



СОВМЕСТНОЕ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

ПромЭнергоКомплекс

ПРЕДЛАГАЕТ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ПРОДАЖА - РЕМОНТ - ГАРАНТИЯ



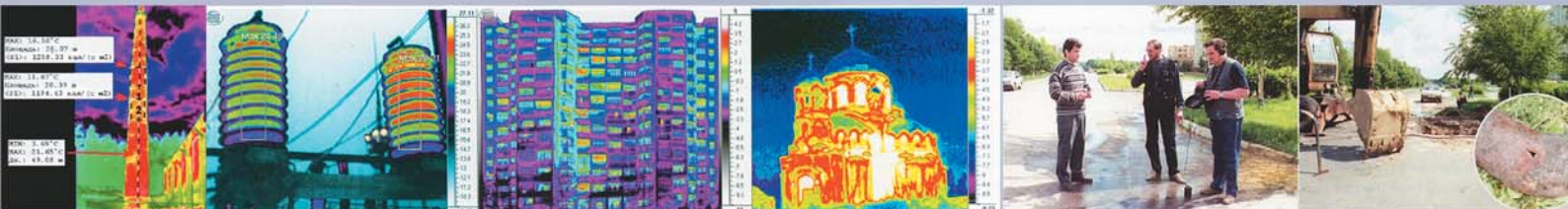
- Котлы на местных видах топлива (опилки, щепы, торф, гранулы)
- Линии по приготовлению гранулированного топлива
- Системы частотного регулирования на напряжение 0,4–10 кВ (полный комплекс работ от проекта до ввода в эксплуатацию)
- Низковольтное и высоковольтное электротехническое оборудование
- Контрольно-измерительные 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 ЭНЕРГЕТИКИ
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
Госэнергонадзора и ОТ
Минэнерго – Главный
государственный инспектор
по энергетическому надзору
Республики Беларусь
- Кордуба В.Г.** инженер-теплоэнергетик,
заслуженный работник
промышленности
Республики Беларусь
- 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

Обзор событий4

Состоялось 12-е совещание диспетчерских центров стран-транзитеров
российского газа по газопроводу Ямал–Европа.....6

Беларусь – Казахстан. Развитие сотрудничества в сфере
электроэнергетики6

Казарновская А.П.

Сплав молодости и опыта

Состоялись Международные соревнования бригад по обслуживанию
линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше национальных
энергосистем государств – участников СНГ7

ПРИОРИТЕТЫ

Надежность энергоснабжения обеспечена

О готовности организаций энергетической отрасли к осенне-зимнему периоду9

О подготовке регионов к предстоящему отопительному сезону12

60 лет побед и преодолений Минской ТЭЦ-3

Интервью с директором Минской ТЭЦ-3 Л.С. Прибыльским15

ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКА

Соболь В.А., главный инженер РУП «Гомельэнерго»

Речицкая мини-ТЭЦ. Новое слово в белорусской энергетике20

Подобед В.С., инженер энергоинспекции филиала «Энергонадзор»
РУП «Могилевэнерго»

Аккумуляция тепловой энергии в водяных тепловых сетях22

Короткевич А.М., к.т.н., заместитель директора РУП «Белэнергопроект»,
Колик В.Р., начальник отдела учета и качества электроэнергии
РУП «Белэнергопроект»,
Кулаковская Е.В., заведующая группой отдела проектирования энергосистем
РУП «Белэнергопроект»

Умные распределительные электрические сети 0,4–10(6) кВ
в Белорусской энергосистеме – первый шаг27

Савчук Е.Л., аспирант, инженер отдела общей энергетики РУП «БЕЛТЭИ»

Обоснование и методика расчета дифференцированных
двухставочных тарифов на тепловую энергию30

ГАЗОВАЯ И ТОРФЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Криворотов В.Л., помощник генерального директора ГПО «Белтопгаз»

Торфяная промышленность. Сезон добычи торфа 2011 года36

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРGETИКА

Нагула П.К., к.т.н., и. о. заведующего лабораторией № 10 ГНУ «Объединенный
институт энергетических и ядерных исследований «Сосны» НАН Беларуси,
Бовыкина Л.Е., младший научный сотрудник,
Козел М.Н., младший научный сотрудник,
Третинников Д.Л., младший научный сотрудник

Входной контроль поступающего оборудования и материалов
как система обеспечения качества и надежности
строительства АЭС в Беларуси40

Авчинников А.Б., старший преподаватель Международного государственного экологического университета им. А.Д. Сахарова

Атомная энергетика как составляющая энергетической безопасности Украины44

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАДЗОР

О применении нормативных правовых актов на территории Республики Беларусь

Информационное письмо Минэнерго47

Об испытаниях указателей напряжения до 1000 В

Информационное письмо Минэнерго48

Лосенков Д.М., начальник управления госэнергонадзора ГПО «Белэнерго» – старший государственный инспектор по энергетическому надзору

Требования нормативных правовых актов при вводе в эксплуатацию блок-станций50

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

Применение административной ответственности в сфере энергетики53

НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

Мартыненко О.Г., академик, заведующий отделением энергофизики Института тепло- и массообмена имени А.В. Лыкова НАН Беларуси, Гуревич И.Г., д.т.н., ведущий научный сотрудник

Результаты выполнения Государственной научно-технической программы «Энергетика-2010» – в производстве!56

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

Календарь выставок (ноябрь/декабрь 2011 года)62

Никитина А.В.

На уровне высоких достижений

По итогам XVI Белорусского энергетического и экологического форума66

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Дорофейчик А.Н., инженер-энергетик

Энергосбережению – особое внимание69

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Национальный фонд ТНПА – энергетике72

БИБЛИОТЕКА ЭНЕРГЕТИКА

Республиканская научно-техническая библиотека предлагает73

СОБЫТИЕ

Лицорова Л.Е., начальник отдела кадров, председатель совета ветеранов филиала «Могилевские тепловые сети» РУП «Могилевэнерго»

Надежность, проверенная временем

Могилевской ТЭЦ-1 80 лет74

ЭНЕРГОПАНОРАМА

Энергетика. Обзор событий в мире76

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 | Сараева С.О. |

Уважаемые рекламодатели!

По вопросам размещения рекламы обращайтесь по тел.: (017) 286 08 28, (029) 399 11 04

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. 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 31.10.2011 г., формат 60x90%, тираж 1520 экз., заказ № 3053.

© Информационно-издательский центр, 2011

Подписано контрактное соглашение по строительству АЭС в Беларуси

11 октября 2011 года в г. Санкт-Петербурге подписано контрактное соглашение о строительстве на территории Республики Беларусь атомной электростанции между ГУ «Дирекция строительства атомной электростанции» (Республика Беларусь) и ЗАО «Атомстройэкспорт» (Российская Федерация).

В соглашении определены сроки подписания генерального контракта на строительство АЭС, основные обязательства сторон по сооружению АЭС, сроки строительства (ввод первого блока в эксплуатацию – 2017, второго – 2018 год), условия платежей и иные условия. Его положения будут являться основой при разработке генерального контракта, которая ведется сторонами в настоящее время.

По согласованию с российской стороной формирование стоимости строительства белорусской АЭС в Республике Беларусь осуществляется на таких же условиях ценообразования, как и при строительстве АЭС в Российской Федерации.

Подписание контрактного соглашения позволит заключить договоры между ГУ «Дирекция строительства атомной электростанции» (заказчик) и ЗАО «Атомстройэкспорт» (подрядчик) на первоочередные работы, в том числе проектирование АЭС и заказ оборудования с финансированием этих работ за счет кредитных ресурсов после подписания кредитного соглашения о предоставлении государственного кредита Российской Федерацией для целей строительства на территории Республики Беларусь атомной электростанции. Работа по подготовке кредитного соглашения в настоящее время проводится министерствами финансов России и Беларуси.

Россия прокредитует не менее 90 % стоимости строительства белорусской АЭС

Заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк сообщил, что российская сторона предоставит Беларуси кредит на строительство АЭС в объеме не менее 90 % от стоимости контракта. Предоставленного кредита достаточно, чтобы в соответствии с кредитным соглашением обеспечить финансирование строительства атомной станции. Оставшуюся часть финансирования Беларусь должна будет закрыть за счет собственных или заемных средств.

В соответствии с контрактными обязательствами России финансирование будет предоставлено на строительство инфраструктуры для сооружения АЭС, производственной базы, инженерных сетей. В настоящее время кредитное соглашение находится в высокой степени готовности. После консультаций на уровне экспертов документ будет направлен на прохождение внутригосударственных процедур в России и Беларуси.

Китай выделяет кредит на строительство Витебской ГЭС

18 сентября между РУП «Витебскэнерго» и Государственным банком развития Китая заключен договор о финансировании инвестиционного проекта по строительству Витебской гидроэлектростанции на р. Западная Двина. ГЭС мощностью 40 МВт планируется ввести в строй в 2015 году. Она позволит замещать около 38,1 тыс. т у.т. в год.

Согласно заключенному еще в декабре 2010 года контракту с Китайской национальной корпорацией по электрооборудованию китайская сторона должна обеспечить строительство объекта под ключ, провести испытание объекта, сдачу его в эксплуатацию, техническое обслуживание в гарантийный период и обучение персонала.

Также РУП «Витебскэнерго» работает над реализацией проекта по строительству на Западной Двине Полоцкой ГЭС мощностью 21,6 МВт, которую планируется ввести в эксплуатацию в 2016 году. Ее возведение предусмотрено Государственной программой инновационного развития Республики Беларусь на 2011–2015 годы. Ежегодное производство станцией электроэнергии составит 112 млн кВт·ч, что позволит замещать 28 тыс. т у.т.

Финансирование работ осуществляется Евразийским банком развития через предоставление кредита РУП «Витебскэнерго» под гарантии Правительства Республики Беларусь.

Реконструкция Гродненской ТЭЦ-2 продолжается

Реконструкция Гродненской ТЭЦ-2 предусмотрена Государственной программой инновационного развития Беларуси на 2011–2015 годы. В ходе реконструкции на ТЭЦ будет установлена газотурбинная установка (ГТУ) электрической мощностью 121 МВт. Проект реализуется с привлечением

Минэнерго информирует:

25 ноября 15.00 – 16.00

состоится прямая телефонная линия

«О порядке газификации природным газом эксплуатируемого жилищного фонда граждан»

30 декабря 15.00 – 16.00

состоится прямая телефонная линия

«О некоторых вопросах оплаты за потребленные электрическую энергию и газ населением»

телефон прямой линии – 017 218-23-95

кредитных средств Экспортно-импортного банка Индии. Ввод объекта в эксплуатацию запланирован на 2012 год.

Генподрядчиком реконструкции является ОАО «Строительно-монтажный трест № 30», поставщик основного оборудования – индийская компания BHEL. В настоящее время на строительную площадку поставлены закладные детали для устройства фундаментов газовой турбины и котла-утилизатора, часть комплектующих котла-утилизатора, система управления газовой турбиной Mark-VI.

На строительной площадке выполнены работы по устройству фундаментов под каркас котла-утилизатора, закончен монтаж металлоконструкций каркаса расширяемой части главного корпуса, стеновых панелей и др. Поставлен и смонтирован мостовой кран турбинного отделения главного корпуса. В ближайшее время начнутся работы по заливке фундаментов под турбину и генератор.

Поставка основного оборудования производства компании BHEL для реконструкции Гродненской ТЭЦ-2 завершится в феврале 2012 года.

Президент подписал Указ о размещении АЭС на Островецкой площадке

15 сентября Александр Лукашенко подписал Указ № 418 «О размещении и проектировании атомной электростанции в Республике Беларусь». В соответствии с Указом местом размещения сооружения атомной электростанции определяется земельный участок в Островецком районе Гродненской области общей площадью 449,94 га.

Указом также предусмотрено осуществить в соответствии с законодательством и международными договорами Республики Беларусь проектирование атомной электростанции с учетом определенного в п. 1 настоящего Указа места размещения земельного участка для ее сооружения.

Состоялся символический пуск энергоблоков Минской ТЭЦ-2

19 сентября Премьер-министр Беларуси Михаил Мяснирович и Председатель Постоянного комитета Всекитайского собрания народных представителей (ПК ВСНП) У Банго осуществили символический пуск энергоблоков Минской ТЭЦ-2. В ходе осмотра объектов теплоэлектроцентрали был заслушан доклад Министра энергетики Александра Озерца и председателя правления NСPE Лю Чаоаня по вопросам реализации инвестиционной программы модернизации Белорусской энергосистемы с участием КНР.

Александр Озерец также отметил важность реализации проекта по реконструкции Минской ТЭЦ-2 с привлечением китайских инвестиций. Это первый из шести проектов, которые выполняют в энергетике Беларуси с привлечением китайских инвестиций. «Уже сейчас объект вышел на те параметры, которых ожидали, мы получили менее затратную энергетику, – подчеркнул Александр Озерец. Министр отметил, что отток валюты из страны за счет введения в строй высокотехнологичных энергоустановок начиная с 2011 года уже удалось снизить.

Потребность в электроэнергии в целом в стране будет расти

12 октября в ходе пресс-конференции заместитель Министра Республики Беларусь Юрий Рымашевский сообщил,

что потребность в электроэнергии в целом в стране будет расти, в 2012 году Беларусь планирует импортировать до 5 млрд кВт·ч электроэнергии из России и Украины.

Заместитель Министра также подчеркнул, что к 2015 году стоит задача снизить на 10 % расход топлива на производство электроэнергии. В перспективе Беларусь планирует экспортировать электроэнергию. Такая возможность появится у страны в результате ввода эффективных генерирующих мощностей.

Белорусско-китайское сотрудничество в сфере энергетики будет продолжено

Китайские компании приглашены на конкурсной основе принять участие в реализации энергетических проектов в Республике Беларусь. Сотрудничество планируется в рамках строительства гидроэлектростанций на условиях прямых инвестиций. Это Бешенковичская ГЭС мощностью 33 МВт и Немновская ГЭС мощностью 20 МВт. Объекты предусмотрено ввести в 2016 году, заинтересованность в их реализации проявляет китайская компания Gezhoubu. В 2017–2019 годах планируется ввод Шкловской, Могилевской, Речицкой, Оршанской ГЭС суммарной мощностью 20,6 МВт, стоимость строительства составляет около \$ 185 млн.

Китайским компаниям предложено участвовать в разработке угольного бассейна и строительстве станции на твердом топливе. При этом для строительства нового энергообъекта рассматривается сразу несколько площадок.

Беларусь планирует сотрудничать с китайскими компаниями и в строительстве линий электропередачи для выдачи мощности от АЭС. Кроме того, китайские компании будут приглашены к участию в строительстве до 20 подстанций напряжением 110–330 кВ.

В Беларуси впервые прошла совместная тренировка операторов энергосистем БРЭЛЛ

Межгосударственная противоаварийная тренировка оперативно-диспетчерских служб стран, энергосистемы которых входят в электрическое кольцо БРЭЛЛ (Беларусь, Россия, Эстония, Латвия, Литва), впервые состоялась в Беларуси.

Целью тренировки была отработка взаимодействия персонала РУП «ОДУ» (Беларусь), Системного оператора Единой энергетической системы России, OU Elering (Эстония), AS Augstsprieguma tīkls (Латвия), Litgrid AB (Литва), ОДУ Северо-Запада (Санкт-Петербург) и Балтийского РДУ (Калининград) при ликвидации аварийной ситуации. В качестве наблюдающих были приглашены представители Центра тренажерной подготовки системного оператора России, украинской энергосистемы и крупнейшего разработчика передовых программных решений для энергетики «Монитор электрик».

Контролирующие лица отметили, что тренировка проведена успешно, диспетчерский персонал показал высокий уровень взаимопонимания и слаженности совместной работы, а также высокую готовность к ликвидации нарушений нормального режима в период максимальных нагрузок в условиях низких температур.

Подготовлено по материалам Минэнерго, информагентств, собственных корреспондентов

СОСТОЯЛОСЬ 12-е СОВЕЩАНИЕ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЦЕНТРОВ СТРАН – ТРАНЗИТЕРОВ РОССИЙСКОГО ГАЗА ПО ГАЗОПРОВОДУ ЯМАЛ-ЕВРОПА

С 4 по 7 октября 2011 года на базе ОАО «Белтрансгаз» состоялось 12-е совещание диспетчерских центров стран – транзитеров российского газа по газопроводу Ямал-Европа, в котором приняли участие представители ОАО «Белтрансгаз» (Беларусь); ОАО «Газпром», ООО «Газпром экспорт», ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» (Россия); АО «ЕвРоПол Газ», ОАО ОГП «ГАЗ-СИСТЕМ» (Польша); «ВИН-ГАЗ Транспорт ГмбХ» (Германия), а также представительства ООО «Газпром экспорт» в Польше и Германии (Россия).

На совещании рассмотрены результаты и состояние диспетчерского и информационного взаимодействия между диспетчерскими центрами предприятий-участников, а также предложения по его совершенствованию. Также проведен анализ эксплуатации газотранспортных мощностей (оборудования) транзитной транспортной системы Ямал-Европа с момента проведения предыдущего совещания в 2010 году.

Представители газовых компаний сообщили об объемах плано-



вых ремонтно-профилактических работ, текущем техническом состоянии и эксплуатации своих участков газотранспортной системы. Было рассмотрено выполнение технических соглашений на поставку газа по газопроводу Ямал-Европа и решений 11-го диспетчерского совещания.

В протоколе совещания отмечено, что диспетчерские совещания позволяют наладить более тесные и деловые взаимоотношения между всеми

заинтересованными сторонами, и подтверждено решение о целесообразности проведения совместных встреч один раз в год после окончания осенне-зимнего периода эксплуатации для обмена информацией и обсуждения ожидаемых режимов работы газотранспортных систем на последующий период.

Очередное диспетчерское совещание предполагается провести в сентябре – октябре 2012 года в России.

БЕЛАРУСЬ – КАЗАХСТАН. РАЗВИТИЕ СОТРУДНИЧЕСТВА В СФЕРЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

7 октября в г. Минске состоялась встреча представителей Министерства энергетики Республики Беларусь и Комитета государственного энергетического надзора и контроля Министерства промышленности и новых технологий Республики Казахстан, во время которой стороны обменялись

опытом в сфере государственного энергетического надзора и контроля и приняли Меморандум о взаимопонимании. С белорусской стороны документ подписал заместитель Министра энергетики Республики Беларусь Р.С. Филимонова, с казахской – председатель Комитета госэнергонадзора Министерства промышленности и новых технологий Республики Казахстан А.А. Турлубек.

Документ определил основные направления сотрудничества. Среди них гармонизация законодательства в области электроэнергетики, регламентирующего деятельность органов государственного энергетиче-

ского надзора и контроля, в том числе разработка совместных документов в этой сфере; обмен опытом в области электроэнергетики, в частности в расследовании крупных технологических нарушений; ознакомление с документами, направленными на подготовку энергоснабжающих организаций и потребителей к работе в осенне-зимний период.

Участники совещания отметили взаимную заинтересованность в расширении сотрудничества в сфере электроэнергетики, а также в реализации совместных электроэнергетических проектов, основанных на применении современных технологий.

Для развития взаимодействия в рамках принятого Меморандума предполагается сформировать совместную рабочую группу.



СПЛАВ МОЛОДОСТИ И ОПЫТА

В сентябре этого года в Пензе состоялись Международные соревнования бригад по обслуживанию линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше национальных энергосистем государств – участников СНГ. В соревнованиях приняли участие бригады из девяти стран СНГ, и, как отметили организаторы, каждая показала исключительный профессионализм. Белорусские энергетики хорошо выступили на этапе по соединению шлейфа провода анкерной металлической опоры, набрав 196 баллов из 200 возможных, и стали лучшими в четвертом и пятом этапах.

Республику на Международных соревнованиях бригад по обслуживанию линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше представляла бригада службы ЛЭП 35 кВ и выше филиала «Глубокские электрические сети» РУП «Витебскэнерго», которая по итогам этих соревнований заняла третье место, набрав 1038 баллов.

Руководитель команды – заместитель главного инженера Глубокских электросетей **Леонид Георгиевич ИЗОИТКО** – работает в филиале «Глубокские электрические сети» почти двадцать лет. В качестве мастера участвовал в профессиональных соревнованиях 1995, 2003, 2005 годов.



– Леонид Георгиевич, расскажите, кто защищал честь белорусских энергетиков на этих соревнованиях?

– Нынешний состав бригады, принявшей участие в Международных соревнованиях, – сплав молодости и опыта (пятьдесят на пятьдесят). На этот раз в команду вошли два самых опытных электромонтера седьмого разряда – В.В. Гурнович и О.С. Атрахимович. Я много лет хорошо знаю их как специалистов высокого класса, видел в деле и на соревнованиях. И каждый раз был уверен – не подведут.

Без ложной скромности скажу, что служба ЛЭП филиала «Глубокские электрические сети» постоянно занимает передовые позиции в различных состязаниях. Так, в 1995 году по итогам проведенных республикан-

ских соревнований бригада службы была названа лучшей в стране, в 2003 и 2005 годах занимала второе место, в этом году – первое.

Абсолютный лидер команды – бригадир (производитель работ) Василий Викентьевич Гурнович. Это человек, который на «ты» с профессией и любит свое дело. Но соревнования – это не только демонстрация уровня профессионализма и передовых технологий, это – спорт, это – работа на скорость, азарт и много адреналина. И сохранить спокойствие, четкость мысли и действий в таком совершенно непривычном состоянии – целое искусство. Авторитет Василия Викентьевича, одно его присутствие в команде помогло новичкам сохранять уверенность даже в условиях напряженной борьбы за победу.

Электромонтер 7-го разряда

О.С. Атрахимович имеет права производителя работ и большой опыт, но ему было нелегко состязаться с молодыми верхолазами. Поэтому Олег Сергеевич выполнял верховые вспомогательные работы на пятом этапе соревнований в тандеме с Е.Л. Лавриновичем.

Негласным, но твердым правилом в нашем коллективе стало включать в состав бригады для участия в соревнованиях новичков. Лучшей школы для них не придумаешь.

Двадцатичетырехлетний электромонтер Евгений Лавринович имеет 5-й разряд и «науку» схватывает на лету. В этих соревнованиях он вполне оправдал наши надежды. На него легла вся основная нагрузка верховых работ. На 2, 4 и 5-м этапах вместе с производителем работ готовил рабочее место до начала работ, непосредственно устанавливал переносные заземления, выполнял основные функции по технологии работ и снимал переносные заземления. Всем, чему его научили, он в полной мере воспользовался на практике и даже проявил инициативу и подстраховывал напарника.

Я нахожу успешным и дебют молодого мастера службы ЛЭП Виталия Шантора. Он впервые участвовал в областных состязаниях «Лучший по профессии» в качестве электромонтера в 2008 году, где наша команда была призером. Но в международных соревнованиях такого уровня он принимал участие в первый раз.

В команде был и еще один новичок – мой племянник Геннадий Изойтко – электромонтер 5-го разряда с сентября 2011 года. Он был взят в качестве резервного электромонтера и готов был подменить любого



из двух членов бригады. Участвуя в проверке знаний на первом этапе соревнований, Геннадий не уступил мастеру и производителю работ по количеству правильных ответов.

– Леонид Георгиевич, при анализе результатов областных и республиканских профессиональных соревнований видно, что работники Глубокских электросетей часто занимали первое и второе места. Были шансы на этих соревнованиях занять верхнюю ступеньку пьедестала?

– Прежние успехи – это верхушка айсберга. А подводная часть – настойчивость людей, отвечающих за подготовку команды, упорство и добросовестность всех членов команды, шлифующих мастерство, персонала служб, который в отсутствие соревнующихся нес и их часть работы на своих плечах.

В этом году мы поздно узнали, что будем участвовать в соревнованиях в Пензе. Были и другие причины, по которым, честно говоря, не замахивались на слишком высокий результат.

Мы не присутствовали на постановочном заседании оргкомитета и выступали вслепую, то есть не знали всех условий работы – какими российскими правилами и документами пользоваться, реально выполнять отдельные работы или только имитировать их и т. д.

А сложности начались еще дома, на этапе начальной подготовки. Программа проверки знаний действующих правил, инструкций и норм с использованием ПЭВМ на базе программного комплекса «АСОП-Эксперт» (нормативные документы по охране труда и Правила технической эксплуатации Российской Федерации) для подготовки команд организаторами соревнований была открыта в таком формате, что невозможно было во время тренировки отслеживать правильность ответов.

Кроме того, подготовке к квалификационной проверке знаний мы смогли уделить только три полноценных дня. В остальное время готовились урывками. Не было такой возможности и на тренировках в Пензе. Результат – 181 балл из 200 возможных, то есть 90 % правильных ответов. Считаю такой показатель нормальным, ведь мы сдавали этот экзамен не по тем правилам и

документам, которые действуют в республике, а по российским.

Думаю, для того чтобы обеспечить успех белорусских команд на подобных международных соревнованиях в дальнейшем, необходимо заранее приобретать у разработчиков программный комплекс, по которому будет производиться проверка знаний, и работать с ним. Это позволит нашей команде не зависеть от организаторов.

– Расскажите, как проходили соревнования? Специалисты расценивают результаты участия белорусской команды в международных соревнованиях как успех. Вы согласны с этим мнением?

– Самый ответственный этап в части распределения мест – этап № 2: «Освобождение пострадавшего от действия электрического тока с траверсы металлической опоры без применения спецтехники (работа с грузовым манекеном)». Оказание пострадавшему первой помощи с использованием тренажера типа «Гоша». Ему предшествовали два подэтапа, результаты прохождения которых существенно влияли на итоги соревнований. В домашних условиях и при проведении тренировок первый подэтап нашей бригадой был отработан очень хорошо, и мы рассчитывали на высокие оценки. Но, как потом оказалось, потеряли баллы на том, что выполняли задание строго в соответствии с инструкцией, тогда как можно было экономить время на их имитации. В результате лишились трех баллов.

На втором подэтапе в ходе тренировок с тренажером «Гоша» по настоянию судьи-консультанта пришлось практически полностью менять весь отработанный порядок.

В общем, условия и правила соревнований зачастую менялись на ходу. Это вносило дополнительную нервозность и неразбериху, а наши обоснованные апелляции судейской бригадой не всегда воспринимались адекватно.

Четко, с экономией времени и минимумом ошибок наша команда



выполнила задания на четвертом и пятом этапах: «Соединение шлейфа провода анкерной металлической опоры типа У-110-3 ВЛ 110 кВ под наведенным напряжением (без применения грузоподъемного механизма)» и «Замена фарфоровой гирлянды изоляторов на стеклянную в натяжной гирлянде анкерной металлической опоры ВЛ 110 кВ в условиях III степени загрязнения атмосферы с выполнением замеров габаритов в пролете пересечения с ВЛ 10 кВ без применения механизмов».

Это были последние этапы. К этому времени мы уже адаптировались к требованиям российских правил и судей, и команда прошла эти этапы успешно, не теряя ритма и уверенности, даже если приходилось переустраивать по ходу технологии выполнения работ.

По отзывам коллег и судей, по итогам соревнований мы в принципе были достойны второго места, но надо быть самокритичным – для борьбы с прекрасно подготовленной российской командой мы сделали не все. Сказалось незнание всех нюансов условий соревнований, отсутствие опыта участия в мероприятиях такого уровня и малое количество времени на подготовку команды. Но я думаю, любой профессионал отрасли оценил бы результаты нашего участия в соревновании как успех.

Нам остается только поздравить команду Глубокских электросетей с достойным выступлением на международных состязаниях в этом году и пожелать более высоких результатов в будущих смотрах профессионального мастерства.

Алина КАЗАРНОВСКАЯ

НАДЕЖНОСТЬ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ОБЕСПЕЧЕНА

О готовности организаций энергетической отрасли к осенне-зимнему периоду

Согласно Постановлению Совета Министров Республики Беларусь от 13 мая 2011 года № 604 «О подготовке к работе в осенне-зимний период 2011/2012 года» организации Минэнерго разработали комплекс мероприятий, направленных на обеспечение надежного и бесперебойного снабжения отраслей экономики и населения топливом, электрической и тепловой энергией в требуемом объеме.

РЕМОНТНАЯ КАМПАНИЯ

Капитальный ремонт основного тепломеханического, электро-технического оборудования и подстанций проходит в соответствии с графиком. По состоянию на 3 октября фактически завершены капитальные ремонты 9 энергетических котлов (60 % от плана), 8 турбин (53 %), 6 водогрейных котлов (86 %), 14 генераторов (78 %), 7 силовых трансформаторов (78 %), 17 высоковольтных выключателей (60 %), а также комплексный ремонт 120 подстанций 35–110 кВ (80,5 %).

В рамках выполнения основных мероприятий по замене ненадежного оборудования произведена замена изношенных и не соответствующих токам к.з. 7 выключателей 330 кВ (78 %), 27 выключателей 110 кВ (84 %), 333 выключателей 10 кВ на вакуумные (89 %); вместо ОД и ПСН 35–110 кВ установлено 29 выключателей (116 %); заменены один физически изношенный разъединитель 330 кВ (33,3 %), 54 разъединителя 110 кВ (123 %); 425 изоляторов разъединителей 110–220 кВ (71,4 %), 141 ячейка КРУ и КРУН (82 %); внедрено 1396 ОПН 6–110 кВ (118 %); заменено 100 вводов 35–110 кВ (75 %).

Согласно графикам проходит капитальный ремонт электрических сетей. По состоянию на 3 октября отремонтировано 3067 км линий электропередачи 35–750 кВ (77 %), 16572 км распределительных сетей напряжением 0,38–10 кВ (81 %).

В распределительных сетях заменено 13110 дефектных опор 0,4–10 кВ (92 %), 721,9 км провода 0,4–10 кВ (104 %), отремонтировано

6370 РП, ТП, КТП 10/0,4 кВ (86 %), выполнен централизованный ремонт 163 КТП (115 %).

Капитальный ремонт в РУП-облэнерго проводится в соответствии с распределением затрат на эксплуатационно-ремонтное обслуживание и графиком выполнения капитального ремонта на 2011 год.

Ведется расчистка просек на ВЛ 6–35 кВ и выше и вырубка опасных деревьев в полосах леса, прилегающих к просекам (табл. 1).

По оперативной информации на 1 октября 2011 года произведена замена за счет средств ремонтного фонда и смонтировано тепловых сетей за счет средств капитального строительства в объеме 89,106 км.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Отраслевой программой мер Министерства энергетики Республики Беларусь по экономии и рациональному использованию топливно-энергетических и материальных ресурсов, денежных средств на 2011 год, утвержденной постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 2 февраля 2010 года № 5, ГПО «Белэнерго» установлено задание на 2011 год

по энергосбережению в объеме 275,0 тыс. т у.т. Для его выполнения разработана и 27 июня 2011 года утверждена в установленном порядке Отраслевая программа энергосбережения ГПО «Белэнерго» на 2011 год, предусматривающая реализацию 155 мероприятий.

Ожидаемая экономия топливно-энергетических ресурсов от их внедрения (с учетом дополнительных) в январе – сентябре 2011 года составит 204,84 тыс. т у.т. при задании 181,8 тыс. т у.т. (ожидаемое выполнение – 112,7 %) (табл. 2).

Ожидаемое использование МВт, ВИЭ, ВЭР за январь – сентябрь 2011 года составит 243,729 тыс. т у.т. (110,3 %) (табл. 3), при этом объем МВт достигнет 83,782 тыс. т у.т. при задании 82,45 тыс. т у.т. (ожидаемое выполнение 101,6 %) (табл. 4).

