7-я Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 24.03.2011– 25.03.2011	Город: Новый Уренгой	www.exponet.ru
Газификация. Газовое оборудование – 2011 Специализированная выставка	Дата проведения: 29.03.2011– 31.03.2011	Город: Тюмень	www.exponet.ru
Нефть и Газ – 2011 13-я Специализированная выставка	Дата проведения: 30.03.2011– 01.04.2011	Город: Астрахань	www.exponet.ru
ПТА - Сибирь – 2011 3-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 13.04.2011– 15.04.2011	Город: Новосибирск	www.exponet.ru

MATTEX 2011 Международная специализированная выставка оборудования для теплоснабжения, водоснабжения, газоснабжения и канализации	Дата проведения: 01.03.2011– 04.03.2011	Город: Москва	www.exponet.ru
Электро – 2011. Электротехника и Энергетика Ежегодная специализированная выставка	Дата проведения: 01.03.2011– 03.03.2011	Город: Ростов-на-Дону	www.exponet.ru
Алтай: Строительство. Энергетика. ЖКХ. Газификация – 2011 8-я Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 02.03.2011– 04.03.2011	Город: Горно-Алтайск	www.exponet.ru
Sabex (кабели, провода и аксессуары) - 2011 Международная специализированная выставка кабелей, проводов, арматуры, соединительных устройств, кабельных систем и техники и технологии прокладки и монтажа кабельно-проводниковой продукции	Дата проведения: 15.03.2011– 18.03.2011	Город: Москва	www.exponet.ru
Электро – 2011. Энергосбережение 11-я Всероссийская специализированная выставка	Дата проведения: 15.03.2011– 17.03.2011	Город: Волгоград	www.exponet.ru
Энергетика. Электротехника. Энергосбережение – 2011 12-я Межрегиональная специализированная выставка энергетического оборудования, электротехнической продукции, энергосберегающих технологий	Дата проведения: 22.03.2011– 24.03.2011	Город: Волгоград	www.exponet.ru
RUSSIA POWER 2011 Ежегодная выставка-конференция «Электроэнергетика России»	Дата проведения: 28.03.2011– 30.03.2011	Город: Москва	www.exponet.ru
Энергетика. Энергосберегающие технологии. ЖКХ – 2011 Специализированная выставка	Дата проведения: 29.03.2011– 31.03.2011	Город: Тюмень	www.exponet.ru
Электроэнергетика и энергосбережение – 2011 Специализированная выставка	Дата проведения: 06.04.2011– 08.04.2011	Город: Архангельск	www.exponet.ru
SAPE 2011 Международная выставка и конференция по безопасности и охране труда в энергетике	Дата проведения: 12.04.2011– 14.04.2011	Город: Москва	www.exponet.ru
Энерго – 2011 Специализированная межрегиональная выставка	Дата проведения: 12.04.2011– 14.04.2011	Город: Казань	www.exponet.ru
Ресурсосбережение и экология – 2011 14-я Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 20.04.2011– 22.04.2011	Город: Пенза	www.exponet.ru
ЭнергоРесурсСбережение – 2011 Специализированная выставка	Дата проведения: 20.04.2011– 22.04.2011	Город: Калуга	www.exponet.ru
Энергетика. Энергоэффективность – 2011 Специализированная выставка с международным участием	Дата проведения: 26.04.2011– 28.04.2011	Город: Саратов	www.exponet.ru
Энергоснабжение и электротехника в строительстве – 2011 Выставка энергоснабжения и электротехники	Дата проведения: 26.04.2011– 29.04.2011	Город: Сочи	www.exponet.ru
Строительство. Коммунальное хозяйство. Энергосбережение – 2011 15-я Специализированная выставка	Дата проведения: 09.03.2011– 11.03.2011	Город: Уфа	www.exponet.ru
Энергетика. ЖКХ. Рынок ПГС – 2011 Специализированная выставка	Дата проведения: 13.04.2011– 15.04.2011	Город: Улан-Удэ	www.exponet.ru

ТЭК России в XXI веке IX Всероссийский энергетический форум	Дата проведения: 06.04.2011– 09.04.2011	Город: Москва	www.expoclub.ru
HydroVision Russia 2011 Главное мероприятие гидроэнергетической отрасли, посвященное вопросам, проблемам и достижениям в производстве, эксплуатации и технологиях в гидроэнергетике	Дата проведения: 28.03.2011– 30.03.2011	Город: Москва	www.expoclub.ru

СНГ

Chemexpo Uzbekistan 2011 7-я Международная промышленная выставка	Дата проведения: 05.04.2011– 07.04.2011	Город: Ташкент, Узбекистан	www.exponet.ru
IndustrialExpo Uzbekistan 2011 7-я Международная промышленная выставка	Дата проведения: 05.04.2011– 07.04.2011	Город: Ташкент, Узбекистан	www.exponet.ru
EcoTech Astana 2011 Специализированная выставка	Дата проведения: 29.03.2011– 31.03.2011	Город: Астана, Казахстан	www.exponet.ru
Крым. Стройиндустрия. Энергосбережение. Весна – 2011 Специализированная выставка	Дата проведения: 24.03.2011– 26.03.2011	Город: Симферополь, Украина	www.exponet.ru
KazAtomExpo 2011 2-я Казахская международная выставка «Атомная энергетика и промышленность»	Дата проведения: 29.03.2011– 31.03.2011	Город: Астана, Казахстан	www.exponet.ru
Power & Lighting Astana 2011 Казахская международная выставка «Энергетика и освещение»	Дата проведения: 29.03.2011– 31.03.2011	Город: Астана, Казахстан	www.exponet.ru
ElectroExpo Uzbekistan 2011 7-я Международная промышленная выставка	Дата проведения: 05.04.2011– 07.04.2011	Город: Ташкент, Узбекистан	www.exponet.ru
Международная индустриально-торговая выставка Душанбе – 2011 2-я Международная выставка	Дата проведения: 06.04.2011– 08.04.2011	Город: Душанбе, Таджикистан	www.exponet.ru
Power Kyrgyzstan 2011 Кыргызская международная выставка энергетики «Возобновляемые и нетрадиционные источники энергии»	Дата проведения: 12.04.2011– 14.04.2011	Город: Бишкек, Кыргызстан	www.exponet.ru
ATYRAU OIL & GAS 2011 10-я Северокаспийская региональная нефтегазовая выставка и конференция	Дата проведения: 05.04.2011– 07.04.2011	Город: Атырау, Казахстан	www.expoclub.ru

В МИРЕ

World Heavy Oil Congress 2011 Международный конгресс и выставка по тяжелой нефти	Дата проведения: 14.03.2011– 17.03.2011	Город: Эдмонтон, Канада	www.exponet.ru
Egegaz 2011 Выставка по производству природного газа	Дата проведения: 17.03.2011– 20.03.2011	Город: Денизли, Турция	www.exponet.ru
LPG, CNG, LNG Fair 2011 Международная выставка сжиженного углеводородного газа, услуг по сжатию природному газу и технологиям	Дата проведения: 17.03.2011– 20.03.2011	Город: Стамбул, Турция	www.exponet.ru
World Biofuels Markets 2011 Выставка и конференция по биотопливу	Дата проведения: 22.03.2011– 24.03.2011	Город: Роттердам, Нидерланды	www.exponet.ru

Digital Energy Conference and Exhibition 2011 Международная выставка и конференция, посвященная вопросам цифровых технологий нефтедобычи	Дата проведения: 19.04.2011– 21.04.2011	Город: Вуудлэндз, США	www.exponet.ru
EKOTECH 2011 Выставка экологии, технологий утилизации и переработки отходов	Дата проведения: 01.03.2011– 03.03.2011	Город: Кельце, Польша	www.exponet.ru
ENEX 2011 Международная выставка энергетики	Дата проведения: 01.03.2011– 03.03.2011	Город: Кельце, Польша	www.exponet.ru
Energiesparmesse 2011 Выставка энергосберегающих технологий	Дата проведения: 04.03.2011– 06.03.2011	Город: Вельс, Австрия	www.exponet.ru
WETEX 2011 Международная выставка энергетических технологий, окружающей среды и водных ресурсов	Дата проведения: 08.03.2011– 10.03.2011	Город: Дубай, Объединенные Арабские Эмираты	www.exponet.ru
Minergie Expo 2011 Выставка новых систем, продуктов и технологий энергоэффективности	Дата проведения: 10.03.2011– 13.03.2011	Город: Люцерн, Швейцария	www.exponet.ru
African Utility Week 2011 Специализированная выставка оборудования, технологий систем водоподготовки и водоснабжения, ресурсосберегающих технологий, источников энергии и коммунального хозяйства	Дата проведения: 14.03.2011– 17.03.2011	Город: Кейптаун, Южно-Африканская Республика	www.exponet.ru
AgroEnergie 2011 Международная специализированная выставка современного сельского хозяйства, биоэнергетики, возобновляемых источников энергии	Дата проведения: 18.03.2011– 20.03.2011	Город: Кремона, Италия	www.exponet.ru
CIPPE 2011 Китайская международная выставка нефтяного и нефтехимического оборудования и технологий	Дата проведения: 22.03.2011– 24.03.2011	Город: Пекин, Китай	www.exponet.ru
Wood Energy 2011 Выставка технологий получения энергии из древесины	Дата проведения: 22.03.2011– 25.03.2011	Город: Клудж-Напока, Румыния	www.exponet.ru
CENERG 2011 3-я Международная ярмарка экологически чистой энергии	Дата проведения: 23.03.2011– 25.03.2011	Город: Варшава, Польша	www.exponet.ru
Energies Froid 2011 Выставка энергетической эффективности и охраны климата	Дата проведения: 23.03.2011– 24.03.2011	Город: Монпелье, Франция	www.exponet.ru
Impianti Solari Expo (ISE) – 2011 Специализированная выставка технологий солнечной энергетики	Дата проведения: 24.03.2011– 26.03.2011	Город: Парма, Италия	www.exponet.ru
Libya 2011 5-я Международная конференция и выставка нефтегазовой отрасли	Дата проведения: 28.03.2011– 30.03.2011	Город: Триполи, Ливия	www.exponet.ru
Racioenergia 2011 Международная выставка по отоплению, кондиционированию воздуха и сбережению энергии	Дата проведения: 29.03.2011– 02.04.2011	Город: Братислава, Словакия	www.expotop.ru
International Small Wind 2011 Выставка по использованию малой энергии ветра	Дата проведения: 05.04.2011– 06.04.2011	Город: Гейтсхед, Великобритания	www.exponet.ru

Okotech 2011 Международная выставка «Защита окружающей среды и коммунальные услуги»	Дата проведения: 05.04.2011– 10.04.2011	Город: Будапешт, Венгрия	www.exponet.ru
ENREG ENERGIA REGENERABILA 2011 Международная выставка и конференция по возобновляемым источникам энергии и энергоэффективности строительства и ремонта	Дата проведения: 07.04.2011– 09.04.2011	Город: Арад, Румыния	www.exponet.ru
Save the Planet 2011 Международный экологический форум	Дата проведения: 13.04.2011– 15.04.2011	Город: София, Болгария	www.exponet.ru
Sajam ekologije 2011 Экологическая выставка	Дата проведения: 20.04.2011– 22.04.2011	Город: Будва, Черногория	www.exponet.ru
LED China 2011 Китайская международная выставка светодиодных технологий	Дата проведения: 01.03.2011– 04.03.2011	Город: Гуанчжоу, Китай	www.exponet.ru
CIHE & HVAC 2011 11-я Китайская международная выставка технологий отопления, вентиляции и кондиционирования	Дата проведения: 03.03.2011– 05.03.2011	Город: Пекин, Китай	www.exponet.ru
Solar & PV Technologies Exhibition 2011 Международная выставка источников возобновляемой энергии	Дата проведения: 10.03.2011– 14.03.2011	Город: Стамбул, Турция	www.exponet.ru
Electro, Automation Industrielle & Energy 2011 Международная выставка электротехники, промышленной автоматизации и энергетики	Дата проведения: 14.03.2011– 17.03.2011	Город: Алжир, Алжир	www.exponet.ru
GASTECH 2011 Международная газовая выставка	Дата проведения: 21.03.2011– 24.03.2011	Город: Амстердам, Нидерланды	www.exponet.ru
LIGHT 2011 Специализированная выставка светового оборудования	Дата проведения: 23.03.2011– 25.03.2011	Город: Варшава, Польша	www.exponet.ru
ELECTRICITY 2011 9-я Международная ярмарка электроэнергетики и систем безопасности	Дата проведения: 23.03.2011– 25.03.2011	Город: Варшава, Польша	www.exponet.ru
SOM Solar–Oberland–Mass 2011 Выставка солнечной энергетики	Дата проведения: 24.03.2011– 27.03.2011	Город: Ветцikon, Швейцария	www.exponet.ru
Energy Show (SEAI) 2011 Выставка энергетических технологий	Дата проведения: 30.03.2011– 31.03.2011	Город: Дублин, Ирландия	www.exponet.ru
INTERKLIMA 2011 Международная выставка отопительных, охлаждающих технологий и кондиционирования	Дата проведения: 05.04.2011– 09.04.2011	Город: Загреб, Хорватия	www.exponet.ru
EE & RES / Energy Efficiency and Renewable Energy Sources 2011 Международный конгресс по вопросам энергоэффективности и возобновляемых источников энергии в Юго-Восточной Европе	Дата проведения: 13.04.2011– 15.04.2011	Город: София, Болгария	www.exponet.ru
PV+Solar India Expo 2011 Международная выставка и конференция фотоэлектрической энергетики, гелиоархитектуры, оборудования, материалов и систем	Дата проведения: 19.04.2011– 21.04.2011	Город: Мумбай, Индия	www.exponet.ru
Nuclear 2011 9-я Международная выставка технологий и оборудования для атомной энергетики	Дата проведения: 06.04.2011– 08.04.2011	Город: Шеньжень, Китай	www.expoclub.ru
WaterEx – 2011 Международная выставка водных технологий в Индии	Дата проведения: 23.02.2011– 26.02.2011	Город: Мумбай, Индия	www.expoclub.ru

«АТОМЭКСПО–БЕЛАРУСЬ» ПРИГЛАШАЕТ

С учетом договоренностей, достигнутых в ходе визита генерального директора Российской государственной корпорации «Росатом» Сергея Кириенко в Республику Беларусь, проведение III Международной специализированной выставки и конференции «Атомэкспо-Беларусь» в Минске приобретает особую актуальность.

Мероприятие пройдет со 2 по 4 марта в выставочном павильоне «Белэкспо» (пр. Победителей, 14) и традиционно представит новейшие технологии проектирования, строительства, эксплуатации и обеспечения безопасности АЭС. Участие в форуме уже подтвердили более 20 организаций атомной отрасли Российской Федерации, а также ряд предприятий и организаций Литвы, Украины и других стран.

Проведение специализированной выставки и конференции, посвященных атомной энергетике, изначально было инициировано Министерством энергетики Республики Беларусь с целью предоставления площадки для обмена опытом и налаживания международной кооперации в области использования мирного атома, демонстрации новейших разработок, а также содействия в реализации проекта строительства атомной электростанции в Республике Беларусь.

Программа создания и развития ядерной энергетики требует тщательного планирования, внимательного изучения и решения множества сложных и взаимосвязанных вопросов на всех этапах. Ключевые направления сегодня уже реализуются в республике – это создание необходимой инфраструктуры ядерной энергетики, разработка нормативно-правовой базы, создание системы подготовки кадров, определение политики в области ядерного топливного цикла, информационное сопровождение реализации проекта строительства АЭС, а также выполнение ряда других работ, необходимых для развития ядерной энергетики. Все эти направления най-



дут отражение как в экспозициях выставки, так и в материалах конференции.

Форум «Атомэкспо-Беларусь», впервые состоявшийся в 2009 году и проводимый с тех пор ежегодно, вызывает большой интерес у зарубежных компаний – разработчиков и поставщиков оборудования для атомных станций, проектных, консалтинговых и инжиниринговых компаний, научно-исследовательских институтов, работающих в сфере атомной энергетики. В организации и проведении данного мероприятия традиционно принимают участие Министерство энергетики, Национальная академия наук Беларуси, Министерство по чрезвычайным ситуациям, Министерство образования, Министерство информации, Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды, а также выставочная компания Республики Беларусь ЗАО «Техника и коммуникации».

С российской стороны поддержку форуму оказывают ООО «Центр информационной и выставочной деятельности атомной отрасли» Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» и предприятия атомной отрасли.





International Specialized Exhibition
CONFERENCE

АТОМЭКСПО Belarus

На выставке будут широко представлены экспозиции белорусских организаций и предприятий Минэнерго, среди которых ГУ «Дирекция строительства атомной электростанции», ГПО «Белэнерго», РУП «БелНИПИ-энергпром», РУП «БЕЛТЭИ», РУП «Белэлектромонтажналадка», ОАО «Белэнергоремналадка», ОАО «Белоозерский энергомеханический завод», РУП «Белэнергострой», научно-практический журнал «Энергетическая стратегия».

В структуру экспозиции «Атомэкспо-Беларусь» включены тематические разделы по актуальным вопросам, таким как «Проектирование и строительство АЭС», «Ядерный топливный цикл», «Безопасная эксплуатация АЭС», «Охрана окружающей среды», «Подготовка кадров для атомной энергетики», «Правовые вопросы атомной энергетики», «Атомная энергетика и общественное сознание» и др.

С целью широкого обсуждения стратегии развития атомной отрасли и изучения мирового опыта в сфере ядерной энергетики, а также внедрения современных технологий в практику с 3 по 4 марта 2011 года в конференц-зале ГК «Виктория» и выставочном павильоне «Белэкспо» состоится конференция с участием ученых и специалистов Республики Беларусь, представителей других стран. В рамках конференции планируется проведение пленарного и секционных заседаний, посвященных основным тематическим направлениям выставки, семинаров-презентаций компаний, а также круглых столов для обсуждения проблем подготовки персонала и информирования общественности по вопросам, связанным с развитием ядерной энергетики.

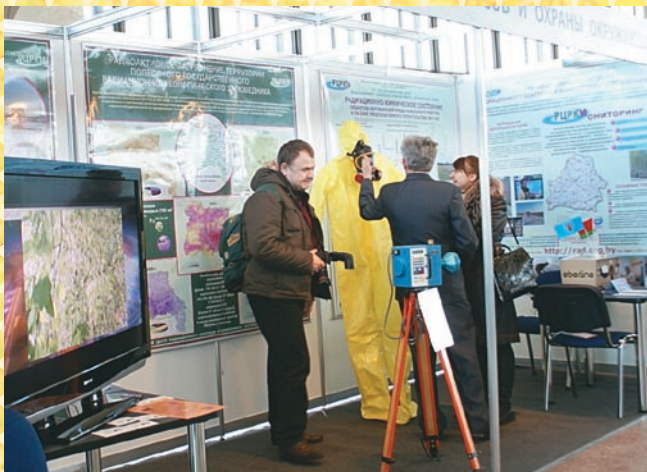
Участие в выставке и конференции производителей и поставщиков ядерных технологий, представителей заинтересованных республиканских органов государ-



ственного управления, научно-исследовательских и учебных институтов позволит определить наиболее эффективные пути развития ядерной энергетической программы в Республике Беларусь и привлечь к строительству АЭС потенциал белорусских предприятий.

**Консультант Департамента по ядерной энергетике
Минэнерго Беларуси И.А. СИЛИЦКАЯ**

Более подробную информацию о выставке и конференции можно запросить по электронной почте energy@tc.by и телефону (+375 17) 306 06 06



ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА ТЭС И РК

Вследствие сложившихся условий большинство теплоэлектростанций (ТЭС) и районных котельных (РК) имеют низкий коэффициент использования установленной мощности. В 2009 году для ТЭС коэффициент использования установленной тепловой мощности составил 33 %, электрической – 41,2 %, для районных котельных при отпуске тепла потребителям он не превышал 10 %, а для некоторых находится на уровне 1 %. Это создает определенные трудности при организации работ по реализации энергосберегающих мероприятий, включая и те, внедрение которых позволило бы получить существенный экономический эффект.

Реализация программ энергосбережения оказывает непосредственное влияние на технико-экономические показатели ТЭС и РК. Следует отметить, что статистические отчеты и результаты энергетических обследований свидетельствуют о достаточно высоких показателях по энергосбережению в Белорусской энергосистеме, вместе с тем это направление работы нуждается в развитии.

Рекомендации по разработке программ энергосбережения

При разработке и составлении программ энергосбережения в первую очередь необходимо учитывать реальные условия эксплуатации и возможности повышения показателей работы действующего оборудования. Для повышения эффективности энергоиспользования на ТЭС и РК в качестве первоочередных мер рекомендуется:

- разработать и внедрить систему управления энергосбережением;
- выполнять разработку программ энергосбережения по всем участкам ТЭС и создать систему контроля за состоянием их внедрения;
- организовать школу (семинар) для обучения кадров и повышения их квалификации по вопросам энергосбережения;
- усовершенствовать систему мониторинга потребления ТЭР и выработки тепловой и электрической энергии, а также нормирования затрат и энергоресурсов по всем участкам ТЭС в целом;

– использовать систему материального поощрения обслуживающего персонала за результаты по экономии топлива.

Реализация этих организационных мероприятий не потребует больших затрат. Для повышения информированности обслуживающего персонала, руководителей, служащих и специалистов в вопросах энергосбережения сводку о технико-экономических показателях работы ТЭС и РК рекомендуется представлять по единым формам с отражением сведений по расширенному перечню показателей, выводами и предложениями по сокращению расхода ТЭР по всем статьям их потребления.

Повышение эффективности использования ТЭР

Энергетическая эффективность работы ТЭС и РК обычно оценивается по значениям КПД котлов с учетом потерь топлива и теплоты при ее выработке и отпуске, а также затрат электроэнергии на привод механизмов и другие нужды, определяемых по данным приборов контроля и учета расхода ТЭР.

В среднем по РК ГПО «Белэнерго» удельный расход топлива (УРТ) на отпуск тепла в 2009 году составил 160,2 кг у.т./Гкал при нормативном УРТ 160,3 кг у.т./Гкал. В этом случае экономия топлива в РК составила 553 т у.т. Вместе с тем по отдельным РК областных объединений имеют место существенные различия в уровнях эффективности использования топлива. В частности, в котельных РУП «Витебскэнерго»,



И.И. СТРИХА, д.т.н., профессор, главный научный сотрудник РУП «БЕЛТЭИ»



И. И. РЫСЕЙКИНА, инженер-экономист РУП «БЕЛТЭИ»

работавших преимущественно на природном газе, УРТ на отпуск теплоты изменялся в широком диапазоне – от 155,6 до 188,1 кг у.т./Гкал. Аналогичная ситуация сложилась в РУП «Гомельэнерго» (166,8–189,2 кг у.т./Гкал), РУП «Минскэнерго» (158,8–167,0 кг у.т./Гкал). Различная экономичность работы котельных в значительной степени может быть объяснена недостаточной загрузкой, разным количеством пусков и остановов котлов. Затраты ТЭР на собственные нужды котельных достаточно высоки и даже для однотипного оборудования значительно различаются между собой.

Анализ отчетных данных ГПО «Белэнерго» об УРТ на отпуск тепловой энергии и данных об экономичности работы котлов РК дает основание считать, что на отдельных РК значения КПД «брутто» котлов достигли уровней предельных значений, что ограничивает возможности дальнейшей экономии топлива.

Другим существенным резервом экономии ТЭР, как и в предыдущие годы, является сокращение технологических потерь тепловой энергии при транспорте. Сопоставление относительных значений этих потерь показывает, что они не превышают установленных норм и практически не изменяются.

В последние годы потери теплоты при транспорте в тепловых сетях с традиционной конструкцией прокладки трубопроводов и их теплоизоляцией находятся на уровне 9–10 %. При использовании в тепловых сетях бесканальной прокладки предизолированных труб с пенополиуретановой изоляцией они могут быть снижены в два и более раз и не превышать 5–6 %. Исходя из этого можно считать, что потенциал энергосбережения при транспорте теплоты от РК находится на уровне 3,5 % от общего теплотребления, или около 30 тыс. т у.т./год.

Достижение более высоких технико-экономических показателей ТЭС и РК возможно путем реализации энергосберегающих мероприятий, направленных как на совершенствование условий эксплуатации котлов, так и на реконструкцию котельных на основе передового опыта.

Для ТЭС и РК актуальными являются следующие мероприятия:

- применение горелочных устройств, обеспечивающих низкий выход оксидов азота и других токсичных компонентов;
- внедрение эффективной и надежной автоматики регулирования и защиты котлоагрегатов, вспомогательного и общекотельного оборудования;
- внедрение автоматизированных систем контроля и управления технологическими процессами производства и отпуска теплоты, учета потребления топлива и электроэнергии, отпуска тепловой энергии потребителям на базе современной микропроцессорной техники;
- корректировка управления процессами горения топлива по опти-

мальной (минимальной) сумме потерь теплоты с химическим недожогом и уходящими газами с применением регуляторов частот вращения электропривода тягодутьевых машин;

- применение современных технологий химической подготовки подпиточной, сетевой и котловой воды;
- внедрение высокоэффективной технологии приготовления и сжигания в топках котлов водомазутных эмульсий, позволяющей использовать высоковязкие и некондиционные обводненные мазуты;
- внедрение электронасосных установок с широким диапазоном рабочих характеристик и применением регулируемого электропривода;
- разработка и внедрение систем использования всех видов вторичных энергоресурсов, включая оборудование котельных, эффективными утилизаторами теплоты уходящих дымовых газов, сбрасываемых потоков воды, пара и конденсата.

На современном этапе развития энергетики перспективным направлением в техническом перевооружении базовых РК является переоборудование их в мини-ТЭЦ для комбинированного производства тепловой и электрической энергии за счет надстройки газотурбинными или паротурбинными установками. Это направление успешно реализовано на ряде РК ГПО «Белэнерго», что позволило получить реальное снижение суммарного расхода топлива на производство и отпуск тепловой и электрической энергии.

Реализация различных энергосберегающих мероприятий в соответствии с составляемыми программами энергосбережения на ТЭС и РК дает возможность ежегодно получать экономию топлива около 2 % от общего потребления, что подтверждается сведениями о выполнении целевого показателя по энергосбережению.

Потенциал энергосбережения в ТЭС и РК

При оценке потенциала энергосбережения в ТЭС и РК необходимо учитывать минимально возможные неизбежные потери теплоты в котлах с уходящими газами, с химиче-

ским недожогом и в окружающую среду. Для неконденсационных современных котлов значения перечисленных показателей при генерации теплоты соответственно равны 5,5–6,5; 0,05; 1,0–1,5 %.

Суммарные минимально возможные потери для котлов ТЭС и РК находятся в пределах 6,55–8,05 %. При таких значениях потерь КПД «брутто» котлов должны составлять 91,95–93,45 %, что соответствует УРТ на выработку тепловой энергии 155,36–152,87 кг у.т./Гкал. С учетом расхода теплоты на собственные нужды котельной (3–4 % при работе на природном газе и поддержании в резерве мазутного хозяйства) суммарные минимально возможные потери теплоты в РК составят 10–12 %, что соответствует значениям УРТ на отпуск теплоты 159–162 кг у.т./Гкал (для сопоставлений с достигнутыми показателями в РК ГПО «Белэнерго» можно принять среднее значение —160–162 кг у.т./Гкал).

Сопоставление расчетных и достигнутых (отчетных) значений удельных расходов топлива в ГПО «Белэнерго» в 2009 году показало, что потенциал энергосбережения в котельных с существующими типами котлов не превышает 1–1,5 % общего теплотребления, или примерно 10–12 тыс. т у.т. В то же время по отчетным данным некоторых РК возможности и резервы дальнейшего снижения УРТ с помощью традиционно реализуемых мероприятий практически исчерпаны. Однако в действительности (по результатам проведенных энергетических обследований некоторых котельных) значения фактических УРТ на отпуск теплоты от котельных превышают отчетные. Это обусловлено главным образом несовершенством организации учета отпуска теплоты и невозможностью оперативного принятия решения по обеспечению требуемых эксплуатационных режимов котлов.

В настоящее время для ТЭС и РК составляются энергетические характеристики оборудования, предназначенные для эксплуатации и нормирования расходов ТЭР, выполняются режимно-наладочные испытания с определением технико-экономических показателей котлов. Однако утверждаемые нормы удельных расходов ТЭР на отпуск теплоты

от котельных не всегда согласуются с результатами испытаний.

Необходимо отметить, что на отдельных ТЭС и РК учет отпуска теплоты потребителям частично осуществляется расчетным путем без учета реального состояния трубопроводов, что обуславливает недостаточную достоверность определения отпущенного количества теплоты.

Для совершенствования системы технического учета ТЭР на ТЭС и РК рекомендуется осуществить следующие основные мероприятия:

- разработать порядок составления пароводяного и теплового баланса ТЭС и РК с уточнением расчетных схем энергетических потоков;
- систематически выполнять анализ данных первичного учета расхода ТЭР для согласования между собой результатов материального и теплового балансов основного оборудования;
- периодически производить сверку и определять достоверность показаний приборов по учету расходов и потерь энергоресурсов в мазутном хозяйстве, водоподготовке, при содержании оборудования в резерве;
- на основе данных приборного учета организовать и осуществлять анализ влияния на экономичность ТЭС или РК фактических технико-экономических показателей отдельных агрегатов и узлов оборудования;
- принять меры по использованию уточненной базы данных с применением фактически достигнутых показателей работы оборудования при пересмотре и уточнении нормативно-технической документации, в том числе при разработке нормативов удельных расходов топлива на отпуск тепловой и электрической энергии, на собственные нужды и потери;
- составить дополнительный перечень показателей экономичности работы оборудования отдельных цехов и участков для использования их в системе материального поощрения обслуживающего персонала.

Выполненный анализ состояния на ряде ТЭС и РК работы по учету, нормированию расхода энергоресурсов, а также сложившейся системы внутристанционной и установленной государственной статотчетности по источникам тепловой и электриче-

ской энергии позволил установить, что действующая практически на всех ТЭС и РК система учета ТЭР позволяет получать соответствующую информацию о поступлении топлива к источникам теплоты, его расходе и отпуске теплоэнергии потребителям с указанием показателей по расходу, давлению и температуре. На большинстве ТЭС и РК организована автоматизированная система учета выработки и отпуска электроэнергии.

По данным энергообследований практически все ТЭС и РК располагают достаточным количеством средств КИПиА, позволяющих эксплуатировать основное и вспомогательное оборудование (котлы, турбины, насосы и т.п.) в заданных экономических режимах. Однако при составлении отчетности о работе котлов за отдельные периоды используются недостаточно достоверные сведения. Из-за допускаемых неточностей периодически создаются ситуации, при которых удельные расходы топлива оказываются ниже технически достижимых показателей. Несмотря на относительно высокие отчетные технико-экономические показатели по удельным расходам топлива на отпуск тепловой энергии, на ТЭС и РК имеются резервы для реального сокращения расхода топлива, тепловых потерь и затрат электроэнергии на собственные нужды.

Наблюдения за работой контрольно-измерительных приборов котлов отдельных ТЭС и РК, а также сведения суточных ведомостей на некоторых предприятиях свидетельствуют о том, что режим сжигания топлива в котлах по отдельным показателям ведется с отступлением от режимных карт. Содержание кислорода в дымовых газах в контрольном сечении и температура уходящих газов на большинстве типов котлов выше данных, приведенных в энергетических характеристиках. Из-за превышения нормативных показателей содержания кислорода в уходящих газах при относительно низкой загрузке котлов затраты топлива, а также электроэнергии на тягодутьевые установки возрастают сверх нормативов. Поэтому для котельных цехов актуальными являются работы по приведению имеющихся средств КИПиА в эксплуатационное состояние с заданным уровнем погрешности измерений, отвечающим классу точности соответствующих приборов.

Повышение надежности и экономичности работы систем теплоснабжения

В соответствии с правилами технической эксплуатации тепловых сетей систем отопления и горячего водоснабжения должен быть организован и постоянно осуществляться контроль качества сетевой и подпиточной воды. Ее основными контролируемыми показателями являются жесткость, щелочность, содержание кислорода и железа. В результате несоблюдения водно-химического режима тепловых сетей происходит коррозия трубопроводов, на поверхностях нагрева сетевых подогревателей образуются отложения, которые приводят к ухудшению процессов теплообмена и дополнительному расходу тепловой энергии. Кроме того, загрязнение сетевой воды отложениями и продуктами коррозии обуславливает увеличение гидравлического сопротивления трубопроводов и теплообменников, что способствует росту потребления электроэнергии на транспорт тепловой энергии (может превышать в несколько раз проектные значения). Для защиты и пассивации поверхностей нагрева теплообменников и трубопроводов тепловых сетей можно применять поверхностно-активные вещества, с помощью которых удаляются отложения и продукты коррозии без повреждений защитных пленок.