СОЗДАНИЕ ЗАПАСОВ МАЗУТА

В соответствии с постановлением Совета Министров от 30 июля 2007 года № 968 ГПО «Белэнерго», начиная с февраля 2011 года, велась работа по созданию эксплуатационных запасов топочного мазута для подготовки к осенне-зимнему периоду 2011/2012 года, объем которых дол-

Таблица 1. Информация о ходе расчистки просек и вырубке деревьев по состоянию на 3 октября 2011 года

| Мероприятия | | Ед. изм. | Факт |
|---|--------------|----------|------|
| Расчистка просек на ВЛ | 35 кВ и выше | га | 7276 |
| | 6–10 кВ | га | 4071 |
| Вырубка опасных деревьев в полосах леса, прилегающих к просекам первой и второй групп ВЛ 35 кВ и выше | | га | 1490 |
| Вырубка опасных деревьев в полосах леса, прилегающих к просекам третьей группы ВЛ 6–10 кВ | | га | 2206 |

Таблица 2. Ожидаемая экономия ТЭР от внедрения энергосберегающих мероприятий

| Наименование | Задание на 2011 год, тыс. т у.т. | Январь – сентябрь 2011 г. | | |
|------------------------|----------------------------------|---------------------------|------------------------------------|--------------|
| | | задание, тыс. т у.т. | по оперативным данным, тыс. т у.т. | % выполнения |
| РУП «Брестэнерго» | 45,0 | 30,5 | 40,000 | 131,1 |
| РУП «Витебскэнерго» | 45,0 | 29,3 | 29,300 | 100,0 |
| РУП «Гомельэнерго» | 35,0 | 19,0 | 24,800 | 130,5 |
| РУП «Гродноэнерго» | 20,0 | 15,0 | 21,840 | 145,6 |
| РУП «Минскэнерго» | 100,0 | 68,0 | 68,000 | 100,0 |
| РУП «Могилевэнерго» | 30,0 | 20,0 | 20,900 | 104,5 |
| ГПО «Белэнерго» | 275,0 | 181,8 | 204,840 | 112,7 |

Таблица 3. Ожидаемое использование МВТ, ВИЭ, ВЭР в энергосистеме за январь – сентябрь 2011 года

| Наименование | Задание на 2011 год, тыс. т у.т. | Январь – сентябрь 2011 г. | | |
|------------------------|----------------------------------|---------------------------|---|--------------|
| | | задание, тыс. т у.т. | факт по оперативным данным, тыс. т у.т. | % выполнения |
| РУП «Брестэнерго» | 47 | 32,10 | 34,000 | 105,9 |
| РУП «Витебскэнерго» | 62 | 42,9 | 59,200 | 138,0 |
| РУП «Гомельэнерго» | 34 | 19,0 | 19,000 | 100,0 |
| РУП «Гродноэнерго» | 20 | 13,2 | 15,100 | 114,4 |
| РУП «Минскэнерго» | 102 | 62,90 | 64,429 | 102,4 |
| РУП «Могилевэнерго» | 73,1 | 50,8 | 52,000 | 102,4 |
| ГПО «Белэнерго» | 338,1 | 220,9 | 243,729 | 110,3 |

жен составить 400 тыс. т. По договорам, заключенным с предприятиями концерна «Белнефтехим», областными энергообъединениями в феврале – сентябре 2011 года было закуплено 145,7 тыс. т топочного мазута.

По оперативным данным, запасы топочного мазута энергоснабжающих предприятий ГПО «Белэнерго» на 1 октября 2011 года составили 408,0 тыс. т (102 %). Все областные энергообъединения выполнили задания по созданию запасов резервного вида топлива для подготовки к работе в осенне-зимний период 2011/2012 года в полном объеме.

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОНАДЗОР

Результаты обследования показали, что по состоянию на 3 октября 2011 года 1267 потребителей 1-й категории по надежности электроснабжения оснащены 2025 источниками бесперебойного питания (ИБП),

1169 – автономными источниками электроснабжения (ДЭС), 4331 – устройствами автоматического включения резервного питания.

У 26 потребителей 1-й категории надежность электроснабжения не соответствует требованиям действующих технических нормативных правовых актов, что составляет 2,1 % от общего количества. Потребителям предстоит привести в работоспособное состояние одну дизельную электростанцию (ДЭС) и один автоматический ввод резерва (АВР), установить 24 ДЭС и 83 АВР. На аналогичную дату прошлого года несоответствие надежности требованиям ТНПА наблюдалось у 35 потребителей (2,9 %).

В ходе подготовки к ОЗП 2011/2012 года сотрудники государственного энергонадзора осуществляли также контроль за техническим состоянием кабельных линий напряжением 6–10 кВ, находящихся на балансе потребителей.

Всего на балансе потребителей находится 8439 кабельных линий (КЛ) напряжением 6–10 кВ, в том числе 1105 КЛ, которые питают потребителей, имеющих электроприемники 1-й категории по надежности электроснабжения.

На 3 октября 2011 года повреждено 90 КЛ потребителей (1,1 % от общего количества), в том числе 5 КЛ, от которых запитаны потребители 1-й категории надежности (0,5 % от общего количества). Из числа поврежденных 35 КЛ повреждено во второй половине сентября текущего года, 12 КЛ являются длительно невозстанавливаемыми (поврежденными более полугодом), из них 3 КЛ решением исполкома поставлено на учет бесхозного недвижимого имущества, 2 КЛ переводятся в разряд недействующих. На аналогичную дату прошлого года в поврежденном состоянии находилось 86 КЛ (1,1 %), в том числе 5 КЛ, от которых запитаны потребители 1-й категории (0,5 %).

РЕГИСТРАЦИЯ ПАСПОРТОВ ГОТОВНОСТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ К РАБОТЕ В ОЗП

В целом по республике до 15 октября 2011 года подлежат регистрации паспорта готовности 24041 потребителя тепловой энергии и 9965 теплоисточников.

По состоянию на 28 сентября 2011 года органами Госэнергонадзора зарегистрировано 17683 паспорта готовности потребителей (73,6 %) и 7504 паспорта готовности теплоисточников (75,3 %). В прошлом году к этой дате процент зарегистрированных паспортов потребителей составлял 68,6 %, теплоисточников – 70,0 %.

В разрезе областей республики на 28 сентября 2011 года зарегистрировано паспортов готовности:

- в Брестской – 2377 (68,7 %) потребителей и 1319 (77,0 %) теплоисточников;
- в Витебской – 2142 (73,5 %) и 1106 (75,3 %);
- в Гомельской – 3807 (82,7 %) и 1575 (81,6 %);
- в Гродненской – 2864 (79,6 %) и 920 (73,7 %);

- в Минской – 2496 (62,0 %) и 1333 (68,9 %);
- в Могилевской – 2076 (72,5 %) и 1047 (77,7 %);
- в г. Минске – 1921 (74,7 %) и 204 (63,4 %) соответственно.

ГПО «БЕЛТОПГАЗ»

Подготовка организаций ГПО «Белтопгаз» к предстоящему отопительному периоду осуществлялась в соответствии с разработанными каждой организацией планами-графиками. В настоящее время завершается подготовка котельных, электрических и тепловых сетей к работе в предстоящий отопительный период.

Работы по ремонту котлов, артезианских, теплообменников, трансформаторов, линий электропередачи, тепловых камер, теплосетей по состоянию на 1 октября 2011 года выполнены на 98–100 %. Завершаются ремонт и замена основного оборудования газораспределительных сетей (комплексное приборное обследование подземных газопроводов, ремонт анодных заземлений катодных станций, замена оборудования ГРП, ГРУ,

находящегося в эксплуатации свыше 20 лет, замена морально устаревшего бытового газового оборудования за счет его собственников).

По предварительной информации, на реконструкцию котельных с заменой изношенных котлоагрегатов на новые, более эффективные, выполнение ремонтных работ по подготовке объектов к отопительному периоду направлено более 8,0 млрд рублей собственных средств и средств инновационного фонда Минэнерго.

Организациями объединения по состоянию на 1 октября 2011 года добыто 3159,8 тыс. т торфа, что составляет 101,1 % к годовому заданию. Работа котельных торфоприятий в отопительный период будет обеспечена запасом торфа в полном объеме.

По состоянию на 1 октября 2011 года произведено 969,5 тыс. т топливных брикетов, что составило 105,2 % к соответствующему периоду прошлого года. Планируемые объемы производства позволят удовлетворить потребность в топливных брикетах населения и организаций, финансируемых из местных бюджете-

тов, в период до конца 2011 года и в первом квартале 2012 года.

Объемы выборки брикетов топливоснабжающими организациями на 1 октября 2011 года составили 478,1 тыс. т брикетов, или 103,9 % к объему закупок, предусмотренному Постановлением Совета Министров Республики Беларусь «О подготовке к работе в осенне-зимний период 2011/2012 года».

Газоснабжающими организациями объединения на текущий отопительный период запланирована поставка потребителям республики природного и сжиженного газа в объемах, обеспечивающих их потребность.

ГПО «БЕЛТРАНСГАЗ»

Ремонт основного технологического оборудования, котельных и тепловых сетей, диагностика и ремонт магистральных газопроводов реализованы в запланированных объемах. По состоянию на начало октября отремонтировано 1,7 км сетей внешнего и внутреннего электроснабжения и электросетей, 0,14 км теплосетей, тепловой изоляции в однотрубном исчислении, 34 км магистральных газопроводов (по результатам внутритрубной диагностики), 9 котельных и топочных, осуществлены ремонт и испытания 13 ТП, КТП и РП и др.

Ход выполнения плана организационно-технических мероприятий по подготовке объектов ОАО «Белтрансгаз» к работе в осенне-зимний период 2011/2012 года контролировался еженедельно. Во второй половине сентября проведена комплексная проверка готовности к ОЗП обособленных подразделений ОАО «Белтрансгаз». По ее итогам предприятиям выданы паспорта готовности к ОЗП.

По состоянию на 1 октября 2011 года закачка газа в подземные газохранилища составила 733,0 млн м³ природного газа. С учетом остатков активного газа на начало сезона общий его объем для отбора из ПХГ для потребителей республики в отопительный сезон составляет 821,0 млн м³.

По состоянию на 5 октября все мероприятия по подготовке к осенне-зимнему периоду организацией выполнены полностью.

Таблица 4. Ожидаемое использование МВТ на энергоисточниках ГПО «Белэнерго» за январь – сентябрь 2011 года

| Наименование | Задание на 2011 год, т у.т. | Январь – сентябрь 2011 г. | | |
|----------------------------|-----------------------------|---------------------------|------------------------------------|--------------|
| | | задание, т у.т. | факт по оперативным данным, т у.т. | % выполнения |
| РУП «Брестэнерго» | 23550 | 16390 | 18133 | |
| Пинская ТЭЦ | 12400 | 8870 | 9178 | 103,5 |
| Пружанская МТЭЦ | 11150 | 7770 | 8955 | 115,3 |
| РУП «Витебскэнерго» | 10090 | 6840 | 7356 | |
| БелГРЭС | 10090 | 6840 | 7356 | 107,5 |
| РУП «Минскэнерго» | 42920 | 28518 | 30430 | |
| Жодинская ТЭЦ | 29320 | 19478 | 21308 | 109,4 |
| Вилейская МТЭЦ | 13600 | 9040 | 9122 | 100,9 |
| РУП «Могилевэнерго» | 39380 | 27700 | 27863 | |
| Бобруйская ТЭЦ-1 | 27880 | 20270 | 20338 | 100,3 |
| Осиповичская МТЭЦ | 11500 | 7430 | 7525 | 101,3 |
| РУП «Гомельэнерго» | 10000 | 1270 | 0 | |
| Речицкая МТЭЦ | 10000 | 1270 | 0 | |
| ИТОГО | 125940 | 82450 | 83782 | 101,6 |

О ХОДЕ ПОДГОТОВКИ РЕГИОНОВ К ПРЕДСТОЯЩЕМУ ОТОПИТЕЛЬНОВОМУ СЕЗОНУ

БРЕСТСКАЯ ОБЛАСТЬ

В рамках подготовки к работе в ОЗП РУП «Брестэнерго» запланировано выполнить в 2011 году капитальные и средние ремонты одного энергоблока, десяти котлоагрегатов, трех турбоагрегатов. По состоянию на 26 октября 2011 года завершены капитальные ремонты четырех котлоагрегатов, трех турбоагрегатов, средние ремонты одного энергоблока, трех котлоагрегатов.

Согласно постановлению Совета Министров Республики Беларусь от 13 мая 2011 года № 604 в РУП «Брестэнерго» план реконструкции и строительства тепловых сетей в однотрубном исчислении составляет 1,5 км на 1 октября 2011 года и 6 км – на 2011 год. Фактически на 26 октября 2011 года смонтировано 3,9 км тепловых сетей, столько же поставлено под циркуляцию, введено по акту в эксплуатацию 2,8 км.

В городах Брест, Барановичи, Лунинец, Белоозерск, Пружаны, Пинск были проведены гидравлические испытания тепловых сетей после отопительного периода 2010/2011 и перед отопительным периодом 2011/2012 года.

В РУП «Брестэнерго» по состоянию на 26 октября 2011 года запасы топочного мазута составили 36,973 тыс. т при запланированных 35 тыс. т; древесного топлива – 8500 пл. м³ (план – 1200 пл. м³); торфа фрезерного – 495 т (план – 200 т); торфо-древесной смеси – 342 т.

Проведен ряд организационных мероприятий: создана оперативная группа по обеспечению рациональных режимов теплоснабжения потребителей, экономного использования топлива и энергии; разработаны и согласованы с БОУП «Управление ЖКХ» и областным управлением по надзору за рациональным использованием ТЭР, городским и районными исполкомами температурные графики работы теплоисточников в период прохождения отопительного сезона; согласованы с Брестским облисполкомом варианты режимов электро-

теплоснабжения народного хозяйства и населения Брестской области в ОЗП 2011/2012 года и графики перевода тепло- и электростанций, котельных на резервные виды топлива в условиях возможного сокращения поставок в республику энергоносителей, возникновения аварийных ситуаций или резкого похолодания, а также графики ограничений и отключений потребителей электрической и тепловой энергии в случае возникновения аварийных ситуаций.

В филиалах РУП «Брестэнерго» разработаны мероприятия, обеспечивающие перевод административно-бытовых и производственных помещений в выходные и праздничные дни в режим экономного использования тепловой энергии. Мазутные хозяйства, железнодорожные подъездные пути, автомобильные дороги подготовлены к работе в зимних условиях.

На настоящее время на территории Брестской области находится 131 потребитель электрической энергии, имеющий электроприемники 1-й категории и особой группы 1-й категории по надежности электроснабжения. Их бесперебойное электроснабжение обеспечивает 389 устройств АВР и 162 стационарных автономных источника питания. Все устройства находятся в технически исправном состоянии. Также готово к работе 329 автономных источников электрической энергии, имеющих у потребителей области.

По состоянию на 15 октября 2011 года зарегистрировано 3460 шт. паспортов готовности потребителей к работе в ОЗП 2011/2012 года при плане 3460 (100 %), 1713 шт. – теплоисточников при плане 1713 (100 %).

О.А. Литвинюк, специалист по связям со СМИ РУП «Брестэнерго»

ВИТЕБСКАЯ ОБЛАСТЬ

В целях подготовки к осенне-зимнему периоду в РУП «Витебскэнерго» намечен и успешно реа-

лизован ряд организационных и технических мероприятий.

Созданы оперативная группа по координации предзимних подготовительных работ, обеспечению рациональных режимов теплоснабжения потребителей и экономного использования ТЭР, а также комиссии по проверке готовности филиалов РУП «Витебскэнерго» к работе в предстоящий отопительный сезон.

Активно ведется информационно-разъяснительная работа с потребителями энергии по радио, в тематических статьях, информационных письмах-предписаниях о подготовке электро- и теплоустановок к работе в ОЗП и профилактике электро- и теплотравматизма.

Ремонт основного и вспомогательного оборудования электростанций, котельных, тепловых и электрических сетей Витебской энергосистемы ведется в соответствии с графиком.

Запас эксплуатационного мазута на 1 октября 2011 года составил 130,763 тыс. т (при задании 130 тыс. т). На энергоисточниках выполнен ремонт 11 котлоагрегатов и двух турбин. В рамках реконструкции, нового строительства и замены дефектных участков смонтировано 16,5 км тепловых сетей.

Осуществляется ряд мероприятий по повышению надежности работы электрооборудования. Выполнены капитальные ремонты двух генераторов, АТ-3 на ПС «Орша-330». Закончен комплексный ремонт на 17 подстанциях 35–110 кВ, заменено на вакуумные 84 изношенных масляных выключателя 10 кВ. Введено в работу высоковольтное оборудование на ПС 110 кВ «Домжерицы» и «Суражская».

Произведен капитальный ремонт 3536 км воздушных линий электропередачи всех напряжений. Выполняются работы по расчистке и расширению просек, вырубке угрожающих падением деревьев в полосах леса, прилегающих к просекам ВЛ.

За истекший период 2011 года по-

требителями восстановлено 48 кабельных линий из 51 выведенной в ремонт. Трех человекам выданы предписания о восстановлении кабельных линий в установленный срок.

На балансе потребителей Витебской области имеется 189 дизельных электростанций. Все они технически исправны и готовы к работе в ОЗП.

Завершается работа по проверке готовности теплоисточников и населения области к осенне-зимнему периоду. По Витебской области зарегистрировано 4382 паспорта готовности (99,9 %), в том числе:

- потребителей тепловой энергии – 2915 (99,9 %);
- ведомственных теплоисточников – 1467 (99,9 %).

Выполнение намеченных мероприятий дает все основания полагать, что осенне-зимний период 2011/2012 будет пройден успешно.

Г.А. Грибунов, зам. начальника ПТО РУП «Витебскэнерго»

ГОМЕЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ

В РУП «Гомельэнерго» завершается работа по подготовке к предстоящему отопительному сезону. На основе анализа результатов функционирования источников электрической и тепловой энергии, электрических и тепловых сетей в отопительный период прошлого года разработаны организационно-технические мероприятия по подготовке к прохождению осенне-зимнего периода 2011/2012 года.

Для успешной работы в предстоящий осенне-зимний период:

- созданы запасы резервного топлива – мазута; на данный момент они составляют 101 % к доведенному заданию;
- разработаны схемы штатных и аварийных режимов работы энергооборудования и энергосистемы в целом;
- разработаны и согласованы с облсполком варианты режимов энергоснабжения народного хозяйства и населения в осенне-зимний период 2011/2012 года в условиях возможного сокращения поставок в республику энергоносителей;
- установлен контроль за восстановлением поврежденных кабель-

ных линий 6–10 кВ, в первую очередь находящихся в транзите;

- проведена проверка систем пожарной автоматики, аварийного оповещения при пожаре, противопожарного водоснабжения, отопления и электрооборудования объектов жизнеобеспечения, объектов с массовым (круглосуточным) пребыванием людей и сельскохозяйственного производства на соответствие требованиям технических нормативных правовых актов системы противопожарного нормирования и стандартизации;
- приведены в готовность имеющиеся на балансе автономные передвижные генераторы, создан необходимый запас топлива и смазочных материалов;
- выполняются ремонт и реконструкция тепловых сетей. По состоянию на 1 октября 2011 года отремонтировано и реконструировано 12,458 км (в однотрубном исчислении), или 79,4 % от планового задания года. Полностью реализована программа гидравлических испытаний тепловых сетей. К началу отопительного сезона все тепловые сети, находящиеся на балансе РУП «Гомельэнерго», будут готовы к работе.

Созданы аварийные бригады с круглосуточным дежурством на случай возникновения аварий и выхода из строя оборудования при возникновении чрезвычайных ситуаций.

В рамках планового годового задания ведется ремонт основного и вспомогательного оборудования электростанций, котельных, тепловых и электрических сетей. Выполняются работы по расчетке и расширению просек, вырубке угрожающих падением деревьев в полосах леса, прилегающих к просекам воздушных линий электропередачи.

Филиалом «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» завершается оформление актов проверки и регистрация паспортов готовности к работе в осенне-зимний период теплоисточников и потребителей тепловой энергии области. По состоянию на 20 октября 2011 года зарегистрировано 6536 паспортов готовности (100 % от общего количества), в том числе 4605 – потребителей тепловой энергии и 1991 – теплоис-

точников.

Завершена предварительная проверка готовности особо ответственных энергообъектов с большим количеством оборудования и подразделений РУП «Гомельэнерго» к предстоящему осенне-зимнему периоду с составлением актов. Разработан график окончательной проверки готовности. Все филиалы РУП «Гомельэнерго» получают паспорта готовности к осенне-зимнему периоду в соответствии с требованиями Правил подготовки и проведения осенне-зимнего периода энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии в Республике Беларусь.

В.А. Соболев, главный инженер РУП «Гомельэнерго»

ГРОДНЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ

В целях придания работе по подготовке к ОЗП ритмичности и плановости уже в апреле 2011 года энергоинспекцией филиала «Энергонадзор» были составлены, согласованы с субъектами хозяйствования и утверждены в районных исполнительных комитетах графики предъявления готовности потребителей тепловой энергии и ведомственных теплоисточников к работе в ОЗП 2011/2012 года. Всем потребителям и энергоснабжающим организациям Гродненской области направлены информационные письма-предписания, в которых определен комплекс необходимых организационно-технических мероприятий.

Обследование потребителей, имеющих электроприемники 1-й категории и особой группы 1-й категории (таких в области насчитывается 190), показало, что схемы их электроснабжения соответствуют требованиям нормативных документов в отношении надежности (за исключением КПСУП «Гродненская птицефабрика», по которой решается вопрос о выносе ее за пределы г. Гродно). Установлено и исправно работает 594 источника бесперебойного питания, 199 автономных источников электроснабжения, 642 устройства автоматического ввода резерва.

На балансе организаций ЖКХ Гродненской области имеется 148 котельных, осуществляющих теплоснабжение социально значи-

мых объектов (школ, детских садов и т.п.), схемы электроснабжения которых нуждаются в повышении надежности, так как их питание ведется или от одного трансформатора, или по одной воздушной либо кабельной линии. Лучшим выходом в данной ситуации было бы оснащение организаций ЖКХ передвижными автономными источниками электроснабжения (ДЭС) с подготовкой на объектах мест их подключения в аварийных и чрезвычайных ситуациях. К сожалению, План обеспечения жизнедеятельности населения и повышения надежности электроснабжения населенных пунктов и организаций на 2010/2012 годы, утвержденный председателем Гродненского облисполкома еще в 2010 году, организациями ЖКХ в части приобретения ДЭС в полной мере не выполняется.

Ведется постоянный контроль за восстановлением поврежденных потребительских кабельных линий (КЛ) 6–10 кВ. С начала текущего года по разным причинам было повреждено 105 КЛ, за этот же период восстановлено 104 (с учетом переходящих с 2010 года). По состоянию на 6 октября 2011 года девять потребительских кабельных линий 6–10 кВ находится в стадии восстановления, причем среди них нет длительно не восстанавливаемых.

В течение 2011 года энергоинспекцией в полном объеме были обследованы трансформаторные подстанции и воздушные линии электропередачи всех напряжений, находящиеся на балансе РУП «Гродноэнерго». Руководителям электросетевых филиалов выданы предписания на устранение выявленных нарушений. Основной упор при обследовании воздушных линий электропередачи делался на состояние просек.

В ходе проверки готовности теплоустановок потребителей и ведомственных теплоисточников особое внимание уделялось наличию качественной теплоизоляции, систем автоматического регулирования расхода теплоносителя, приборов учета тепловой энергии, поверенных контрольно-измерительных приборов.

В текущем году, по сравнению с предыдущими, работа по подготовке к ОЗП потребителями и энергоснабжающими организациями Гродненской области, а также регистрация

ими паспортов готовности велась более быстрыми темпами. По состоянию на 6 октября 2011 года зарегистрированы паспорта готовности 91,2 % потребителей электро- и теплоэнергии и 90,3 % – теплоисточников (в предыдущем году 85,1 и 81,7 % соответственно).

Идет нормальная, слаженная работа по подготовке к осенне-зимнему периоду. Это дает основание полагать, что и в этом году Гродненская область с достойными показателями вступает в отопительный сезон и так же достойно его проведет.

Н.А. Каменев,
ведущий инженер энергоинспекции
филиала «Энергонадзор»
РУП «Гродноэнерго»

МОГИЛЕВСКАЯ ОБЛАСТЬ

Для подготовки объектов Могилевской области к работе в осенне-зимний период 2011/2012 года и успешного его прохождения филиалом «Энергонадзор» РУП «Могилевэнерго» по результатам анализа предыдущего отопительного периода подготовлены и направлены в гор-, райисполкомы письма по выявленным недостаткам для учета при разработке мероприятий по подготовке к предстоящему отопительному сезону. Составлены и согласованы с местными органами власти списки потребителей тепловой энергии и ведомственных теплоисточников, подлежащих паспортизации, по всем административным районам. Утверждены графики регистрации паспортов готовности.

По состоянию на 15 октября 2011 года по Могилевской области зарегистрировано:

- 2863 паспорта готовности потребителей тепловой энергии (100 %);
- 1348 паспортов готовности ведомственных теплоисточников, (100 %).

Совместно с представителями органов власти, Департамента по энергоэффективности, Госпромнадзора и Министерства жилищно-коммунального хозяйства проведены обследования хода подготовки объектов народного хозяйства г. Могилева, Бобруйска, районов области, ряда управлений и комитетов облисполкома. Материалы обследований

направлены на рассмотрение областной комиссии по координации проведения подготовительных, профилактических и ремонтных работ, создания необходимых запасов топлива к ОЗП.

По состоянию на начало октября проведено 27 совещаний с представителями потребителей, в ходе которых подведены итоги прохождения отопительного сезона 2010/2011 года и рассмотрены особенности подготовки к ОЗП-2011/2012.

В средствах массовой информации проводится освещение хода подготовки предприятий и организаций к осенне-зимнему периоду. Так, по этой тематике в районных и городских газетах опубликовано 28 статей, организовано 21 выступление по радио. Необходимая информация размещалась на сайтах органов исполнительной власти и РУП «Могилевэнерго». Разработана памятка населению, в которой были даны практические советы по бережному отношению к тепловой и электрической энергии и безопасному ее потреблению.

В ходе подготовки к работе в ОЗП энергоинспекцией проведены обследования потребителей области, имеющих электроприемники 1-й категории по надежности электроснабжения. Их в области насчитывается 179. По состоянию на 1 октября 2011 года схемы электроснабжения соответствуют требуемой категоричности. Для надежного электроснабжения у потребителей установлено 568 источников бесперебойного питания, 562 устройства автоматического ввода резервного питания и 124 автономных источника электроснабжения. Все устройства находятся в исправном состоянии, поврежденных элементов в схемах электроснабжения нет.

Филиалом «Энергонадзор» РУП «Могилевэнерго» большое внимание уделяется своевременному и качественному ремонту поврежденных потребительских кабельных линий 6–10 кВ. По состоянию на 1 октября 2011 года в области повреждены три потребительские кабельные линии 10 кВ со сроком повреждения от пяти до восьми дней.

В.В. Красновский,
главный инженер
филиала «Энергонадзор»
РУП «Могилевэнерго»

60 ЛЕТ ПОБЕД И ПРЕОДОЛЕНИЙ МИНСКОЙ ТЭЦ-3



За 60 лет работы коллектив Минской ТЭЦ-3 пережил многое – от радужных надежд, гордости за свою станцию до тревоги за ее будущее. Завершение первого этапа модернизации стало для станции переломным моментом, открыло новые перспективы и позволило теплоэлектроцентрали обрести второе дыхание. О том, какой ценой дались преодоления и победы, прежние и нынешние, рассказывает нашему корреспонденту директор Минской ТЭЦ-3 Леонид Степанович ПРИБЫЛЬСКИЙ, занимающий этот пост уже более 20 лет.

– Леонид Степанович, Вы работаете на Минской ТЭЦ-3 с 1967-го года, были участником и свидетелем практически всех событий в истории станции. Какие этапы ее становления и развития считаете самыми значимыми?

– Эта станция для меня родная, потому что стала не только моим первым, но и бессменным местом работы. Сюда я пришел после окончания училища, здесь были пройдены все ступеньки роста – работал электромонтером, инженером, заместителем начальника цеха, начальником цеха, главным инженером и с 1990 года – директором Минской ТЭЦ-3. На моих глазах станция совершенствовалась, переходила с угля на мазут, модернизировалась и стала тем, чем она сегодня является, – одной из крупнейших ТЭЦ Белорусской энергосистемы, работающей в центре нагрузок и снабжающей энергией и теплом более 20 % потребителей г. Минска. Среди них такие промышленные гиганты, как тракторный, автомо-

бильный, подшипниковый заводы, завод колесных тягачей, предприятия и организации социальной сферы. По нашим расчетам, мы отапливаем около 400 тыс. человек. И за все годы работы станция ни разу не подвела потребителя. Она всегда обеспечивала надежное снабжение электро- и теплоэнергией в том количестве, какое было необходимо. Думаю, что корни этой стабильности надо искать не только в настоящем, но и в прошлом.

Строительство станции было начато в 1949 году. В 1951-м состоялся пуск первого турбоагрегата ПТ-25-90/10 мощностью 25 МВт и котла ТП-230 паропроизводительностью 230 т/ч. Тогда это было наиболее совершенное теплофикационное оборудование и первый опыт пуска энергооборудования высокого давления в Беларуси. Уже с 1954 года ТЭЦ-3 работает в энергосистеме Беларуси.

По мере развития промышленности росла и мощность станции. Строительство второй очереди

ТЭЦ с установкой трех турбин 25 МВт каждая было завершено в 1957 году. Начало 1960-х стало временем интенсивного обновления станции. В эксплуатацию было введено еще четыре турбоагрегата (два ПТ-50-130/13 мощностью по 50 МВт и два Т-100-130 по 100 МВт) и четыре котла паропроизводительностью 420 т/ч каждый. На то время это оборудование являлось самым совершенным. Именно на нашей станции впервые в Советском Союзе осваивалась турбина 100 МВт (станционный № 7) отечественного производства, за введение которой в эксплуатацию наш машинист И.С. Малиновский получил звание Героя Социалистического Труда.

Я еще застал времена, когда станция работала на угле. Это были достаточно тяжелые условия и для эксплуатации, и для оборудования. Представьте себе: зима, вагоны с замерзшим углем, нужны неимоверные усилия, чтобы его разгрузить... Можно было бы целую историю рас-



*Идет модернизация очереди 10 МПа
Минской ТЭЦ-3, 2008 год*

сказать о том, как тогда приходилось работать. Но как бы ни было тяжело, люди нашего поколения отдавались работе полностью.

В начале 1970-х годов серьезной вехой развития ТЭЦ стал очередной этап модернизации, позволивший перевести станцию на сжигание мазута, а затем и газа, что изменило облик станции.

Но жизнь идет, и к началу 1990-х годов оборудование очереди 10 МПа практически отработало три расчетных ресурса. Нормативные сроки эксплуатации были намного превышены. Вся надежность работы ТЭЦ держалась только на высокой квалификации персонала, его умении и равнодушном отношении к работе. Инвесторы, в том

числе из Всемирного банка, приезжавшие к нам в 1990-х обсудить вопросы технического обновления станции, просто удивлялись, что нашему персоналу удается еще эксплуатировать это оборудование при такой автоматике и средствах измерения.

– Сегодня трудно представить, чтобы электроэнергия подавалась с перерывами, потому что такие перерывы очень редки, по пальцам пересчитать можно. Как станции удавалось все эти годы сохранять такую степень надежности энергоснабжения?

– Что такое 60 лет? Даже если смотреть с точки зрения человеческой жизни – это немало и для

человека, и для станции. Оборудование тоже имеет предел прочности и тоже стареет. Конечно, сбой в работе происходит, потому что ТЭЦ – это живой механизм и все предусмотреть невозможно. Но мы энергетики, и на работе все 24 часа, если не физически, то мысленно. Даже дома каждый из нас находится в режиме постоянной готовности, ведь неисправность может возникнуть в любой момент – и ночью, и в выходные.

Вспомню, в 1978 году в энергосистеме произошла большая авария и станция была обесточена. Я тогда работал заместителем начальника электроцеха. В этой ситуации мы не могли ничего изменить, это не от нас зависело, но было необходимо не допустить повреждения турбин. И персонал справился с этой непростой задачей.

Особенно сложным был случай, когда однажды зимой отключилась 5-я магистраль. Системы отопления замерзли. В домах стало холодно. Надо было спасать положение, потому что городские дома без отопления зимой – это немыслимо. И мы сутками искали решение.

Бывало, звонят в 12 ночи – на станции технические неполадки. Идешь на работу, устраняешь дефект, а когда возвращаешься – спать практически некогда, но в 8 утра ты опять на работе. Вот в таком режиме мы работали тогда. И знаете, хватало сил. Мы понимали, что надо сделать все, чтобы станция работала бесперебойно. Может быть, такой режим работы и забрал какую-то часть молодости – ведь хотелось и на танцы, и в кино



Здание блока ПГУ-230 после модернизации

сходить, но если бы все начать сначала, я бы повторил все так, как оно было.

Для того чтобы понять, какая ответственность лежит на энергетиках, это надо почувствовать. Я считаю, что энергетика – главная отрасль народного хозяйства, поэтому вклад людей, работающих в энергетической сфере и обеспечивающих надежность энергоснабжения и энергетическую безопасность страны, заслуживает большего внимания и достойной оценки и в оплате, и в отношении к их нуждам.

– Когда начался тот этап модернизации Минской ТЭЦ-3, который сделал из нее современную теплоэлектроцентраль, работающую по парогазовым технологиям?

– Вопросами модернизации и реконструкции мы стали заниматься еще в 1988 году. В Министерстве энергетики СССР была создана программа, которой предусматривалась реконструкция и нашей станции. Но с развалом Советского Союза нам пришлось начинать все с чистого листа. Ресурсов на модернизацию нашей станции не хватало, потому что сначала планировали строить АЭС, потом вместо нее – Минскую ТЭЦ-5, сооружение которой требовало значительных вложений, так что практически до 2005 года станция работала на изношенном оборудовании. За эти 15 лет многие приезжали, предлагали кредиты на реконструкцию,



Минскую ТЭЦ-3 после модернизации посетил Президент Республики Беларусь А.Г. Лукашенко

но все ставили свои условия, большинство из которых были для нас неприемлемы. Механизм реконструкции заработал, когда была утверждена Государственная программа модернизации основных фондов Белорусской энергосистемы. И в 2005 году мы приступили к реконструкции.

Безусловно, возникло много нюансов. Пришлось выполнить достаточно большой объем демонтажных работ, на которые ушло почти полтора года. Было демонтировано более 10 тыс. т металла, а монтаж самого оборудования начался

в августе 2007 года. Этот уникальный парогазовый блок мощностью 230 МВт (ПГУ-230), которому нет аналога в Белорусской энергосистеме, нам удалось смонтировать всего за полтора года, хотя обычно срок монтажа такого оборудования занимает до трех лет. На тот момент это был один из крупнейших инвестиционных проектов Беларуси.

– Парогазовый блок на Минской ТЭЦ-3 был введен в эксплуатацию в феврале 2009 года. Это событие активно обсуждалось в прессе и специалистами. В чем его неординарность?

– Ввод парогазового блока в эксплуатацию стал событием в энергетике страны по ряду причин. Во-первых, это крупнейшая в республике парогазовая установка. Но он уникален не только этим. Поставщики основного оборудования ПГУ были разными. Газовая турбина была закуплена у швейцарской фирмы ALSTOM, котел-утилизатор – у словацкой фирмы SES ENERGY, паровая турбина – у Уральского турбинного завода; систему автоматизированного управления блоком разработал и смонтировал РУП «БЕЛТЭИ». Весь этот набор систем, машин и механизмов надо было превратить в единый надежный и экономичный агрегат и заставить работать по одной



Щит управления ПГУ-230

технологической схеме. Несмотря на высокую репутацию производителей и безусловное качество их продукции, собрать в единый энергоблок оборудование, произведенное в разных странах с различными техническими стандартами и подходами, – сложная задача.

Безусловно, в процессе монтажа, а затем и эксплуатации пришлось вносить коррективы. Естественно, возникли технические нюансы. Тем не менее мы с этим справились успешно. КПД нашего блока в конденсационном режиме составил 50,5 %, в то время как КПД лучших белорусских конденсационных станций – Минской ТЭЦ-5, Лукомльской ГРЭС – достигает всего 37–38 %.

Ключевую роль в реконструкции станции сыграли О.Е. Воронов, работавший тогда главным инженером ТЭЦ, А.В. Жуковский – бывший заместитель директора по капитальному строительству, начальники цехов ПГУ Г.Г. Литвин, электрического – Е.Н. Павловец и целый ряд других специалистов.

Люди работали, не считаясь со временем, вложили в реконструкцию много и сил, и энергии, и души. Я не хотел бы никого выделять особо, потому что каждый – кто-то больше, кто-то меньше – внес в это дело свои знания и опыт. Если называть фамилии тех, кого надо отметить, то надо называть всех. А у нас их 920 человек. И все они заслужили, чтобы им сказали спасибо.

Пришлось много внимания уделить подготовке персонала, потому что эксплуатация современного парогазового блока основана на новой схеме управления и требовала более высокого уровня знаний и опыта. Наши специалисты и учились работать с этим оборудованием, и одновременно контролирова-

ли все стадии его приемки, монтажа и ввода в эксплуатацию.

– Чей вклад в сооружение и ввод в эксплуатацию ПГУ-230 Вам хотелось бы отметить особенно?

– Все проектные работы выполнял генеральный проектировщик РУП «БелНИПИ-энергопром». Отлично поработали строители ОАО «Белэнергострой», которое было генеральным подрядчиком проекта. Колоссальный объем монтажных работ выполнили сотрудники ОАО «Центроэнергомонтаж». Представители фирмы ALSTOM, поставившей нам газовую турбину, высоко оценили уровень их квалификации, и решили приглашать их для монтажа своего оборудования в других странах.

Систему автоматического управления парогазового блока разрабатывало РУП «БЕЛТЭИ». Они создали самую современную систему автоматизированного управления, которая держит все параметры под контролем и сама выбирает самый экономичный режим.

Заслуживает благодарности работа ОАО «Электроцентромонтаж», которое обеспечивало работу электрической части ПГУ, наладочных организаций (в первую очередь ОАО «Белэнергоремналадка», являющееся генеральным подрядчиком наладочных работ) и целый ряд других предприятий. Каждый на своем месте ответственно подошел к своим обязанностям и отлично их выполнил.



Паровая турбина блока ПГУ-230

Надо сказать, что для приобретения вспомогательного оборудования к ПГУ-230 мы максимально использовали возможности белорусских производителей. Благодаря этому в республике осталось более 170 млрд рублей. Это очень важно. Кроме того, мы сэкономили по отношению к тем финансам, которые были предусмотрены архитектурным проектом.

ПГУ-230, установленный на ТЭЦ-3, стал первым агрегатом такой мощности в нашей энергосистеме. Он был введен в эксплуатацию в феврале 2009 года, а в мае станцию посетил Президент Республики Беларусь А.Г. Лукашенко, который дал высокую оценку работе коллектива энергетиков, работавшего над сооружением этого энергоблока.

И надо сказать, что первые два года эксплуатации показали, что ПГУ – самый эффективный, экономичный и прогрессивный с технической точки зрения парогазовый блок в Белорусской энергосистеме. ПГУ дает 136 тыс. т у.т. экономии в год, что равнозначно примерно 119 млн м³ газа. Его окупаемость находится в пределах 8–9 лет, а срок службы – 30 лет. Представляете, сколько этот блок даст для энергетики и для людей за эти годы.

– Этот этап модернизации Минской ТЭЦ-3 завершился два года назад. Планируете ли Вы дальнейшее обновление станции?

– Конечно, у станции есть перспективы дальнейшего технического перевооружения, и эти перспективы значительны. У нас на очереди модернизация следующих четырех турбин, которые отработали более 250–

Из книги почетных гостей Минской ТЭЦ-3:

«Посетив сегодня родную нам электростанцию, отмечаем разительные перемены, происходящие на этом энергетическом объекте, где недавно введен новый парогазовый блок мощностью 230 МВт. Приятно отметить, что старая очередь электростанции претерпела полное обновление с использованием современных технологий.»

«Все увиденное поражает размахом, огромным трудом и ответственностью.»

«Желаем коллективу успехов сегодня, завтра и всегда!»

М.П. Слижевский, Э.К. Вардомский, В.Г. Кордуба

260 тыс. ч, то есть практически выработали свой парковый ресурс. Уже разработан проект обоснования инвестиций этого этапа модернизации. Готовим техническое задание. Планируется на месте существующего оборудования установить турбину типа ПТ-80-13/13, ТП-115-130, три котла мощностью 500 т/ч, второй блок ПГУ-230 и обновить все технологические схемы. Работа предстоит исключительно сложная, так как реконструкцию придется проводить в условиях действующей ТЭЦ, не уменьшая ее нагрузок.

Я очень надеюсь, что второй этап реконструкции у нас начнется уже со следующего года и в течение ближайших 3–4 лет даст станции новую жизнь. Его завершение выведет предприятие на новый технологический уровень. Это очень важно в условиях сложившегося в регионе энергодефицита.

Думаю, что уже сегодня можно гордиться тем, какой стала наша станция, особенно если сравнить ее с прежней. Конечно, эти перемены потребовали много затрат, внимания, сил, но результат все окупает.

У нас возникла идея пригласить на станцию всех прежних ее директоров – Мечислава Петровича Слижевского, Эдуарда Константиновича Вардомского, Владимира Геранимовича Кордубу. Они посмотрели, как работает станция, были приятно удивлены результатами 1-го этапа модернизации и остались довольны. Директора ведь не бывают бывшими. Каждый из них внес вклад в развитие станции.

5 ноября 2001 года за достижение высоких технико-экономических показателей, надежное и бесперебойное обеспечение потребителей г. Минска тепловой и электрической энергией и в связи с 50-летием со дня пуска станции в эксплуатацию Минская теплоэлектроцентраль № 3 награждена Почетной грамотой Совета Министров Республики Беларусь.

За многолетнюю плодотворную работу, большой вклад в обеспечение надежной и бесперебойной эксплуатации энергетического оборудования станции Почетной грамотой Совета Министров Республики Беларусь также отмечены работники Минской ТЭЦ-3 Л.К. Жуковский, Л.С. Прибыльский, В.И. Станкевич.

И, конечно, они тоже испытывали чувство гордости за ТЭЦ.

– Есть ощущение, что члены коллектива Минской ТЭЦ-3 гордятся принадлежностью к ней. Вы пытаетесь влиять на формирование коллективного сознания станции?

– Я очень люблю свой коллектив. Ведь я здесь работаю более 40 лет. Когда в 1990-е годы здесь создавалось много разных коммерческих структур и меня приглашали на работу, я не смог уйти и бросить коллектив. Это значило бы подвести тех, с кем довелось работать эти долгие годы. На сегодняшний день считаю, что поступил правильно. Мне многое удалось сделать, и я могу уйти на пенсию с гордо поднятой головой.

Я всегда говорю: директор ничего не стоит без коллектива. Люди – это ядро станции, поэтому самое главное в работе руководителя – создать монолитный коллектив.

Для меня очень важно, чтобы между нами существовала нить взаимопонимания. Когда руководитель понимает людей, тогда люди понимают руководителя. Безусловно, у каждого начальника свой стиль и своя методика работы, но в любом случае он должен иметь прямую связь с сотрудниками.

Конечно, в каждом коллективе есть свои недостатки, но факты говорят о том, что монолитности удалось достигнуть. Для меня самая большая радость, когда персонал говорит: «Леонид Степанович, боимся Вас подвести». Кажется, простые слова, но за ними кроется многое – уважение, понимание ответственности, желание оправдать надежность работы энергосистемы.

Стараюсь делать все, чтобы сохранить преемственность поколений. У нас так сложилось, что ни один ветеран не уйдет на пенсию, пока не подготовит себе замену. Очень поддерживается семейная преемственность в коллективе. Если на станции работают отец и мать, с удовольствием принимаю на работу их детей, потому что знаю: дети постараются не подвести родителей.

Вот из таких отношений по крупицам и складывается единый профессиональный коллектив, который ответственно и неравнодушно относится к делу. С такими людьми мы можем с уверенностью смотреть в будущее и готовы решать новые серьезные задачи.

Мне хочется поздравить всех работников Минской ТЭЦ-3 с замечательной датой – 60-летием станции. Ведь благодаря ответственности, высокой квалификации каждого члена нашего коллектива было обновлено оборудование станции. И в том, что ТЭЦ-3 остается надежным источником тепловой и электроэнергии, есть значительная доля каждого нашего сотрудника.

Беседовала Ольга ГОНЧАР



Директора Минской ТЭЦ-3. Слева направо: М.П. Слижевский, Л.С. Прибыльский, В.Г. Кордуба, Э.К. Вардомский

РЕЧИЦКАЯ МИНИ-ТЭЦ. НОВОЕ СЛОВО В БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

30 сентября 2011 года в г. Речице введена в эксплуатацию мини-ТЭЦ на местных видах топлива, созданная с применением передовой технологии производства тепловой и электрической энергии из местных видов топлива, а именно с использованием ORC-модулей и термомасляных котлов, что является новым словом в электроэнергетике не только области, но и республики. Реализация этого проекта была предусмотрена Государственной комплексной программой модернизации основных производственных фондов Белорусской энергосистемы.

Официальное открытие объекта состоялось 29 октября 2011 года.

Строительство Речицкой мини-ТЭЦ началось летом 2010 года. По результатам открытых торгов был заключен договор между РУП «Гомельэнерго» и фирмой POLYTECHNIK Luft- und Feuerungstechnik GmbH (Австрийская Республика), которая и выступила в качестве генеральной подрядной организации на объекте. В соответствии с договором австрийская компания осуществляла комплексное строительство объекта, включая проектирование, поставку оборудования, возведение, монтаж оборудования, пусконаладочные и режимно-наладочные работы, испытания, сдачу объекта в эксплуатацию, техническое обслуживание в

гарантийный период и обучение персонала.

Проект финансировался за счет иностранного кредита, а таможенная очистка поступившего оборудования и оплата НДС – за счет собственных средств РУП «Гомельэнерго».

Проектирование объекта осуществлялось СООО «БелРос-ЭнергоПроект», которое совместно с фирмой POLYTECHNIK Luft- und Feuerungstechnik GmbH разработало все разделы проектно-сметной документации.

На условиях договоров субподряда все строительно-монтажные, электромонтажные и другие специальные работы на объекте выполнялись бе-



В.А. СОБОЛЬ,
главный инженер
РУП «Гомельэнерго»

лорусскими организациями ОАО «Гомельпромстрой», СОАО «Энерготехпром», ОАО «Электроцентрмонтаж», ОАО «Западэлектросетьстрой», ОАО «Спецпромавтоматика» и др. Пусконаладочные работы по объекту осуществляло СОАО «Энерготехпром».

Благодаря совместным усилиям указанных организаций удалось успешно решить все возникавшие проблемы и провести комплексное опробование энергоблоков мини-ТЭЦ и другого оборудования.

Основное оборудование мини-ТЭЦ состоит из двух топочных установок с гидравлической, механической колосниковой решеткой и двух термомасляных котлов (нагревателей) теплопроизводительностью 11 МВт каждый в котельном отделении, а также двух ORC-модулей электрической мощностью 2,114 МВт и тепловой – 9,815 МВт каждый – в машинном отделении.

Основным топливом для топочных установок является торф брикетированный. Для растопки используется древесная щепа. Планируется, что в максимально зимнем режиме мини-



На официальном открытии Речицкой мини-ТЭЦ

ТЭЦ будет работать параллельно с существующей котельной.

Тепловая схема ТЭЦ двухконтурная, при этом в качестве теплоносителя и рабочего тела в данной энергоустановке применено два вещества, непривычные для традиционных паровых энергоустановок и имеющие отличные от воды теплофизические свойства – термомасло (первый контур, нагревательный) и силиконовое масло (второй контур, генерирующий).

Термомасло в технологической схеме Речицкой мини-ТЭЦ является теплоносителем, предназначенным для восприятия энергии топлива, выделяющейся при его сжигании в топочном устройстве котла. Разогретое в термомасляных котлах до температуры 330 °С, оно с помощью циркуляционных насосов направляется на следующую ступень преобразования энергии – в так называемые ОРС-модули (ОРС – органический цикл Ренкина).

В каждом из ОРС-модулей установлено по одной паровой турбине, нагруженной асинхронным генератором и работающей на парах силиконового масла, которое является рабочим телом модуля. Силиконовое масло в ОРС-модуле нагревается в теплообменнике термомаслом, испаряется в испарителе и приводит в действие турбоагрегат электрической мощ-



Бункеры загрузки топлива Речицкой мини-ТЭЦ

ностью 2,114 МВт (для каждого модуля), далее оно конденсируется и вновь направляется на нагрев и испарение. На случай сохранения отпуски тепла в теплосеть при останове турбины в качестве байпаса для каждой турбины ОРС-модулей предусмотрено по два термомасло-водяных трубчатых теплообменника.

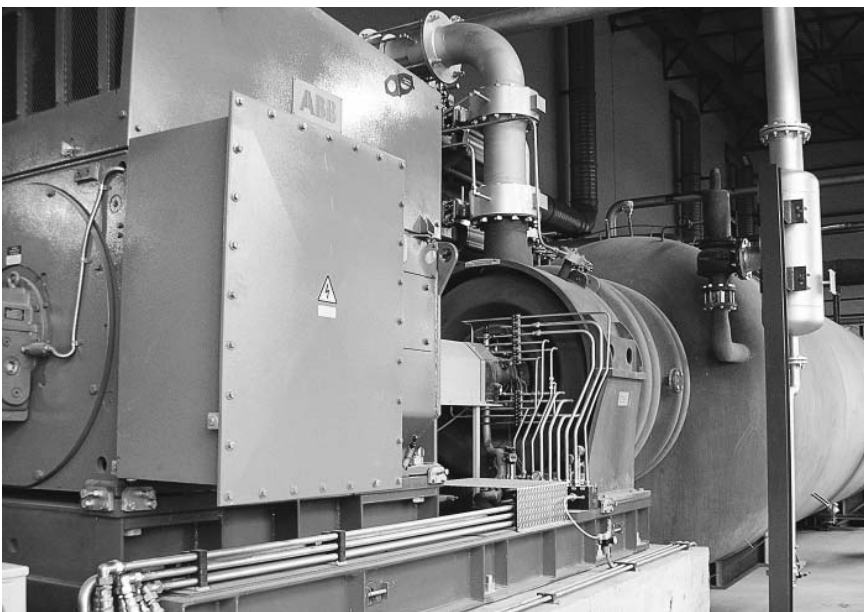
Основными преимуществами эксплуатации ОРС-системы по сравнению с паровой турбиной являются:

- способность системы использовать энергию с относительно низкой температурой;

- долговечность силиконового масла, которое не вызывает коррозии и парникового эффекта;
- высокая эффективность турбины, особенно при частичной нагрузке;
- более высокий КПД по отношению к паровым турбоустановкам аналогичной мощности;
- высокая рабочая надежность при низких рабочих расходах и др.

Котельные установки Речицкой мини-ТЭЦ оборудованы современными системами подогрева воздуха, газоочистки и подавления выбросов NO_x. Технологическая схема мини-ТЭЦ управляется современной системой АСУ ТП. Электродвигатели ответственных механизмов оборудованы частотными преобразователями. Для повышения надежности на случай прекращения электроснабжения мини-ТЭЦ в комплект поставки входит автономный дизель-генератор с автоматическим запуском. Для очистки поверхностей нагрева от зольных отложений котельные установки оборудованы автоматическими системами очистки сжатым воздухом.

Ввод нового объекта позволит экономить (при существующих тепловых нагрузках) около 1,6 тыс. т у.т. в год. При этом замещение природного газа местными видами топлива составит порядка 14 тыс. т у.т. в год.



Общий вид ОРС-модуля Речицкой мини-ТЭЦ

АККУМУЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ

В последнее время участились случаи сбоев в работе оборудования тепловых электростанций, которые были построены в 1960-е годы и функционируют по паровому циклу. В зоне их действия существенно, по сравнению с расчетным, уменьшилось потребление промышленными предприятиями тепловой энергии в виде пара. Увеличение тепловой нагрузки на ТЭЦ за счет включения в их зону тепловых районов, которые ранее обслуживались районными котельными, или строительства в их зоне новых жилых районов и объектов приводит к неравномерности загрузки оборудования ТЭЦ. Решением этой проблемы может стать аккумулирование тепловой энергии в водяных тепловых сетях.

Доля потребления тепловой энергии системами отопления, приточной вентиляции (ПВ) и горячего водоснабжения (ГВС) значительно превосходит долю потребления промпредприятиями по технологической нагрузке (пар для технологических установок), при этом потребление тепловой энергии технологическими установками характеризуется постоянством, а системами отопления, ПВ и ГВС – неравномерностью. В таких условиях выполнение требования Департамента по энергоэффективности Госстандарта вырабатывать электрическую энергию по текущей потребляемой тепловой нагрузке приводит к неравномерности загрузки оборудования ТЭЦ даже в течение суток. Это в свою очередь способствует росту количества отказов в работе оборудования и, соответственно, увеличению издержек при работе ТЭЦ. Значит, необходимо, чтобы оборудование ТЭЦ хотя бы в течение суток функционировало в постоянном режиме, а теплопотребляющие системы отопления, ПВ и ГВС потребляли тепловую энергию по мере надобности. Такое возможно при аккумулировании тепловой энергии.

Вышедшие в 2010 году ТКП 45-4.02-182-2009 «Тепловые сети. Строительные нормы проектирования» и ТКП 45-4.02-183-2009 «Тепловые пункты. Правила проектирования» позволяют использовать аккумулирующую способность тепловых сетей (ТС). Но, к сожалению, информацию о том, как это делать, какими критериями руководствоваться при расчетах, какие требования в этом случае должны предъявляться к ТС и оборудованию тепловых пунктов, указанные нормативные документы не дают. Попробуем разобраться в этом.

Аккумулирование тепловой энергии в существующих сетях без аккумулирующих емкостей возможно путем увеличения температуры в подающем (T_{11}) и обратном трубопроводах (T_{21}) по отношению к требуемой температуре (по температурному графику). При этом нагреть можно только определенный объем теплоносителя, содержащегося в T_{11} и T_{21} . Следует подчеркнуть, что повышение температуры в T_{11} возможно не во всем интервале наружного воздуха ввиду того, что некоторые участки ТС не готовы принять высокие параметры теплоносителя из-за изношенности, да и повышать температуру сверх расчетной нельзя, так как могут не выдержать



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

неподвижные опоры, а также может произойти разрыв трубопроводов на участках самокомпенсации или не хватить компенсирующей способности сальниковых, линзовых и сильфонных компенсаторов. Температуру же в T_{21} без увеличения температуры в T_{11} можно повысить только до определенного предела, который зависит от соотношения расхода и температуры теплоносителя, идущего от работающих теплоиспользующих установок, и теплоносителя, поступающего на аккумуляцию тепловой энергии. Из этого следует, что объем аккумулирования тепловой энергии в ТС ограничен как по количеству используемого теплоносителя, так и по его температуре. Для определения необходимого объема аккумулирования тепловой энергии надо проанализировать режимы работы теплопотребляющих систем.

Режимы работы теплоиспользующих систем

Все подключенные к тепловым источникам тепловые нагрузки могут быть постоянными и переменными. К постоянной можно отнести тепловую нагрузку на обеспечение непрерывного технологического процесса в течение суток. Все остальные нагрузки, в том числе и на системы отопления (СО) и ГВС, относятся к переменным.

Так, на **отопительную нагрузку** влияет температура наружного воздуха, и в зависимости от типа здания (жилое, промышленное, административное и т.д.) она может меняться в течение суток (с учетом возможного

режима протапливания). Нагрузка на ГВС меняется в течение суток и по дням недели. Причем колебания этих нагрузок могут быть весьма существенные.

В то же время часовую нагрузку на СО, вероятно, можно в течение суток держать стабильной (с небольшими отклонениями), ведь суточные колебания температуры наружного воздуха сейчас достаточно предсказуемы, а сами СО являются инерционными. И при незначительном количестве объектов, на которых уменьшают текущую нагрузку на СО в ночное время (она тоже предсказуема), можно ориентироваться на прогнозируемую среднюю температуру наружного воздуха в течение суток и в соответствии с ней подавать тепловую энергию для СО с тепловых источников.

При таком стабильном режиме отпуска энергии в случае превышения температуры теплоносителя над требуемой (по отношению к температуре наружного воздуха) системы автоматики, установленные на центральном и индивидуальном тепловых пунктах (ЦТП и ИТП), должны будут уменьшить циркуляцию теплоносителя из ТС в СО при зависимом подключении или через теплообменники при независимом подключении. Лишняя же энергия с теплоносителем должна будет уходить в T_{21} ТС (на устройствах, сбрасывающих теплоноситель из T_{11} в T_{21} , и местах их установки мы остановимся ниже).

В случае, когда температура в T_{11} ниже требуемой, надо, наоборот, увеличить количество теплоносителя из ТС. Энергия же, необходимая для нагрева дополнительного теплоносителя для СО при текущей температуре наружного воздуха, меньшей средней за сутки, к тому времени должна быть накоплена в трубопроводах ТС. Но здесь важно, чтобы температура теплоносителя, идущая из ТС, в любом случае была выше требуемой для работы СО.

Калориферы **приточной вентиляции (ПВ)** функционируют в двух режимах – в режиме работы приточных вентустановок и в режиме предотвращения замораживания трубок калорифера. Текущая нагрузка на ПВ, так же как и для СО, зависит от температуры наружного воздуха и может еще более существенно меняться в течение суток; кроме того, нагрузки указанных двух режимов значительно различаются между собой. Прогнозировать, в каком режиме будут работать системы ПВ на объектах административного и социально-культурного назначения, крайне сложно. Вследствие этого определить необходимый объем аккумуляции тепловой энергии в часы потребления минимальной нагрузки без предварительного уведомления о часах работы систем ПВ очень трудно. Но если подключенная тепловая нагрузка на системы ПВ очень мала (по сравнению с нагрузкой на СО и ГВС в масштабе ТЭЦ или районной котельной) или системы ПВ включаются на короткое время, то объем резервирования можно заложить исходя из среднего потребления с учетом

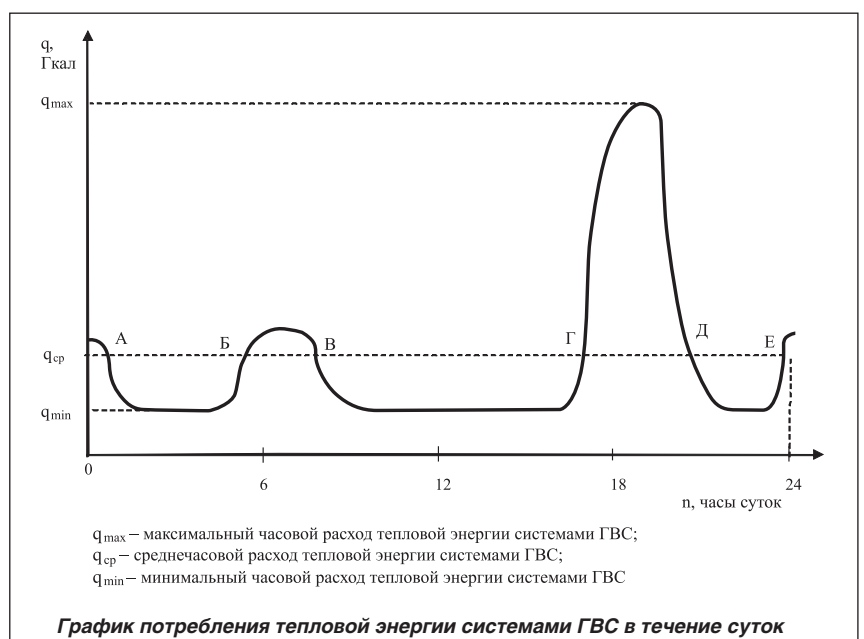
температуры наружного воздуха (или по согласованию с потребителем), а пики потребления тепловой энергии на системы ПВ сверх объема аккумуляции можно обеспечить за счет СО. В остальном механизм аккумуляции такой же, как и для СО.

Тепловая нагрузка на **системы ГВС**, в отличие от аккумуляции тепловой энергии для СО и систем ПВ, не зависит от температуры наружного воздуха и колеблется в течение суток, по дням недели и временам года. При подаче тепловой энергии на нужды ГВС можно ориентироваться на среднечасовую нагрузку в течение суток, а пики потребления энергии можно компенсировать накопленной к тому времени тепловой энергией в трубопроводах тепловых сетей.

Однако если проанализировать теплотребление системами ГВС, то выясняется следующее:

- среднечасовая нагрузка на системы ГВС различна в отопительный и неоперительный периоды, в выходные и рабочие дни. Это объясняется большим оттоком населения из мест постоянного проживания (на дачи, к местам отдыха) и различными теплотерями в трубопроводах систем ГВС в разные поры года;
- среднечасовая нагрузка, потребляемая существующими системами ГВС жилищно-коммунального сектора, в последнее время претерпевает изменения в сторону уменьшения, что связано, в частности, с установкой индивидуальных счетчиков горячей воды, применением стиральных машин нового поколения, заменой некоторыми жильцами ванн на душевые кабинки, широким использованием моющих средств и уменьшением плотности населения на 1 м² площади квартир. Эти особенности носят индивидуальный характер для каждого жилого дома и теплового района в целом.

В связи с этим при определении среднечасовой нагрузки на системы ГВС для аккумуляции тепловой энергии за основу необходимо брать не договорные или проектные цифры, а показания групповых тепловых счетчиков, установленных в ЦТП или ИТП, по дням не-



дели и порам года. Причем эти цифры необходимо периодически уточнять.

Анализ работы теплотребляющих систем показывает, что:

- рассчитывая величины теплотребления при аккумулировании тепловой энергии в водяных ТС, необходимо ориентироваться на среднюю температуру наружного воздуха в течение суток или другого промежутка времени для СО и ПВ и среднечасовой расход тепловой энергии для нужд ГВС;
- процесс аккумулирования должен начинаться тогда, когда потребление тепловой энергии становится меньше средних величин.