Значительная экономия ТЭР может быть получена за счет сокращения потерь в тепловых сетях через теплоизоляцию и с утечками теплоносителя. При длительной эксплуатации трубопроводов за счет внутренней и наружной коррозии происходит разрушение стенок трубопроводов и увеличиваются утечки теплоносителя. Кроме того, теплопроводность изоляционного материала из-за увлажнения и разрушения увеличивается, что приводит к росту тепловых потерь. Для снижения этих потерь необходимо организовать своевременное проведение диагностики состояния трубопроводов современными инструментальными методами без вскрытия теплотрасс, регулярно производить тепловые испытания с целью определения фактических тепловых потерь и реального состояния трубопроводов.

Снижение не менее чем на 15–20 % расхода электроэнергии сетевыми

насосами при поддержании расчетных значений перепада давления и расхода воды в сети может быть достигнуто и при существующем состоянии оборудования тепловых сетей. Для насосов и тягодутьевых установок РК экономия электроэнергии, затрачиваемой на их привод, может быть получена за счет внедрения мероприятий, не требующих значительных капитальных затрат:

- приведения в соответствие напорной характеристики насосов (дымососов, вентиляторов) и сопротивления тракта водяного (газовоздушного) (экономия электроэнергии – до 20 %);
- систематической проверки плотности (герметичности) подсоединений воздухопроводов к вентиляторам (дымососам).

В результате обследований установлено, что ТЭС и РК располагают значительным количеством низкопотенциального тепла от систем охлаждения оборудования, которое пока не используется из-за относительно низкой температуры (30–40 °С) потоков. Это тепло могло бы быть использовано в тепловых схемах энергоисточников или внешними потребителями при внедрении теплонасосных установок.

На ТЭС и РК накоплен опыт эффективного использования регуляторов частоты электроприводов насосных и тягодутьевых установок. Рекомендуются развивать на ТЭС работы по внедрению частотно-регулируемых электроприводов.

Задачи по повышению надежности и экономичности систем теплоснабжения потребителей во многом могут быть решены путем применения высокоэффективного насосного оборудования с использованием соответствующих приводов (ЧРЭП, гидромурфы и т.п.). К ним относятся *энергосберегающие циркуляционные насосы* со встроенными частотными преобразователями, обеспечивающими бесступенчатое регулирование отпуска теплоты по заданной температуре подаваемой воды. Экономичная работа насоса при небольших нагрузках достигается путем автоматического снижения его производительности.

В зависимости от тепловой нагрузки потребителей выбираются состав работающих насосов и режим их оптимальной загрузки. По имеющимся сведениям примене-

ние циркуляционных энергосберегающих насосов с автоматической адаптацией режимов их эксплуатации в зависимости от условий работы систем теплоснабжения позволяет сократить от 20 до 40 % расход электроэнергии по сравнению со стандартными насосами с фиксированной частотой вращения.

Основной резерв повышения экономичности паровых и водогрейных котлов – в снижении потерь теплоты с уходящими газами. Экономичная работа котельных установок зависит от соблюдения оптимальных режимов эксплуатации и обеспечения расчетных значений технологических параметров. Направления работ по сокращению этих потерь общеизвестны и заключаются главным образом в поддержании оптимальных значений коэффициента избытка воздуха по газовому тракту котлов за счет снижения присосов воздуха, своевременной очистки внутренних и наружных поверхностей нагрева от загрязнений, утилизации ВЭР.

На некоторых ТЭС имеется опыт использования контактных экономайзеров, экономические показатели которых делают их применение вполне оправданным в условиях эксплуатации котлов ТЭС и РК. При реализации программы реконструкции или модернизации котлов необходимо рассматривать вопросы целесообразности внедрения высокоэффективных теплообменников современных конструкций, предназначенных для использования (утилизации) скрытой теплоты парообразования водяных паров дымовых газов. Котлы с конденсацией водяных паров, содержащихся в дымовых газах, имеют КПД на 8–10 % выше традиционных и широко применяются в системах теплоснабжения ряда зарубежных стран.

Практически все ТЭС и РК располагают мазутным хозяйством, на постоянное поддержание которого в горячем резерве расходуется тепловая и электрическая энергия. В условиях длительного хранения мазута для нужд ТЭС и РК конденсата пара, расходуемого для поддержания мазутного хозяйства в состоянии постоянной готовности к работе.

Заключение

Результаты топливоиспользования на ТЭС и РК могут быть существенно улучшены при внедрении в эксплуатацию средств технической диагностики состояния отдельных узлов котлоагрегатов, паровых турбин, турбогенераторов, тепловых сетей, оптимизации топочных режимов сжигания топлив и режимов эксплуатации основного оборудования, а также при метрологическом обеспечении средств измерения технологических параметров.

Необходимо также совершенствовать систему информационного обеспечения предприятий отрасли в вопросах повышения экономичности ТЭС и РК по техническим разработкам, выполненным как в Республике Беларусь, так и за ее пределами. В проектах реконструкции ТЭС с модернизацией технологического оборудования нужно предусматривать использование изобретений и патентов с материальным и моральным стимулированием их авторов и предприятий, использующих эти изобретения.

Прогноз технико-экономических показателей ТЭС и РК на перспективный период зависит от сценария развития энергетики в целом. Искусственное торможение энергопотребления путем недоотпуска энергии потребителям представляется неперспективным и неизбежно приводит к негативным последствиям в развитии энергетики страны, в том числе к ухудшению технико-экономических показателей.

Приоритетными направлениями решения задач по улучшению технико-экономических показателей в настоящий период являются работы по совершенствованию конструкции и системы эксплуатации технологического оборудования. На перспективный период в рамках решения тех же задач в первую очередь должны рассматриваться вопросы разработки и внедрения высокоэффективных источников энергии. Также необходимо сформировать привлекательные условия для инвестиционной деятельности, направленной на создание новых технологий получения тепловой и электрической энергии, обеспечивающих энергетическую и экологическую безопасность республики, а также на внедрение альтернативных возобновляемых источников энергии.

ЭФФЕКТИВНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПАРА ВТОРИЧНОГО ВСКИПАНИЯ

Часто можно видеть, как над крышами цехов и зданий некоторых предприятий из вентиляционных труб конденсатных баков поднимается пар. Вместе с ним уходит в атмосферу и немалая часть тепловой энергии, которая могла бы принести пользу. В настоящее время вопрос полного и эффективного использования тепловой энергии, в частности энергии пара, актуален для всех предприятий.

О.В. ГРИЦКЕВИЧ,
инженер СЗАО «Филтер»

Пар вторичного вскипания образуется при попадании горячего конденсата в зону пониженного давления. Он обладает весьма значительным теплосодержанием, при этом всегда имеет более низкие параметры, чем конденсат, из которого образовался. Его можно утилизировать при наличии потребителей пара низких параметров, а также при расположении источника вторичного пара поблизости от потребителей.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ПАРА ВТОРИЧНОГО ВСКИПАНИЯ

Рассчитаем количество образующегося пара вторичного вскипания на примере варочного котла с паровой рубашкой, в которую подается насыщенный пар давлением 7 бар и температурой 170 °С.

Итак, давление пара составляет 7 бар, давление в конденсатной линии – 0 бар. Определяем количество пара по графику (рис. 1) – оно равно 0,134. Таким образом, при расходе пара 1000 кг/ч образуется $0,134 \times 1000 \text{ кг/ч} = 134 \text{ кг/ч}$, что составляет 84 кВт энергии.

Количество вторичного пара также можно найти следующим путем. Энтальпия конденсата при давлении 7 бар равна 721 кДж/кг. Если давление в конденсатном трубопроводе составляет 0 бар, конденсат будет находиться при температуре 100 °С и энтальпия конденсата достигнет 419 кДж/кг. Таким образом, имеем разницу в 302 кДж, которая и будет затрачена на превращение части конденсата в пар. Для получения 1 кг насыщенного пара при давлении 0 бар требуется 2257 кДж тепла.

Отсюда $302/2257 \approx 0,134 \text{ кг пара на 1 кг конденсата}$. Таким образом, из 1 кг конденсата давлением 7 бар будет образовываться 13,4 %, или 134 г, пара давлением 0 бар (см. рис. 1).

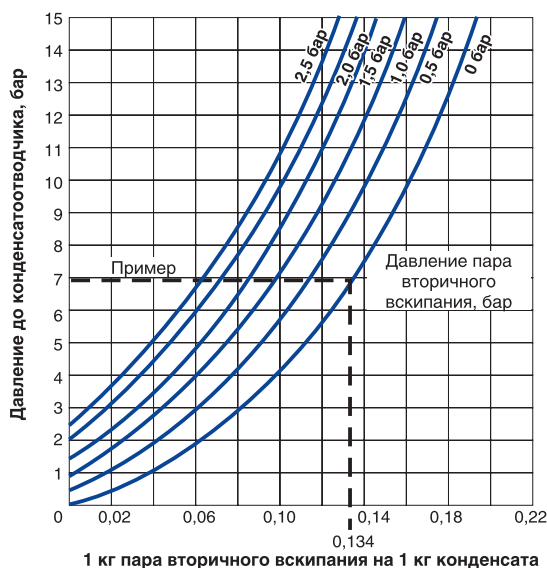


Рис. 1. Определение количества пара вторичного вскипания

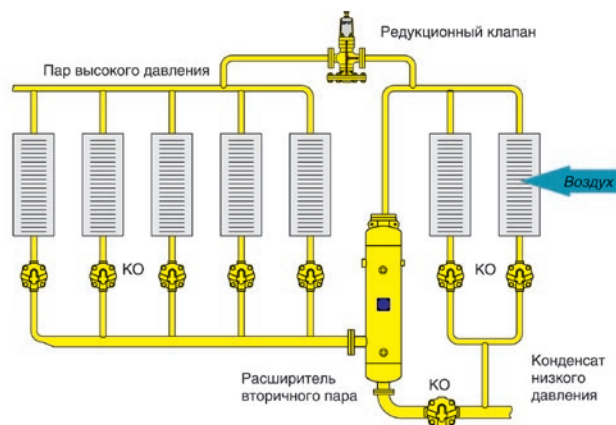


Рис. 2. Схема использования паровых радиаторов отопления

СЕПАРАТОР ПАРА ВТОРИЧНОГО ВСКИПАНИЯ

Для отделения вторичного пара рекомендуется использовать вертикальные сепараторы. Смесь вторичного пара и конденсата, попадая в сепаратор, разделяется. Конденсат под действием гравитации скапливается в нижней части сепаратора, откуда затем сливается в атмосферный конденсатный бак и далее перекачивается насосом обратно в котельную. Вторичный пар из верхней части сепаратора поступает к потребителям. Для нормальной работы сепаратора необходимо, чтобы скорость вторичного пара внутри его корпуса не превышала 3 м/с.

Необходимые и достаточные условия для успешной рекуперации пара вторичного вскипания

- Для обеспечения потребителей достаточным количеством вторичного пара расход конденсата высокого давления должен быть постоянным и стабильным.
- Теплообменное оборудование и конденсатоотводчики должны нормально работать при противодавлении, существующем в сепараторе вторичного пара.
- Не рекомендуется в качестве источника конденсата высокого давления применять оборудование, расход пара в котором меняется в широких пределах, например пароводяной теплообменник системы ГВС. В случае снижения тепловой нагрузки, то есть расхода пара, количество получаемого вторичного пара также уменьшится.
- Важно, чтобы потребность в паре низкого давления была равной или превышала возможности образования вторичного пара. Любой дефицит вторичного пара может быть легко компенсирован подпиткой пара высокого давления. Излишки же вторичного пара придется сбрасывать в атмосферу через специальный клапан.
- Одно из традиционных направлений применения вторичного пара – отопление цехов и производственных помещений с помощью паровоздушных калориферов. Однако это актуально только в отопительный период,

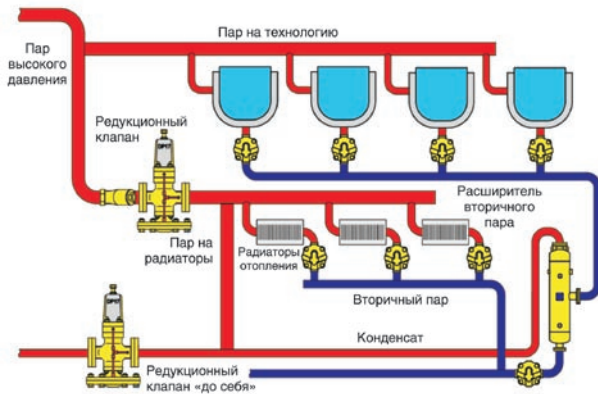


Рис. 3. Схема использования вторичного пара для подачи независимым потребителям

а в теплое время года остро встает вопрос об использовании вторичного пара. Более предпочтительно, если это возможно, так называемое последовательное использование вторичного пара в том же технологическом процессе, от которого был отведен конденсат высокого давления для получения этого вторичного пара.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПАРА ВТОРИЧНОГО ВСКИПАНИЯ

Последовательное использование вторичного пара позволяет наиболее полно утилизировать тепло пара. На рис. 2 представлена схема использования паровых радиаторов, применяемых для отопления. Пар высокого давления подается приблизительно на 90 % радиаторов, конденсат от которых отводится в сепаратор вторичного пара. Вторичным паром запитываются остальные 10 % радиаторов.

Бывает, что количества вторичного пара недостаточно для запитки, например, двух радиаторов, но для одного радиатора его слишком много. В этом случае может все-таки оказаться выгоднее установить два радиатора и дополнительно подпитывать их паром высокого давления, чем выбрасывать излишки вторичного пара в атмосферу.

На рис. 3 представлена схема, в которой вторичный пар используется для подачи независимым потребителям. Источником вторичного пара является конденсат, поступающий в сепаратор от четырех варочных котлов. Однако он не может использоваться для подогрева еще одного варочного котла просто из-за его отсутствия или слишком низкого давления вторичного пара, поэтому заводится на питание потребителей низкого давления, например радиаторов отопления.

Если имеются излишки вторичного пара, то сброс их в атмосферу рекомендуется осуществлять не через обычный предохранительный клапан, а через клапан, поддерживающий давление «до себя». Пружинный предохранительный клапан не предназначен для работы в условиях частых срабатываний: это может привести к быстрому износу пары диск – седло и, как следствие, к утечкам пара.



Рис. 5. Полный комплект оборудования для рекуперации тепла продувок котла

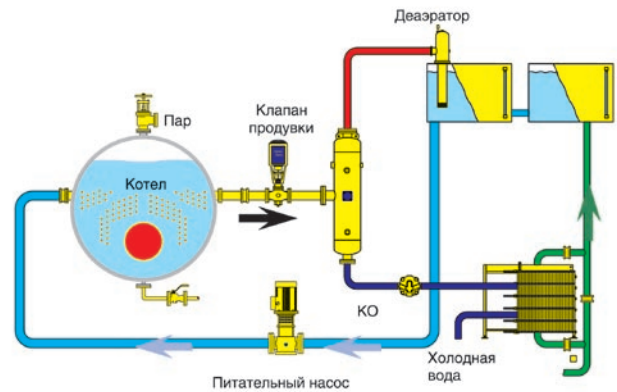


Рис. 4. Схема рекуперации тепла продувок котла

СИСТЕМА РЕКУПЕРАЦИИ ТЕПЛА ОТ НЕПРЕРЫВНОЙ ПРОДУВКИ КОТЛА

Рекуперация тепла продувок котла – эффективный способ уменьшить энергозатраты и сэкономить деньги. Система непрерывной верхней продувки парового котла позволяет поддерживать общее солесодержание котловой воды на заданном уровне. Через регулирующий клапан системы продувки вода поступает в сепаратор, в котором происходит отделение вторичного пара от загрязненного конденсата. Получаемый таким способом вторичный пар является достаточно чистым для его дальнейшего использования, например для подачи в деаэрационную головку деаэратора. Загрязненный конденсат от сепаратора можно сливать в канализацию через пластинчатый теплообменник нагрева холодной воды, прошедшей водоподготовку. При такой схеме (рис. 4) может быть утилизировано до 80 % тепла, содержащегося в воде продувок котла.

Поставки полных комплектов оборудования для рекуперации тепла осуществляет компания Spirax Sarco (рис. 5).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной статье представлены некоторые инженерные решения, которые компания СЗАО «Филтер» предлагает осуществлять на базе оборудования Spirax Sarco на территории Республики Беларусь. Также мы предлагаем комплексные проекты с учетом особенностей конкретного предприятия, которые повысят эффективность вашего бизнеса.

СЗАО «Филтер» поставляет блочно-модульные установки редуцирования давления пара, пароводяные теплопункты для подготовки горячей воды для систем отопления и ГВС, редуциционно-охлаждательные установки (РОУ), установки перекачки конденсата. Мы предоставляем готовые технические решения, обеспечивающие минимальные сроки поставки оборудования, монтажа на месте и запуска его в работу.

Занимаетесь ли Вы перегонкой нефти, варите ли пиво, работаете в фармацевтической или пищевой отрасли, Spirax Sarco может найти ответ на любой Ваш вопрос в области пароконденсатных систем.

spirax/sarco

FILTER

ЭНЕРГИЯ ВОДА РЕШЕНИЯ

СЗАО «Филтер»

223053, Республика Беларусь,

Минский район, пересечение Логойского тракта и МКАД, административное здание, офис 502

тел.: +375172379363

факс: +375172379364

моб.: +375296025727

e-mail: olga.grickevich@filter.by

www.filter.by

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ БЕЛАРУСИ

Государственная программа строительства в 2011–2015 годах гидроэлектростанций в Республике Беларусь, утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь 17 декабря 2010 года № 1838, главными задачами ставит повышение уровня энергетической безопасности страны путем замещения импортируемых топливно-энергетических ресурсов возобновляемыми источниками энергии, а также снижение экологической нагрузки, обусловленной деятельностью топливно-энергетического комплекса. Ожидается, что выполнение программы позволит к 2015 году достигнуть выработки электроэнергии за счет ГЭС в размере 0,510 млрд кВт·ч в год, а годовая экономия ТЭР по отношению к 2009 году составит 120 тыс. т у.т.

Гидроэнергетические установки на территории Беларуси известны с XIII столетия. К XVII веку технически возможный потенциал малых и средних рек был задействован в высокой степени, использовались даже временные водотоки, наплавные установки на крупных реках, расположенные на стругах и плотках. Число ранее существовавших установок достигало ~2–2,5 тыс., при этом подпорные сооружения (плотины) на крупных реках не строились [1].

В настоящее время в республике эксплуатируется 41 ГЭС суммарной мощностью 16,1 МВт, которые в 2009 году выработали 44 млн кВт·ч электроэнергии. Самая крупная из действующих ГЭС – Осиповичская – введена в эксплуатацию в 1953 году на реке Свислочь. Ее мощность составляет 2,175 МВт.

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ГЭС

Для определения оптимального места строительства гидроэлектростанции необходимо учитывать ряд факторов, и в первую очередь – мощность водотока $N_{\text{вод}}$, кВт, которая прямо пропорциональна переменным величинам – напору воды H , м и ее расходу Q , м³/с в каждом рассматриваемом сечении (створе):

$$N_{\text{вод}} = 9,81 \times Q \times H.$$

Преобразование потенциальной (реже кинетической) энергии потока с помощью гидроагрегата в электрическую сопровождается гидравлическими, механическими и электрическими потерями, то есть коэффициент полезного действия $\eta < 1$.

Возможный напор обусловлен:

- географическими характеристиками: средним уклоном русла реки и типом местности (горная или равнинная);



А.В. КАРПЕЧЕНКО,
главный специалист ПТО
РУП «БелНИПИэнергопром»



И.А. ТУЗАНКИН,
главный инженер проекта
РУП «БелНИПИэнергопром»

- социальными условиями: заселенность территории, наличие транспортных коммуникаций, линий электропередачи и других сооружений, подлежащих переносу или реконструкции.

Расход зависит от времени года, климата, аккумуляющей способности водосбора, количества осадков. Для инженерных расчетов в гидроэнергетике используются статистические данные многолетних наблюдений. При работе на бытовом стоке, то есть без регулирования, годовая загрузка гидроэнергетического оборудования снижается до 3000–4000 ч, теряется значительная часть энергетического потенциала реки.

Водохранилище позволяет стабилизировать напор и расход. Полезный объем водохранилища заключен между отметками нормального подпорного уровня воды (НПУ) и уровнем мертвого объема (УМО). Водохранили-

ще энергетического назначения сезонного или много-летнего регулирования позволяет:

- равномерно загружать гидроэнергетическое оборудование;
- уменьшить пропускную способность и размеры водосброса.

Основной хозяйственный и экологический ущерб от водохранилища связан с затоплением и подтоплением (подъем уровня грунтовых вод).

Водоохранилища в границах естественных колебаний уровня не выходят за пределы долины и практически не имеют аккумуляющей емкости. Поступающие к створу ГЭС расходы направляются через гидроагрегаты, а в многоводный сезон, в половодье, реке в паводок излишки сбрасываются через водосливную плотину.

Для ГЭС Беларуси целесообразно создание водохранилищ преимущественно неглубокого, обычно суточного регулирования, характеризующихся коэффициентом емкости

$$\beta = (V / W_{\text{сп}}) < 0,3,$$

где V – полезный объем водохранилища, определяемый как верхняя часть полного его объема V_0 , соответствующая призме сработки высотой, равной одной трети расчетного напора в створе гидроузла ГЭС; $W_{\text{сп}}$ – объем среднегодового стока.

По глубокководности приемлемы водохранилища, у которых при НПУ площадь пелагической (с глубинами более 2 м) части акватории превалирует над площадью литоральной (с глубинами менее 2 м) части, то есть

$$F_{>2} / F_{<2} > 1.$$

По экологической приемлемости принят эколого-энергетический показатель [3], характеризующий отношения площади затопления водохранилища к установленной мощности ГЭС, $F / N_{\text{уст.}} < 0,5$. Практически для

всех запроектированных крупных гидроэлектростанций республики в качестве предельно допустимой отметки НПУ принята отметка прохождения весеннего половодья расчетной обеспеченности 0,5–1 % (повторяемость – один раз в 200 и 100 лет).

Соответствующие этим отметкам территории находятся преимущественно в водоохранной зоне, где ограничено строительство и сельхозпроизводство, а существующие капитальные сооружения (мосты, водозаборы, портовые сооружения и городские набережные) рассчитаны на работу в условиях высоких уровней воды. Это позволяет значительно снизить капитальные затраты на вынос сооружений из зоны затопления, отселение жителей населенных пунктов, компенсацию сельхозпроизводителям. В городских условиях верхним пределом затопления может быть средний многолетний уровень. Водоохранилищам гидроэнергетики наиболее соответствуют узкие речные долины (преимущественно бассейны Двины и Немана).

РАЗВИТИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ

Стратегией развития энергетического потенциала Республики Беларусь, утвержденной постановлением Совета Министров № 1180 9 августа 2010 года, предусмотрены сооружение новых гидроэлектростанций, реконструкция и модернизация малых ГЭС, в том числе:

- строительство двух ГЭС на Двине суммарной мощностью 63 МВт (Полоцкая и Витебская) и двух на Немане, суммарной мощностью 37 МВт (Гродненская и Немновская);
- восстановление 10 действовавших и строительство 35 новых микро- и малых ГЭС.

В перспективе после 2020 года выработка 1 млрд кВт·ч/год электроэнергии (~3,2% выработки в энергосистеме) на гидроисточниках может быть достигнута путем:

Параметры р. Двина в районе г. Витебска и потенциального водохранилища годового регулирования

Месяц	Средний по водности год с 50 %-ной вероятностью превышения			
	% от годового стока	расход, м³/с	сток, млн м³	наполнение (+) и сработка (–) водохранилища, млн м³
03	6,34	162	0,434	–0,136
04	35,0	894	2,4	1, 82
05	16,44	420	1,13	0,555
06	4,77	122	0,327	–0,244
07	3,04	77,7	0,208	–0,363
08	2,52	64,4	0,173	–0,398
09	3,62	92,5	0,248	–0,323
10	6,39	163	0,437	–0,134
11	10,86	278	0,745	0,174
12	5,18	132	0,355	–0,217
01	3,29	84,1	0,225	–0,345
02	2,57	65,7	0,176	–0,395
Год	100	213	0,57	0

- использования существующих малых ГЭС, завершения строительства малых ГЭС на существующих водохранилищах и прудах (выработка ~0,23 % от выработки в энергосистеме);
- строительства каскадов ГЭС на крупных реках (2,85 %);
- установки гидроагрегатов на существующих водохранилищах (0,064 %);
- установки гидроагрегатов на существующих прудах, ранее существовавших гидроустановках и др. (0,054 %).

Установка гидроагрегатов на существующих (существовавших) водохранилищах и прудах

Для решения этой задачи целесообразно привлечение небольших проектных организаций, применение типовых проектов (проектных решений) на основе:

- сохранения существующего (существовавшего) уровня расхода и сложившейся экосистемы;
- использования существующей инфраструктуры и сооружений, прежде всего подпорных и водопропускных, автодорог и мостов (дает снижение сметной стоимости до 40 %);
- суточного регулирования водоема в соответствии с графиком нагрузки (число агрегатов не менее 2);
- применения унифицированных однотипных для данной ГЭС капсульных горизонтальных гидроагрегатов в комплекте с блоком электротехнического оборудования и автоматики отечественного производства;
- применения затворов, в том числе пластмассовых, дисковых отечественного производства;
- оснащения подводящего канала рыбозащитным устройством, например плавающим сетчатым рыбозаградителем;
- автоматизированной работы ГЭС с выдачей мощности в энергосистему.

Судоходный шлюз, совмещенный с рыбоходным шлюзом и водосливным пролетом (водослив с широким порогом), может не устанавливаться. Экспертизу проектов можно выполнять на местном (областном, районном) уровне. Эксплуатироваться ГЭС и водохранилище (пруд) должны одной организацией.

Число часов использования гидроагрегатов, особенно на бытовом стоке, будет значительно меньше, чем для ГЭС на крупной реке, из-за остропикового гидрографа (графика изменения расхода во времени).

Строительство ГЭС на крупных реках

При строительстве ГЭС на крупных реках единичная мощность гидроагрегата должна соответствовать пропуску санитарного расхода. Величина и режим санитарных пропусков устанавливаются на основе специальных исследований [4]. В отсутствие таковых санитарный пропуск для непересыхающих рек чаще всего принимается равным минимальному среднемесячному расходу воды с вероятностью превышения 95 %. Число агрегатов определяется соотношением среднегодового и санитарного расхода.

Для снижения стоимости ГЭС могут применяться современные материалы, конструкции и компоновочные решения, например:

- замена железобетонного крепления откосов гибким, в том числе с геосетками, травопосевом и посадкой кустарников (применено на Гродненской ГЭС);
- усовершенствование бетонной конструкции рисбермы отводящего канала (применено на Гродненской ГЭС, что дало снижение сметной стоимости на 520 тыс. руб. 1991 года);
- выполнение судоходного шлюза во 2-й очереди строительства или отказ от него вовсе. Роль судоходного шлюза, совмещенного с рыбоходным шлюзом, может выполнять ближайший к берегу водосливной пролет (водослив с широким порогом) длиной 40 м, шириной 12 м, глубиной 1,5 м для пропуска судов водоизмещением до 200 т (ожидаемое снижение сметной стоимости – 7940 тыс. руб. 1991 года);
- размещение промывных галерей в плане поочередно с гидроагрегатами (при пропуске половодья за счет эжекции можно ожидать снижения минимального напора срабатывания турбин на 0,19 м, что равносильно дополнительной мощности 0,76 МВт для Витебской ГЭС);
- замена водосливов практического профиля на водослив с широким порогом с отметкой низа на уровне дна реки (ожидаемый эффект – снижение числа водосливных пролетов до 20 %);
- использование существующих авто- и железнодорожных насыпей в качестве тела плотины (дамбы), мостовых пролетов в качестве водосливных (ожидаемое снижение сметной стоимости 180–420 руб. 1991 года/кВт, эффект от использования существующих дорог не подсчитывался);
- применение унифицированных гидроагрегатов и затворов, секционирование затворов по высоте (предложение ПИРУП «Белгипроводхоз») при максимальной ширине пролета 12 м.

Значительный эффект может дать снижение минимального напора гидроагрегата. Отечественные гидроагрегаты имеют существенное преимущество перед импортными (2 м против 4 м), но существенно проигрывают в мощности (максимум 1,1 МВт против 9,8 МВт) и расходе. Это сильно затрудняет их применение на крупных реках.

Существующие экологические и эколого-экономические показатели (режим водообмена, глубоководность, отношение площади затопления к установленной мощности) намечаемых к строительству крупных ГЭС соответствуют нормам. При регулировании допустимая нормативная скорость падения уровня составляет 0,3–1 м/сут /4/, фактически она может достигать 1 м/сут при амплитуде 1–2,8 м /5/. Для естественного русла Двины по водомерному посту Витебск, к примеру, скорость спада уровня в половодье достигает 0,204 м/сут. при амплитуде 10 м, в паводок 0,14 м/сут. – при амплитуде 5,5 м. Заполнение водохранилищ предполагается до нормального подпорного уровня (НПУ) с 22 до 7 ч как минимум при одном работающем агрегате; сработка до уровня мертвого объема (УМО) – с 7 до 22 ч при максимальном включении агрегатов.

ВЛИЯНИЕ ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ НА РАЗВИТИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

Ресурсы поверхностных вод республики колеблются от 92,4 км³/год (многоводный год) до 37,2 км³/год (маловодный год обеспеченностью $P = 95\%$) и в среднем составляют 57,9 км³/год. Колебания этого показателя с 2003 по 2008 год в целом по Беларуси укладываются в этот диапазон и не свидетельствуют об истощении ресурсов. Вместе с тем при увеличении среднегодовой температуры воздуха на 2 °С отмечено снижение водности большинства рек до 20,6 %. Таким образом, климатические изменения способны ощутимо влиять и на гидроэнергетику.

Природные условия строительства гидроэлектростанций на территории Беларуси не способствуют созданию русловых водохранилищ глубокого регулирования. До 50 % годового стока рек приходится на два весенних месяца. Сброс излишков воды мимо турбин, то есть пропуск до 100 % расчетного расхода половодья (в рассматриваемом примере это 3350 м³/с) через водосливную плотину, требует значительных капитальных затрат на ее строительство и создание металлоемких затворов.

Половодье отрицательно влияет на экономические показатели ГЭС: выравнивание уровней в бьефах (до и после плотины) – снижение напора до 1 м и менее – приводит к остановке турбин из-за низких скоростей потока, недостаточных для пуска турбины, то есть гидроэлектростанции во время половодья мощность в энергосистему не выдают.

Для сезонного регулирования реки Двина в районе г. Витебска, например, необходима аккумуляция ~2,3 млн м³ воды, что соответствует водохранилищу глубиной до 20 м, длиной 60 км и средней шириной 2–3 км; для годового регулирования – 2,55 млн м³ (1,92 + 0,555 + 0,174; см. таблицу). Создание такого водохранилища сопряжено с постоянным затоплением населенных пунктов, больших площадей ценных сельхозугодий и лесов, высококатегорийных автодорог и мостов. Теоретически в рассматриваемом створе могла быть построена гидроэлектростанция установленной мощностью 40 МВт и напором 30 м, вырабатывающая не менее 300 млн кВт·ч электроэнергии в год. С учетом же ограничивающих факторов возможно строительство ГЭС такой же мощности и напором ~10 м, вырабатывающей 138 млн кВт·ч электроэнергии в год.

Последние годы характеризуются сглаженным половодьем, что облегчает эксплуатацию и строительство гидроэлектростанций, сокращает холостые сбросы (мимо турбин). Экстраполируя данные ОАО «Укрэнергопроект» (Харьков) о водных ресурсах реки Двина, можно предположить, что в ближайшие 15–20 лет Беларусь попадает в маловодную фазу многолетних колебаний водности, что может неблагоприятно сказаться на выработке электроэнергии.

Инженерно-геологические и гидрогеологические условия строительства ГЭС по результатам изысканий на реках Неман, Двина, Днепр следует признать сложными. Практически все створы имеют многослойные основания, в том числе водонасыщенные песчаные и глинистые, включая слабые, иногда с линзами погребенного торфа.