Возникают вопросы: какой должен быть в этом случае расчетный расход теплоносителя в режиме аккумулирования и где на ТС должны быть установлены устройства, сбрасывающие теплоноситель из T_{11} в T_{21} ? Ответ на них должен дать анализ режимов работы тепловых сетей.

Работа тепловых сетей при аккумулировании тепловой энергии в летнем режиме

При летнем режиме работы водяных тепловых сетей единственным потребителем теплотенергии являются системы ГВС. Для понимания процессов, происходящих в ТС, обратимся к графику ее потребления абстрактной системой ГВС в течение суток рабочего дня, который представлен на рисунке (режим работы реальных систем имеет примерно тот же вид).

График показывает, что аккумулирование тепловой энергии должно происходить, когда потребление тепловой энергии находится ниже среднечасового ее расхода системами ГВС (q_{cp}), а потребление аккумулированного тепла в ТС, соответственно, когда его значение выше q_{cp} (в течение суток такая ситуация складывается трижды – отрезки Е–А, Б–В и Г–Д). Всплеск потребления Е–А обусловлен возвращением домой людей, работающих во вторую смену, и в зависимости от их количества может и не превышать q_{cp} . Всплески потребления Б–В и Г–Д связаны с уходом на работу или учебу и возвращением основной массы населения. Потребление тепловой энергии в эти промежутки времени всегда будет выше q_{cp} .

Следует также заметить, что временные отрезки накопления тепловой энергии А–Б, В–Г и Д–Е значительно отличаются друг от друга и не соответствуют следующим за ними всплескам потребления. Так, для удовлетворения всплеска Г–Д необходимо частично задействовать накопленную в ТС тепловую энергию со всех отрезков накопления. Из представленного графика видно, что объем тепловой энергии Q_c , который необходимо подавать от тепловых источников в сеть за сутки, равен

$$Q_c = Q_{min} + Q_{nor} + Q_{tc}$$

В данном выражении Q_{min} обозначает количество тепловой энергии, потребляемой системами ГВС для обеспечения работы полотенцесушителей и поддержания требуемой температуры горячей воды у водоразборных приборов за сутки, Гкал, и равно

$$Q_{min} = q_{min} \times 24,$$

где q_{min} – часовой расход тепловой энергии, потребляемой системами ГВС для обеспечения работы полотенцесушителей и поддержания требуемой температуры горячей воды у водоразборных приборов, определяемый по приборам учета тепловой энергии, установленным на ЦТП и ИТП, Гкал/ч (данное значение для разных периодов необходимо определять исходя из показаний приборов учета тепловой энергии ввиду того, что это значение в разные поры года будет колебаться, а указанное в проекте значение будет соответствовать режиму работы в отопительный период при минимальных значениях температуры наружного воздуха);

Q_{nor} – количество тепловой энергии, необходимое для нагрева горячей воды, непосредственно потребляемой водоразборными кранами, с температурой 50 °С, Гкал; оно равно

$$Q_{nor} = \Sigma(g_{nor}^{yo} \times U) \times 10^6 \times (50 - t_x),$$

где g_{nor}^{yo} – норма потребления горячей воды в сутки на одного потребителя, кг/ч; U – количество потребителей, шт.; t_x – температура холодной воды перед водоподогревателями ГВС, °С.

Нормы потребления можно взять из справочников, однако эти цифры не будут соответствовать реалиям того или иного потребителя или теплового района в целом. Количество потребителей, особенно жителей, непосредственно проживающих в квартирах, также очень трудно определить, поэтому необходимо на основании показаний приборов учета тепловой энергии, установленных на ЦТП и ИТП, определять в целом Q_{nor} .

Q_{tc} – это теплотери в трубопроводах ТС от тепловых источников до установок ГВС в течение суток, Гкал:

$$Q_{tc} = q_{tc} \times 24,$$

где q_{tc} – часовые теплотери в трубопроводах ТС от тепловых источников до установок ГВС, Гкал/ч.

Величину часовых теплотерей в течение межотопительного периода можно принять постоянной и определить путем расчета или практических измерений на основании разности показаний теплосчетчиков, установленных на источнике и на ЦТП и ИТП.

Объем подаваемой тепловой энергии Q_c можно также определить исходя из расходования тепловой энергии в целом за сутки, привязав его к среднечасовому расходу тепловой энергии, включая теплотери в ТС:

$$Q_c = q_c \times 24 = q_{min} \times 24 + \Sigma(g_{nor}^{yo} \times U) \times 10^6 \times (50 - t_x) + q_{mc} \times 24;$$

$$q_c = q_{min} + \frac{\Sigma(g_{nor}^{yo} \times U) \times 10^6 \times (50 - t_x)}{24} + q_{mc} = q_{min} + q_c^{nom} + q_{mc},$$

где q_c – среднечасовой расход тепловой энергии, потребляемой системами ГВС, включая часовые теплотери, Гкал/ч; q_c^{nom} – среднечасовой расход тепловой энергии, необходимой для нагрева непосредственно потребляемой водоразборными кранами горячей воды с температурой 50 °С, Гкал/ч, который равен

$$q_c^{nom} = \frac{\Sigma(g_{nom}^{yo} \times U) \times 10^6 \times (50 - t_x)}{24}$$

Выяснив значение q_c , можно определиться с объемами необходимого резервирования тепловой энергии.

Вообще само потребление тепловой энергии представляет собой некую кривую $f(q)$, и взятие определенного интеграла функции этой кривой за сутки позволяет определить Q_c , но для этого надо иметь математическое описание этой функции.

Кривую можно также построить, используя показания, снятые с теплосчетчиков, обеспечивающих требуемую дискретность и интегрирующих значения потребления тепловой энергии. А зная q_c , можно по теплосчетчикам определить и объем резервирования тепловой энергии, и временные промежутки, в которые должен происходить процесс накопления тепловой энергии в ТС и отдача ее потребителям.

Расчет объема трубопровода для резервирования и места установок узлов по сбросу теплоносителя

На следующем этапе необходимо выяснить достаточность объема трубопроводов ТС для резервирования и определить места установок узлов по сбросу теплоносителя из T_{11} в T_{21} . К сожалению, специальных методик для этого в нормативной и методической литературе нет. Однако можно выполнить поверочные расчеты на основании уже существующих методик. В связи с этим обратимся к температурному режиму ТС. При параметрах в летний период $t = 70-42$ °С определяем расход теплоносителя на отрезках накопления А–Б, В–Г и Д–Е по формуле

$$g_{cp} = \frac{q_{cp}}{70 - 42} \times 0,001, \text{ м/ч.}$$

А зная время, за которое должно производиться накопление тепловой энергии, диаметр трубопроводов ТС, расход теплоносителя и предполагаемые места сброса его из T_{11} в T_{21} , выполняем поверочный расчет, целью которого является определение температур теплоносителя в T_{11} и T_{21} у сетевого подогревателя. Если объема ТС недостаточно, то можем получить перегрев теплоносителя в подающем трубопроводе. Колебания температуры теплоносителя в T_{11} допустимы при условии, что они не будут превышать приемлемого значения. Но нельзя допустить, чтобы эти колебания имели резкий характер, а их значение превышало 10–15 °С. В противном случае мы можем получить нерасчетные нагрузки на неподвижные опоры, приводящие к их досрочному разрушению. Кроме того, большие значения колебаний температуры теплоносителя в T_{11} и их частота приведут к досрочному выходу из строя сетевых подогревателей, разрушению трубопроводов на углах поворота и П-образных компенсаторов, а все в совокупности – к увеличению отказов в ТС.

При определении мест сброса теплоносителя также важно, чтобы при постоянной выработке тепловой энергии, равной q_{cp} , температура в T_{11} не падала ниже уровня, при котором в системах ГВС не получили заниженную температуру, что особенно возможно во время

всплесков потребления Е–А, Б–В и Г–Д, когда происходит увеличение циркуляции в ТС.

Как выход из сложившейся ситуации можно рассмотреть возможность устройства аккумулирующих емкостей у части ЦТП или оборудования дополнительных мест сброса, а возможно, и того и другого. Это потребует расчета температур в T_{11} и T_{21} у сетевого подогревателя в течение суток, то есть необходимо будет иметь графики расчетных значений температур в T_{11} и T_{21} у сетевого подогревателя в течение суток как рабочих дней, так и выходных.

Управление гидравлическими режимами

При аккумуляции тепловой энергии в ТС возникает необходимость управлять гидравлическими режимами ТС не только с помощью частотных регуляторов, установленных на сетевых насосах, но и устройств сброса теплоносителя из T_{11} в T_{21} . Расход в ТС будет колебаться от g_{cp} до g_{max} , где g_{max} будет соответствовать q_{max} . При g_{cp} будет идти процесс накопления энергии, а в диапазоне расходов $g_{cp} - g_{max}$ – отдача накопленной энергии из ТС за счет увеличения скорости теплоносителя в трубах. Исходя из того, что в сеть будет постоянно подаваться q_{cp} и при текущем колеблющемся потреблении системами ГВС энергии q_{min} , меньшим q_{cp} , количество теплоносителя, идущего на аккумуляцию, не будет иметь постоянно значения.

Вследствие этого прибор, контролирующий распределение потоков теплоносителя, идущих на текущее потребление и аккумуляцию, должен иметь интегральный характер. Такими приборами могут быть регулятор перепада давлений (РПД) или трехходовой клапан. При их сравнении между собой РПД выглядит предпочтительней ввиду отсутствия у узла потокораспределения с РПД гидравлического сопротивления ТС, в то время как у узла с трехходовым клапаном оно есть, и не маленькое. Можно, конечно, поставить и регулятор давления, но в этом случае процесс потокораспределения будет зависеть от работы автоматики узла подпитки на источнике и других факторов, влияющих на изменение давления в T_{21} .

Эти приборы в ходе эксплуатации наверняка необходимо будет перестраивать ввиду того, что потребление горячей воды в рабочие и выходные дни различно как по характеру кривой, так и по значениям теплотребления. Вследствие этого и значения перепада давления в точках сброса теплоносителя из T_{11} в T_{21} могут меняться в течение недели. А с учетом возможной многочисленности этих регуляторов и их большого разброса в тепловом районе возникает необходимость в дистанционной перенастройке приборов, в связи с чем они должны иметь электрические приводы с микропроцессорными блоками и линиями связи с операторами или диспетчерами, которые позволят осуществлять их настройку и контроль. Но полностью полагаться на автоматику нельзя – важно иметь возможность управлять работой сети дистанционно в «ручном» режиме, опираясь на текущие показания теплосчетчиков. А для сбора данных о потреблении энергии в постоянном режиме необходимо также иметь линии связи с теплосчетчиками на ЦТП, ИТП и теплоисточнике.

Ситуация, когда необходимо будет вмешаться в работу автоматики, может возникнуть при вводе неверных данных о диаметрах участков ТС (особенно подземной прокладки), значений шероховатости стенок трубопроводов, информации о типах установленной арматуры, массовых отключениях и подключениях текущей нагрузки и др. Это приведет к тому, что будут ошибочно определены перепады давлений в местах установки узлов сброса теплоносителя из T_{11} в T_{21} при достижении q_{cp} .

Все изложенное выше потребует создания специального компьютерного программного комплекса, позволяющего производить гидравлический расчет ТС, расчет по определению температуры теплоносителя в разных точках ТС с учетом тепловых потерь, автоматический сбор данных по текущему потреблению и управлению работой ТС с помощью клапанов и частотных электроприводов сетевых насосов. Причем задачей расчетной части программного комплекса помимо определения перепадов давления при q_{cp} должно быть прогнозирование значений температур теплоносителя у сетевого подогревателя в течение заданного промежутка времени в зависимости от перепадов давления при q_{cp} .

Заключение

На основе проведенного анализа работы ТС в летний период при аккумуляции тепла в них можно сделать следующие выводы.

1. Для определения режимов работы ТС необходимо пользоваться реальными значениями теплотребления, для чего требуется 100-процентное наличие теплосчетчиков в местах установки водоподогревателей и на теплоисточниках.

2. Установленные теплосчетчики должны обеспечивать снятие параметров теплотребления с необходимой дискретностью и интегрирование их на любом необходимом отрезке.

3. Для определения мест сброса теплоносителя из T_{11} в T_{21} необходимо провести гидравлические расчеты и расчеты значений температур теплоносителей в T_{11} и T_{21} у сетевых подогревателей во всех режимах работы ТС как в выходные, так и рабочие дни.

4. Регулирующие клапаны для аккумуляции тепловой энергии должны иметь электроприводы и микропроцессорные блоки для их дистанционной настройки.

5. Управление ТС, способной аккумулировать тепловую энергию, может осуществлять только высококвалифицированный персонал, хорошо разбирающийся в присоединенных теплоустановках и режимах их работы, гидравлических и тепловых расчетах, знающий ТС.

6. Для дистанционного обеспечения работы ТС необходимо иметь линии связи:

- с регулирующими клапанами аккумуляции тепловой энергии для их дистанционной настройки;
- с частотными приводами сетевых насосов для дистанционного изменения расходов сетевой воды;
- с теплосчетчиками в ИТП и ЦТП для сбора информации о текущем потреблении тепловой энергии.

7. Необходимо создать программный комплекс, обеспечивающий:

- сбор данных о текущем потреблении тепловой энергии в автоматическом режиме;
- выполнение гидравлических расчетов и расчетов температур теплоносителя у сетевых водоподогревателей;
- управление работой тепловой сети посредством управления работой клапанов для аккумуляции тепловой энергии и частотных приводов на сетевых насосах.

Несомненно, для организации процесса аккумуляции тепловой энергии в ТС необходимо провести большое количество практических исследований, расчетов, разработку новых методик расчета, специального компьютерного программного комплекса. Потребуется немалые капиталовложения в оборудование узлов по аккумуляции и создание необходимой инфраструктуры для обеспечения управления работой ТС, а также многое другое.

В последующих статьях будут рассмотрены аспекты работы ТС при аккумуляции тепла в отопительный период, организация работы диспетчерских служб по управлению ТС, требования по объему автоматики в ЦТП и ИТП, а также требования к потребителям по использованию тепловой энергии.

научно-практический журнал

Энергетическая Стратегия

009382

Подписной индекс

Началась подписка на 2012 год

Оформить подписку можно:

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

УМНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 0,4–10(6) КВ В БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ – ПЕРВЫЙ ШАГ

Существующие распределительные электрические сети 0,4–10(6) кВ, как правило, имеют низкие показатели надежности, повышенный уровень потерь и зачастую не обеспечивают требуемых параметров качества электроэнергии (ПКЭ). Среди основных причин следует выделить традиционно сложившуюся работу сетей в нормальных режимах по радиально-лучевым схемам, слабую оснащенность коммутационными аппаратами и крайне низкий уровень наблюдаемости и автоматизации управления. Поэтому перевод электросетей на более высокий технический уровень является актуальной задачей развития современной электроэнергетики.

Для кардинального повышения технико-экономических показателей эффективности и надежности функционирования распределительных электрических сетей необходим их перевод на более высокий качественный технический уровень. Достижение этой цели возможно путем комплексной модернизации, инновационного развития и автоматизации всех субъектов электроэнергетики на основе передовых технологий и сбалансированных проектных решений глобально на всей территории Республики Беларусь. Электрическая сеть нового поколения должна в автоматическом режиме оперативно реагировать на изменения различных параметров и позволять осуществлять бесперебойное электроснабжение потребителей с максимальной экономической эффективностью при одновременном снижении влияния человеческого фактора. Это и есть первый шаг к созданию в Белорусской энергосистеме умных распределительных электрических сетей. В более отдаленной перспективе, когда будет построена широкая сеть распределенных источников малой генерации, станет возможным второй шаг – интеграция производителей, потребителей электроэнергии и электрических сетей в единое информационное и коммуникационное пространство.

Главные задачи, стоящие в рамках первого шага к построению умных электрических сетей в распределительных сетях 0,4–10(6) кВ, –

это переход от радиально-лучевой к кольцевой топологии и автоматизация. В свою очередь автоматизация предполагает оснащение сетей и энергообъектов средствами автоматического деления сети, релейной защиты и автоматики, диспетчерско-технологического управления, учета электроэнергии с применением умных счетчиков, контроля параметров качества электроэнергии, а также построение системы связи.

Переход от радиально-лучевой к кольцевой топологии электрической сети

На первом этапе планируется осуществить переход к кольцевым схемам для сетей 10(6) кВ. Это предполагает создание, поддержание и перспективное планирование нормальных схем электрических сетей РЭС в целом, а не только отдельных объектов проектирования в рамках их строительства/реконструкции, как это было на практике до настоящего времени. Кольцевание схем должно сочетаться с использованием устройств автоматического деления (секционирования) сети с применением реклоузеров, предохранителей-разъединителей, а также с использованием разных видов сетевого резервирования.

Обязательным условием перехода к кольцевым схемам распределительных сетей является оснащение энергообъектов оборудованием с вакуумными/элегазовыми выключо-



А.М. КОРОТКЕВИЧ,
к.т.н., заместитель директора
РУП «Белэнергосетьпроект»



В.Р. КОЛИК,
начальник отдела учета и
качества электроэнергии
РУП «Белэнергосетьпроект»



Е.В. КУЛАКОВСКАЯ,
заведующая группой отдела
проектирования энергосистем
РУП «Белэнергосетьпроект»

чателями на стороне 10(6) кВ. При этом должны учитываться возможные варианты организации распределительных сетей 10(6) кВ при различном количестве центров питания и категорийность подключенных потребителей. РУП «Белэнергосетьпроект» разработаны 10 схем для большинства типовых случаев.

В качестве иллюстрации приводим схему «Две секции шин одного центра питания, второй центр питания» (см. рисунок). Данная схема применяется для электроснабжения потребителей I и II категорий в случае, когда есть возможность использовать трехстороннее питание от двух источников. В данной ситуации трансформаторная подстанция (ТП) потребителей I категории получает двухстороннее питание в нормальном режиме с возможностью использования третьего источника питания в послеаварийном режиме. В ТП потребителей I категории с тремя присоединениями необходимо устанавливать выключатели 10(6) кВ на всех линейных присоединениях для осуществления автоматических переключений в ремонтно-аварийных режимах. В нормальном и послеаварийном (ремонтном) режимах сохраняется два источника питания (см. рисунок).

Следует также подчеркнуть, что переход к закольцованным схемам распределительных сетей 10(6) кВ повлечет за собой переход к резистивному и глухому режимам заземления нейтрали с целью обеспечения селективности срабатывания защит и повышения уровня электробезопасности.

Автоматизация распределительных электрических сетей 0,4–10(6) кВ

Релейная защита и автоматика

Переход к закольцованным электрическим сетям 10(6) кВ, в свою очередь, определяет применение следующих видов защит:

- от многофазных замыканий. Этот вид защиты обеспечивается, как правило, установкой направленной четырехступенчатой токовой защиты (две ступени направленной токовой отсечки и две ступени направленной максимальной токовой защиты с выдержкой времени);
- от однофазных замыканий. В этом случае должна предусматриваться защита от замыканий на землю на принципах, обеспечивающих селективное отключение поврежденного присоединения.

На воздушных и смешанных линиях необходима установка устройств АВВ.

В сетях 10(6) кВ, как правило, должны применяться два типа

АВР – сетевой и местный. Сетевой АВР выполняется для взаиморезервирования двух линий, отходящих от разных подстанций, и обычно устанавливается на распределительных пунктах (РП), пунктах секционирования (реклоузерах) и т.д. Местный АВР выполняется для включения резервного питания ТП или распределительной подстанции (РП) после исчезновения напряжения от основного источника питания.

Применяемые для защиты секций распределительных устройств (РУ) 0,4 кВ автоматические выключатели (вводные и секционный), как правило, должны иметь возможность дистанционного управления.

Диспетчерско-технологическое управление

Основными требованиями к построению систем диспетчерско-технологического управления являются:

- модульное построение технических и программных средств, прикладного и технологического программного обеспечения;
- открытость архитектуры комплекса технических средств и программного обеспечения;
- выполнение функций контроля и управления сетевым объектом, не зависящее от состояния других компонентов системы.

При использовании на объекте устройств и систем, выполненных на микропроцессорной элементной базе, они должны быть интегрированы в систему диспетчерского техно-

логического управления с использованием цифровых интерфейсов.

Передача телеметрической информации на диспетчерские пункты, как правило, должна выполняться по международному протоколу МЭК 60870-5-101(104).

Учет электроэнергии и АСКУЭ с применением «умных» счетчиков

Объектами учета электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,4–10(6) кВ являются:

- распределительные пункты (РП) 6–10 кВ (вводные и линейные присоединения);
- понизительные трансформаторные подстанции (ТП) 10(6)/0,4 кВ;
- бытовые абоненты;
- промышленные и сельскохозяйственные предприятия, общественные здания, объекты мелиорации и водного хозяйства, учреждения здравоохранения, школы, детские дошкольные учреждения, предприятия и организации, предназначенные для бытового и культурного обслуживания населения;
- объекты малой генерации.

Для учета электроэнергии должны применяться средства учета – измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электроэнергии – из числа внесенных в Государственный реестр средств измерений Республики Беларусь и Отраслевой рекомендуемый перечень (для случаев коммерческого учета) соответствующих классов точности.

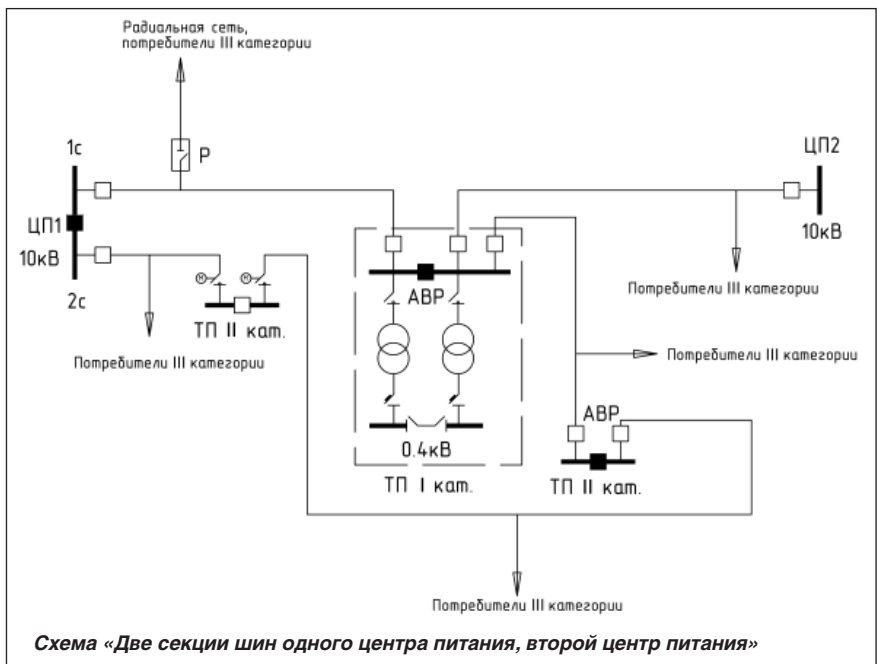


Схема «Две секции шин одного центра питания, второй центр питания»

При этом предпочтение надо отдавать электронным счетчикам, обладающим максимальным набором «умных» свойств и функций, среди которых:

- измерение количества электроэнергии с учетом расписания по временным тарифным зонам;
- наличие встроенного или внешнего модема, поддерживающего передачу данных по PLC, либо другой беспроводной технологии (радио, GSM/GPRS);
- наличие программируемого реле для отключения потребителя – автономного и/или по команде из энергоснабжающей организации (ЭСО);
- наличие встроенных средств накопления и хранения следующей информации:
 - а) значения электропотребления по каждой тарифной зоне,
 - б) данные по аварийным состояниям сети,
 - в) данные по собственным аварийным состояниям,
 - г) действия потребителей, ведущие к нарушению договора с ЭСО;
- измерение режимных параметров электрической сети;
- измерение некоторых параметров качества электроэнергии по ГОСТ 13109-97;
- возможности удаленного доступа к хранящимся в памяти данным.

При организации учета электроэнергии следует создавать системы АСКУЭ, которые должны охватывать указанные выше объекты распределительной сети, а также средства учета электроэнергии, устанавливаемые у бытовых абонентов. В районах компактной частной жилой застройки средства учета электроэнергии следует размещать в выносных щитках учета электроэнергии (ВЩУЭ); в коттеджных поселках и агрогородках с количеством домов более десяти – обязательно, в остальных случаях – при наличии соответствующего технико-экономического обоснования.

Контроль параметров качества электроэнергии

Пункты контроля показателей качества электрической энергии (ПКЭ) следует организовывать:

- на объектах малой генерации – на шинах, с которых производится (или может производиться) отпуск

электроэнергии в электрическую сеть энергоснабжающей организации и/или других смежных субъектов;

- в центрах питания 10(6) кВ – на шинах генераторного напряжения электростанций и шинах низшего напряжения понизительных подстанций;
 - на шинах РП 10(6) кВ;
 - на шинах 0,4 кВ ТП 10(6)/0,4 кВ.
- Применять стационарные устройства, осуществляющие непрерывный контроль ПКЭ, следует:
- на объектах малой генерации;
 - в электрических сетях: в пунктах контроля на энергообъектах, от которых запитаны потребители, имеющие искажающие электроприемники (регулируемые вентиляльные электроприводы, мощные дуговые печи, сварочные установки и др.).

На всех остальных энергообъектах в пунктах контроля должен осуществляться контроль ПКЭ с периодичностью, указанной в ГОСТ 13109-97.

На энергообъектах, где в результате измерений ПКЭ в ходе периодического контроля были выявлены несоответствия ПКЭ установленным нормам, также рекомендуется организовывать непрерывный контроль ПКЭ.

Устройства контроля ПКЭ должны удовлетворять требованиям, приведенным в ТКП 183.1-2009. Кроме того, эти устройства, устанавливаемые в ТОП для постоянного контроля, должны иметь возможность дистанционного съема данных с использованием стандартных интерфейсов связи и протоколов обмена данными.

Устанавливаемые устройства контроля ПКЭ необходимо объединять в автоматизированные системы контроля показателей качества электрической энергии (АСКПКЭ). АСКПКЭ могут быть двух- и трехуровневыми и имеют структуру, сходную с АСКУЭ.

По результатам измерений ПКЭ необходимо разрабатывать корректирующие мероприятия с целью нормализации показателей качества электроэнергии в случае несоответствия их установленным требованиям.

Средства связи

Для передачи данных телемеханики, АСКУЭ и АСКПКЭ с объектов распределительных сетей на верхние уровни управления (АСДУ РЭС и ЦСОД ЭСО) рекомендуется исполь-

зовать существующие проводные или беспроводные сети связи (например, каналы сотовой связи). При отсутствии существующих сетей связи или невозможности обеспечения с их помощью необходимой пропускной способности каналов передачи данных можно осуществлять с помощью волоконно-оптических линий связи, каналов радиосвязи, каналов высокочастотной связи по линиям электропередачи 6–10 кВ (PLC-связь).

Выбор способа организации каналов связи, необходимость их резервирования должны определяться экономической целесообразностью и требуемой надежностью. Для любых типов каналов связи следует выполнять защиту от несанкционированного доступа извне.

Заключение

В статье обоснована необходимость перевода распределительных электрических сетей 0,4–10(6) кВ на качественно более высокий технический уровень в свете идеологии и с применением решений умных электрических сетей, рассмотрены главные задачи и основные пути их реализации, а также основные задачи первого шага перехода.

В целях методического обеспечения задач автоматизации распределительных сетей на основе идеологии умных электрических сетей, а также разработки соответствующей целевой отраслевой программы на перспективу РУП «Белэнергосеть-проект» разработан проект СТП «Методические рекомендации по автоматизации распределительных электрических сетей 0,4–10(6) кВ Белорусской энергосистемы», в котором учтены мировой опыт внедрения умных электрических сетей и отечественная специфика.

После утверждения методики на ее основе ГПО «Белэнерго» будет разработана отраслевая программа автоматизации распределительных электрических сетей Белорусской энергосистемы, включающая в себя практические мероприятия, выполнение необходимых НИОКР, разработку необходимых стандартов и научно-технической документации. В настоящее время РУП «Белэнергосеть-проект» осуществляет поиск двух-трех проблемных РЭС для реализации в них соответствующих пилотных проектов.

ОБОСНОВАНИЕ И МЕТОДИКА РАСЧЕТА ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫХ ДВУХСТАВОЧНЫХ ТАРИФОВ НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ

Основным направлением тарифной политики государства на энергию является установление таких тарифов, которые должны учитывать экономические интересы как производителей, так и потребителей. Недостатком существующей системы тарифообразования на тепловую энергию является отсутствие учета динамики ее потребления в течение года, что способствует неравномерности поступления денежных средств в энергосистему. Наличие такого фактора приводит к убыточности работы системы теплоснабжения, и тем самым – к необходимости компенсации недополученного дохода в отопительный период. Для решения данной проблемы необходим переход от одноставочных к двухставочным тарифам на тепловую энергию, методическим основам формирования которых посвящена данная статья.

Стратегия развития энергетического потенциала Республики Беларусь, утвержденная Постановлением Совета Министров Республики Беларусь № 1180 от 9 августа 2010 года, нацелена на повышение эффективности системы тарифообразования как на электрическую, так и на тепловую энергию. Документ предусматривает поэтапное совершенствование тарифной политики путем реализации следующих мероприятий:

- оптимизация уровня тарифов на энергию;
- переход на технически и экономически обоснованную их дифференциацию в зависимости от технических параметров теплоносителя;
- ликвидация к 2014 году перекрестного субсидирования между потребителями тепловой энергии;
- исключение перекладывания убытков от реализации тепловой энергии на тарифы на электрическую энергию;
- совершенствование методов разделения затрат на ТЭЦ при производстве электрической и тепловой энергии [1].

Прогнозный анализ показывает, что реализация перечисленных выше мероприятий приведет к постепенному росту тарифов на тепловую энергию. Динамика изменения тарифов на тепло для реального сектора экономики и населения до 2015 года с учетом поэтапной ликвидации перекрестного субсидирования представлена на рис. 1.

На сегодняшний день в Республике Беларусь установлены одноставочные тарифы для всех потребителей тепловой энергии. По статистическим данным РУП «Объединенное диспетчерское управление», величина отпуска тепловой энергии энергосистемой в виде горячей воды и пара различных параметров с учетом тепловых потерь составила за 2009 год 33,95 млн Гкал, за 2010 год – 36,682 млн Гкал [2]. Такой рост годового отпуска тепловой энергии связан в первую очередь с увеличением объемов ее потребления в отопительный период. Именно на этот сезон и приходится основная плата потребителей за тепловую энергию. Между тем отсутствие денежных средств на обслуживание и ремонт



Е.Л. САВЧУК, аспирант, инженер отдела общей энергетики РУП «БЕЛТЭИ»

системы теплоснабжения в неоперительный период вынуждает теплоснабжающие компании привлекать краткосрочные банковские кредиты. Высокие процентные ставки и необходимость погашения долга до конца текущего года автоматически влечет удорожание тарифов на тепловую энергию [3]. Использование одноставочных тарифов приводит к формированию резкой неравномерности притока денежных средств от продажи тепловой энергии в течение года. На рис. 2 представлена динамика годового притока денежных средств от продажи тепловой энергии за 2010 год.