Возведение сооружений на фильтрующих водонасыщенных грунтах требует постоянного водоотвода, на слабых – усиления цементацией или другими методами, что ограничивает темп бетонирования смежных сооружений для соблюдения разности осадок.

Поскольку гидроэнергетическое строительство на территории Беларуси выполняется в сложных условиях, оно связано с повышенными капитальными вложениями. В такой ситуации особенно важно сокращение сроков окупаемости строительства.

Вместе с тем необходимо подчеркнуть, что гидроэлектростанции имеют преимущество перед тепловыми в маневренности, и это применяется повсеместно в мировой практике – они работают в пиковом режиме по диспетчерскому графику, используя время между пусками для накопления воды в водохранилище. Между тем существующие в республике ГЭС фактически не влияют на покрытие суточного максимума нагрузки из-за незначительной мощности. Планируемые ГЭС рассчитываются на 4,5–5 тыс. ч (полупиковый режим), но также не смогут покрыть своей мощностью суточный пик нагрузки (~800 МВт). Практический интерес может представлять суточное регулирование водохранилищ ГЭС с целью увеличения дневной мощности.

Необходимо отметить, что строительство водохранилища суточного регулирования обойдется дороже обычного, так как постоянные колебания уровня воды на 1–1,5 м требуют большего объема работ по подготовке ложа водохранилища. При условии введения отдельных тарифов для поставщика электроэнергии ГЭС будут иметь лучшие экономические показатели.

Заполнение ночного провала нагрузки энергосистемы 0–6 ч теоретически возможно за счет гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС). Подобная станция мощностью, например, ~800 МВт (расход ~100 м³/с, напор >800 м) может использовать в качестве верхового бассейна Солигорское водохранилище при колебаниях уровня в нем 0,15 м, а низового – подземные выработки калийных месторождений.

Применение гидроагрегатов большой единичной мощности, низкие эксплуатационные затраты, комплексное использование гидроузлов, длительный срок эксплуатации основного оборудования позволяют создавать гидроэлектростанции с приемлемыми экономическими показателями.

Список литературы

1. Тюльпанов, А.И. Краткий справочник рек и водоемов БССР/ А.И. Тюльпанов [и др.]. – Минск: Госиздат БССР, 1948. – 526 с.
2. Апацкий, А.Н. Водные ресурсы – основа устойчивого развития Республики Беларусь / А.Н. Апацкий, В.П. Аблажей, М.Ю. Калинин [и др.] // Международное сотрудничество в решении водно-экологических проблем: материалы III Междунар. водного форума, Минск, 2–3 октября 2008 г. – Минск, 2008. – 12 с.
3. Разработка оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) Витебской ГЭС на реке Западная Двина: отчет о НИР. – Минск: ЦНИИКИВР, 2008. – С. 52–53.
4. Типовые правила эксплуатации водохранилищ емкостью 10 млн м³ и более: РД 33-3.2.08-87 1. – Введ. 01.10.1987. – М.: Минводхоз СССР, 1987.
5. Водохранилища Беларуси: справочник/ Калинин М.Ю. [и др.]; под общ. ред. М.Ю. Калинина. – Минск: Полиграфкомбинат им. Я.Коласа, 2005. – 17 с.

ОЦЕНКА ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Энергетика Беларуси является жизнеобеспечивающей системой, базовым элементом, гарантирующим целостность и эффективность работы всех отраслей и субъектов экономики. В государствах, имеющих дефицит собственных энергоресурсов, к которым относится и Республика Беларусь, уделяется большое внимание использованию традиционных источников получения электроэнергии, при этом не упускается из виду и потенциал возобновляемых ресурсов, в частности ветроэнергетических, которые являются экологически безопасными и общедоступными.

Ветер как энергетический источник характеризуется большой изменчивостью скоростей и направлений движения воздушных масс. Это приводит к изменению кинетической энергии ветрового потока в больших пределах даже в относительно короткие промежутки времени: от нулевой энергии при штилях и до во много раз превышающей среднегодовую – в периоды ураганных усилений скорости ветра. Как следствие, электроэнергия, вырабатываемая ветроэнергетической установкой (ВЭУ), отличается непостоянством напряжения и частоты тока.

Малая плотность воздуха является причиной относительно низкой концентрации энергии в потоке, приходящейся на 1 м² площади его поперечного сечения. В связи с этим, чтобы получить ощутимую мощность, необходимо использовать ВЭУ с достаточно вы-

сокой установленной мощностью (1,5–2,5 МВт и более), имеющие лопасти ветроротора большого диаметра (90–110 м) и установленные на высоте 80–100 м и более от поверхности земли.

В Республике Беларусь, к сожалению, использование энергии ветра пока находится на крайне низком уровне: общий объем установленной мощности не превышает 1,1 МВт.

ПАРАМЕТРЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ВЕТРА

В соответствии с требованиями евростандартов, регламентирующих технико-экономическое обоснование инвестирования внедрения ВЭУ, определяющим параметром для прогноза баланса и показателей эффективности ве-



Г.Г. КАМЛЮК, заместитель начальника службы гидрометеомониторинга и фондов данных ГУ «Республиканский гидрометеорологический центр»

троэнергетики являются сведения о ветроэнергетическом потенциале (ВЭП) зон внедрения ВЭУ. ВЭП территории рассчитывается разными методами и в зависимости от выбранного метода приобретает разный смысл.

Так, валовой потенциал ветровых ресурсов (ВЭР) рассчитывается как мощность ветрового потока без учета свойств и возможностей ВЭУ и для территории Республики Беларусь он оценен примерно в 220 млрд кВт·ч.

Наиболее полную информацию о ВЭП территории представляет *технический потенциал*, определяемый типом ВЭУ, из которых формируется ветроэнергетическая станция (ВЭС).

Эффективность использования энергии ветра зависит не только от потенциальных ресурсов ветра, но и от конструкции ветроэнергетической установки, выбора места ее сооружения, экономичности строительства и эксплуатации ВЭУ. По международным требованиям внедрение ВЭУ целесообразно, если

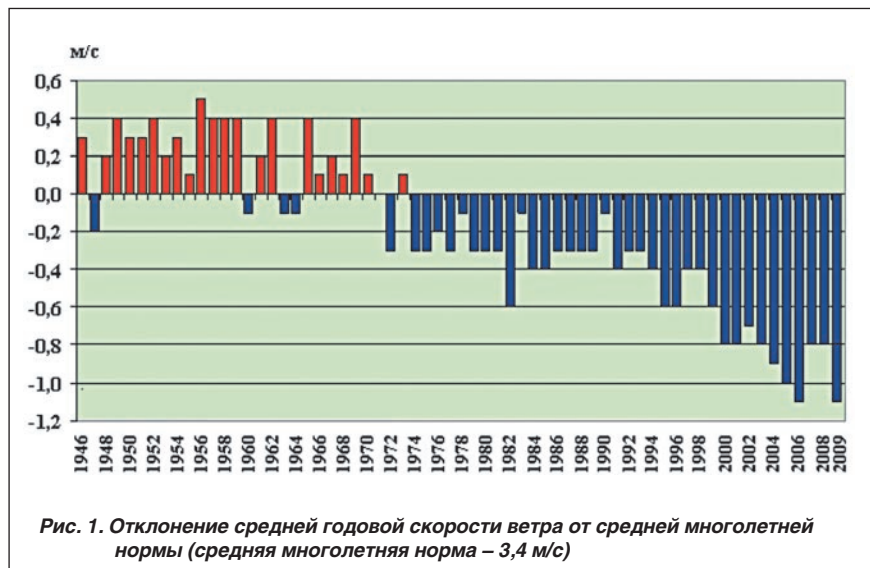


Рис. 1. Отклонение средней годовой скорости ветра от средней многолетней нормы (средняя многолетняя норма – 3,4 м/с)

скорость ветра на высоте установки ветроротора составляет 5 м/с и более.

В настоящее время в связи с потеплением климата и устойчивым снижением средних годовых скоростей ветра (рис. 1), а также в связи с внедрением ВЭУ мощностью свыше 1,5 МВт и высотами расположения осей вращения ветророторов 80–100 м и более над поверхностью земли назрела необходимость пересмотреть сведения как о ВЭП, так и о зонах (площадках) внедрения ВЭУ. На территории Республики Беларусь выбрано около 1840 площадок, которые обладают необходимым ветроэнергетическим потенциалом для размещения ВЭУ и ВЭС.

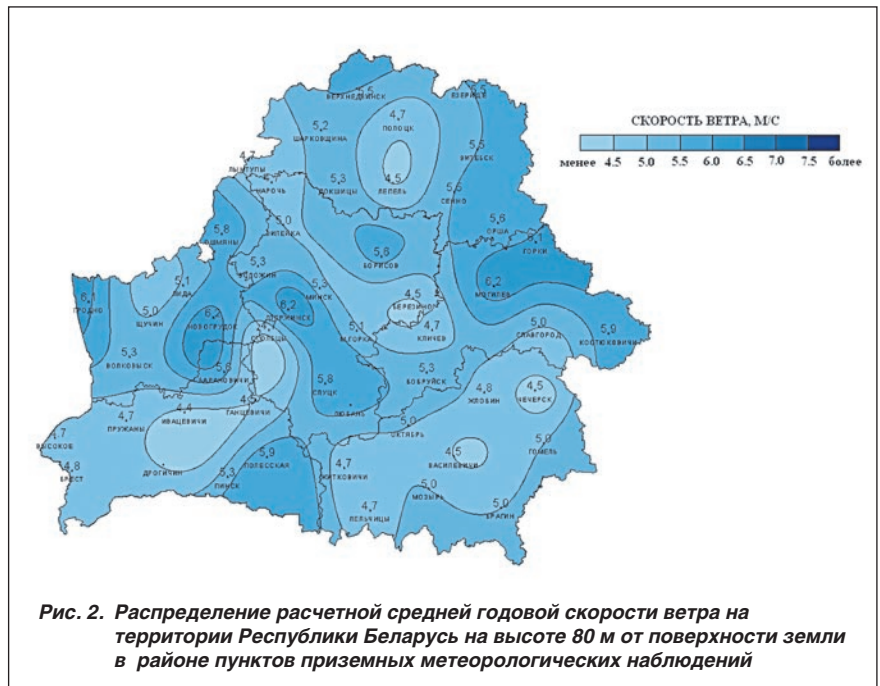


Рис. 2. Распределение расчетной средней годовой скорости ветра на территории Республики Беларусь на высоте 80 м от поверхности земли в районе пунктов приземных метеорологических наблюдений

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА

В рамках выполнения задания «Оценка ветроэнергетических ресурсов и разработка рекомендаций по выбору мест размещения ветроэнергетических установок на территории Республики Беларусь» Государственной научно-технической программы «Экологическая безопасность» проведены научные исследования для целей развития ветроэнергетики и разработан макет Атласа ветров Республики Беларусь.

В ходе исследований были использованы материалы радиозондирования атмосферы, полученные с помощью аэрологических наблюдений в городах Минск, Брест и Гомель (уровни 10–12 м, 100 и 200 м над поверхностью земли), а также высотные данные с телевизионной мачты в пос. Колодищи (высотный комплекс «Колодищи» с уровнями установки датчиков ветра 12 м, 25, 43, 113 и 145 м над поверхностью земли). На основе этой информации были построены графики распределения средних многолетних годовых скоростей ветра на различных высотах и определены коэффициенты пересчета средней многолетней скорости ветра на различных высотах от поверхности земли для всех пунктов приземных метеорологических наблюдений.

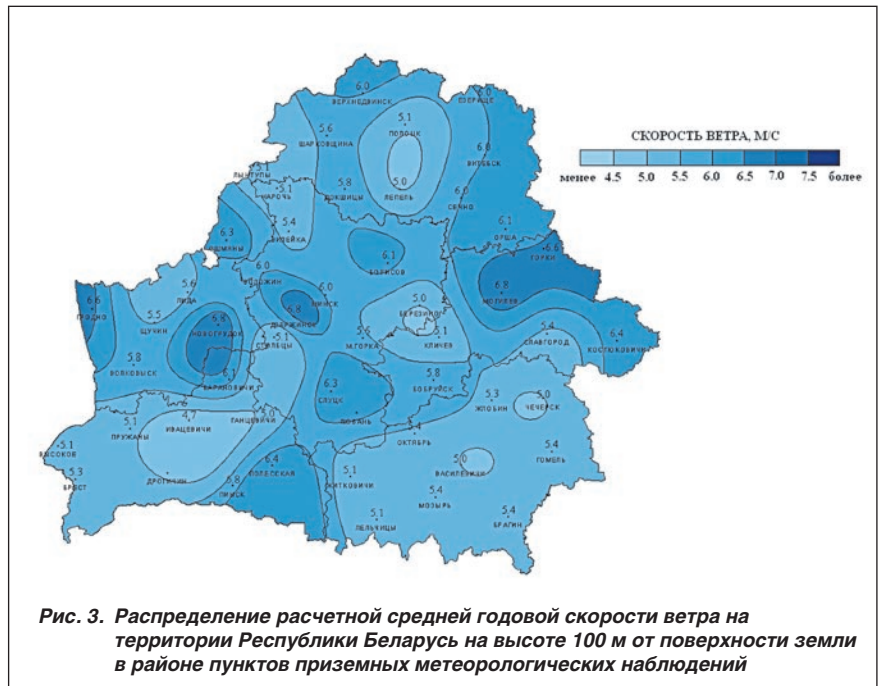


Рис. 3. Распределение расчетной средней годовой скорости ветра на территории Республики Беларусь на высоте 100 м от поверхности земли в районе пунктов приземных метеорологических наблюдений

Данные, полученные с телевизионной мачты в пос. Колодищи, использованы при построении карт-схем распределения средних скоростей ветра для различных высот на территории Республики Беларусь (рис. 2, 3).

По результатам проведенных исследований определен ВЭП с учетом годовой выработки электроэнергии ВЭУ установленной мощностью 2,5 МВт и построены карты-схемы его распределения по территории Республики Беларусь (рис. 4, 5). В основу расчетов положены данные приземных на-

блюдений Государственной сети гидрометеорологических наблюдений: средняя многолетняя скорость ветра на высоте установки анеморумбометра (10–12 м от поверхности земли) и расчетные скорости ветра на высотах 80 и 100 м от поверхности земли с применением полученных переходных коэффициентов.