В связи с этим в условиях прогнозируемого роста тарифов на тепло и неравномерности оплаты потребителей за тепловую энергию в течение года остро стоит вопрос о совершенствовании системы тарифообразования. Одним из вариантов решения данной проблемы является разработка обоснованной методики формирования двухставочных тарифов на тепловую энергию.



Рис. 1. Прогнозируемая динамика роста расчетных тарифов на тепловую энергию на 2011–2015 годы по ГПО «Белэнерго»

Методика формирования двухставочных тарифов на тепловую энергию

Важной предпосылкой решения поставленной задачи является прогноз возможных затрат при производстве тепловой энергии всех видов в 2015 году. Отметим, что рост тарифов на тепло может негативно повлиять на его использование потребителем. Для дальнейшего анализа предположим, что величина отпуска тепла энергосистемой в виде горячей воды и пара не менялась в период с 2010 по 2015 год и равна 36 682 227 Гкал/год (табл. 1).

Для определения затрат на производство тепла воспользуемся структурой себестоимости его производства в 2009 году при условиях отсутствия перекрестного субсидирования. Предполагая, что удельный вес в товарной продукции каждой составляющей себестоимости производства не изменяется, составим новую структуру себестоимости на 2015 год с учетом разделения затрат на условно-постоянные и условно-переменные. Результаты представлены в табл. 2.

Эффективность развития системы теплоснабжения связана с возможностью получения прибыли от продажи тепловой энергии. В связи с этим предлагается ввести в методику понятие «коэффициент рентабельности», который можно определить следующим образом:

$$K_{рен} = \frac{Pr}{S_{ТЭ}}, \quad (1)$$

$$Pr = K_{рен} \cdot S_{ТЭ},$$

где Pr – значение прибыли от продажи тепловой энергии; $S_{ТЭ}$ – себестоимость производства тепловой энергии (определена в табл. 2); $K_{рен}$ – коэффициент рентабельности продажи тепловой энергии, принимается равным 0,05.

Тогда величина одноставочного тарифа на тепло будет равна

$$T_{ТЭ}^{одн} = S_{общ} \cdot (1 + K_{рент}) = 52,667 \cdot 1,05 = 55,3 \text{ \$/Гкал}. \quad (2)$$

При продаже тепловой энергии в объемах, указанных в табл. 1, общий приток денежных средств по энергосистеме составит

$$D_{общ} = T_{ТЭ}^{одн} \cdot Q_{отп}^{общ} = 55,3 \cdot 36682227 = 2028,527 \text{ \$ млн}. \quad (3)$$

Формирование двухставочных тарифов на тепло предполагает разделение платы за него на две основ-

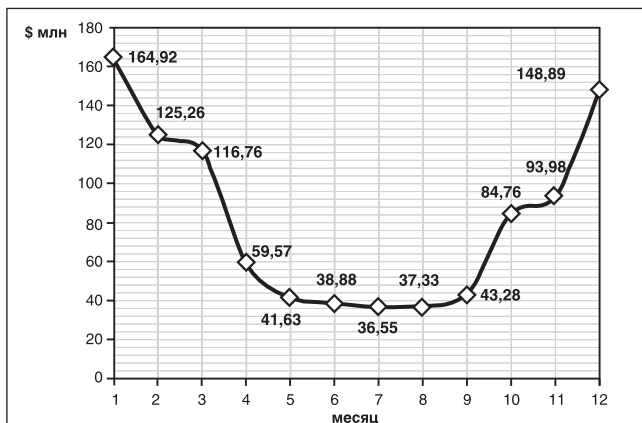


Рис. 2. Динамика годового притока денежных средств от продажи тепла в 2010 году по ГПО «Белэнерго»

Таблица 1. Прогноз отпуска тепловой энергии по ГПО «Белэнерго» в 2015 году

| Месяц | Отпуск тепловой энергии, Гкал | | |
|---|-------------------------------|---------------------------|------------------|
| | население | реальный сектор экономики | |
| | горячая вода | горячая вода | пар |
| Январь | 3 925 419 | 1 588 584 | 918 782 |
| Февраль | 2 845 834 | 1 151 685 | 807 485 |
| Март | 2 569 235 | 1 039 748 | 820 058 |
| Апрель | 1 064 709 | 430 879 | 616 972 |
| Май | 610 578 | 247 096 | 539 066 |
| Июнь | 521 705 | 211 130 | 542 680 |
| Июль | 454 230 | 183 823 | 539 159 |
| Август | 464 984 | 188 175 | 549 991 |
| Сентябрь | 622 508 | 251 924 | 570 328 |
| Октябрь | 1 756 150 | 710 699 | 683 123 |
| Ноябрь | 1 998 081 | 808 607 | 716 331 |
| Декабрь | 3 418 179 | 1 383 309 | 930 981 |
| Итого по каждому виду теплоносителя: | 20 251 612 | 8 195 659 | 8 234 956 |
| Всего за год: | 36 682 227 | | |

ные компоненты: за тепловую мощность и за тепловую энергию [4]. Следует отметить, что важным при расчете является распределение прибыли от продажи тепла. Существует несколько подходов:

- 1) отнести всю прибыль от продажи тепловой энергии к основной ставке;
- 2) отнести всю прибыль от продажи тепловой энергии к дополнительной ставке;
- 3) распределить прибыль от продажи тепловой энергии между двумя ставками.

Сравнительный анализ показал, что наибольший эффект выравнивания годового графика притока денежных средств от продажи тепла достигается при использовании первого подхода. В связи с этим, согласно данным табл. 1 и 2, осветим методику расчета.

Плата за тепловую мощность (основная)

Плату за тепловую мощность (основную) предлагается определять исходя из учета в ней условно-постоянных затрат энергосистемы на обеспечение потребителей необходимой тепловой мощностью. Другими словами, она должна учитывать готовность к выдаче потребителю в любой момент времени тепловой энергии (мощности) в объемах, заявленных потребителем и установленных договором энергоснабжения. Расчет данной компоненты можно произвести согласно следующей формуле:

$$P_M^{зод} = \frac{З_{пост} + Pr}{Q_{max}}, \quad (4)$$

где $З_{пост}$ – условно-постоянные затраты энергосистемы на производство, передачу и распределение тепловой энергии (табл. 2); Q_{max} – максимальная тепловая нагрузка (мощность) источника теплоснабжения; Pr – величина прибыли от продажи тепловой энергии. Ее можно рассчитать по следующей формуле:

$$Pr = D_{общ} - З_{общ} = 2028,527 - 1931,931 = 96,597 \text{ \$ млн}. \quad (5)$$

Таблица 2. Структура себестоимости производства тепла в 2009 и 2015 годах (согласно принятым условиям расчета)

| Составляющие себестоимости | 2009 год | | | | 2015 год | | |
|--|-----------------|-------------------|-----------|---------|-------------------|-----------------|-----------------|
| | затраты, \$ млн | уд. вес в т.п., % | руб./Гкал | \$/Гкал | уд. вес в т.п., % | \$/Гкал | затраты, \$ млн |
| Условно-постоянные затраты | | | | | | | |
| Заработная плата | 112,167 | 7,688 | 8754,239 | 3,303 | 7,688 | 4,049 | 148,517 |
| Налоги от ФОТ | 50,156 | 3,438 | 3914,497 | 1,477 | 3,438 | 1,810 | 66,410 |
| Эксплуатационно-ремонтное обслуживание | 101,223 | 6,938 | 7900,167 | 2,981 | 6,938 | 3,654 | 134,028 |
| Амортизация | 116,726 | 8,000 | 9110,102 | 3,438 | 8,000 | 4,213 | 154,554 |
| Прочие денежные расходы | 22,798 | 1,563 | 1779,317 | 0,671 | 1,563 | 0,823 | 30,186 |
| Проценты за кредиты | 15,503 | 1,063 | 1209,935 | 0,457 | 1,063 | 0,560 | 20,527 |
| Страхование от несчастных случаев на производстве | 0,912 | 0,063 | 71,173 | 0,027 | 0,063 | 0,033 | 1,207 |
| Отчисления на страхование пенсий | 2,736 | 0,188 | 213,518 | 0,081 | 0,188 | 0,099 | 3,622 |
| Затраты на содержание спортивных клубов | 3,648 | 0,250 | 284,691 | 0,107 | 0,250 | 0,132 | 4,830 |
| Плата за землю | 10,031 | 0,688 | 782,899 | 0,295 | 0,688 | 0,362 | 13,282 |
| Входной НДС от льготированной выручки | 38,301 | 2,625 | 2989,252 | 1,128 | 2,625 | 1,383 | 50,713 |
| Отчисления в инновационный фонд | 3,648 | 0,250 | 284,691 | 0,107 | 0,250 | 0,132 | 4,830 |
| Затраты на транспорт тепловой энергии | 28,270 | 1,938 | 2206,353 | 0,833 | 1,938 | 1,020 | 37,431 |
| Всего себестоимость основной ставки: | | | | | | 18,26875 | 670,138 |
| Условно-переменные затраты | | | | | | | |
| Топливо со стороны | 898,244 | 61,563 | 70105,084 | 26,455 | 61,563 | 32,4229167 | 1189,345 |
| Энергия со стороны (тепловая и электрическая, которая покупается у сторонних отечественных производителей) | 7,295 | 0,500 | 569,381 | 0,215 | 0,500 | 0,263 | 9,660 |
| Покупная энергия (импорт) | 38,301 | 2,625 | 2989,252 | 1,128 | 2,625 | 1,3825 | 50,713 |
| Платы за выбросы (сбросы) | 9,119 | 0,625 | 711,727 | 0,269 | 0,625 | 0,329 | 12,075 |
| Всего себестоимость дополнительной ставки: | | | | | | 34,397 | 1261,792 |
| Общая величина себестоимости производства тепла: | | | | | 100 | 52,667 | 1931,931 |

Максимальную нагрузку источника теплоснабжения (в нашем случае энергосистемы в целом) рассчитаем следующим образом:

$$Q_{\max} = \frac{Q_{\text{отп}}^{\text{зим}}}{T \cdot k_u}, \quad (6)$$

где $Q_{\text{отп}}^{\text{зим}}$ – величина отпуска тепловой энергии в отопительный период в виде горячей воды и пара по всей энергосистеме; T – продолжительность среднего отопительного периода для энергосистемы; k_u – коэффициент использования максимальной тепловой нагрузки энергосистемы (в расчетах можно принять равным 0,6).

Согласно прогнозным данным, отпуск тепловой энергии в отопительный период 2015 года может составить порядка 28 072 290 Гкал. Тогда

$$Q_{\max} = \frac{28072290}{4800 \cdot 0,6} = 9747,32 \text{ Гкал/ч.}$$

А величина годовой платы за мощность будет равна

$$P_M^{\text{год}} = \frac{(670,138 + 96,597) \cdot 10^6}{9747,32} = 78661,1 \text{ \$/Гкал/ч.}$$

При условии равномерного поступления денежных средств по основной плате ежемесячный приток будет равен

$$P_M^{\text{мес}} = \frac{P_M^{\text{год}}}{12} = \frac{78661,1}{12} = 6555 \text{ \$}.$$

Плата за тепловую энергию (дополнительная)

Дополнительная плата за тепловую энергию формируется исходя из учета в ней условно-переменных затрат энергосистемы на отпуск тепловой энергии потребителю, то есть согласно показаниям приборов учета за фактически потребленную тепловую энергию. В данную компоненту не входит величина прибыли от продажи тепловой энергии потребителю. Расчет платы за тепловую энергию предлагается производить по следующей формуле:

$$P_{TЭ} = \frac{z_{\text{пер}}}{Q_{\text{отп}}^{\text{общ}}}, \quad (7)$$

где $З_{пер}$ – условно-переменные затраты на производство тепловой энергии (табл. 2); $Q_{отп}^{общ}$ – общий отпуск тепловой энергии в виде горячей воды и пара с коллекторов по всей энергосистеме. Отметим, что к условно-переменным затратам были отнесены те, которые напрямую зависят от объема потребленной тепловой энергии (табл. 1). Все остальные затраты отнесены к условно-постоянным. Тогда

$$П_{ТЭ} = \frac{1261,792 \cdot 10^6}{36682227} = 34,397 \text{ \$/Гкал.}$$

Окончательная величина двухставочного тарифа на тепловую энергию будет формироваться из основной и дополнительной платы. В общем виде значение тарифа на текущий месяц можно определить по следующей формуле:

$$T_{ТЭ} = П_{М}^{мес} \cdot Q_{потр}^{заявл} + П_{ТЭ} \cdot Q'_{ТЭ} = 6555 \cdot Q_{потр}^{заявл} + 34,397 \cdot Q'_{ТЭ}, \quad (8)$$

где $Q_{потр}^{заявл}$ – тепловая мощность в месяц, заявленная потребителем в соответствии с договором энергоснабжения; $Q'_{ТЭ}$ – количество тепловой энергии, отпущенное потребителю.

Методика формирования дифференцированных двухставочных тарифов на тепловую энергию

Дифференциация платы за мощность в зависимости от удаленности потребителя тепловой энергии от источника теплоснабжения

Недостатком существующей системы тарифообразования на тепло является отсутствие дифференциации в зависимости от удаленности потребителя от источника теплоснабжения. Чем больше расстояние, тем выше не только затраты на транспортировку, но и потери тепла. Для некоторых потребителей потери могут достигать 30 % при средней их величине по республике примерно 12 % [5]. В связи с этим предлагается перейти к новой системе группировки потребителей в зависимости от удаленности от источника теплоснабжения.

Согласно результатам табл. 2, общие затраты на транспорт тепловой энергии в 2015 году составили \$ 37,431 млн. В связи с этим можно оценить годовые денежные затраты на содержание 1 км трубопровода, используя данные по общей протяженности тепловых сетей республики, по следующей формуле:

$$З_{ТС} = \frac{З_{ТР}^{общ}}{L} = \frac{37,431 \cdot 10^6}{3000} = 12477 \text{ \$/км}, \quad (9)$$

где L – общая протяженность тепловых сетей Республики Беларусь (около 3000 км).

Учет дифференциации годовой платы за тепловую мощность в зависимости от удаленности потребителя от источника теплоснабжения предлагается осуществлять согласно следующей формуле:

$$П_{М}^{дифф(год)} = \frac{З_{пост} + П_{Р} - З_{ТР}^{общ}}{Q_{max}} + З_{ТС} \cdot L', \quad (10)$$

где L' – расстояние от конкретного потребителя до источника теплоснабжения.

Подставляя численные выражения согласно табл. 2, получим следующее:

$$\begin{aligned} П_{М}^{дифф(год)} &= \frac{(670,138 + 96,597 - 37,431) \cdot 10^6}{9747,32} + 12477 \cdot L' = \\ &= 74820,97 + 12477 \cdot L'. \end{aligned}$$

Таким образом, если расстояние от любого потребителя до источника теплоснабжения составляет 1 км, то годовая плата за тепловую мощность для него составит:

$$П_{М}^{дифф(год)} = 74820,97 + 12477 \cdot 1 = 87297,97 \text{ \$/Гкал/ч.}$$

Месячная плата в данном примере будет равна

$$П_{М}^{дифф(мес)} = \frac{П_{М}^{дифф(год)}}{12} = \frac{87297,97}{12} = 7274,83 \text{ \$/Гкал/ч.} \quad (11)$$

Отметим, что общий приток денежных средств по основной плате при использовании данного типа дифференциации остается постоянным для всей энергосистемы в целом.

Дифференциация платы за тепловую энергию

Как известно, энергосистема поставляет потребителям два вида тепловой энергии: горячую воду и пар различных параметров. Основным потребителем горячей воды в республике является население, доля которого в общем объеме использования составляет практически 70 %. Передача горячей воды может осуществляться на расстоянии до 30 км от источника теплоснабжения. Если говорить о паре, то в основном он поставляется для реального сектора экономики и его передача осуществляется на небольшие расстояния [6].

В настоящее время согласно декларации о тарифах [7] стоимость тепловой энергии для всех видов теплоносителей практически одинаковая. Исключение составляет лишь острый редуцированный пар, цена которого несколько выше. Такая система формирования тарифов является экономически необоснованной, поскольку не учитывает реальных затрат на производство тепла, а также его потребительскую ценность.

В целях повышения эффективности системы теплоснабжения, а также совершенствования предлагаемой методики формирования двухставочных тарифов на тепло предлагается дифференцировать плату за тепловую энергию в зависимости от вида отпускаемого теплоносителя.

Чем ниже параметры отпускаемого тепла, тем выше экономический эффект от комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. Если эффективность отпуска тепла в горячей воде принять за единицу, то эффективность отпуска тепла в паре будет ниже единицы, и чем выше будут параметры отпускаемого тепла, тем ниже будет эффективность. Эффективность выражается количеством электроэнергии, вырабатываемой на базе отпуска единицы тепла (кВт·ч/Гкал). Поэтому в качестве базового значения предполагается выделение ставки за тепловую энергию в виде горячей воды. При формировании ставки на тепло в виде пара будет учитываться эффективность его производства

Таблица 3. Повышающие экономические коэффициенты для всех видов теплоносителей

| | |
|--|----------|
| Горячая вода и отборный пар абсолютного давления | 1 |
| Отборный пар | |
| до 2,5 кгс/см ² | 0,95 |
| 7–13 кгс/см ² | 1,05 |
| 13–20 кгс/см ² | 1,1 |
| свыше 20 кгс/см ² | 1,1 |
| Острый пар | 1,2–1,25 |

на источниках теплоснабжения. Решение данной задачи представляется целесообразным с использованием повышающих экономических коэффициентов, которые учитывают особенности производства пара на ТЭЦ и в котельных, относящихся к энергосистеме. А.Я. Аврух в своей работе [8] показал численные значения этих повышающих экономических коэффициентов в зависимости от абсолютных значений параметров тепловой энергии (табл. 3).

В целях упрощения расчетов при формировании платы за тепловую энергию в виде пара предлагается использовать среднее значение повышающего экономического коэффициента, которое равно 1,09.

Используя данные табл. 1 и 2, рассчитаем плату за потребленную тепловую энергию для горячей воды по следующей формуле:

$$P_{ТЭ}^{г.в.} = \frac{S_{пер} \cdot Q_{омн}^{общ}}{Q_{омн}^{г.в.} + (Q_{омн}^{пар} \cdot k_3)}, \quad (12)$$

где $S_{пер}$ – себестоимость производства тепловой энергии по условно-переменным затратам; $Q_{омн}^{общ}$ – общий отпуск тепловой энергии по ГПО «Белэнерго» в виде горячей воды и пара; $Q_{омн}^{г.в.}$ – отпуск тепловой энергии в виде горячей воды по ГПО «Белэнерго»; $Q_{омн}^{пар}$ – отпуск тепловой энергии в виде пара по ГПО «Белэнерго»; k_3 – среднее значение повышающего экономического коэффициента 1,09.

$$P_{ТЭ}^{г.в.} = \frac{34,397 \cdot 36682227}{28447271 + (8234956 \cdot 1,09)} = 33,7167 \text{ \$/Гкал.}$$

Формирование платы за пар можно произвести двумя способами.

Первый – аналогично формуле (12) произвести только пересчет отпускаемой горячей воды в пар с учетом его энергетической ценности. Тогда формула будет иметь вид:

$$P_{ТЭ}^{пар} = \frac{S_{пер} \cdot Q_{омн}^{общ}}{(Q_{омн}^{г.в.} / k_3) + Q_{омн}^{пар}} \quad (13)$$

Второй – полученную плату на тепловую энергию пересчитать для пара с учетом его энергетической ценности по следующей формуле:

$$P_{ТЭ}^{пар} = P_{ТЭ}^{г.в.} \cdot k_3, \quad (14)$$

В обоих случаях величина платы за пар не изменится и будет равна:

$$P_{ТЭ}^{пар} = 33,7167 \cdot 1,09 = 36,7512 \text{ \$/Гкал.}$$

Окончательное значение месячного двухставочного тарифа на тепловую энергию, дифференцированного в зависимости от удаленности потребителя от источника теплоснабжения и вида теплоносителя, может быть представлено в следующем виде:

$$T_{ТЭ}^{г.в.} = P_M^{дифф}(\text{мес}) \cdot Q_{потр}^{заявл} + 1039,75 \cdot L' + P_{ТЭ}^{г.в.} \cdot Q_{ТЭ} = 6235,08 \cdot Q_{потр}^{заявл} + 1039,75 \cdot L' + 33,7167 \cdot Q_{ТЭ}, \quad (15)$$

$$T_{ТЭ}^{пар} = P_M^{дифф}(\text{мес}) \cdot Q_{потр}^{заявл} + 1039,75 \cdot L' + P_{ТЭ}^{пар} \cdot Q_{ТЭ} = 6235,08 \cdot Q_{потр}^{заявл} + 1039,75 \cdot L' + 36,7512 \cdot Q_{ТЭ}.$$

Выводы

В работе был рассмотрен принцип формирования двухставочных тарифов на тепловую энергию. Для повышения эффективности системы тарифообразования были учтены факторы удаленности потребителя от источника теплоснабжения, а также дифференциация теплоносителя на два вида – горячей воды и пара. Необходимо подчеркнуть, что при формировании платы за тепловую энергию (дополнительной) в большей степени были учтены интересы производителя, поскольку в расчетах использовались данные о величине отпуска тепловой энергии с коллекторов, а не объемы тепла, непосредственно поступившие потребителям. Данный подход способствовал учету в тарифах затрат, связанных с потерями тепловой энергии на теплотрассах.

Эффективность методики формирования двухставочных тарифов (с дифференциацией и без) можно рассмотреть путем сравнения систем тарифообразования на уровне отпуска тепловой энергии в 2015 году. Оценку годового графика притока денежных средств от продажи тепла предлагается провести по трем направлениям:

- при использовании одноставочной системы тарифообразования;



Рис. 3. Сравнительный анализ притока денежных средств от продажи тепла при различных системах тарифообразования



Рис. 4. Сравнительный анализ притока денежных средств от продажи тепла при различных системах тарифообразования

- при использовании двухставочной системы тарифообразования;
- при использовании двухставочной дифференцированной системы тарифообразования.

Сравнительные результаты в виде годового графика притока денежных средств представлены на рис. 3.

Согласно предоставленному графику можно сделать вывод, что внедрение двухставочного тарифа способствует значительному перетоку финансов из отопительного в неотапительный период, тем самым выравнивает годовой график оплаты за тепловую энергию.

На рис. 4 видно, что использование дифференцированных двухставочных тарифов на тепло также позволяет несколько увеличить переток финансов в неотапительный период по сравнению с обычным двухставочным тарифом. Общая величина перелока денежных средств по данной методике по сравнению

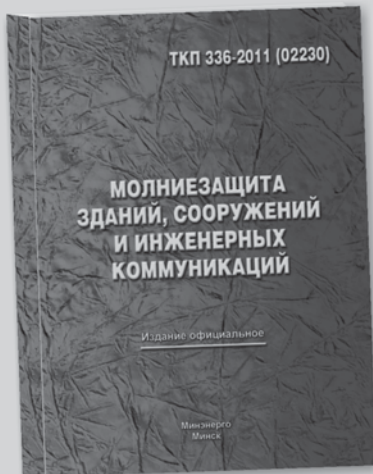
с одноставочной системой тарифообразования составила \$ 187,556 млн. Такого количества денег вполне достаточно для реализации программы по ремонту тепловых сетей.

Следует отметить, что наличие платы за мощность исключает убыточность теплоснабжающих компаний в неотапительный период. Наличие платы за фактически потребленную тепловую энергию мотивирует потребителя к снижению ее использования либо к реализации программы энергосбережения согласно Директиве № 3 Президента Республики Беларусь.

Список литературы

1. Стратегия развития энергетического потенциала Республики Беларусь.
2. Сборник технико-экономических показателей работы тепловых электрических станций и котельных ГПО «Белэнерго» за 2009 год.
3. Падалко, Л.П. Повышение эффективности систем энергоснабжения на основе формирования современной тарифной политики на тепловую энергию / Л.П. Падалко, Е.Л. Савчук // Экономика, моделирование, прогнозирование: сб. науч. тр. НИЭИ Мин-ва экономики Респ. Беларусь. – 2010. – № 4. – С. 17–26.
4. Падалко, Л.П. Формирование современной тарифной политики на электрическую и тепловую энергию в Республике Беларусь / Л.П. Падалко, А.М. Заборовский // Эконом. бюллетень НИЭИ Мин-ва экономики Респ. Беларусь. – 2008. – № 4. – С. 41–54.
5. Форма отчетности 12-ТЭК энергосистемы Республики Беларусь.
6. Заборовский, А.М. Рынок тепловой энергии Республики Беларусь и формирование тарифов на тепло с учетом удаленности потребителя от источника теплоснабжения / А.М. Заборовский // Экономика, моделирование, прогнозирование: сб. науч. тр. НИЭИ Мин-ва экономики Респ. Беларусь. – 2010. – № 4. – С. 3–16.
7. Декларация о тарифах на тепловую энергию РБ за 2010 год.
8. Аврух, А.Я. Проблемы себестоимости и ценообразования в электроэнергетике / А.Я. Аврух. – М.: Энергия, 1977. – С. 346.

НОВЫЕ ТНПА



ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

**«МОЛНИЕЗАЩИТА
ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ
И ИНЖЕНЕРНЫХ КОММУНИКАЦИЙ»
ТКП 336-2011 (02230)**

Официальное издание

Утвержден постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 12.08.2011 г. № 184.
Введен в действие с 1 ноября 2011 года.

КУПИТЬ документ можно:

- в редакции по тел. / факсу: (017) 286 08 28 (опт);
- у региональных представителей в РБ (розница)

ТОРФЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ. СЕЗОН ДОБЫЧИ ТОРФА 2011 ГОДА

Завершается сложный и напряженный сезон добычи торфа 2011 года. Торфопредприятия отрасли, обеспечившие в январе–апреле должную подготовку техники и полей, взяли хорошие темпы уборки торфа еще в начале сезона. Уже в мае был добыт первый миллион полезного ископаемого. А в период с мая по сентябрь впервые за последние годы объем добычи торфа превысил 3,0 млн т, большая часть которого будет использована до нового сезона 2012 года в качестве сырья на заводах по производству топливных брикетов. Это неплохой вклад в снижение зависимости Республики Беларусь от импортных топливно-энергетических ресурсов.

В недрах нашей республики имеются значительные запасы торфа – одного из немногочисленных полезных ископаемых, которые открыты для промышленного использования. На протяжении многих веков белорусы применяли его для отопления, удобрения, улучшения структуры почвы полей, утепления, лечения. Максимальные объемы торфа в послевоенное время были добыты в 1974 году – 16,8 млн т. Из них 9,1 млн т топливного торфа и 7,7 млн т для нужд сельского хозяйства. На протяжении последних 20 лет, начиная с 1992 года, произведено порядка 200 млн т топливных брикетов, а максимальные объемы этой продукции на основе торфа изготовлены также в 1974 году – 2,412 млн т.

В 50–60-е годы прошлого века республика занимала одну из ведущих позиций в Европе и мире по использованию торфа в качестве энергетического топлива. Это связано в первую очередь с тем, что в то время данный вид топлива применялся на ряде тепловых электростанций Советского Союза, в том числе и БССР. Так, первенец отечественной энергетики Белорусская ГРЭС, введенная в эксплуатацию в 1930 году, работала на кусковом торфе, а с 1953-го – на фрезерном и была «привязана» к торфяному месторождению «Осинторф» Витебской области. Кстати, поставка торфа с этого месторождения осуществляется и в настоящее время для нужд введенного в эксплуатацию в 2006 году на БелГРЭС котла, работающего на древесной щепе и фрезерном торфе.

Для работы на торфе в Беларуси строились также Жодинская ТЭЦ, Василевичская ГРЭС, ныне Светлогорская ТЭЦ, Бобруйская ТЭЦ, Кричевская ТЭЦ и др. В основном электростанции были «привязаны» к крупным торфяным месторождениям. Так, на Жодинскую ТЭЦ торф поставлялся с нескольких месторождений – «Усяж», «Ганцевичское», «Сергеевичское» и др. Василевичская ГРЭС до начала 70-х годов XX века в качестве топлива использовала фрезерный торф, сжигая его «в струях» параллельно с природным газом.

В 1960–1980-х годах с началом газификации Беларуси электростанции Белорусской энергосистемы, крупные промышленные и коммунальные котельные переходят на использование сначала мазута, а затем природного газа. Несомненно, эксплуатировать энергетический котел на природном газе проще и удобнее, ведь этот вид топлива позволяет в наибольшей степени автоматизировать тепловые процессы, внедрять более совершенные системы управления котлоагрегатами. Но что особенно важно – в то время применять природный газ в энергетике было экономически гораздо выгоднее, чем торф или уголь. Например, Минская ТЭЦ-3, расположенная в Заводском районе столицы, ранее использовала в качестве основного топлива каменный уголь, затем была переведена на работу на мазуте, а с развитием газификации – на природный газ.

Одновременно с интенсивной газификацией республики и нара-



В.Л. КРИВОРОТОВ,
помощник генерального
директора ГПО «Белтопгаз»

щиванием доли этого вида топлива в топливно-энергетическом балансе происходило постоянное сокращение добычи торфа и производства брикетов. Так, в 2001 году эти показатели составляли, соответственно, 2,0 и 1,1 млн т. Из 44 заводов, которые производили топливные брикеты, остался лишь 21. За эти годы они морально и физически устарели, износ основного оборудования достиг более 50%. С убытками работало 80% предприятий.

Мировая конъюнктура цен на энергоносители – для нашей страны природный газ с 2006 (\$ 46,7 за 1 000 м³) по 2011 год подорожал практически в 5 раз – заставила Беларусь уменьшить его применение (несмотря на то, что природный газ по сравнению с другими видами наиболее экологически чистое энергетическое топливо) и после многолетнего перерыва вновь вернуться к наращиванию использования местных топливно-энергетических ресурсов. Правительством Республики Беларусь был принят достаточно жесткий курс на увеличение доли местных видов топлива, в том числе торфа, в топливном балансе страны.



Важный шаг к возрождению торфяной промышленности был сделан в 2002 году, когда вновь созданное Министерство энергетики Республики Беларусь и ГПО «Белтопгаз» разработали государственную программу оздоровления и развития отрасли и приступили к ее реализации. В рамках программы «Торф» планировался рост объемов добычи торфа и производства топливных брикетов, строительство (разработка) новых полей, модернизация предприятий, отдельных производств. В торфяной отрасли внедрялись новые технологии, было освоено производство отечественной торфодобывающей техники и оборудования. За этот период в торфяную отрасль было вложено более 200 млрд рублей. И, что немаловажно, люди, работающие в этой сфере, почувствовали, что их продукция востребована в республике и за ее пределами.

В 2011 году добыча торфа и производство топливных брикетов превзошли прошлогодние показатели. По данным статистики, в текущем году добыто более 3 млн т торфа. Хорошие производственные результаты показали предприятия ОАО «ТБЗ Браславский» (директор П.И. Дробович), ОАО «ТБЗ Усяж» (директор П.Ф. Слесарчик), ОАО «Житковичский ТБЗ» (директор М.В. Молочко), ОАО «ТБЗ Дитва» (директор К.В. Банцевич), ОАО «Туршовка» (директор Н.Е. Вусик), ОАО «Старобинский ТБЗ» (директор В.М. Аникеев) и другие, выполнившие плановые годовые задания по добыче торфа. По состоянию на начало сентября с годовыми заданиями справились уже 65 % торфопредприятий.