По итогам исследования с применением описанных методик около 1840 площадок, перспективных для установки ВЭУ мощностью 1,5–2,5 МВт, максимальный технический ВЭП территории Республики

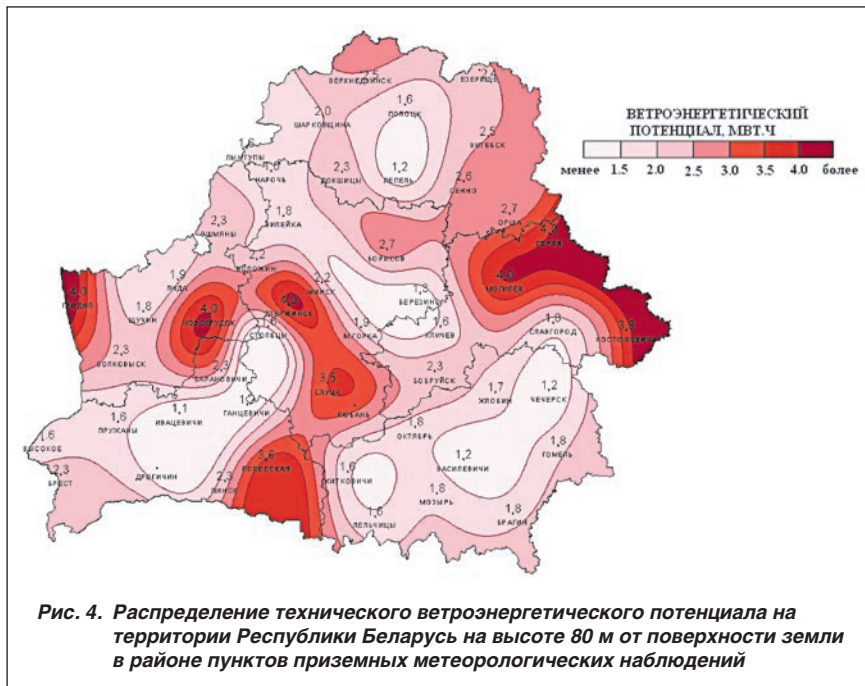


Рис. 4. Распределение технического ветроэнергетического потенциала на территории Республики Беларусь на высоте 80 м от поверхности земли в районе пунктов приземных метеорологических наблюдений

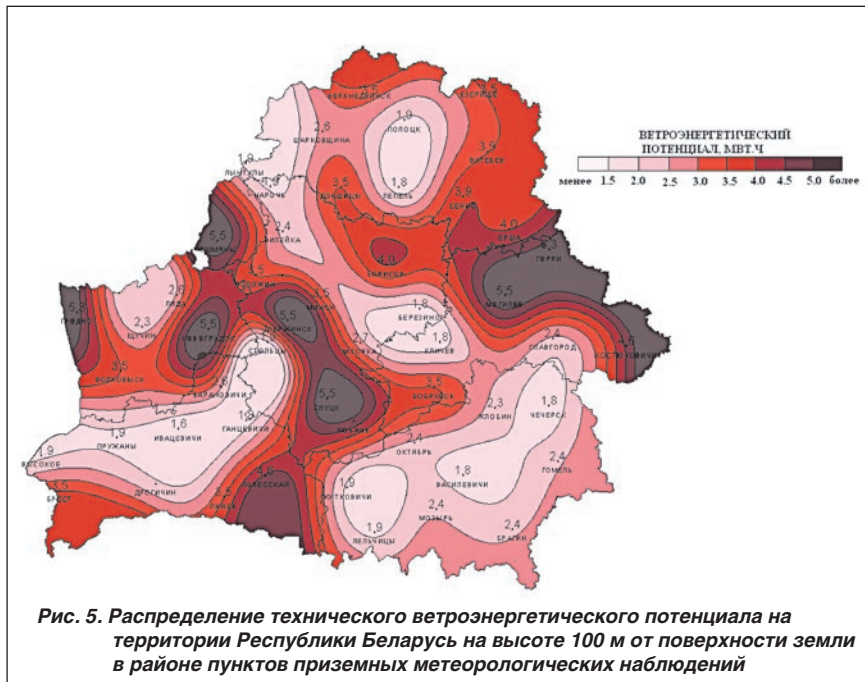


Рис. 5. Распределение технического ветроэнергетического потенциала на территории Республики Беларусь на высоте 100 м от поверхности земли в районе пунктов приземных метеорологических наблюдений

Беларусь, определенный с учетом годовой выработки электроэнергии на площадке с одной ВЭУ и с коэффициентом ее полезного действия около 0,25, оценен примерно в 5,5–9,0 млрд кВт·ч.

ВЫВОДЫ

Таким образом, полученные данные позволяют сделать вывод о том, что Республика Беларусь обладает достаточным ветроэнергетическим потенциалом для экономически обоснованного внедрения ВЭУ.

При строительстве комплексов на основе ВЭУ установленной мощностью 2,5 МВт потребуется меньшее количество площадок для достижения необходимой выработки электроэнергии и при этом сохраняется достаточное количество площадок для внедрения ВЭУ меньшей установленной мощности.

С учетом особенностей рельефа и средних скоростей ветра наиболее перспективными для развития ветроэнергетической отрасли на территории Республики Беларусь являются районы с абсолютными отметками 200 м и более над уров-

нем моря. На этих территориях на высотах 80–100 м и выше от поверхности земли целесообразно располагать оси роторов ВЭУ установленной мощностью 1,5–2,5 МВт. Для территорий с абсолютными отметками ниже 200 м могут решаться локальные задачи выработки электроэнергии ВЭУ меньшей мощности.

Проведенная оценка ВЭП площадок для размещения ВЭУ в Дзержинском районе Минской области подтверждает правильность их выбора. Сооруженные в этом районе ВЭУ и ВЭС способны обеспечить планируемую выработку электроэнергии. Как показывают многолетние расчетные данные, полученные ближайшими пунктами приземных метеорологических наблюдений (в Дзержинском районе наблюдения не производятся), с учетом абсолютных отметок над уровнем моря и абсолютных отметок рельефа и применением предложенной методики расчета средние годовые фоновые скорости ветра на высоте 10 м от поверхности земли должны составлять не менее 4,0 м/с, расчетная же скорость на высоте 100 м – не менее 6,8 м/с.

Откорректированный подход к оценке ВЭП, правильное использование информации ближайших пунктов приземных метеорологических наблюдений при проведении мониторинга параметров ветра позволят избежать грубых ошибок при обосновании энергоэффективности внедрения ветроэнергетического оборудования.

Эти вопросы освещены в макете Атласа ветров Республики Беларусь. В нем также представлены разнообразные статистические материалы по параметрам ветра, описаны методические требования к расчетам и оценке ВЭП, адаптированные для условий Республики Беларусь.

Создание и применение Атласа ветров Республики Беларусь будет способствовать обеспечению современного технологического уровня при выборе и оценке площадок размещения ВЭУ и ВЭС на территории страны, снижению финансовых и временных затрат на проектирование ВЭУ и ВЭС и выбор конкретных мест их размещения.

РОЛЬ НАУКИ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

К Дню белорусской науки

30 января общественность республики отметила День белорусской науки, роль и значение которой в решении стоящих перед обществом задач возрастает постоянно. В современных условиях наука становится одним из главных двигателей прогресса, в том числе и в энергетике. Она исследует, ищет ответы на сложнейшие вопросы, изобретает новые технологии и стремительно сближается с практикой. Без научного анализа и прогноза сегодня невозможно решить ни одну из проблем энергетической безопасности республики. Энергетика была и остается одной из самых интегрированных с наукой отраслей народного хозяйства Беларуси.

Наука и энергетическая безопасность страны

Энергетическая безопасность – один из важнейших компонентов национальной безопасности. Ее основными факторами являются повышение уровня энергетической независимости и обеспеченности потребности в энергии за счет собственных энергоисточников, рост эффективности производства, преобразования и использования энергии, повышение надежности систем энергоснабжения, энергосбережение и энергоэффективность.

После обретения независимости Республика Беларусь столкнулась с рядом угроз энергетической безопасности:

- низкой обеспеченностью собственными топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР);
- высокой энергоемкостью экономики;
- значительной долей природного газа в топливно-энергетическом балансе страны;
- высокой степенью износа основных производственных фондов топливно-энергетического комплекса (ТЭК);
- доминированием одной страны в импорте ТЭР;
- большими затратами на импортируемые энергоресурсы;
- недостатком инвестиций в ТЭК страны.

В целях минимизации этих угроз, поставивших на повестку дня вопрос самостоятельности страны, в респу-

блике был принят ряд документов, разработанных с участием ученых:

- Концепция энергетической безопасности и повышения энергетической независимости Республики Беларусь;
- Директива Президента Республики Беларусь № 3 «Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства»;
- Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006 – 2010 годах (действие программы продлено до 2011 года).

Для оценки уровня энергетической безопасности был использован индикативный анализ, то есть система оценок ситуации – индикаторов, количественно характеризующих состояние и степень угроз. Сопоставление текущих и ожидаемых значений индикаторов с некоторыми заранее определенными пороговыми, предельно допустимыми величинами, периодически пересматриваемыми, позволило определить состояние энергетической безопасности республики и основные направления ее укрепления – энергетическая независимость, диверсификация поставок как по видам энергоресурсов, так и по странам, надежность энергоснабжения, энергоэффективность.



**Г.М. ДМИТРИЕВ, к.т.н.,
директор РНПУП «Институт
энергетики НАН Беларуси»**

Научный подход дал возможность наметить реальные пути обеспечения энергетической безопасности по всем названным направлениям. Так, Концепцией энергетической безопасности предусмотрено к 2020 году:

- максимально возможное с точки зрения экономической и экологической целесообразности вовлечение в топливно-энергетический баланс собственных топливных ресурсов (нефти и попутного газа, торфа, дров и древесных отходов, возобновляемых источников энергии, вторичных энергоресурсов) – до 25 % от общего потребления котельно-печного топлива;
- ввод новых генерирующих мощностей на альтернативных газомазутному топливу источниках, в том числе АЭС – 2000 МВт, ТЭЦ на угле – 1000 МВт, ГЭС – более 200 МВт, ТЭЦ на дровах и местных видах топлива – до 265 МВт;
- замещение природного газа на уголь в промышленности в объеме 1,0 млн т у.т. в год;
- увеличение стратегического запаса основных топливно-энергетических ресурсов, в том числе за счет расширения объема хранения газа в подземных хранилищах страны;
- модернизация и реконструкция мощностей на существующих энергоисточниках, в том числе

внедрение современных парогазовых технологий мощностью 2800 – 3000 МВт;

- создание электрогенерирующих мощностей на базе промышленных и жилищно-коммунальных теплоисточников с доведением установленной электрической мощности на этих объектах не менее чем до 400 МВт.

Научные исследования позволили сделать прогноз последствий вовлечения в энергобаланс республики ядерного топлива. Введение АЭС в эксплуатацию повысит экономическую и энергетическую безопасность страны за счет:

- замещения значительной части импортируемых органических энергоресурсов (4,1–4,2 млн. т у. т.);
- закупки ядерного топлива на 5–10 и более лет вперед с частичной его перегрузкой каждые 1,5–2 года, причем приобретать его можно будет не только в России, но и в других странах;
- снижения себестоимости производимой электроэнергии по сравнению с другими вариантами развития энергетического комплекса за счет уменьшения затрат на топливо, несмотря на более высокие капитальные затраты.

Научные подходы к реализации задач в энергетической отрасли

Научные исследования в целях реализации Концепции проводились в основном по Государственной программе «Научное сопровождение развития атомной энергетики в Республике Беларусь на 2009–2010 годы и на период до 2020 года» и Государственной комплексной программе научных исследований «Энергобезопасность» на 2006–2010 годы.

Государственная программа «Научное сопровождение развития атомной энергетики в Республике Беларусь на 2009–2010 годы и на период до 2020 года» предусматривает мероприятия по 10 основным направлениям:

- разработка технических нормативных правовых актов, регламентирующих безопасное развитие атомной энергетики в Республике Беларусь;
- разработка систем и методов контроля качества оборудования объектов атомной энергетики,

проведение научной экспертизы предложений, связанных со строительством АЭС;

- анализ и моделирование процессов в оборудовании АЭС и иных ядерных установках на всех стадиях жизненного цикла;
- адаптирование и усовершенствование технологии обращения с радиоактивными отходами и отработавшим ядерным топливом;
- оценка воздействия АЭС на окружающую среду и окружающей среды на АЭС на всех стадиях жизненного цикла;
- усовершенствование физической защиты объектов, использующих атомную энергию;
- повышение качества обучения студентов и специалистов, подготовки научных работников высшей квалификации (кандидатов и докторов наук) в области атомной энергетики и ядерных технологий;
- организация эффективного международного сотрудничества в области атомной энергетики;
- информационно-аналитическое обеспечение развития атомной энергетики в Республике Беларусь;
- научные исследования по перспективным направлениям развития атомной энергетики.

Целью ГКПНИ «Энергобезопасность» на 2006–2010 годы была разработка научно обоснованных предложений по созданию нового оборудования, технологических процессов, систем управления, обеспечивающих укрепление энергетической безопасности страны в следующих направлениях:

- модернизация основных производственных фондов Белорусской энергосистемы на основе современных технологий;
- увеличение доли собственных топливно-энергетических ресурсов в энергобалансе страны;
- развитие применения нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;
- повышение эффективности использования топлива, тепловой и электрической энергии в производстве и социальной сфере;
- снижение вредных выбросов в окружающую среду;
- совершенствование методологии оценки и мониторинга состояния энергетической безопасности страны.

Государственными заказчиками программы выступали Национальная академия наук Беларуси и Министерство энергетики Республики Беларусь. В ее выполнении участвовали организации НАН Беларуси, среди которых и Институт энергетики, учреждения Министерства образования, ряд организаций других ведомств.

Теоретические и экспериментальные научные исследования по созданию опытных установок, новых высокоэффективных технологий и методов способствовали:

- повышению надежности производства и снабжения тепловой и электрической энергией, эффективности использования топлива, тепловой и электрической энергии в отраслях экономики и в социальной сфере за счет энергосберегающих мероприятий;
- расширению использования местных топливных ресурсов (древесины, торфа, бурых углей и др.) и вторичных энергоресурсов;
- вовлечению в энергобаланс возобновляемых источников энергии (ветер, солнце, и др.);
- усовершенствованию методологии оценки состояния и мониторинга энергетической безопасности;
- созданию научной основы для стратегического планирования и экспертного обеспечения принятия решений по развитию топливно-энергетического комплекса.

Практические результаты реализации научных разработок

В ходе выполнения программы «Энергобезопасность» было создано более 140 объектов новой техники – машины, оборудование, приборы, а также материалы, вещества, инструменты, технологические процессы, системы, комплексы и др. Среди них:

- теплообменник–воздухоподогреватель за печами;
- компактное переносное устройство контроля и измерения состава дымовых газов на основе лямбда-зонда;
- экспериментальный образец парового калорифера из биметаллических ребристых труб для лесосушильных камер периодического действия;



Рис. 1. Встроенный аэродинамический завихритель градирни



Рис. 2. Автоматизированная котельная установка с водогрейным котлом с топкой кипящего слоя на фрезерном торфе тепловой мощностью 3 МВт

- макетный образец адаптивного фильтра в канале защиты от перенапряжений, реализующий монотонный переходной процесс по току;
- котел водогрейный тепловой мощностью 3 МВт с топкой кипящего слоя на фрезерном торфе.

Разработки НАН Беларуси успешно реализованы, внедрены и дают значительный эффект. Аэродинамический завихритель градирни (рис. 1) смонтирован на Минской ТЭЦ-4. При работе только одного энергоблока мощностью 250 МВт Минской ТЭЦ-4 в течение 6 месяцев экономия составила около 1500 т у.т. Шесть теплообменников-воздухонагревателей установлены на РУП «МАЗ» и РУП «МТЗ».

Институтом тепло- и массообмена им. А.В. Лыкова НАН Беларуси совместно с головным специализированным конструкторским бюро по комплексному оборудованию для микроклимата (г. Брест) создана первая отечественная автоматизированная котельная установка с водогрейным котлом с топкой кипящего слоя на фрезерном торфе тепловой мощностью 3 МВт. Ее существенным преимуществом является возможность использования фрезерного торфа влажностью до 65 %. Такая котельная установлена в г. Ошмяны Гродненской области. Экономический эффект от замены природного газа на фрезерный торф составит здесь

401,0 млн руб./год с ориентировочным сроком окупаемости капитальных вложений на реконструкцию котельной 5,8 года (рис. 2).

За последние годы в рамках задания «Разработка энерго- и ресурсосберегающих технологий и оборудования для тепловой обработки древесины (сушка, пропитка)» в Институте тепло- и массообмена изготовлены и переданы заказчикам (Минлесхозу и др.) свыше 25 комплектов сушильных камер с объемом загрузки до 100 м³ (рис. 3).

Специалистами Белорусского национального технического университета разработаны и внедрены станции автоматического управления и программно-технические комплексы для объектов систем теплоснабжения, в частности Минских тепловых сетей. За 2006–2010 годы выпущены 32 такие станции.

Результаты работ по теме «Исследование явления переноса энергии при нагреве металла в газопламенных печах с целью разработки энергосберегающей технологии управляемого нагрева» внедрены в ЗАО «Атлант», на Барановичском станкостроительном заводе. Это позволило сократить удельное потребление энергии в среднем в три раза.

Данные научных исследований были использованы при разработке

ряда нормативных документов:

- Концепция развития теплоснабжения Республики Беларусь на период до 2020 года, утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь № 225 от 18 февраля 2010 года;
- Концепция создания АСУ тепловых

сетей филиала «Минские тепловые сети» РУП «Минскэнерго», утвержденная ГПО «Белэнерго» в апреле 2010 года.

В рамках программы «Энергобезопасность» было выполнено большое число поручений Администрации Президента Республики Беларусь, Совета Министров Республики Беларусь, министерств и других республиканских органов государственного управления по проведению экспертизы предложений организаций и граждан Беларуси, а также других стран в области энергетики и энергосбережения, разработки новых методов производства электрической и тепловой энергии и т.п.

В 2010 году Национальная академия наук приняла участие в создании таких важнейших документов, направленных на дальнейшее развитие энергетического комплекса Республики Беларусь, как:

- Стратегия развития энергетического потенциала Республики Беларусь;
- Республиканская программа энергосбережения на 2011–2015 годы;
- Государственная программа развития Белорусской энергетической системы на 2011–2015 годы.

Вклад науки в обеспечение энергетической безопасности страны невозможно выразить в цифрах, как невозможно найти единицу измерения интеллектуальных затрат ученых и научных коллективов на решение сложнейших задач, стоящих перед белорусской энергетикой на современном этапе. Этот вклад, по сути, бесценен. Вместе с тем особенно важно, чтобы инновации, которые наука генерирует для энергетики, были востребованы практикой, а тенденция к дальнейшей интеграции науки и энергетики стала определяющей.



Рис. 3. Сушилка барабанная для щепы и опилок

ЭНЕРГЕТИКА БУДУЩИХ ПОКОЛЕНИЙ

В настоящее время более 85 % энергии, производимой человечеством, получают при сжигании нефти, газа и угля. Вместе с тем, по разным данным, разведанных запасов нефти хватит примерно на 20–30 лет, природного газа – на 50–100, каменного угля – на 300, урановой руды – на 50 лет. Согласно прогнозам ООН, потребности в электроэнергии к середине XXI века увеличатся в 4–6 раз. Сложившаяся ситуация заставляет ведущие страны мира искать новые источники энергии.

Перспективы вовлечения в топливно-энергетический баланс новых энергетических ресурсов

Хотя мировое сообщество и обеспокоено проблемой обеспеченности энергоносителями, однако надо признать, что резервы топливных ресурсов еще есть.

Огромные запасы органического топлива содержатся на дне Мирового океана и в недрах земли, в так называемых газовых гидратах, которые представляют собой соединение воды и метана – твердое кристаллическое вещество (лед) с вкраплениями в него молекул газа. Объем углеводородов в газовых гидратах составляет от $1,8 \cdot 10^{14}$ до $7,6 \cdot 10^{18}$ м³ и превышает их количество во всех остальных видах топлива. В настоящее время гидраты рассматриваются как потенциальный источник тепла.

Считается, что запасы газовых гидратов могут намного превысить запасы природного газа в свободном состоянии. Технология использования этого топлива не отработана, поэтому требуется создать механизм отделения газа от воды и соответствующее оборудование, что представляет собой довольно сложную задачу. Этим вплотную занимаются в США, Канаде и Японии, где специалисты исследуют возможность добычи газа из морских месторождений газовых гидратов.

В ряде стран мира обнаружены большие запасы горючих сланцев, однако их использование при непосредственном сгорании неэффективно и сопровождается образованием большого количества золы.

В США разработана технология преобразования горючих сланцев в газообразное топливо. Возможно также преобразование сланцев в жидкое топливо.

В последнее время большие надежды возлагаются на сланцевый газ. Но свободного газа в сланцах содержится незначительное количество, поэтому рационально получать его с помощью их термохимической переработки или методом гидроразрыва пласта. На практике возможны два способа получения сланцевого газа: при подземной и надземной газификации. При большой глубине залегания более эффективна надземная газификация с предварительной добычей сланцев и транспортировкой их из недр земли на поверхность. В настоящее время также месторождения разрабатываются в ряде стран, в том числе США, России, Китае и Эстонии. Мировым лидером добычи сланцевого газа стали США.

Запасы горючих сланцев есть и в Беларуси. Они залегают на глубине от 50 до 600 м. В Припятском сланцевом бассейне сланцевые толщи расположены над соленосными. Прогнозные ресурсы сланцев в этом бассейне оцениваются в 8,8 млрд т. Однако если принять во внимание, что в них в 2–3 раза меньше органического топлива, чем в расположенных на территории Эстонии, а также учесть большую глубину залегания и нынешние цены на нефть и природный газ, то можно заключить, что освоение технологии получения сланцевого газа в настоящее время нецелесообразно.

Нельзя сбрасывать со счетов геотермальную энергию, ресурсы ко-

В.П. КУЛИЧЕНКОВ,
к.т.н., доцент ИПК и ПК БНТУ

Л.С. БОГИНСКИЙ,
д.т.н., профессор ИПК и ПК БНТУ

торой эквивалентны по мощности тысячам тысяч водородных бомб. Если поставить на службу человечеству хотя бы миллиардную часть этой мощности, энергетические потребности всей планеты будут удовлетворены на многие и многие годы вперед. Строительство тепловых электростанций и котельных, использующих геотермальную энергию, в местах расположения потребителей электроэнергии и тепла позволит добиться значительной экономии нефти и природного газа и сократить выброс в атмосферу парникового газа.

Несмотря на такие важные преимущества геотермальной энергии, как неисчерпаемость и экологическая чистота, для ее получения понадобится бурить скважины на большую глубину (до 4000 м и более), так что для реализации даже небольшого проекта потребуются значительные финансовые средства.

В мире уже появился ряд геотермальных станций. На начало 2010 года 78 стран использовали геотермальную энергию для различных целей, включая и получение электроэнергии. В нашей республике в пределах Припятского прогиба на глубине 1800 м есть запасы тепла при температуре до 50 °С, а на глубине 4 км температура превышает 100 °С. В межсолевом геотермальном комплексе общие запасы тепла составляют около 12 млрд т у. т. В январе 2010 года в Беларуси завершено строительство пилотной геотермальной станции для тепличного комбината «Берестье» на восточной окраине Бреста. Общее же количество геотермальных установок на базе те-

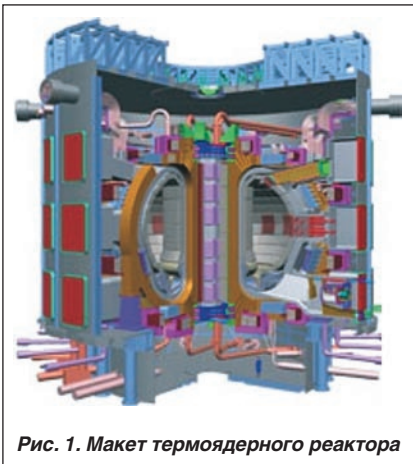


Рис. 1. Макет термоядерного реактора

пловых насосов в республике приближается к 100.

Весьма заманчиво использовать в качестве топлива обычный водород. Это обещает абсолютно экологически чистое производство энергии, так как выхлопные газы двигателя или турбины есть не что иное, как пары воды. Однако пока еще стоимость производства водорода превышает доход от его применения в энергетике в качестве топлива.

В настоящее время большинство АЭС работают на базе урана-235, отходом которого является уран-238. В ближайшем будущем его можно использовать в качестве источника энергии для АЭС другого типа. В мире такие электростанции уже есть. В природе запасы урана-238 превышают ресурсы урана-235. Главная проблема – в сложности и большой стоимости АЭС такого типа. Вместе с тем применение урана-238 значительно продлит срок использования урановой руды.

Еще во времена СССР в России проводились исследования по непосредственному преобразованию ядерной и термоядерной энергии в электрическую. При этом следует отметить, что разработанные устройства имеют небольшую мощность. В то же время такая технология способна совершенно изменить традиционные представления о производстве электроэнергии. На электростанции будущего, работающей по данному методу, не должно быть парового котла, паровой или газовой турбины и синхронного генератора. Постоянный ток будет возникать при разности потенциалов на противоположных концах

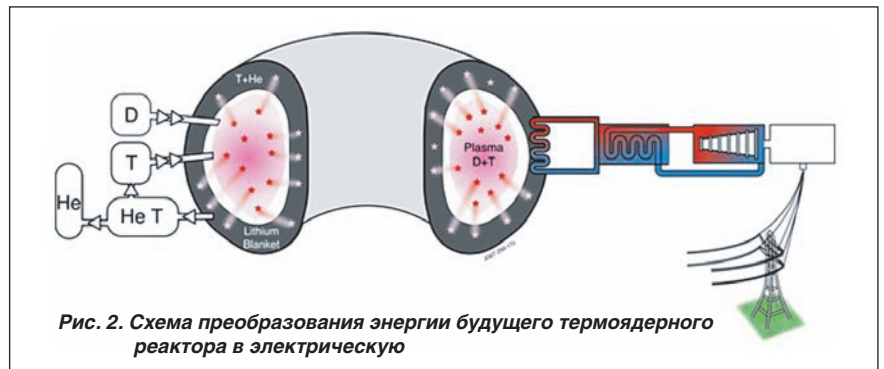


Рис. 2. Схема преобразования энергии будущего термоядерного реактора в электрическую

полученной плазмы и преобразовываться с помощью инвертора в переменный. И для этого понадобятся только трансформаторы и линии электропередачи.

Проект строительства термоядерного экспериментального реактора ИТЭР (токамака)

Сегодня человечество вплотную приблизилось к использованию термоядерной энергии. США, Россия, Китай, Индия, Япония, Республика Корея и Европейский союз подписали соглашение о создании Международной организации по строительству первого международного термоядерного экспериментального реактора ИТЭР (токамака). Мощность его должна составить 500 МВт, высота – 60 м (рис. 1). Стоимость проекта оценивается примерно в \$ 15 млрд. Половину затрат берет на себя Евросоюз, другие участники соглашения выделяют по 10 % от общей суммы.

Разработка технического проекта ИТЭР была закончена в 2001 году. Реактор намечено построить в городе Кадараш на юге Франции. Его возведение планировалось начать в 2009 году, но было отложено. Предполагается, что строительство и ввод в эксплуатацию реактора будут завершены в 2016–2019 годах. Если его испытания дадут положительные результаты, работы будут продолжены и внедрение технологии в реальную энергетику может быть реализовано примерно в середине XXI века. Ожидаемый срок работы коммерческого прототипа экспериментального реактора – 25–30 лет. По предположению ученых в России к 2050 году начнут

работать промышленные энергетические станции с термоядерными реакторами, но реально ли это, покажет будущее.

Планируется, что в основу работы термоядерного реактора ИТЭР будет положен процесс термоядерного синтеза, аналогичный тому, который происходит на Солнце. Успех эксперимента даст человечеству способ получения экологически чистой энергии в неограниченном количестве.

При термоядерном синтезе энергия высвобождается при взаимодействии атомных ядер изотопов водорода – дейтерия и трития, которые выступают в качестве топлива (рис. 2). Такого топлива требуется незначительное количество, но в результате синтеза высвобождается в 10 млн раз больше энергии, чем при сжигании ископаемого топлива, и в 20 раз больше, чем при делении атомов урана.

Запасы дейтерия на Земле велики. Получить его можно с помощью недорогих технологий электролиза воды. В 1 м³ морской воды находится около 33 г дейтерия. Дейтерий, содержащийся в стакане воды, способен выделить такое количество тепла, которое дает сгорание 200 л бензина.

Что касается трития, то в природе его практически нет, но его можно получить в самом термоядерном реакторе за счет реакции нейтронов с литием. Также тритий образуется при эксплуатации атомных тяжелых водных реакторов из изотопов лития, где он считается отходом производства. Запасы лития на Земле на три порядка выше, чем запасы органического топлива.

Если удастся создать рабочий термоядерный реактор, то он станет потреблять очень небольшое

количество лития и дейтерия. Реактор с электрической мощностью 1 ГВт будет сжигать около 100 кг дейтерия и 300 кг лития в год. При таком потреблении содержащегося в воде дейтерия хватит человечеству на многие миллионы лет для снабжения энергией, а запасов лития – минимум на 70 тыс. лет. Если для ТЭЦ требуется в день 10 железнодорожных вагонов угля, то для такой же по мощности электростанции достаточно примерно 1 кг смеси дейтерий-тритий. При этом на единицу веса термоядерного топлива получается примерно в 10 млн раз больше энергии, чем при сгорании такого же количества органического топлива, и примерно в 100 раз больше, чем при расщеплении ядер урана на АЭС.

Принципы работы термоядерного реактора

Газ в термоядерном реакторе нагревается до более чем 100 млн °С, что в 10 раз выше температуры в центре Солнца. В таких условиях газ превращается в плазму, которая в реакторе тороидальной формы будет удерживаться магнитным полем с использованием мощных электромагнитов. Высокая напряженность магнитного поля не даст заряженным частицам вылететь за пределы «плазменного шнура» (рис. 3).

Во время реакции синтеза нейтроны магнитным полем не задерживаются и передают свою энергию внутренним стенкам установки, которые охлаждаются водой. Выделенное внутренними стенками тепло снимается теплоносителем первого контура охлаждения, затем за счет второго контура получается пар, который можно направить в турбину, как в обычных электростанциях.

Для получения мощного магнитного поля должна быть изготовлена специальная электромагнитная система. При производстве магнитных систем термоядерного реактора ИТЭР будет использована технология изостатического обжатия контактных соединений, разработанная в ИПК и ПК БНТУ.

Реактор ИТЭР будет снабжен вакуумной камерой в форме тора,

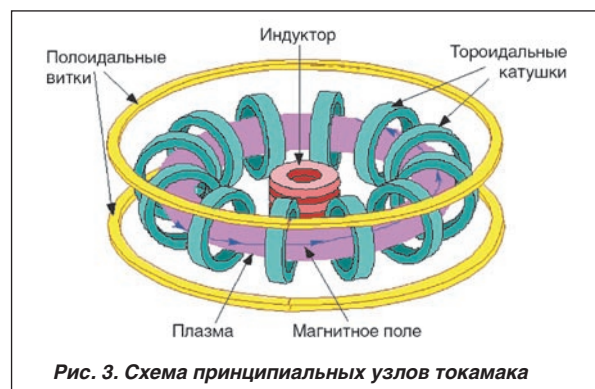
центральным соленоидом в виде первичной обмотки, катушками тороидального поля (18 шт.), обмотками полоидального поля (6 шт.), набором корректирующих катушек. Весь реактор должен быть помещен в кожух-криостат.

Магнитная система будет охлаждаться жидким гелием. Общий вес магнитной системы вместе с каркасом из нержавеющей стали – 8700 т. Поскольку плазма реактора будет иметь очень низкую плотность (примерно в миллион раз ниже плотности атмосферы), находится в вакууме и в мощном магнитном поле, она окажется изолированной от стенок реактора. В случае аварии радиоактивное загрязнение окружающей среды будет значительно меньшим, чем при аварии ядерного реактора, и не может представлять опасность для населения.

Для термоядерного реактора потребуются сверхпрочные конструктивные материалы и сверхпроводящие магнитные катушки. В качестве конструктивных материалов предполагается использовать композиционную керамику на основе карбида кремния, способную выдерживать температуру выше 1000 °С.

Возможности использования термоядерного синтеза

Термоядерный синтез можно также осуществить при взаимодействии дейтерия с гелием-3. Запасы гелия-3 на Земле ничтожно малы, можно даже сказать, что его практически нет, а получить экспериментально довольно сложно и дорого. Однако его огромные запасы обнаружены на Луне. Гелия-3 там в 10 тысяч раз больше, чем на Земле. Чтобы выделить изотоп из верхних слоев грунта на Луне, его достаточно нагреть до 700 °С, что можно сделать в солнечных печах. Чтобы покрыть все потребности человечества в энергии, понадобится всего 100 т гелия-3. США и Россия



уже планируют добычу и доставку с Луны этого элемента.

Весьма значимо, что при наличии гелия-3 в реакторе вместо всепроникающих нейтронов образуются положительно заряженные протоны, что дает возможность непосредственно преобразовывать термоядерную энергию в электрическую, минуя тепловую фазу. К тому же в процессе термоядерного синтеза с участием дейтерия и гелия-3 отходы материалов не будут радиоактивными. Производство термоядерной энергии, видимо, станет более чистым, чем в топливной энергетике, и более безопасным, чем в ядерной.

Кроме того, что ведутся работы по созданию термоядерного реактора с использованием сильного магнитного поля, ученые десяти стран мира (26 институтов) приступили к разработке новой технологии – термоядерного реактора на базе мощной лазерной системы.

Эта технология существенно отличается от технологии реактора ИТЭР. Принцип работы заключается в следующем: несколько лазеров направляют лучи в одну точку. Общий лазерный луч обеспечивает сжатие изотопов дейтерия и трития до плотности материи, в 30 раз превышающей плотность свинца, затем температура этого сжатого шара повышается до более чем 100 млн °С. В Калифорнии (США) действие экспериментального термоядерного реактора с использованием сверхмощного лазера планируется продемонстрировать в 2010–2012 годах.