Между тем неустойчивые погодные условия этого лета оказали негативное влияние на темпы добычи

торфа. В одном месте «сушило», и добыча шла плановыми темпами. В другом «лило» не переставая. Так, на торфяные поля Ляховичского, Барановичского, Столбцовского, Борисовского и других районов республики выпало более двух, местами трех месячных норм дождевых осадков. Ливневые дожди, превращающие торфяные поля в непроходимые для техники болота, вынуждали снизить темпы добычи и ее рентабельность. Ворошить торф на полях для его сушки, несмотря на аномально жаркую в отдельные периоды погоду, приходилось многократно.

Большая часть добытого торфосырья направляется на торфобрикетные заводы, где из него производят более высокую по своей энергетической ценности продукцию – топливные брикеты. С начала года произведено более 840 тыс. т этой продукции. Темпы роста составили 106 % к уровню прошлого года, или 63 % от годового плана.

Торф и брикеты, произведенные на его основе, используются в качестве топлива как населением, так и для сжигания на тепловых электростанциях и в котельных различного назначения. Среди них отраслевые энергетические объекты в Осиповичах и Бобруйске (РУП «Могилевэнерго»), Пружанах и Пинске (РУП «Брестэнерго»), Жодино (РУП «Минскэнерго»), Речице (РУП «Гомельэнерго») и др. Количество таких объектов растет с каждым годом. В настоящее время осуществляется проектирование и строительство новых энергоисточников (УП «Мингаз» и РУП «Витебскэнерго»), на которых в качестве топлива можно будет применять торф и топливную продукцию на его основе.

Обычно торф как вид топлива востребован населением республи-

ки, имеющим печное или котельное отопление, особенно зимой, когда устанавливается отрицательная температура наружного воздуха. А надежды на теплую зиму, как известно, часто не оправдываются. Поэтому и гражданам, и топливозаготовительным организациям уже сейчас следует задуматься о запасе топливных брикетов, не откладывая эту хозяйственную заботу на последние осенние месяцы. Ведь торфобрикетные заводы не в состоянии в течение одной-двух недель удовлетворить ажиотажный спрос на этот вид топлива, как это было в осенне-зимний период 2008 и 2010 годов.

Немалые объемы торфа используются в сельском хозяйстве, агротехнике и животноводстве. Добычу торфа для нужд сельского хозяйства суммарно в объемах более 550 тыс. т осуществляют как торфодобывающие предприятия Министерства энергетики, так и подразделения Министерства сельского хозяйства.

Торфопредприятия сейчас хорошо зарабатывают также на производстве питательных грунтов для растениеводства и озеленения населенных пунктов. Небольшая часть добываемого торфа и продукции на его основе используется в Беларуси в медицине, химическом производстве, для изготовления косметики.

В этом году торфобрикетные заводы планируют произвести 1 млн 330 тыс. т продукции, из которых более 1 млн т предназначено для внутреннего рынка страны, оставшаяся часть – для экспорта.

В настоящее время зарубежными странами по договорным ценам у нас закупается порядка 300 тыс. т топливных брикетов. Следует отме-

тять, что наша продукция достаточно востребована на европейском рынке. Белорусские топливные брикеты в нарастающих объемах приобретают в Швеции, Литве, Польше и других странах. Этому способствует, в первую очередь, то, что белорусские предприятия заботятся о качестве продукции и снижении затратности производства. Иностранные компании проявляют рыночный интерес не только к продукции, но и прицениваются к нашим торфопредприятиям как к инвестиционным и производственным объектам.

Экспортная финансовая составляющая – хорошее подспорье для приобретения нового современного и реновации эксплуатируемого в тяжелых полевых условиях машинного парка торфодобывающих предприятий.

Особого внимания заслуживают проблемы, возникающие при применении торфа в качестве топлива на объектах «большой» и «малой» энергетики. С переходом тепловых электростанций и котельных на использование мазута, а затем природного газа опыт сжигания торфа в энергетических котлах был утрачен. Не осталось в отрасли и специалистов, владеющих вопросами проектирования, эксплуатации и режимов работы энергетических объектов на торфе.

Необходимо отметить, что сжигание торфа в энергетических котлах – непростое дело. Возникают сложности с доставкой большого количества в основном фрезерного торфа, его разгрузкой, хранением, подготовкой к сжиганию, включая частичную сушку и удаление различных механических включений (остатки и корни деревьев, камни, металлические включения, вплоть до боеприпасов времен Великой Отечественной войны, и др.) Непростыми являются и технологии сжигания торфа непосредственно в котлах, удаление сгоревшего остатка топлива через системы шлакозолоудаления, его хранения и утилизации.

Результативность энергетических технологий, энергоэффективность электростанции или котельной во многом зависят от физико-химического состава топлива, конструктивной особенности котлов, технологий сжигания. Торф, добытый на разных месторождениях,

отличается своими характеристиками – теплотворной способностью, зольностью, влажностью, наличием серы и других компонентов, температурой плавления золы торфа, в зависимости от которых избирается температурный режим топки котла и которые напрямую влияют на эффективность сжигания топлива и получения энергии. Поэтому когда говорят о так называемых «всеядных котлах», то это, по меньшей мере, некорректно и является следствием незнания технологий сжигания торфа. Подобные рассуждения аналогичны предположению, что двигатель одного и того же автомобиля сможет работать на различных марках бензина, а также на дизельном и других видах топлива. С некоторой долей вероятности можно допустить, что сможет, но вопрос – как?

Для того чтобы возродить использование торфа в качестве топлива в энергетике, все пришлось начинать заново и совместными усилиями решать сложившиеся проблемные вопросы, в основном связанные с отсутствием эффективного энергетического оборудования для сжигания торфа и утратой опыта применения этого вида топлива. Для энергетиков отправными точками на пути возрождения торфяной отрасли стали такие объекты, как Осиповичская мини-ТЭЦ, котлы на Бобруйской ТЭЦ-1 и Пинской ТЭЦ. Под руководством министров энергетики Респ.публики Беларусь В.И. Семашко, А.В. Агеева, А.В. Озерца, заместителей Министра Э.Ф. Товпенца, М.И. Михадюка, Ю.В. Рымашевского, генерального директора производственного объединения «Белтопгаз» Л.И. Рудинского энергетиками и специалистами-торфяниками была проведена огромная работа для того, чтобы торф вновь занял достойное место в ряде других видов топлива, используемых в энергетике нашей страны.

Принимаемые меры постепенно дают свои результаты. В настоящее время практически все торфопредприя-

тия работают рентабельно, снизилась аварийность и повысилась культура производства. Работники получают неплохую заработную плату. Можно говорить о том, что сегодня торфяная отрасль находится на подъеме.

В связи с наращиванием объемов использования и, соответственно, добычи торфа в республике в адрес Министерства энергетики и производственного объединения «Белтопгаз» прозвучало много критических замечаний по поводу якобы бездумного планирования роста добычи торфа, наносящего ущерб природе и экологии нашей страны, нашим уникальным болотам. Свою позицию по этому вопросу мы высказали на заседании круглого стола, которое состоялось летом текущего года в Минэнерго с участием производственников, ученых, экономистов, экологов, специалистов, посвятивших себя защите окружающей среды, представителей средств массовой информации. Попытаюсь еще раз представить нашу точку зрения.

По данным Института природопользования НАН Беларуси, в целом запасы торфа в недрах нашей республики в настоящее время декларируются на уровне 4,4 млрд т. Колоссальная цифра. И она не идет ни в какое сравнение с 3 млн т сегодняшней добычи и использования. Однако из суммарных объемов примерно 1,3 млрд т торфа залегают на площадях, использующихся в сельском хозяйстве и мелиоративных системах, 700 млн т – на охраняемых территориях, еще более миллиарда тонн разбросано мелкими месторождениями по всей стране и для промышленной добычи неперспективны. Поэтому мы полагаем, что специалистам необ-



ходимо изучить все аспекты этого вопроса, принимая во внимание ряд факторов. А именно.

Детальные исследования заявленных месторождений проводились учеными уже более 40 лет назад, поэтому зачастую небесспорны заявления о наличии тех или иных запасов. Некоторые крупные месторождения, такие, например, как «Осинторф», с которых торф в значительных объемах поставлялся на белорусские электростанции, в настоящее время практически выработаны и не могут обеспечивать работу крупных энергоисточников. А для обеспечения работы энергетического объекта – тепловой электростанции – торф не доставишь «кошиком» или даже автомашиной, нужны железнодорожные, пусть и малой колеи, вагонные перевозки.

Как показывают расчеты специалистов, чтобы построить современный технологически оснащенный торфобрикетный завод производительностью 200 тыс. т в год, работа которого будет рентабельна в течение 20–30 лет, необходима «привязка» к крупному месторож-

дению. А нетронутые большие месторождения – до 300 млн т торфа – находятся в национальных парках «Припятский», «Беловежская пуща», Березинском государственном заповеднике, заказниках «Споровский», «Выгонощанский» и «Селява». Но представить торфодобывающие предприятия и торфобрикетные заводы на этих территориях крайне сложно.

С другой стороны, требуется учитывать необходимость интенсивного наращивания использования своих более дешевых местных топливно-энергетических ресурсов, так как стоимость импортируемого природного газа сегодня уже приближается к \$ 300 за 1000 м³.

Немаловажным полагаю и социальный фактор вопроса. Заявляя о необходимости отказа от расширения торфодобычи или строительства новых предприятий, нельзя забывать и о том, что наши болота, на которых добывается торф, это не только среда обитания редких птиц и богатые ягодники. Рядом с месторождениями находятся поселки торфодобывающих и торфобрикетных

заводов, где постоянно проживают тысячи людей, работающих на этих предприятиях, и их семьи. И для них торф – источник жизнеобеспечения, так как альтернативные рабочие места можно найти лишь за несколько десятков, а то и сотен километров.

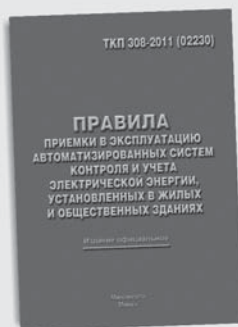
По нашему мнению, ученым, экологам, специалистам по защите окружающей среды, экономистам надо предварительно, комплексно и всесторонне изучить все эти и другие, не упомянутые здесь, аспекты, просчитать все плюсы и минусы торфодобычи на заявленных месторождениях, проанализировать экономическую целесообразность их разработки.

И только тогда на торфяные месторождения придут производственники, добывающие уникальное топливо нашей республики, и только тогда мы сможем совместно соблюсти основополагающий принцип этого направления деятельности – не оставить пустошей будущим поколениям, не нанести непоправимый вред экологии и природе нашей страны.

НОВЫЕ ТИПА

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

«ПРАВИЛА ПРИЕМКИ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, УСТАНОВЛЕННЫХ В ЖИЛЫХ И ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЯХ» ТКП 308-2011 (02230)



Официальное издание

Утвержден постановлением Министерства энергетики
Республики Беларусь от 15 апреля 2011 года № 15.
Введен в действие с 1 августа 2011 года.

КУПИТЬ документ можно:

- в редакции по тел. / факсу: (017) 286 08 28 (опт);
- у региональных представителей в РБ (розница)

ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ ПОСТУПАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ КАК СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА И НАДЕЖНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА АЭС В БЕЛАРУСИ

В соответствии с Указом Президента № 124 от 29 марта 2011 года ГУ «Дирекция строительства атомной электростанции» перешло в ранг оператора (эксплуатирующая организация). Нормами МАГАТЭ предусмотрено, что именно эксплуатирующая организация несет всю ответственность за безопасность и надежность строящейся белорусской АЭС на всех этапах жизненного цикла. Тот факт, что ЗАО «Атомстройэкспорт» предполагает реализовать проект под ключ и также отвечает за качество объекта, не снижает требования к организации системы входного контроля материалов, оборудования и услуг.

Задача организации входного контроля поступающего оборудования и материалов является достаточно сложной, так как решается в республике впервые, так же как и впервые в Беларуси сооружается атомная станция. Основными задачами входного контроля являются следующие:

- контроль наличия сопроводительной документации, оформленной надлежащим образом и удостоверяющей качество и комплектность поступившей входящей продукции;
- контроль соответствия качества и комплектности входящей продукции требованиям договора (контракта), конструкторская документация (КД), ТНПА;
- накопление данных о фактическом уровне качества входящей продукции для разработки на этой основе предложений по его повышению и, при необходимости, пересмотру требований КД, ТНПА;
- контроль соблюдения правил и сроков хранения входящей продукции на складах;
- обеспечение однозначности взаимного признания результатов оценки качества продукции поставщиком и покупателем, осуществляемой по одним и тем же методикам и планам контроля;
- предотвращение выдачи в монтаж либо для выполнения работ продукции, не соответствующей установленным требованиям;
- защита экономических интересов путем снижения и предупреждения непроизводительных расхо-

дов и потерь финансовых и материальных средств.

Основные подходы к организации входного контроля

Входной контроль оборудования на строящейся станции проводят перед его монтажом на рабочем месте с целью проверки исправности после транспортировки или хранения на складе. Все поставляемое на АЭС оборудование принимается на заводе-изготовителе отделом технического контроля, представителями государственных надзорных органов (в России это ОАО «Концерн Росэнергоатом», в Республике Беларусь – Госатомнадзор, Госпромнадзор), а также инспекторами представителя заказчика (для Республики Беларусь это представители эксплуатирующей организации).

Общая схема организации и проведения входного контроля показана на рисунке. Конкретную схему проведения входного контроля выбирает руководство эксплуатирующей организации. Мы считаем, что поскольку в Республике Беларусь строится первая атомная станция, а у специалистов отсутствует практический опыт контроля материалов и оборудования для АЭС, то необходимо проводить контроль по всем показателям качества, предусмотренным нормативно-технической документацией на продукцию и (или) договором на поставку. Это позволит параллельно с входным

П.К. НАГУЛА, к.т.н.,
и. о. заведующего
лабораторией № 10 ГНУ
«Объединенный институт
энергетических и ядерных
исследований «Сосны»
НАН Беларуси

Л.Е. БОВЫКИНА, младший
научный сотрудник
ГНУ «Объединенный институт
энергетических и ядерных
исследований «Сосны»
НАН Беларуси

М.Н. КОЗЕЛ, младший
научный сотрудник
ГНУ «Объединенный институт
энергетических и ядерных
исследований «Сосны»
НАН Беларуси

Д.Л. ТРЕТИННИКОВ,
младший научный сотрудник
ГНУ «Объединенный институт
энергетических и ядерных
исследований «Сосны»
НАН Беларуси

контролем материалов и оборудования проводить профессиональную подготовку и совершенствование как специалистов, обеспечивающих контроль, так и специалистов, которые впоследствии перейдут в ранг эксплуатационного персонала.

Ответственность за обеспечение качества на атомной электростанции возлагается на эксплуатирующую организацию, однако при этом не стоит забывать, что остаются в силе и обязательства изготовителя, и предъявляемые к нему юридически оформленные требования. Поэтому следует установить такой уровень контроля, который может меняться в зависимости от сложности изделия, его важности для безопасности, уровня проверки, проведенной на предприятии-поставщике, и качества выполнения заказов поставщиком в прошлом [1, 2].

При необходимости заказчик может проводить дополнительные

проверки продукции, не предусмотренные в ТНПА на продукцию, если условия и режимы, оговоренные методами дополнительных проверок, не превышают установленные в ТНПА. В таком случае согласование этих методов с поставщиком и представителем потребителя не требуется.

При отрицательных результатах дополнительных проверок рекламация поставщику не предъявляется. Дополнительная проверка, проводимая потребителем, позволяет определить потенциально ненадежные элементы данной продукции и заранее отклонить их. При входном контроле допускается проводить тренировку продукции в условиях и режимах, предусмотренных ТНПА. В этом случае необходимо оговорить это в перечне продукции.

Вся продукция производственно-технического назначения, приобре-

таемая для АЭС и подлежащая обязательной сертификации, должна сопровождаться сертификатом.

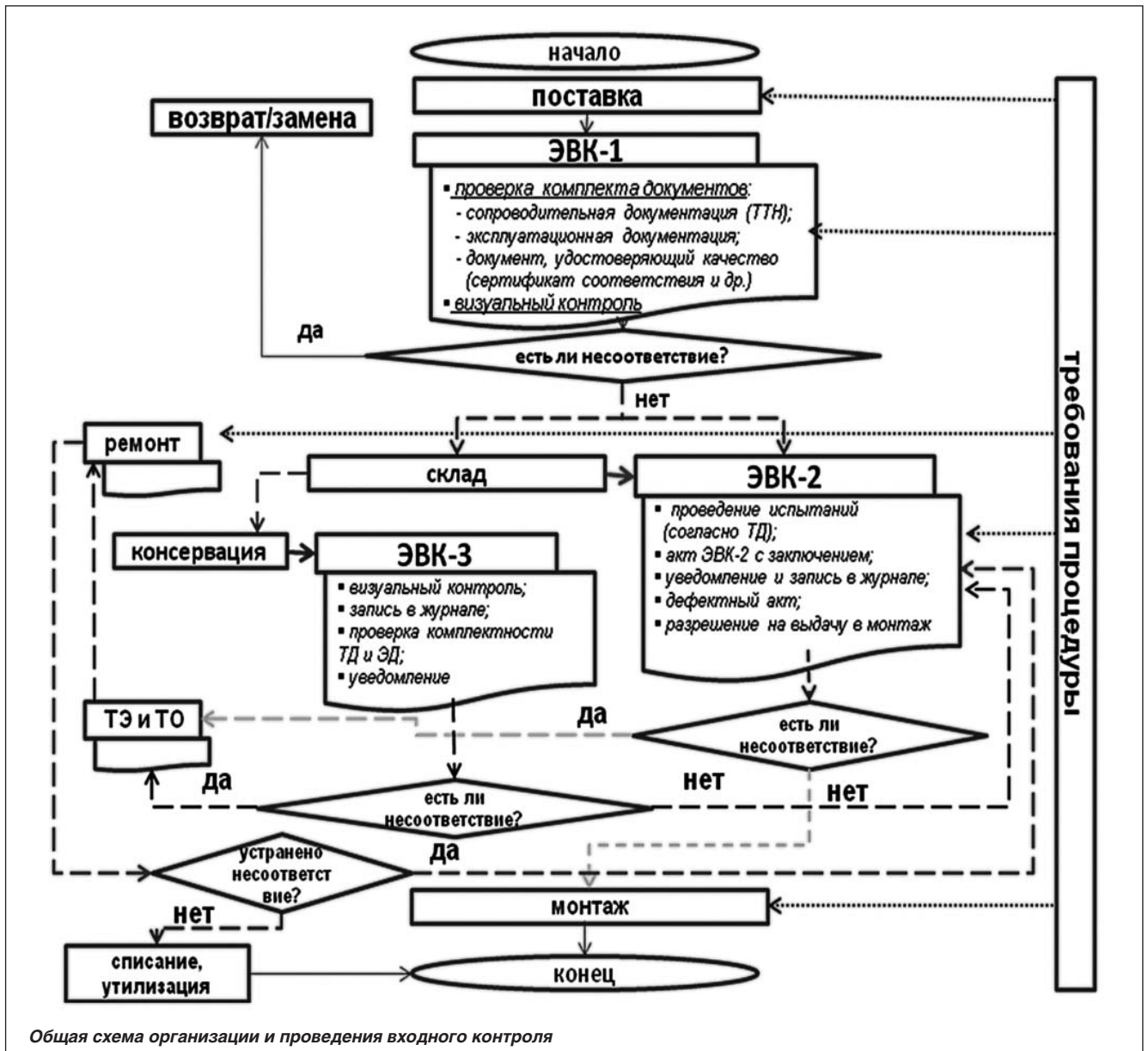
Применение продукции, не прошедшей входной контроль, не допускается, поэтому в каждом процессе следует предусмотреть меры по предотвращению случайного использования или установки не соответствующих требованиям изделий, услуг или процессов и обеспечению принятия своевременных решений и эффективных корректирующих действий [3].

Решение о необходимости введения ужесточения, ослабления или отмены входного контроля принимает эксплуатирующая организация на основании особенности, характера и назначения продукции или статистических данных по результатам входного контроля продукции за прошедший период.

Контроль деятельности исполнительной организации осуществляется путем проведения инспекции, которая направлена на проверку соблюдения технологических процессов и качества изделий и услуг на любой из четко определенных стадий:

- 1) инспекции и испытания при получении поставок (до начала работы);
- 2) инспекции в ходе монтажа (во время выполнения работы);
- 3) окончательные инспекции и приемочные испытания (по завершении работы) [4].

Инспекции, важные для безопасности АЭС, должны осуществляться уполномоченными на то лицами (инспекторами), не принимавшими участия в проектировании, разработке и изготовлении оборудования, строительстве, монтаже, вводе в эксплуатацию и эксплуатации АЭС.



Общая схема организации и проведения входного контроля

Проведение инспекционных проверок организует служба качества эксплуатирующей организации согласно руководящим документам по проведению инспекционных проверок. Инспектор должен быть так подготовлен и иметь такую квалификацию, чтобы компетентно выполнять порученную ему работу и понимать последствия своих действий для безопасности [3].

Входной контроль включает:

- контроль и анализ сертификатов и паспортных данных на продукцию;
- проверку соответствия продукции рабочей документации действующим нормам и правилам в атомной энергетике;
- визуально-измерительный контроль (контроль геометрических размеров: измерение размеров диаметров, овальности, катетов швов и др.);
- контроль специальных свойств;
- лабораторные исследования; контроль материалов, из которых производится продукция (химического состава); контроль механических свойств, структуры.

При необходимости в качестве дополнительных методов входного контроля могут использоваться:

- стилоскопирование (проверка соответствия конструкционных материалов требованиям проектной документации);
- магнитопорошковая или цветная дефектоскопия (выявление поверхностных дефектов);
- ультразвуковая дефектоскопия или радиографический контроль (выявление внутренних дефектов);
- вихретоковый контроль (обнаружение поверхностных и подповерхностных дефектов);
- тепловой контроль (обнаружение внутренних дефектов);
- химическое травление (выявление дефектов структуры, границ двойников и доменов, растравливание трещин, царапин и т.п.).

Система метрологического обеспечения АЭС

Метрологическое обеспечение на этапах проектирования, строительства и ввода в эксплуатацию АЭС должно осуществляться с целью создания основы обеспечения качества эксплуатации станции и получения

Таблица 1. Перечень учебных центров и методов неразрушающего контроля

| Название учебного центра | Метод НК |
|---|-------------------------|
| ЗАО «Белорусский межвузовский центр» | UT, MT |
| Институт прикладной физики НАН Беларуси | ST, TT |
| Учебный центр УП «Белгазпромдиагностика» | VT, UT, ET, MT, VDT, LT |
| Центральная строительная лаборатория УП «Трест Белпромналадка» | RT |
| ГВПО «Белорусско-российский университет», кафедра физических методов контроля | MT, VT, UT |
| МИПК и ПК по менеджменту и развитию персонала БНТУ | VT, UT, MT, TS |
| Республиканский институт высшей школы | VT, ST, AT, UT, MT |

результатов измерений, использование которых позволит:

- эффективно вести технологический процесс на АЭС с соблюдением условий ее безопасности;
- исключить или свести к минимуму риск принятия ошибочных решений и действий при управлении АЭС, ее измерительным и испытательным оборудованием;
- достоверно контролировать безопасность персонала АЭС, состояние окружающей среды и т.д.

В системе метрологического обеспечения АЭС должна быть организована метрологическая служба, возглавляемая главным метрологом. Высшее руководство должно обеспечивать необходимые ресурсы для создания и функционирования метрологической службы. Руководство метрологической службы (в лице главного метролога) должно установить, документально оформить и поддерживать в рабочем состоянии систему управления измерениями, а также постоянно повышать ее результативность и эффективность согласно СТБ ИСО 9004.1–99.

В состав метрологической службы должны входить собственные аккредитованные испытательные и калибровочные (поверочные) лаборатории, прошедшие процедуру аккредитации согласно требованиям законодательства Республики Беларусь и СТБ ИСО/МЭК 17025–2007 в уполномоченных на то органах по аккредитации испытательных, поверочных и калибровочных лабораторий.

Для получения уверенности в достоверности и точности результатов измерений и минимизации рисков принятых решений необходимо осуществлять постоянное управление

всеми системами измерений, которые используются на этапах разработки, монтажа, ввода в эксплуатацию и обслуживания (эксплуатации) согласно СТБ ИСО 9004.1–99 и СТБ ИСО 10012–2004.

Все измерительное оборудование, используемое на любом из этапов жизненного цикла АЭС, должно быть идентифицировано и находиться в сфере законодательной метрологии.

Государственный контроль за соблюдением требований действующего законодательства, нормативных документов, Правил и технической документации по метрологии и сертификации в области использования атомной энергии осуществляет Госпромнадзор. Государственный метрологический надзор осуществляется инспекторами Госстандарта.

Подготовка специалистов в сфере контроля

На начальном этапе строительства первых блоков белорусской АЭС основное внимание необходимо уделить и подготовке специалистов по неразрушающему контролю, приемке технологического оборудования, строительным и монтажным работам, комплектации измерительного оборудования, созданию региональных и заводских лабораторий разрушающего и неразрушающего контроля. В Республике Беларусь функционирует ряд научных учреждений и центров по подготовке специалистов в данной области (табл. 1).

В настоящее время аккредитованный орган по сертификации персонала по производственному сектору «Атомная энергетика» находится в Бе-

лорусском государственном институте повышения квалификации и переподготовки кадров по стандартизации, метрологии и управлению качеством. Сертификация производится по следующим методам неразрушающего контроля (НК): ультразвуковой (УТ), радиографический (РТ), магнитный (МТ), вихретоковый (ЕТ), капиллярный (РТ), визуальный (VT), контроль герметичности (пузырьковый метод) (LT), тепловой (ТТ), вибродиагностический (VDT). Сертификация персонала по акустико-эмиссионному методу (АТ) производится в Республиканском институте высшей школы (РИВШ).

В результате сравнения методик по подготовке специалистов для объектов ядерной энергетики, разработанных в Российской Федерации, с методиками белорусских центров, которые готовят специалистов в сфере опасных производств, выявлены незначительные различия, которые касаются в основном знания нормативной базы и критериев контроля. По некоторым параметрам белорусские нормативы более жесткие, чем российские.

Подготовка и сертификация персонала по неразрушающему контролю может быть организована на существующей в республике базе с использованием уже отработанных программ и методик, что выгодно как в экономическом плане, так и в плане создания собственной независимой системы контроля и диагностики.

Организация системы обучения и подготовки специалистов в области входного контроля и диагностики должна проводиться по программам, согласованным с Госатомнадзором и утвержденным органом по сертификации персонала; при этом необходимо использовать специально подготовленную техническую базу.

Все специалисты после обучения в обязательном порядке должны проходить сертификацию для присвоения уровня компетентности по трехрядной шкале для конкретного метода неразрушающего контроля.

Сертификация персонала осуществляется в соответствии с требованиями, установленными СТБ EN 473–2005. В первую очередь это наличие профессиональных навыков, подтвержденных успешной сдачей квалификационного экзамена, состоящего из трех частей:

Таблица 2. Требования к образованию специалистов

| Уровень квалификации | Образование | Продолжительность стажа* (месяцев) |
|----------------------|--|------------------------------------|
| I | Полное общее среднее образование | 1–6 |
| II | Полное общее среднее образование, высшее образование | 3–12 |
| III | Высшее | 12–72 |

* Зависит от метода контроля, профиля и уровня технического образования.

Примечание: обучение специалистов I и II уровней осуществляется по одним и тем же программам.

- общий экзамен, оценивающий знания технических приемов конкретного метода контроля, применяемого в определенном промышленном секторе;
 - экзамен на знание нормативной базы контроля и критериев контроля;
 - практический экзамен, подтверждающий мастерство специалиста, его знание технологии контроля, умение настраивать и правильно эксплуатировать оборудование, регистрировать и анализировать информацию о результатах контроля.
- На основе анализа мирового опыта разработаны основные требования, предъявляемые к специалистам в области неразрушающего контроля материалов и оборудования АЭС:
- к уровню образования;
 - к уровню компетентности;
 - к общему производственному стажу работы в области неразрушающего контроля;
 - к здоровью персонала.

Обучение должно проводиться действующими специалистами в области неразрушающего контроля и профессорско-преподавательским составом вузов, специализирующимся в сфере диагностики оборудования. При этом специалисты и преподаватели вузов должны знать особенности устройства и функционирования ядерных энергетических установок, нормативно-правовую базу по неразрушающему контролю материалов и оборудования АЭС и иметь достаточный трудовой (практический) стаж работы в данной области. Для объективной оценки знаний обучающихся экзамены должны приниматься высококвалифицированными специалистами и преподавателями, которые не были задействованы в системе обучения.

Общие требования к образованию специалистов приведены в табл. 2.

Что касается здоровья, то наиболее жесткие требования предъявляются к зрению. По международному стандарту ISO 9712:2005 дефектоскопист должен предоставить документальное подтверждение удовлетворительного зрения в соответствии со следующими требованиями:

- острота ближнего зрения должна позволять чтение как минимум таблицы Егера № 1 и эквивалентных букв на расстоянии 30 см одним или двумя глазами, скорректированными или нескорректированными;
- цветное зрение должно быть таким, чтобы дефектоскопист мог распознать и различить контраст между цветами, используемыми в соответствующем методе неразрушающего контроля.

После сертификации проверку зрения необходимо проводить ежегодно, что должно контролироваться работодателем или ответственным учреждением.

Кроме требований к зрению существует более 20 общих медицинских противопоказаний, среди которых заболевания центральной нервной системы, злокачественные заболевания системы крови, гипертоническая болезнь III стадии, язвенные болезни желудка, 12-перстной кишки и т.д.

Список литературы

1. Обеспечение качества при изготовлении оборудования. Руководство по безопасности: МАГАТЭ №50-C/SG-Q7, 1998.
2. Обеспечение качества при поставках оборудования и предоставления услуг. Руководство по безопасности: МАГАТЭ №50-C/SG-Q6, 1998.
3. Контроль несоответствия нормативным требованиям и корректирующие меры. Руководство по безопасности: МАГАТЭ №50-C/SG-Q2, 1998.
4. Приемочные инспекции и испытания. Руководство по безопасности: МАГАТЭ №50-C/SG-Q4, 1998.

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА КАК СОСТАВЛЯЮЩАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ УКРАИНЫ

Развитие атомной энергетики как составной части энергетики вообще вызывало и будет вызывать многочисленные споры. Украинское общество также оказалось в эпицентре этих дискуссий, с одной стороны, как испытавшее на себе последствия аварии на Чернобыльской АЭС, а с другой стороны, как общество, государство которого обладает значительным ядерным потенциалом в виде АЭС, на которых вырабатывается около половины производимой в стране электроэнергии.

На начало 2011 года в стране действовало четыре АЭС – Запорожская, Ровенская, Хмельницкая и Южно-Украинская, – на которых работает 15 энергоблоков. Что касается вырабатываемой ими электроэнергии, то динамика производства хорошо видна из табл. 1. По количеству реакторов страна занимает 10-е место в мире и 5-е в Европе.

Из 15 энергоблоков 12 было унаследовано страной от СССР, а три – запущено в постсоветский период: в 1995 году введен в эксплуатацию энергоблок № 6 Запорожской АЭС, в 2004 – энергоблок № 4 Ровенской и № 2 Хмельницкой АЭС. На Чернобыльской АЭС энергоблок № 4 был разрушен, а остальные три выведены из эксплуатации в течение 1991–2000 годов.