Безусловно, ученые всего мира ищут и будут искать и другие пути для решения проблемы обеспечения человечества электрической и тепловой энергией.



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 марта 2011 года в республике вводится в действие государственный стандарт на жидкое биотопливо (СТБ 1800-2010), устанавливающий основные термины и определения понятий, относящихся к данной продукции.

С 1 июля 2011 года начнет действовать ряд государственных стандартов на энергоресурсы и топливо. В их числе:

ГОСТ 6382-2001 (ИСО 562-98, ИСО 5071-1-97) «Топливо твердое минеральное. Методы определения выхода летучих веществ», который распространяется на лигниты, бурые и каменные угли, антрациты, горючие сланцы, продукты обогащения, брикеты и коксы. Документ устанавливает гравиметрические методы определения выхода летучих веществ в этих видах топлива. Для определения данного показателя в бурых углях стандарт устанавливает два альтернативных метода, отличающихся способом, снижающим до минимума вероятность выброса твердого вещества из тигля в процессе

нагрева: с предварительным брикетированием навески и нагрев в двух печах;

СТБ 2136-2010 (ГОСТ Р 52050-2006) «Топливо авиационное для газотурбинных двигателей Джет А-1 (Jet А-1). Технические условия», который распространяется на указанное топливо, применяемое для воздушных судов гражданской авиации;

СТБ 2141-2010 (ИСО 20847:2004) «Нефтепродукты. Определение содержания серы в автомобильных топливах методом рентгенофлуоресцентной спектроскопии с дисперсией по энергии», устанавливающий метод рентгенофлуоресцентной спектроскопии с дисперсией по энергии для определения содержания серы в автомобильных бензинах (включая бензины с содержанием кислорода до 2,7 % (m/m)) и дизельном топливе (включая дизельное топливо с содержанием метиловых эфиров жирных кислот (FAME) до 5 % (V/V)) в диапазоне значений от 7 до 500 мг/кг).

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕГЛАМЕНТЫ СТРАН СНГ

В Российской Федерации в соответствии с Федеральным законом от 28 декабря 2010 года № 410-ФЗ приостановлено с 31 декабря 2010 года по 1 января 2012 года действие технического регламента о безопасности низковольтного оборудования (Федеральный закон от 27.12.2009 года N 347-ФЗ).

С 1 января 2011 года вступил в действие технический регламент о безопасности аппаратов, работающих на газо-

образном топливе (утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 11.02.2010 года № 65).

В Республике Молдова с 24 июля 2011 года вступает в действие технический регламент «Требования КПД для новых водогрейных котлов, работающих на жидком или газообразном топливе» (утвержден постановлением Правительства Республики Молдова от 15.07.2009 года № 428).

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной организации по стандартизации (ISO)

ISO 12759:2010 «Вентиляторы. Классификация вентиляторов по эффективности» (принят 15.12.2010 года)

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC)

IEC 61400-25-6:2010 «Турбины ветровые. Часть 25-6. Системы связи для мониторинга и управления ветровыми электростанциями. Классы логических узлов и классы данных для мониторинга состояния» (принят 29.11.2010 года)

Дополнительную информацию вы можете найти на сайте:

Национального фонда технических нормативных правовых актов (ТНПА) – www.tnpa.by;

Госстандарта – www.gosstandart.gov.by;

БелГИСС – www.belgiss.by

Телефон «горячей линии»

Национального фонда ТНПА – (017) 262 14 20

Заказ документов – тел./факс (017) 262 28 24, 262 49 31



ЭНЕРГЕТИКА. ОБЗОР СОБЫТИЙ В МИРЕ

РОССИЯ

РАЗРАБОТАНЫ СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЕЭС РОССИИ ДО 2017 ГОДА

Системный оператор и ОАО «ФСК ЕЭС» направили на утверждение в Министерство энергетики Российской Федерации совместно разработанные схему и программу развития Единой энергетической системы (ЕЭС) России на период 2011–2017 годов, основной целью которых является содействие развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, а также обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность.

Схема развития ЕЭС России включает в себя существующие, планируемые к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции с установленной мощностью выше 25 МВт, линии электропередачи и подстанции, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше, а также межгосударственные линии электропередачи.

Впервые схема и программа развития ЕЭС России были разработаны на 2010–2016 годы. В новом документе на период 2011–2017 годов учтены фактическая динамика потребления электрической энергии и мощности 2010 года, объем мощности, вводимой по договорам о предоставлении мощности (ДПМ), состоявшиеся в 2010 году вводы генерирующего и сетевого оборудования, скорректированные планы субъектов электроэнергетики по строительству новых мощностей и ряд других факторов.

Разработка схемы и программы развития ведется с использованием перспективной расчетной модели ЕЭС России. В основу расчетов положены подготовленный Системным оператором прогноз спроса на электроэнергию по территориям субъектов РФ на каждый год планирования и предложения по перечню и месту размещения электрических станций и сетевых объектов.

В РОССИИ СОЗДАДУТ СПЕЦИАЛЬНУЮ СТРУКТУРУ ДЛЯ БОРЬБЫ С ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ АВАРИЯМИ

В России на базе Министерства энергетики планируется создать специальное подразделение для устранения аварий в сфере электроэнергетики, которое будет федеральной структурой.

Одной из причин, подтолкнувших к подобному решению, стали события декабря–января, когда в результате обрыва линий электропередачи из-за ледяного дождя в Московской области без света остались сотни тысяч человек, были парализованы важнейшие объекты инфраструктуры. Подобная ситуация возникла в Смоленской и Тверской областях. Энергетики отмечают, что быстро устранять аварии им тогда мешала низкая проходимость спецтехники, так как многие ЛЭП в Московской области сооружены на заболоченных почвах, куда невозможно проехать. Планируется, что новое подразделение будет укомплектовано полноприводной техникой и прочими необходимыми механизмами.

ВВЕДЕН В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НЕФТЕПРОВОД ИЗ РОССИИ В КИТАЙ

1 января вступил в коммерческую эксплуатацию первый нефтепровод из России в Китай. В соответствии с межправительственным российско-китайским соглашением поставки будут осуществляться в течение 20 лет в объеме 15 млн т нефти в год. Трубопровод проходит от населенного пункта Сковородино через приграничный Мохэ до китайского Дацина и является ответвлением от трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан. Протяженность российского участка составляет 63,58 км, китайского – 960 км.

ЗАВЕРШЕНО СТРОИТЕЛЬСТВО ЕГОРЛЫКСКОЙ ГЭС-2

В Ставропольском крае завершено строительство Егорлыкской ГЭС-2, которая входит в состав филиала ОАО «РусГидро» – «Каскад Кубанских ГЭС». Все 4 гидроагрегата станции суммарной мощностью 14,2 МВт прошли комплексные и пусконаладочные испытания. Гидроагрегаты № 1 и № 4 включены в сеть по пусконаладочной программе и поставлены под нагрузку. Еще два гидроагрегата будут включены в сеть в соответствии с «Планом забора и распределения водных ресурсов по Верхне-Кубанским каналам» для пропуска воды.

Егорлыкская ГЭС-2 является одним из приоритетных объектов ОАО «РусГидро» на Северном Кавказе. С вводом новой станции выработка электроэнергии на каскаде Кубанских ГЭС увеличится на 55 млн кВт·ч.

СТРАНЫ БАЛТИИ

НА ИГНАЛИНСКОЙ АЭС НАЧАЛАСЬ ВЫГРУЗКА ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА ИЗ РЕАКТОРА

Начался один из важнейших этапов вывода из эксплуатации Игналинской атомной электростанции (ИАЭС) – выгрузка отработанного ядерного топлива из реактора второго энергоблока и его размещение в бассейны выдержки.

Программу выгрузки части топлива подготовили специалисты отдела ядерного топлива Службы управления проектами снятия с эксплуатации ИАЭС. Она была согласована с Государственной инспекцией по безопасности атомной энергетики (VATESI) и является частью подготовленного специалистами ИАЭС проекта снятия с эксплуатации второго энергоблока на этапе выгрузки топлива (U2DP0).

Программой предусмотрены выгрузка 500 тепловыделяющих сборок из реактора второго блока и их размещение в бассейнах выдержки. Из бассейнов выдержки все отработанное ядерное топливо будет перемещено в строящееся промежуточное хранилище отработанного топлива (ПХОЯТ, проект В1) после получения разрешения на эксплуатацию хранилища.

Работы по выгрузке топлива и его размещению в бассейнах выдержки своими силами выполняют специалисты ИАЭС.

ЛИТВА ИЩЕТ КОНСУЛЬТАНТА ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СПГ-ТЕРМИНАЛА

Литовское предприятие Klaipedos nafta объявило международный конкурс по выбору консультанта для строительства терминала сжиженного природного газа (СПГ), который завершится весной. Консультант должен предложить способы финансирования строительства терминала и источники снабжения сжиженным газом. По предварительным оценкам, стоимость этого проек-

та составляет около € 200 млн. Предполагаемое место строительства – южная часть порта Клайпеда.

Создание терминала сжиженного газа планируется в рамках выполнения директивы Европейского союза, согласно которой Литва уже в 2014 году должна иметь альтернативное снабжение газом.

СНГ

МОЛДОВА ВОЗГЛАВИЛА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СООБЩЕСТВО ЕС

С 1 января председательство в Энергетическом сообществе перешло к Молдове. Такое решение было принято в ходе VIII заседания Совета министров энергетики стран Европейского союза в конце сентября 2010 года в Скопье (Македония).

С ноября 2006 года Молдова имела в организации статус наблюдателя. Официально полноправным членом Энергетического сообщества, цель которого – формирование общего пространства по регулированию энергетического рынка на территории ЕС и Юго-Восточной Европы, страна стала в мае 2010 года.

Вице-премьер, Министр экономики Молдовы Валерий Лазэр назвал приоритетами республики на период ее председательства в Энергетическом сообществе разработку общих рамок для продвижения инвестиций в модернизацию и развитие энергетической инфраструктуры, обеспечение энергетической эффективности, развитие исследований по нефтяному направлению ЭС.

УКРАИНА ПЛАНИРУЕТ СТРОИТЕЛЬСТВО СПГ-ТЕРМИНАЛА

Украина планирует до 2016 года построить терминал по приему СПГ (LNG-терминал) для уменьшения зависимости от закупок российского газа. Это один из десяти национальных проектов Украины. Конкурс на разработку технико-экономического обоснования объявлен 19 января 2011 года. Строительство терминала мощностью 10 млрд м³ в год, по предварительным оценкам, обойдется в \$ 2,5 млрд.

Украина уже ведет переговоры с потенциальными участниками проекта. Источниками поставок СПГ в Украину могут стать Ливия, Алжир, Азербайджан, Катар и Индонезия. СПГ-терминал на Черноморском побережье Украины может быть построен в Одессе, Очакове или Феодосии.

KEGOC ПОЛУЧЕН ЗАЕМ ВСЕМИРНОГО БАНКА В РАЗМЕРЕ \$ 78 МЛН

27 декабря 2010 года Международный банк реконструкции и развития (Всемирный банк) под гарантию Правительства Казахстана предоставил АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC» заем в размере \$ 78 млн для реализации

проекта «Строительство ПС 500/220 кВ «Алма» с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ». Соответствующие соглашения подписаны 25 декабря в г. Астана между Министерством финансов Республики Казахстан, Международным банком реконструкции и развития и АО «KEGOC».

Проект «Строительство подстанции «Алма» с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 220, 500 кВ» является составной частью государственной программы по форсированному индустриально-инновационному развитию. АО «KEGOC» планирует реализовать данный проект в 2011–2014 годах, что обеспечит надежность электроснабжения г. Алматы и Алматинской области, выдачу мощности первой очереди Балхашской ТЭС (1320 МВт) за счет создания энергетического кольца в Алматинском энергоузле.

Заключение кредитного соглашения продолжает партнерские отношения и успешный опыт совместной деятельности по развитию электроэнергетической инфраструктуры Казахстана. С участием Всемирного банка АО «KEGOC» с 1999 по 2009 год были реализованы такие крупномасштабные проекты в электроэнергетической отрасли, как «Модернизация НЭС», «Строительство второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север – Юг Казахстана».

АРМЕНИЯ В 2011 ГОДУ ПЛАНИРУЕТ ВВЕСТИ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ 5-Й ЭНЕРГОБЛОК РАЗДАНСКОЙ ТЭС

Пятый энергоблок Разданской ТЭС с установленной мощностью 480 МВт планируется ввести в эксплуатацию в первом квартале. Реконструкция ТЭС предусматривает модернизацию паросилового блока мощностью 300 МВт в ПГУ со сбросом выхлопных газов от газовой турбины Alstom мощностью 160 МВт в паровой котел блока 300 МВт; установку самой современной газовой турбины, другого энергетического оборудования, обладающего высокими технико-экономическими показателями.

После переоснащения станции в Армении появится крупнейший на Южном Кавказе энергоблок, который будет иметь достаточно высокую экономическую эффективность и минимальный удельный расход на производство 1 кВт·ч электроэнергии.

Пуск энергоблока позволит при производстве 1 кВт·ч электроэнергии тратить 270 г у. т., что в свою очередь снизит себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на тепловых станциях страны. Это предоставит Армении возможность решить вопросы внутреннего рынка, а также занять достойное место в регионе по производству, транзиту и поставке электроэнергии.

В МИРЕ

ВЕНЕСУЭЛА ВЫШЛА НА ПЕРВОЕ МЕСТО В МИРЕ ПО РАЗВЕДАННЫМ ЗАПАСАМ НЕФТИ

В выступлении с ежегодным посланием Национальной ассамблеи Президент Венесуэлы Уго Чавес заявил, что

страна вышла на первое место в мире по разведанным запасам нефти, опередив Саудовскую Аравию. Разведанные, извлекаемые запасы нефти Венесуэлы достигли 217 млрд баррелей.

Глава государства отметил, что международная сертификация месторождений сверхтяжелой нефти в бассейне реки Ориноко продолжается. По оценкам Геологической службы США, которая располагает значительными техническими возможностями, только в нефтеносном поясе Ориноко находится 500 млрд баррелей извлекаемой сверхтяжелой нефти.

Уго Чавес подчеркнул, что Венесуэла обладает самыми крупными запасами нефти, которых при нынешних темпах добычи хватит на 200 лет, и отметил, что добыча нефти будет наращиваться прежде всего в бассейне Ориноко, который он назвал крупнейшим нефтяным и промышленным проектом XXI века.

ENEL GREEN POWER ОТКРЫЛА ТРИ НОВЫХ ВЕТРОПАРКА В ИСПАНИИ

Компания Enel Green Power, которая входит в концерн Enel и занимается строительством объектов возобновляемой энергетики, ввела в эксплуатацию три новые ветряные электростанции в Испании общей мощностью 96 МВт. После выхода на проектную мощность они будут производить около 260 млн кВт·ч электроэнергии в год, благодаря чему общая установленная мощность ветрогенерации на Иберийском полуострове достигнет 1,38 тыс. МВт.

Три ветропарка мощностью 50, 26 и 20 МВт расположены в Кастилии и Андалузии. В них используются ветрогенераторы Gamesa G-87 мощностью 2 МВт каждый.

КИТАЙ – МИРОВОЙ ЛИДЕР ПО ПРОИЗВОДСТВУ ВЕТРЯНОЙ ЭНЕРГИИ

В 2010 году Китай стал крупнейшей страной в мире по производству ветряной энергии. Совокупная мощность его ветряных электростанций составила 41,8 ГВт, превывсив данный показатель в США. Это позволило Китаю сохранить более 30 млн т угля и снизить выбросы углекислого газа в атмосферу более чем на 90 млн т.

В этом году КНР начнет строительство второй очереди ветряной электростанции мощностью 5 ГВт в городе Цзюцюань в северо-западной провинции Ганьсу. Также будут построены ветряные электростанции совокупной мощностью 5,5 ГВт в провинции Цзилинь (Северо-Восточный Китай), Синьцзян-Уйгурском автономном районе (Северо-Западный Китай) и на севере Китая в автономном районе Внутренняя Монголия.

В 2011 году Китай планирует увеличить совокупную мощность ветряных электростанций до 55 ГВт, а в 2015 году довести этот показатель до 100 ГВт. Правительство Китая предполагает вложить в развитие ветряной энергетики 1,5 трлн юаней, что равнозначно \$ 227 млрд.

По материалам международных информационных агентств, интернет-сайтов подготовила Вероника АНТОНОВА