Все действующие энергоблоки имеют мощность 1000 МВт каждый (ВВЭР-1000), за исключением двух энергоблоков Ровенской АЭС (№ 1,

2), мощность каждого из которых составляет 440 МВт (ВВЭР-440).

Современное состояние ядерной энергетики

Все реакторы, установленные на украинских АЭС, относятся к типу ВВЭР, который получил широкое распространение во всем мире. Первый советский реактор такого типа был введен в строй в 1964 году и являлся аналогом зарубежного реактора типа PWR, впервые запущенного в США в 1957 году.

В Украине работает крупнейшая в Европе **Запорожская АЭС**, имеющая в своем составе шесть энергоблоков общей мощностью 6000 МВт. Ежегодно станция вырабатывает порядка 40 млрд кВт·ч электроэнергии, что составляет 1/5 годового производства электроэнергии в Украине и примерно 50 % ее производства на украинских АЭС.



А.Б. АВЧИННИКОВ,
старший преподаватель
Международного
государственного
экологического университета
им. А.Д. Сахарова

В 2009 году МАГАТЭ признало, что Запорожская АЭС полностью отвечает международным требованиям – первый энергоблок должен быть остановлен только в 2030 году, а шестой – в 2041 году. На станции функционирует сухое хранилище отработанного ядерного топлива, которое в ближайшие 50 лет обеспечит хранение отработанных топливных сборок на территории АЭС.

Ровенская АЭС находится в Волинском Полесье около р. Стыр, в 4 км от г. Кузнецовск. Станция является единственной в Украине, где задействовано два энергоблока ВВЭР-440, введенные в эксплуатацию в 1980–1981 годах. АЭС прошла проверку МАГАТЭ еще в начале 1989 года, а позже была выбрана ЕС базой для выполнения ряда проектов.

Ежегодно РАЭС вырабатывает 11–12 млрд кВт·ч электроэнергии, что составляет 16 % производимой на АЭС Украины электроэнергии.

В связи с тем, что к 2010–2011 годам истек срок эксплуатации энергоблоков №№ 1, 2, который составлял 30 лет, на РАЭС была разработана и введена в действие Программа мероприятий по продлению сроков эксплуатации энергоблоков Ровенской АЭС (на период 2005–



Запорожская АЭС
http://www.12821-80.ru/krepezh_ukraina.php

2010 годы). По итогам реализации Программы 10 декабря 2005 года Государственная инспекция ядерного регулирования Украины приняла решение о продлении срока эксплуатации энергоблоков на 20 лет.

Хмельницкая АЭС расположена в г. Нетешин Хмельницкой области. В эксплуатации находятся два энергоблока (ВВЭР-1000) общей мощностью 2000 МВт. Ресурс их работы значительный – у первого энергоблока он истекает в 2032, у второго – в 2050 году.

Ежегодно ХАЭС производит 6–7 млрд кВт·ч электроэнергии, или около 9 % электроэнергии, вырабатываемой на АЭС Украины. Особенностью Хмельницкой АЭС является то, что на ее площадке ведется строительство еще двух энергоблоков (№№ 3, 4 с реакторами типа ВВЭР-1000), ввод в эксплуатацию которых намечен на 2015 и 2016 годы соответственно. Решение об этом было принято на встрече премьер-министров Украины и России 30 апреля 2010 года.

Южно-Украинская АЭС находится в г. Южноукраинске Николаевской области, который расположен на берегах Южного Буга. В ее состав входят три действующих энергоблока (ВВЭР-1000), срок эксплуатации которых истекает в 2027 (блок № 1) и 2034 (блок № 3) годах.

В течение года на ЮУАЭС вырабатывается 17–18 млрд кВт·ч электроэнергии, что составляет примерно 25 % от производства на украинских АЭС.

Перспективы развития

Все, о чем было сказано выше, – это настоящее атомной энергетики Украины. А каковы перспективы? На этот вопрос попытались ответить авторы Энергетической стратегии Украины до 2030 года, которая была



Ровенская АЭС

<http://finance.tochka.net/11065-energoblokam-rivnenskoj-aes-vremen-brezhneva-prodlili-ekspluatatsiyu-na-20-let-foto/gallery/image-15577/>

утверждена Кабинетом министров страны 15 марта 2006 года.

Энергетической стратегией Украины предусмотрено, что АЭС страны в течение 2006–2030 годов будут стабильно вырабатывать около 50 % электроэнергии. При этом предполагается, что до 2030 года в эксплуатации из нынешних 15 будет находиться 9 энергоблоков: №№ 3–6 Запорожской, №№ 3, 4 Ровенской, №№ 1, 2 Хмельницкой и № 3 Южно-Украинской АЭС. Планируется начать работы по подготовке к выведению из эксплуатации шести энергоблоков и введению в эксплуатацию двух энергоблоков на площадке Хмельницкой АЭС.

Также Украина наметила определенные рубежи в производстве ядерного топлива. Вместе с тем Стратегия констатирует тот факт, что принятое Кабинетом министров Украины в 1995 году постановление о производстве ядерного топлива для АЭС провалено из-за нехватки финансовых средств, так как фактически было профинансировано лишь 20 % работ. В настоящее время за счет

собственного урана страна покрывает только 30 % своих потребностей в этом топливе. В перспективе предлагается использовать два пути для решения данной проблемы: закупку ядерного топлива на мировом рынке и производство собственного урана в кооперации с другими странами.

Авторы Стратегии ставят к 2030 году две амбициозные, но решаемые задачи:

- производство на АЭС 50 % всей вырабатываемой в стране электроэнергии;
- обеспечение потребностей Украины в собственном ядерном топливе.

В настоящее время принято решение корректировать энергетическую стратегию каждые 2–3 года. Ряд изменений уже внесен. В частности, уменьшится количество запланированных к строительству блоков – скорее всего их будет шесть, а не девять. На середину 2011 года Национальная атомная электрогенерирующая компания Украины «Энергоатом» договорилась о финансировании продолже-

Таблица 1. Динамика выработки электроэнергии на АЭС в сравнении с общим количеством произведенной в Украине электроэнергии за 2000–2011 годы

| Показатели | Годы | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------|
| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 (план) |
| Всего, млрд кВт·ч год | 170,8 | 172,2 | 173,0 | 179,6 | 181,3 | 185,2 | 192,1 | 195,1 | 191,7 | 172,9 | 183,4 | 194,8 |
| Из них на АЭС, млрд кВт·ч год | 77,3 | 76,2 | 78,0 | 81,4 | 87,0 | 88,8 | 90,3 | 92,5 | 89,9 | 82,9 | 84,0 | 90,0 |
| % произведенной на АЭС электроэнергии | 45,3 | 44,2 | 45,1 | 45,3 | 48,0 | 48,0 | 47,0 | 47,4 | 46,9 | 48,0 | 47,4 | 46,1 |

ния строительства двух энергоблоков (№№ 3 и 4) на Хмельницкой АЭС вместо планировавшихся четырех.

Проблемы и пути их решения

У ядерной энергетики Украины не только радужные перспективы, но и серьезные проблемы, которые требуют адекватного решения.

Во-первых, постепенно истекает срок эксплуатации энергоблоков на АЭС, многие из которых были введены еще во времена Советского Союза. Решением может стать модернизация энергооборудования АЭС. И такой опыт у энергетиков Украины уже есть – плановая модернизация энергоблоков №№ 1, 2 Ровенской АЭС позволила продлить ресурс их работы на 20 лет. В пользу такого решения говорит и то, что модернизация одного энергоблока требует на порядок меньше средств, чем его сооружение. Специалисты утверждают, что для строительства энергоблока необходимо порядка \$ 2–3 млрд, а для модернизации – всего \$ 200–300 млн или даже меньше.

Вторая проблема, влияющая на развитие ядерной энергетики, – при наличии в стране собственного производства турбинного (ОАО «Турбоатом», Харьков) и электротехнического оборудования (ПАО «Запорожский трансформаторный завод») в Украине отсутствует реакторное машиностроение. Специалисты видят выход в кооперации с другими странами или размещении заказов в других государствах, в частности в России.

Третьей значительной проблемой является отсутствие в стране полно-

го цикла обогащения урана. В октябре 2010 года украинский госконцерн «Ядерное топливо» купил 10 % акций Международного центра по обогащению урана в Ангарске (Россия) и тогда же подписал с российской компанией «ТВЭЛ» соглашение о создании на территории Украины предприятия по производству ядерного топлива для реакторов типа ВВЭР-1000. Завод планируется построить в районе г. Желтые Воды Днепропетровской области.

Проблема четвертая – отсутствие достаточного количества собственного урана. В 2010 году объем добычи урана в Украине составил около 850 т, что позволяет обеспечить АЭС собственным ураном примерно на 35 % от необходимого. Для решения этой проблемы в июле 2011 года начата добыча руды на Новоконстантиновском месторождении в Кировоградской области. К 2015 году планируется ежегодно добывать по 2,5 тыс. т, а с 2020 года полностью перейти на самообеспечение урановым концентратом.

Проблема пятая – хранение ядерных отходов. В настоящее время Украина платит России за эту услугу ежегодно около \$ 150 млн. Выход видится в том, чтобы оставлять отработанное ядерное топливо в стране и в будущем использовать его для работы реакторов, когда это позволит развитие новых технологий.

И шестая проблема – общественное мнение страны против строительства АЭС. Проблема может быть решена путем привлечения общественности к участию в формировании государственной поли-

тики в области ядерной энергетики, отчисления средств при строительстве энергоблоков на социально-экологические мероприятия: экологическое просвещение населения, улучшение социально-бытовых условий, строительство дорог, создание новых рабочих мест.

У читателя, ознакомившегося с изложенным выше, может сложиться мнение, что энергетические проблемы Украины или почти решены, или близки к этому. Но это не совсем так. Главная нерешенная проблема – невозможность в ближайшей перспективе уйти от зависимости от российских энергетических ресурсов. По оценкам специалистов, покупка свежего ядерного топлива ежегодно обходится стране в \$ 400–500 млн, а плата за хранение отходов оценивается в сумму \$ 100–150 млн.

Украина предпринимает попытки диверсифицировать поставки ядерного топлива. В частности, часть его поставляется в страну в рамках сотрудничества НАК «Энергоатом» с американской компанией Westinghouse. Топливо этой компании используется на третьем энергоблоке Южно-Украинской АЭС. 4 августа пришло сообщение, что начаты работы по перезагрузке топлива на втором энергоблоке Южно-Украинской АЭС. Таким образом, уже два энергоблока Южно-Украинской АЭС работают на ядерном топливе производства компании Westinghouse. Планируется его использование также на втором энергоблоке этой станции и на пятом блоке Запорожской АЭС.

Теперь мы подошли к вопросу – есть ли альтернатива атомной энергетике Украины? Следует честно и однозначно ответить, что такой альтернативы нет – для нее не созданы предпосылки. С другой стороны, несмотря на наращивание производства электроэнергии на АЭС – на 2012 год запланировано довести производство электроэнергии на АЭС страны до 91,5 млрд кВт·ч, – только атомная энергетика не сможет решить проблему энергетической безопасности Украины.

Выход из создавшейся ситуации видится в постепенной диверсификации источников поставок ядерного топлива, нефти, газа, развитию возобновляемой энергетики и увеличении в топливно-энергетическом балансе Украины доли местных видов топлива.



Южно-Украинская АЭС
<http://photoukraine.com>

Республиканские органы
государственного управления

Директорам филиалов
«Энергонадзор» РУП-облэнерго

от 18.10.2011 № 6-2-2/247

На № _____ ад _____

ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО

О ПРИМЕНЕНИИ НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

В соответствии с постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 23 августа 2011 г. №44 с 1 декабря 2011 года на территории Республики Беларусь вступает в силу ТКП 339-2011 «Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловых и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний» (далее – ТКП).

ТКП введен взамен Правил устройства электроустановок шестого издания в части:

- главы 1.1. Общая часть,
- главы 1.5. Учет электроэнергии,
- главы 1.7. Заземление и защитные меры электробезопасности,
- главы 1.8. Нормы приемо-сдаточных испытаний,
- главы 2.2. Токопроводы напряжением до 35 кВ,
- главы 2.4. Воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ,
- главы 2.5. Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ,
- главы 4.1. Распределительные устройства напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока,
- главы 4.2. Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ,
- главы 4.4. Аккумуляторные установки,

главы 5.2. Генераторы и синхронные компенсаторы,

главы 5.3. Электродвигатели и их коммутационные аппараты,

главы 7.1. Электрооборудование жилых и общественных зданий.

В связи с возникшими вопросами о порядке применения норм ТКП разъясняю:

1. ТКП устанавливает правила устройства электроустановок с целью обеспечения надежности и безопасности их работы и распространяется на электроустановки переменного тока напряжением до 750 кВ включительно и постоянного тока напряжением до 1500 В включительно, вновь вводимых в эксплуатацию и вводимых в эксплуатацию после реконструкции.

2. По отношению к реконструируемым электроустановкам требования ТКП распространяются лишь на реконструируемую часть электроустановок.

3. Правила и нормы ТКП рекомендуется применять для действующих электроустановок, если это повышает надежность электроустановки или если ее модернизация направлена на обеспечение требований безопасности.

4. Проектирование, строительство и реконструкция объектов, договоры на проектирование и строительство которых заключены до 1 декабря 2011 года, могут выполняться в соответствии с Правилами устройства электроустановок шестого издания.

Начальник управления –
Главный государственный инспектор
Республики Беларусь по энергетическому надзору



В.И. Клявза

Республиканские органы
государственного управления

от 18.10.2011 № 6-2-2/246

Директорам филиалов
«Энергонадзор» РУП-облэнерго

На № _____ ад _____

ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО**ОБ ИСПЫТАНИЯХ УКАЗАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ ДО 1000 В**

В управление государственного энергетического и газового надзора и охраны труда Министерства энергетики Республики Беларусь поступают обращения юридических лиц по вопросу применения норм ТКП 290-2010 «Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках» (далее – ТКП 290) в части испытаний указателей напряжения до 1000 В.

В соответствии с требованиями п.4.5.10.3 и приложения Е ТКП 290 напряжение индикации указателей напряжения до 1000 В должно быть не выше 50 В. При этом в соответствии с ранее действовавшим техническим нормативным правовым актом, а также в соответствии с ГОСТ 20493-2001 «Указатели напряжения. Общие технические условия» напряжение индикации указателей напряжения до 1000 В должно быть не выше 90 В.

С целью обеспечения единых подходов к применению и испытанию электротехнических средств РАЗЪЯСНЯЮ:

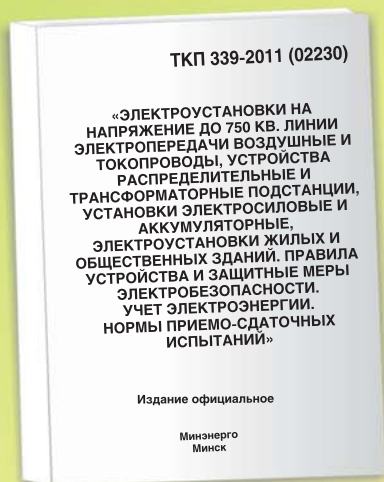
Критерием обеспечения безопасности электротехнического персонала при выполнении работ по проверке отсутствия напряжения является не превышение напряжения зажигания указателя над напряжением, при котором поражение электрическим током может привести к смертельному исходу или тяжелой травме. При разработке ТКП 290 принимались во внимание требования Международной электротехнической комиссии (далее – МЭК) по обеспечению электробезопасности и защите от поражения электрическим током (действуют в настоящее время в Республике Беларусь как комплекс стандартов ГОСТ 30331), в которых в качестве порогового значения напряжения в отношении поражения электрическим током принята величина 50 В (сверхнизкое напряжение (СНН, или ELV по терминологии МЭК)). Таким образом, в ТКП 290 заложена более жесткая по сравнению с ГОСТ 20493-2001 норма с целью обеспечения электробезопасности.

**Начальник управления –
Главный государственный инспектор
Республики Беларусь по энергетическому надзору**

В.И. Клявза

Новый ТКП на основе ПУЭ

ТКП 339-2011 (02230)



«ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 750 КВ. ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ВОЗДУШНЫЕ И ТОКОПРОВОДЫ, УСТРОЙСТВА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ И ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ, УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОСИЛОВЫЕ И АККУМУЛЯТОРНЫЕ, ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ ЖИЛЫХ И ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ. ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА И ЗАЩИТНЫЕ МЕРЫ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ. УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. НОРМЫ ПРИЕМО-СДАТОЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ»

Официальное издание

Утвержден постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь № 44 от 23 августа 2011 года.
Вводится впервые с 1 декабря 2011 года взамен частей ПУЭ шестого издания.

ЗАКАЗАТЬ документ можно:

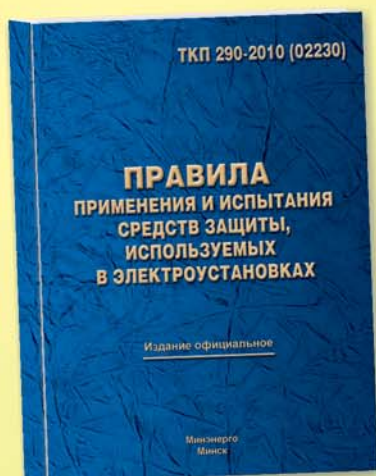
- в редакции по тел. / факсу: (017) 293 46 82, 286 08 28
- на сайте energystrategy.by

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

«ПРАВИЛА ПРИМЕНЕНИЯ И ИСПЫТАНИЯ СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ»
ТКП 290-2010 (02230)

Официальное издание

Утвержден постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 27 декабря 2010 года № 74.
Введен в действие с 21 марта 2011 года.



КУПИТЬ документ можно:

- в редакции по тел. / факсу: (017) 286 08 28 (опт);
- у региональных представителей в РБ (розница)

ТРЕБОВАНИЯ НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ ПРИ ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ БЛОК-СТАНЦИЙ

В предыдущем номере журнала (№ 4(22), июль–август 2011 года) мы начали публикацию серии материалов, освещающих технические и правовые основы присоединения к электрическим сетям Белорусской энергосистемы блок-станций потребителей. Серия открылась статьей, посвященной анализу технических требований энергообеспечивающей организации при подключении блок-станции к электрической сети. В этом номере предлагаем вам познакомиться с требованиями нормативно-правовой базы, регламентирующей вопросы эксплуатации блок-станций.

В настоящее время в Республике Беларусь вопросы эксплуатации блок-станций (технологических электростанций потребителей) регламентированы следующими нормативными правовыми актами:

- Единые технические требования к объектам малой энергетики, присоединяемым к сетям энергосистемы, утвержденные в марте 1994 года начальником управления электрических сетей и сельской электрификации Минэнерго Республики Беларусь. Отметим, что Единые технические требования распространяются только на блок-станции с единичной мощ-

ностью агрегатов до 1,0 МВт. На иные блок-станции данный документ не распространяется;

- Правила пользования электрической энергией, раздел 4 «Взаимоотношения с субъектами хозяйствования, владельцами собственных электростанций (блок-станций)»;
- ТКП 181-2009 «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», раздел 6.3. «Технологические электростанции»;
- Инструкция о порядке допуска в эксплуатацию новых и реконструированных электрических установок, утвержденная постановлением Министерства энер-



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

гетики Республики Беларусь от 20 августа 2009 года № 25, глава 6 «Техническая документация, подлежащая предъявлению в органы государственного энергетического надзора при определении возможности ввода в эксплуатацию технологических электростанций (в том числе блок-станций)».

Основные требования действующих нормативных правовых актов при вводе в эксплуатацию блок-станций (технологических электростанций потребителей) следующие.

К эксплуатации допускаются блок-станции, на которых полностью смонтированы, проверены и испытаны в необходимом объеме оборудование, устройства защиты и автоматики, контрольно-измерительные приборы и сигнализация, провода и кабели, имеются средства защиты и выполнены в полном объеме технические условия энергообеспечивающей организации на присоединение к сети. Допуск в эксплуатацию блок-станции осуществляется органами государственного энергетического надзора.

Конструкция, исполнение и класс изоляции электрических машин, аппаратов, приборов и оборудования на блок-станции, а также проводов и кабелей должны соответствовать

Приложение 1

Данное заявление оформляется на фирменном бланке организации.

ЗАЯВЛЕНИЕ

Просим направить государственного инспектора по энергетическому надзору для осмотра и выдачи заключения о возможности ввода в эксплуатацию электроустановок объекта *блок-станция ПРУП «Завод специальных агрегатов»*, расположенного по адресу *г. Сергеевск, ул. Кирова, 18. Проект № 08-06-356/4563 от «15» июля 2010 г. выполнен частным унитарным проектно-исследовательским предприятием «Профпроект»*

(указать проектную организацию)

Указанные электроустановки после монтажа и наладки приняты от *общества с ограниченной ответственностью «Электромонтажник-2005»*

(указать электромонтажную организацию)

по акту технической готовности электромонтажных работ от «*25*» *июня 2011 г.*

Установленная мощность *150* кВА.

Необходимые для осуществления осмотра электроустановок и выдачи заключения о возможности их ввода в эксплуатацию документы прилагаются.

Электроустановки укомплектованы испытанными защитными средствами, средствами пожаротушения, оперативной документацией и квалифицированным персоналом.

Контактный телефон: *38-62-15.*

Приложения: на *48* л. в 1 экз.

Руководитель потребителя:

Директор ПРУП «Завод специальных агрегатов»

(должность)

(подпись)

А.П. Сидоров

(инициалы, фамилия)

параметрам сети и электроприемника, условиям окружающей среды и внешним воздействующим факторам или обеспечены защитой от этих воздействий.

Режим работы нейтрали электростанции и защитные меры электробезопасности должны соответствовать режиму работы нейтрали и защитным мерам безопасности, принятым в сети потребителя.

К общей документации, предъявляемой в территориальный орган Госэнергонадзора для выдачи заключения о возможности ввода в эксплуатацию блок-станций, относятся:

– письменное заявление о вызове государственного инспектора по энергетическому надзору для осмотра и выдачи заключения о возможности ввода в эксплуатацию электроустановок блок-станции (форма с образцом заполнения приведена в Приложении 1);

– технические условия владельца электросетей на присоединение электроустановок и справка об их выполнении;

– акт разграничения балансовой принадлежности электросетей и эксплуатационной ответственности сторон;

– выписка из журнала проверки знаний лица, ответственного за электрохозяйство;

– заключение органа государственного энергетического надзора на использование электроэнергии при установке электронагревательных устройств (при необходимости);

– проект строительства (реконструкции) блок-станции (электротехническая часть);

– акт технической готовности электромонтажных работ с приложениями (форма акта с образцом заполнения приведена в Приложении 2);

– ведомость технической документации, предъявляемой в территориальное подразделение государственного энергетического надзора;

– копия свидетельства о государственной регистрации организации;

– техническая документация по смонтированным электроустановкам в соответствии с требованиями ТКП 181-2009 «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

– техническая документация по выполненным электромонтажным работам в соответствии с РДС 1.03.01-98 «Порядок оформле-

ния приемо-сдаточной документации по электромонтажным работам».

В проекте строительства (реконструкции) блок-станции должны быть разработаны технические решения, предусматривающие усиление пропускной способности электрических сетей энергосистемы с реконструкцией ЛЭП и подстанций. Это обусловлено увеличением номинальных токов, токов короткого замыкания, емкостных токов замыкания на «землю»; из-

менением принципов построения и состава устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики; необходимостью выполнения функций диспетчерско-технологического управления и тому подобных изменений, связанных с предстоящим вводом в работу блок-станции.

В связи с имевшими место в последние годы случаями нарушения электроснабжения особое внимание при допуске в эксплуатацию блок-станций уделяется выполнению

Приложение 2

| | |
|---|---|
| Министерство | <u>Сергеевск</u> Город |
| <u>ООО «Электромонтажник-2005»</u> Трест | <u>ПРУП «Завод специальных агрегатов»</u> Заказчик |
| <u>СМУ-3</u> Монтажное управление | <u>блок-станция</u> Объект |
| <u>Участок электромонтажных работ №2</u> Участок | 25 июня 2011 г. |

АКТ

технической готовности электромонтажных работ

Комиссия в составе:

представителя Заказчика главного инженера Иванова И.И.
(должность, фамилия, имя, отчество)

представителя генерального Подрядчика главного инженера Федорова Ф.Ф.
(должность, фамилия, имя, отчество)

представителя электромонтажной организации
заместителя директора СМУ-3 Андреева А.А.
(должность, фамилия, имя, отчество)

произвела осмотр смонтированного электрооборудования.

1. Электромонтажной организацией выполнены следующие работы: комплекс электромонтажных работ по строительству блок-станции установленной мощностью 150 кВА по адресу г. Сергеевск, ул. Кирова, 20 в соответствии с договором от 15.09.2010 г. № 03-1/05-15 по локальным сметам № 1 и № 2
(перечень, основные технические характеристики, физические объемы)

2. Электромонтажные работы выполнены в соответствии с проектом, разработанным ЧУПИП «Профпроект», проект № 08-06-356/4563
(проектная организация)

3. Отступления от проекта перечислены в ведомости изменений и отступлений от проекта (Приложение 1 к настоящему акту).

4. Комиссия проверила техническую документацию, предъявленную в объеме требований СНиП 3.05.06-85, ПУЭ издание 6.

5. Индивидуальные испытания электрооборудования проведены
(проведены, не проведены)

6. Перечень остающихся недоделок, не препятствующих комплексному опробованию, и сроки их устранения перечислены в Приложении 2 к настоящему акту.

7. Ведомость смонтированного электрооборудования приведена в Приложении 3 к настоящему акту.

8. Заключение

8.1. Электромонтажные работы выполнены по проектной документации согласно требованиям СНиП 3.05.06-85 и ПУЭ издание 6.

8.2. Настоящий акт является основанием для:

а) организации работы рабочей комиссии по приемке оборудования после индивидуальных испытаний;

б) непосредственной передачи электроустановки Заказчику (Генподрядчику) для комплексного опробования электрооборудования.

Представитель Заказчика

Иванов И.И.
подпись

Представитель генерального Подрядчика

Федоров Ф.Ф.
подпись

Представитель монтажной организации

Андреев А.А.
подпись

Приложение 3

СПРАВКА ОБ ОРГАНИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

В соответствии с требованиями Межотраслевых правил по охране труда при работе в электроустановках ведущий инженер-энергетик Иванов Иван Иванович (указать должность по штатному расписанию, фамилию, имя, отчество) прошедший проверку знаний 15 мая 2011 года, IV группа по электробезопасности. (дата проверки знаний, группа по электробезопасности)

В соответствии с приказом, распоряжением (ненужное зачеркнуть) № 18 от « 18 » мая 2011 г. назначен лицом, ответственным за электрохозяйство ПРУП «Завод специальных агрегатов» (наименование объекта)

Для обслуживания электрооборудования блок-станции в нашей организации имеется следующий подготовленный электротехнический персонал:

| № | Фамилия имя, отчество | Должность | Группа по электробезопасности | Дата проведения проверки знаний |
|----|-----------------------------|----------------|----------------------------------|------------------------------------|
| 1. | Петров Петр Петрович | Электромонтер | III | 21.05.2011 |
| 2. | Васильев Василий Васильевич | Электрослесарь | III | 21.05.2011 |

и следующие защитные средства:

| № | Наименование защитного средства | Кол-во | Дата испытания, проверки защитного средства | № протокола проверки, испытания | Кто проводил проверку, испытания | Приме- чание |
|-----|---|-------------|--|--|---|-----------------|
| 1. | Ручной электроизолированный инструмент: | | | | | |
| 1.1 | Пассатижи | 2 | 12.09.2010 | 81, 82 | Лаборатория УП «Защита» | - |
| 1.2 | Отвертка | 4 | 12.09.2010 | 83-86 | - // - | - |
| 2. | Электроизмерительные клещи | 1 | 04.04.2011 | 218кл | - // - | - |
| 3. | Указатель напряжения | 2 | 04.04.2011 18.08.2010 | 515ук 1254ук | - // - | - |
| 4. | Электроизолирующие перчатки | 2 | 06.05.2011 | 810п 811п | - // - | - |
| 5. | Электроизолирующие галоши | 2 пары | 04.04.2011 | 114г 115г | - // - | - |
| 6. | Электроизолирующие ковры | 3 | 09.12.2010 | - | - | Осмотр |
| 7. | Плакаты и знаки безопасности | 2 комплекта | - | - | - | - |

Руководитель потребителя:

Директор

ПРУП «Завод специальных агрегатов»
(должность)

(подпись)

А.П. Сидоров

(инициалы, фамилия)

в полном объеме технических условий энергоснабжающей организации, в том числе требований к выполнению делительной автоматики.

При осмотре блок-станций и выдате заключения о возможности их ввода в эксплуатацию помимо общей технической документации в территориальный орган Госэнергонадзора предъявляется следующая:

- схема включения блок-станции в сеть энергосистемы, согласованная с энергоснабжающей организацией;
- справка об организации эксплуатации электрических установок.

При этом указываются сведения об электротехническом персонале, непосредственно обслуживающем оборудование блок-станции. Для обслуживания блок-станции должен быть выделен подготовленный персонал, имеющий группу по электробезопасности не ниже III. Форма указанной

справки с образцом заполнения приведена в Приложении 3;

- положение о взаимоотношениях между персоналом блок-станции и энергоснабжающей организации;
- программа включения блок-станции в работу;
- режимные схемы работы блок-станции, согласованные с диспетчерской службой, в оперативном ведении которой находится блок-станция;
- инструкция о порядке производства переключений и ликвидации аварийных ситуаций;
- протокол измерения показателей качества электрической энергии.

Качество электроэнергии, вырабатываемой блок-станциями, должно соответствовать требованиям ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электриче-

ских сетях общего назначения» для всех режимов работы блок-станции.

Порядок включения блок-станции в сеть определяется программой, разработанной потребителем – владельцем блок-станции совместно с энергоснабжающей организацией. Программа должна определять объем производства наладочных испытаний и включать в себя пусковую схему с описанием режимов работы блок-станции.

Положение о взаимоотношениях между персоналом блок-станции и энергоснабжающей организации разрабатывается и утверждается в целях конкретизации требований организационного обеспечения устойчивой работы блок-станции параллельно с энергосистемой. Документ должен находиться на рабочих местах оперативного персонала потребителя и энергосистемы. Персонал в установленном порядке должен быть ознакомлен с ним и обязан его выполнять.

Положение разрабатывается совместно энергоснабжающей организацией, в чьем ведении находится блок-станция, и персоналом потребителя. В документ рекомендуется включать следующие разделы:

- цель положения;
- порядок разработки и согласования оперативных схем;
- порядок обмена списками лиц оперативного персонала, имеющих право ведения оперативных переговоров и переключений;
- порядок и периодичность обмена информацией;
- сведения о балансовой и эксплуатационной принадлежности;
- оперативная принадлежность оборудования;
- нормальная и режимные схемы работы;
- порядок производства оперативных переключений;
- порядок организации вывода оборудования в ремонт;
- порядок действия при ликвидации аварийных ситуаций;
- планирование режимов работы.

Включение на параллельную работу с энергосистемой и отключение блок-станции от энергосистемы должны проводиться специально обученным и закрепленным за данной электроустановкой персоналом с разрешения диспетчера энергосистемы, в оперативном ведении которого находится данное оборудование.

ПРИМЕНЕНИЕ АДМИНИСТРАТИВНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ В СФЕРЕ ЭНЕРГЕТИКИ

В 2010 году журнал «Энергетическая стратегия» открыл серию публикаций, разъясняющих отдельные положения Кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях. Вниманию читателей были представлены комментарии к ст. 20.3 «Нарушение правил охраны электрических сетей» (№ 6, 2010 год), 20.10 «Нарушение правил пользования электрической или тепловой энергией», 20.11 «Нарушение правил эксплуатации тепловых сетей», 20.12 «Нарушение правил эксплуатации электрических и теплоиспользующих установок» (соответственно №№ 1, 3, 4, 2011 год), содержащие юридическую регламентацию применения административной ответственности в сфере энергетики, а также примеры из правоприменительной практики.

В этом номере журнала размещен материал, посвященный ст. 23.35 КоАП «Умышленное повреждение или срыв печати (пломбы)», который и завершает серию.

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

СТАТЬЯ 23.35

УМЫШЛЕННЫЕ ПОВРЕЖДЕНИЕ ИЛИ СРЫВ ПЕЧАТИ (ПЛОМБЫ)

Умышленное повреждение или срыв печати (пломбы), наложенной уполномоченным должностным лицом, за исключением действий, предусмотренных ст. 18.34 настоящего Кодекса, влекут наложение штрафа в размере от шести до десяти базовых величин.

Ст. 23.35 КоАП является общей для многих контролирующих органов. Рассмотрим особенности ее применения в деятельности органов государственного энергетического надзора, так как в их компетенцию также входит составление протоколов об административных правонарушениях по данной статье.

Родовым объектом правонарушения являются общественные отношения в сфере функционирования органов управления и деятельности их должностных лиц.

В связи с тем, что мы рассматриваем применение ст. 23.35 КоАП в деятельности органов государственного энергетического надзора, непосредственный объект

будет определяться исходя из компетенции этих органов. Согласно п. 1 Положения о государственном энергетическом надзоре, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10 января 1998 года № 26, с изменениями и дополнениями от 22 мая 2008 года (далее – Положение о государственном энергетическом надзоре), государственный энергетический надзор осуществляется в целях обеспечения безопасности жизни и здоровья людей, устойчивого функционирования энергетического оборудования, систем энергоснабжения, соблюдения правил пользования электрической и тепловой энергией.

Соответственно, **непосредственным объектом правонарушения** являются общественные отношения по поводу деятельности должностных лиц в сфере надзора за эксплуатацией энергетического оборудования, систем энергоснабжения, соблюдением технических нормативных правовых актов в области энергетики.

Объективная сторона правонарушения характеризуется совершением активных *действий*, которые выражаются в повреждении или срыве печати (пломбы).

В качестве исключения из состава административного правонарушения, предусмотренного ст. 23.35 КоАП, законодатель называет действие по повреждению пломб или запорных устройств грузового вагона, автомобиля и прицепа к нему, контейнера, грузового помещения или срыв с них пломб. Данное нарушение выделено в специальную норму и закреплено в ст. 18.34 КоАП.

Поскольку в сфере энергетики довольно часто имеет место опломбировка различных механизмов и устройств, в деятельности органов Государственного энергетического надзора ст. 23.35 КоАП применяется при повреждении или срыве пломб.

Под *повреждением пломбы* следует понимать всякое нарушение ее целостности, а также свободное передвижение по леске.

Срыв пломбы характеризуется отсутствием пломбы, разрывом лески, на которую крепится пломба. Также при наличии пломбы с оттиском печати, не соответствующим установленному, можно говорить о том, что надлежащая пломба была сорвана и заменена на другую.

Объективная сторона административного правонарушения, предусмотренного ст. 23.35 КоАП, образует при повреждении или срыве

не любой пломбы, а только наложенной уполномоченным должностным лицом. Поэтому в ходе подготовки дела об административном правонарушении к рассмотрению подлежит обязательному установлению, были ли полномочия у должностного лица на наложение пломбы.

Так, в соответствии с п. 8 Положения о государственном энергетическом надзоре государственными инспекторам по энергетическому надзору предоставлено право требовать от потребителей незамедлительного отключения электрических и теплоиспользующих установок при обнаружении нарушений, угрожающих возникновением аварий, пожаров либо представляющих угрозу жизни людей. Данное полномочие реализуется путем опломбировки отключенных электрических и теплоиспользующих установок и запрещения их эксплуатации до устранения выявленных нарушений.

В случае, если пломба государственного инспектора по энергетическому надзору сорвана и оборудование, несмотря на запрет, эксплуатируется, то в деянии физического лица образуется объективная сторона административного правонарушения, предусмотренного ст. 23.35 КоАП.

Например, государственным инспектором по энергетическому надзору при обследовании строительной площадки было обнаружено отсутствие двери распределительного устройства (РУ). В соответствии с п. 5.3.5 ТКП 181-2009 (02230) «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» все РУ (щиты, сборки и т.д.), установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие устройства, препятствующие доступу в них неэлектротехнического персонала и посторонних лиц. В связи с тем, что отсутствие дверей создает угрозу жизни людей, так как возможно прикосновение к открытым токоведущим частям, коммутационный аппарат ненадлежаще эксплуатируемого распределительного устройства был отключен и опломбирован государственным инспектором по энергетическому надзору, о чем составлен соответствующий акт, и пломба передана на хранение лицу, ответственному за электрохозяйство.

По прошествии некоторого времени было установлено, что пломба сорвана и коммутационный аппарат включен; в непосредственной близости от открытых токоведущих частей, находящихся в распределительном устройстве, ведутся строительно-монтажные работы.

Инспектором по энергетическому надзору составлен протокол об административном правонарушении по ст. 23.35 КоАП в отношении лица, ответственного за электрохозяйство, в связи со срывом пломбы, наложенной на данный коммутационный аппарат.

В соответствии с п. 4.14 Положения о присоединении электроустановок потребителей к электрическим сетям энергосистемы, утвержденного приказом Министерства топлива и энергетики Республики Беларусь от 30 апреля 1996 года № 28 (с изменениями от 8 февраля 2008 года), технические средства коммерческого учета должны иметь на креплении кожухов пломбы Белстандарта, а также пломбы энергоснабжающей организации на крышках клеммных коробок электросчетчиков и на крышках других средств, защищающих схемы учета от вмешательства извне.

Таким образом, в случае срыва пломбы энергоснабжающей организации в указанных случаях также может наступить административная ответственность по ст. 23.35 КоАП.

Например, представителями энергоснабжающей организации было установлено, что сорвана наложенная ими по наряд-заданию пломба с клеммной крышки расчетного прибора учета электрической энергии, расположенного в административном здании предприятия. Составлен соответствующий акт. В органы Государственного энергетического надзора направлено сообщение об административном правонарушении.

Государственным инспектором по энергетическому надзору в ходе подготовки дела об административном правонарушении к рассмотрению было установлено, что пломба энергоснабжающей организации была сорвана лицом, ответственным за электрохозяйство, с целью переноса щитка расчетного прибора учета электрической энергии в другое помещение в соответствии с

вновь разработанным проектом. Потребление электрической энергии осуществляется через расчетный прибор учета. Целостность расчетного прибора учета электрической энергии не нарушена, вмешательство в его работу не установлено.

Государственным инспектором по энергетическому надзору составлен протокол об административном правонарушении по ст. 23.35 КоАП в отношении лица, ответственного за электрохозяйство, в связи со срывом пломбы энергоснабжающей организации с клеммной крышки расчетного прибора учета электрической энергии.

В соответствии с п. 2.16 Правил пользования электрической энергией, утвержденных приказом Министерства топлива и энергетики Республики Беларусь от 30 апреля 1996 года № 28 (далее – Правила пользования электрической энергией), энергоснабжающая организация имеет право отключать от источников электрической энергии юридических и физических лиц, допустивших следующие нарушения:

- самовольное присоединение оборудования, устройств и приборов к сети энергоснабжения;
- присоединение оборудования, устройств и приборов к сети энергоснабжения без использования средств учета расхода энергии или нарушение схем подключения этих средств;
- проведение электропроводок, не предусмотренных утвержденными проектами энергоснабжения.

В указанных случаях отключение от источников электрической энергии юридических и физических лиц, допустивших указанные нарушения, также осуществляется путем составления соответствующего акта и опломбировки вводного устройства. При выявлении фактов срыва пломбы энергоснабжающей организации и включения в работу электроустановок государственным инспектором по энергетическому надзору в отношении виновного лица составляется протокол об административном правонарушении.

Субъективная сторона. Правонарушение, предусмотренное ст. 23.35 КоАП, совершается умышленно.

В частности, когда физическое лицо, совершая административное

правонарушение, сознавало противоправность своего деяния в виде повреждения или срыва пломбы, предвидело его вредные последствия, которые влекут за собой привлечение к административной ответственности, не желало, но сознательно допускало их наступление либо относилось к ним безразлично, административное правонарушение признается совершенным с косвенным умыслом.

Например, при обследовании производственного цеха предприятия государственным инспектором по энергетическому надзору обнаружено появление дыма из корпуса электродвигателя токарного станка. В соответствии с п. 5.6.25 ТКП 181-2009 (02230) «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» электродвигатели должны быть немедленно отключены от сети в следующих ситуациях:

- несчастные случаи с людьми;
- появление дыма или огня из корпуса электродвигателя, а также из его пускорегулирующей аппаратуры и устройства возбуждения;
- поломка приводного механизма;
- резкое увеличение вибрации подшипников агрегата;
- нагрев подшипников сверх допустимой температуры, установленной в инструкции завода-изготовителя.

В связи с тем, что эксплуатация электродвигателя токарного станка при таких условиях создает угрозу жизни людей, по требованию государственного инспектора по энергетическому надзору электропитание токарного станка было отключено. Государственным инспектором по энергетическому надзору составлен соответствующий акт, на коммутационный аппарат токарного станка наложена пломба и передана на хранение лицу, ответственному за электрохозяйство.

Однако для обеспечения своевременного выполнения заказа, полученного от контрагента, пломба на коммутационном аппарате была сорвана и станок эксплуатировался без устранения выявленных нарушений.

Таким образом, должностное лицо сознавало противоправность своего деяния (срыв пломбы) в связи с прямым запретом государственного инспектора по энергетическому

надзору, предвидело его вредные последствия в виде административной ответственности, не желало, но сознательно допускало их наступление. Правонарушение совершено с косвенным умыслом.

Субъект административного правонарушения по ст. 23.35 КоАП общий: физическое лицо – дееспособное лицо, достигшее ко времени совершения правонарушения 16-летнего возраста.

В соответствии с п. 2.20.5 Правил пользования электрической энергией при неоплате абонентом потребленной электроэнергии в течение двух расчетных периодов энергопоставляющая организация прекращает ее подачу. Подача электроэнергии возобновляется в порядке очередности после погашения задолженности и оплаты расходов по отключению и подключению в соответствии с калькуляцией энергопоставляющей организации.

Следуя данной норме законодательства, представители энергопоставляющей организации осуществляют отключение абонента от источников электрической энергии в расчетном приборе учета электрической энергии. Затем производится опломбировка прибора пломбой энергопоставляющей организации, что отражается в наряд-задании, в котором абоненту предлагается расписаться. В случае срыва пломбы энергопоставляющей организации в целях восстановления электропитания, с учетом того, что потребление электрической энергии осуществляется через расчетный прибор учета, у абонента наступает административная ответственность по ст. 23.35 КоАП.

Аналогичное правонарушение может быть совершено и в процессе деятельности юридического лица. В этом случае устанавливается виновное должностное лицо.

Например, государственным инспектором по энергетическому надзору был разрешен допуск во временную эксплуатацию системы отопления вновь строящегося жилого дома для проведения внутренних отделочных работ. При этом допуск системы горячего водоснабжения не осуществлялся и на запорную арматуру (задвижку) водо-водяного теплообменника системы ГВС

была наложена пломба и передана на хранение лицу, ответственному за общее состояние теплового хозяйства. Согласно п. 57 Правил технической эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей потребителей, утвержденных постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 11 августа 2003 года № 31, подключение систем теплоснабжения к тепловым сетям энергопоставляющей организации должно производиться в соответствии с действующими Правилами пользования тепловой энергией и Положением о присоединении систем теплоснабжения и теплоустановок потребителей тепловой энергии к тепловым сетям энергосистемы. Допуск в эксплуатацию теплоиспользующих установок и тепловых сетей осуществляют органы Госэнергонадзора в соответствии с инструкцией по допуску в эксплуатацию систем теплоснабжения, теплоустановок и тепловых сетей потребителей.

Однако в целях использования горячей воды пломба была сорвана. В отношении лица, ответственного за общее состояние теплового хозяйства, был составлен протокол об административном правонарушении по ст. 23.35 КоАП.

Полномочия на составление протоколов об административном правонарушении по ст. 23.35 КоАП предоставлены государственным инспекторам по энергетическому надзору на основании п. 11 ч. 1 ст. 3.30 ПИКоАП и п. 1.1 постановления Министерства энергетики Республики Беларусь от 23 июля 2007 года № 27 «О предоставлении полномочий на составление протоколов об административных правонарушениях и утверждении форм документов по делам об административных правонарушениях» (с изменениями и дополнениями от 9 декабря 2008 года).

Протоколы об административных правонарушениях, составленные государственными инспекторами по энергетическому надзору по ст. 23.35 КоАП, могут рассматриваться Главным государственным инспектором Республики Беларусь по энергетическому надзору, его заместителями, старшими государственными инспекторами по энергетическому надзору либо судом.

РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫПОЛНЕНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПРОГРАММЫ «ЭНЕРГЕТИКА-2010» – В ПРОИЗВОДСТВО!

Надежное, безаварийное, экономичное функционирование энергетической системы является одной из составляющих энергобезопасности Беларуси. Эти обстоятельства определили цели и задачи Государственной научно-технической программы (ГНТП) «Разработка и освоение методов, технологий, оборудования и систем, обеспечивающих эффективное и устойчивое функционирование топливно-энергетического комплекса Республики Беларусь» («Энергетика-2010»).

Государственным заказчиком ГНТП выступало Министерство энергетики Республики Беларусь, головной организацией-исполнителем – ГНУ «Институт тепло- и массообмена имени А.В. Лыкова НАН Беларуси». В выполнении программы принимало участие 12 организаций. В ее рамках велись работы по следующим основным направлениям:

- разработка нормативных документов для совершенствования и обеспечения экономического функционирования энергосистемы;
- совершенствование процессов в энергетике на базе новых тепло-массообменных технологий;
- разработка, производство и внедрение новых методов управления, измерений, приборов, оборудования;
- разработка технологий получения новых материалов.

Разработка нормативных документов для совершенствования и обеспечения экономического функционирования энергосистемы

В рамках этого направления ГНУ «ОИЭЯИ-Сосны НАН Беларуси» выполнялось обоснование допустимого уровня содержания радионуклидов (цезия-137) в «топливе древесном» для энергетических объектов Министерства энергетики Республики Беларусь (задание № 9). Максимальное вовлечение в топливный баланс экономически оправданных объемов местных видов топлива, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии было предусмотрено Государ-

ственной комплексной программой модернизации основных фондов. Поскольку значительная часть этих ресурсов приходится на древесное топливо и растительную биомассу, необходимо было исключить образование золовых отходов категории РАО, обращение с которыми требует принятия особых защитных мер (применения специальных технологий, оборудования, материалов, подготовки персонала), что, в свою очередь, снижает экономическую эффективность использования местных видов топлива.

Исследования позволили разработать обоснование и внести изменения в норматив «Щепа топливная. Технические условия. ТУ ВУ 100154188.003-2008» с уста-

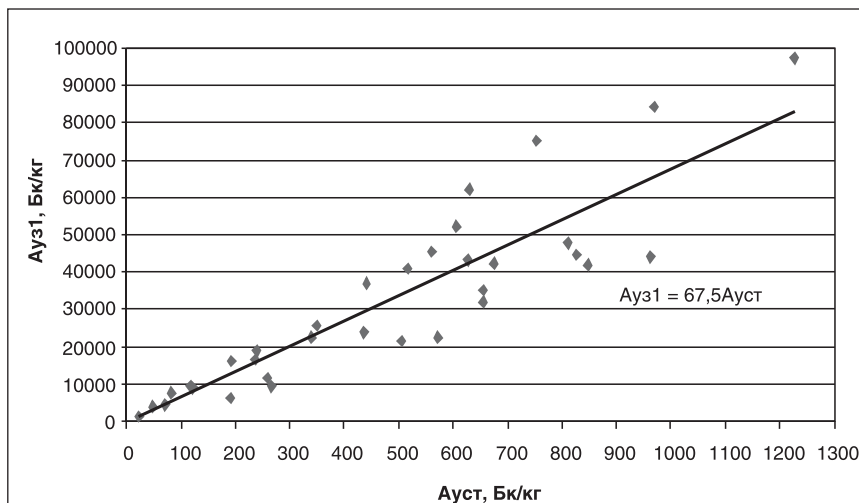
О.Г. МАРТЫНЕНКО, академик, заведующий отделением энергофизики Института тепло- и массообмена имени А.В. Лыкова НАН Беларуси

И.Г. ГУРЕВИЧ, д.т.н., ведущий научный сотрудник Института тепло- и массообмена имени А.В. Лыкова НАН Беларуси

новлением содержания Cs-137 в топливе 300 Бк/кг вместо прекратившего срок действия отраслевого стандарта «Топливо древесное для энергетических целей. Технические условия ТУ РБ 100145188.003-2004», в котором данная норма составляла 740 Бк/кг.

Введение в действие разработанного норматива позволит в 2–2,5 раза снизить риск образования золовых отходов категории РАО [1].

В ходе создания **трехуровневой системы управления потерями**



Зависимость расчетной средней удельной активности угляно-золевого остатка от средней удельной активности абсолютно сухого топлива при колосниковом и подовом сжигании древесины в промышленных котлах, бытовых печах и экспериментальных топках

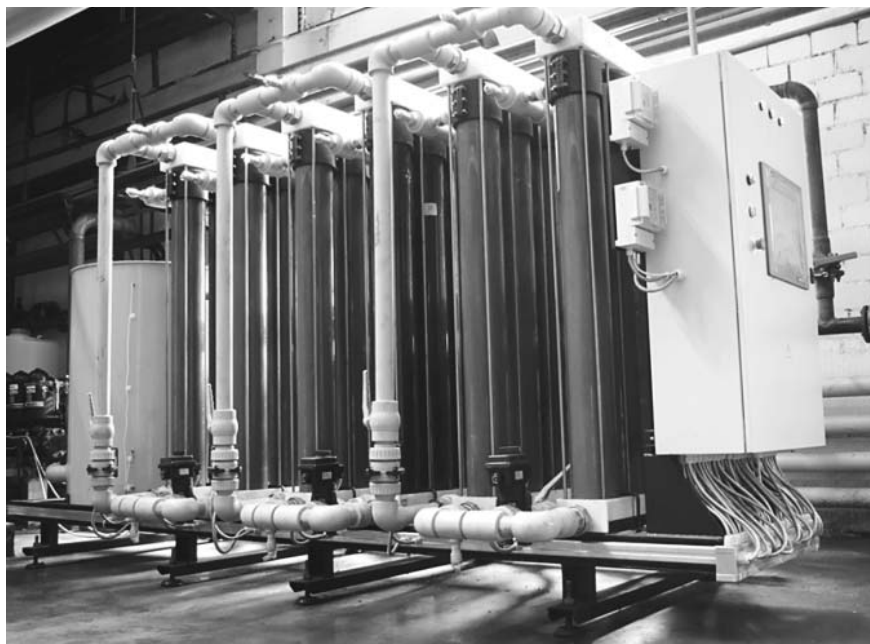
(представлена зависимость расчетной средней удельной активности угляно-золевого остатка Ауз1–¹³⁷Cs, Бк/кг, приведенной к Z = 1 %, от средней удельной активности абсолютно сухого топлива Ауст–¹³⁷Cs, Бк/кг при колосниковом и подовом сжигании древесины в промышленных котлах, бытовых печах и экспериментальных топках, где Z – доля угляно-золевого остатка в топке от сухой массы топлива)

энергии в электрических сетях и устройства включения резервного трансформатора (задание № 11, исполнитель НИИПИ РУП «Белэнергосетьпроект», соисполнитель ЗАО «АСАТ») были разработаны:

– Методические указания по применению трехуровневой системы управления потерями энергии, предусматривающие разделение всех электрических сетей, входящих в состав объединенной энергосистемы Беларуси, на три группы путем установки микропроцессорных приборов учета электроэнергии на границах между выделенными группами сетей. Внедрение трехуровневой системы позволяет определять отчетные (фактические) потери энергии в каждой группе сетей в отдельности, структуру потерь в сетях ОЭС и по специально разработанной методике выявлять очаги повышенных потерь в каждой группе сетей, что дает возможность выбирать наиболее эффективные мероприятия по их снижению для каждой группы сетей в отдельности;

– устройство автоматического включения резервного трансформатора (УВРТ) (ПУМА 4110) на подстанциях 110 кВ. УВРТ предназначено для организационно-технического обеспечения снижения потерь электроэнергии (потерь холостого хода) на двухтрансформаторных подстанциях. Контролируя нагрузочные режимы трансформаторов, устройство автоматически поддерживает заданный нагрузочный режим подстанции путем отключения или выбранного по режимным расчетам трансформатора. Поскольку подстанции 110 кВ, как правило, работают без обслуживающего персонала и во многих случаях не обеспечены телемеханизацией, отключение единственного находящегося в работе трансформатора при отсутствии УВРТ неизбежно приводит к отключению потребителей.

Проведенные расчеты показали, что при реально существующих графиках электрических нагрузок отключение одного из трансформаторов позволяет снизить потери холостого хода примерно в 5 раз. Срок окупаемости УВРТ с учетом существующих цен на топливо составляет менее 1,5 лет [2]. На конец 2010 года на подстанциях Белорусской энергосистемы было установлено 30 УВРТ.



Головной образец промышленной ультрафильтрационной установки, разработанной Институтом физико-органической химии НАН Беларуси (изготовитель – ОАО «Белэнергоремналадка»)

Совершенствование процессов в энергетике на базе новых тепломассообменных технологий

В рамках этого направления выполнено два задания.

Включение в программу **задания № 2 «Разработать мембранную технологию и оборудование очистки природных вод и конденсатов для нужд энергообъектов. Организовать производство модульных мембранных установок»** (исполнитель ГНУ «ИФОХ НАН Беларуси», соисполнитель ОАО «БЭРН») было обусловлено создавшимся положением в водоподготовке на электростанциях. Ужесточение требований к качеству сбросных вод, возрастающая плата за водопотребление, внедрение новых технологий ионообменной водоподготовки с зажатым слоем или обратноосмотического обессоливания потребовали создания и применения новых ресурсосберегающих технологий *предварительной* обработки воды. В результате выполнения задания были разработаны:

- высокопроизводительная капиллярная мембрана из полисульфона (половолоконная мембрана ПС-ПВ-100, ТУ ВУ 100185198.091-2008), по своим характеристикам превосходящая известные зарубежные аналоги: производительность по воде – 500–700 против

320–470 л/м²/ч; трансмембранное давление – 3,0 против 1,4 атм; давление разрыва волокна – не менее 10 атм;

- опытно-промышленный технологический процесс получения мембраны ПС-ПВ-100 (Per. № 100185198045-2008, ДСП, ИФОХ, 2008);
- элементы, фильтрующие на основе капиллярных мембран (ТУ ВУ 100185198.106-2008), конструкция которых обеспечивает возможность использования для изготовления коррозионностойких и относительно дешевых полимерных материалов;
- передвижная многофункциональная установка водоочистки производительностью 1 м³/ч с автоматической системой дозирования химических реагентов и регенерацией мембранных элементов. Установка изготовлена и тиражируется;
- автоматизированная шестимодульная мембранная установка (АММУ) водоподготовки производительностью 24 м³/ч, опытный образец которой установлен и введен в опытно-промышленную эксплуатацию на Осиповичской мини-ТЭЦ.

Промышленная реализация предлагаемого способа очистки воды позволит:

- на 50–60 % снизить капитальные затраты на узел осветления

воды перед ионообменной установкой;

- в 8–10 раз уменьшить содержание взвешенных веществ, что значительно повысит качество воды, поступающей после предочистки на ионообменные фильтры при противоточной технологии ионного обмена, и продлит ресурс ионообменных фильтров не менее чем в 3 раза;
- повысить уровень эксплуатации ХВО за счет полной автоматизации процесса отмывки мембранного фильтра.

Внедрение установок мембранной предподготовки воды на энергетических объектах даст возможность отказаться от затратных реагентных способов водоочистки, улучшить качество воды, поступающей на ионообменники, тем самым продлить срок их службы, повысить надежность функционирования и культуру производства [3–5].

Разработку технологии и оборудования каталитической деаэрации питательной воды паровых и водогрейных котлов и организацию производства каталитической деаэрационной установки (задание № 3) осуществляли специалисты ГНУ «ИФОХ НАН Беларуси» и ОАО «БЭРН».

Термическая деаэрация питательной воды, используемая на крупных энергоисточниках (ТЭЦ), становится затратной, так как работа паровых котлов низкого давления и водогрейных котлов

требует оснащения котельных специальными парогенераторами, в связи с этим в последние годы ученые и производственники уделяют серьезное внимание процессам каталитического обескислороживания воды [6].

В результате выполнения задания разработаны:

- волокнистый палладийсодержащий катализатор (ВПК) (ТУ ВУ 100185198.123-2009) для удаления растворенного в воде кислорода. В сравнении с зарубежными аналогами он обладает более высокой (в 1,5–2 раза) активностью при одинаковом содержании палладия и одинаковых условиях эксплуатации, а также лучшими физико-механическими свойствами (отсутствует характерное для гранулированного катализатора истирание, приводящее к потере палладия). Организовано его производство;
- технологический процесс каталитической деаэрации питательной воды (ОПТР 100185198-072-2009). В ходе испытаний на Минской ТЭЦ-4 были получены следующие показатели: при содержании кислорода в очищаемой воде в пределах 5800–6200 мкг/л его содержание в очищенной воде составляло 6–17,7 мкг/л, что соответствует нормативу, установленному для отрасли (ниже 30 мкг/л);
- двухмодульная каталитическая деаэрационная установка (КДУ)

производительностью 5 м³/ч. Ее опытный образец введен в опытно-промышленную эксплуатацию на Вилейской мини-ТЭЦ. Оценка экономических показателей использования КДУ (на примере установки производительностью 5 м³/ч) для удаления кислорода из питательной и подпиточной воды для котельных, работающих в режиме водогрейных котлов, дает значительное снижение капитальных затрат (оборудование и материалы) и эксплуатационных расходов.

Внедрение КДУ на маломощных энергетических объектах позволит заметно снизить затраты на противокоррозионную обработку воды.

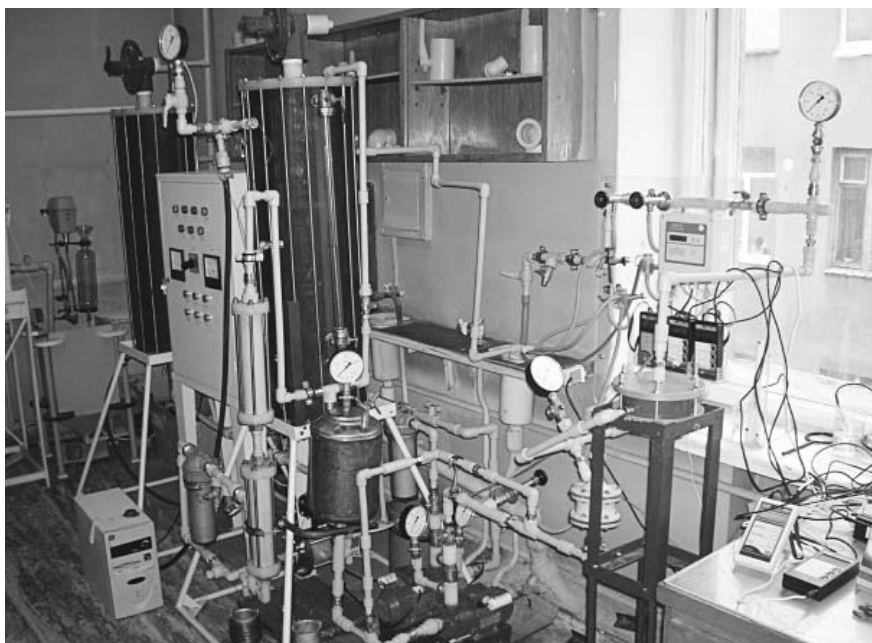
Разработка, производство и внедрение новых методов управления, измерений, приборов, оборудования

В рамках этого направления специалистами ИТМО им. А.В. Лыкова НАН Беларуси было разработано **устройство информационно-измерительного распределенного управления подстанций и электрической частью станции (УИП-01)** и организовано его производство (задание № 5). Устройство предназначено для выполнения таких функций, как постоянный контроль работы электрооборудования на станциях, своевременное предотвращение аварийных ситуаций, учет показателей качества энергии, и должно было заменить набор измерительных приборов, с помощью которых эти задачи решались прежде.

УИП-01 внесено в Государственный реестр средств измерений Республики Беларусь (номер Госреестра РБ 03 3886 08). В него входят: измерительный прибор, прибор контроля качества электроэнергии, регистратор аварийных событий, прибор определения места повреждения, контроллер управления, концентратор сигналов от микропроцессорных защит, автоматизированное рабочее место [7, 8].

Внедрение УИП-01 на энергетических объектах энергосистемы Беларуси позволит повысить надежность ее функционирования, культуру производства.

Мелкосерийное производство УИП-01 организовано ИТМО им. А.В. Лыкова НАН Беларуси. По со-



Экспериментальная установка для определения активности катализаторов в обескислороживании воды



Устройство информационно-измерительного распределенного управления подстанций и электрической частью станции

стоянию на конец 2010 года в Белорусской энергосистеме устройство используется в РУП «Витебскэнерго», РУП «Могилевэнерго», РУП «Гомельэнерго» и РУП «Гродноэнерго». В этом году поступил заказ на производство партии устройств для РУП «Гомельэнерго».

Разработкой и организацией производства устройства дифференциальной защиты трансформатора (УДЗТ) 110/10/6 кВ (задание № 6) в рамках программы «Энергетика-2010» занимались специалисты РУП «Белэлектромонтажналадка». Особенностью созданного УДЗТ (серийное обозначение МР801) является сосредоточение в рамках одного устройства решения задачи реализации основной защиты трехобмоточных и двухобмоточных трансформаторов 110 кВ [9].

Устройство позволяет заменить морально и технически устаревшие электромеханические и интегральные реле, а также обладает новыми качествами, присущими микропроцессорным устройствам релейной защиты.

МР801 выполняет следующие основные функции: осуществляет

защиту различных типов трансформаторов и автотрансформаторов с напряжениями высшей стороны до 110 кВ от аварийных режимов, а также термическую защиту от перегрузки по одной из сторон трансформатора; измеряет и фиксирует текущие параметры; выполняет команды дистанционного управления; передает информацию в систему управления по интерфейсному каналу; осуществляет непрерывный самоконтроль исправности; осуществляет изменение параметров настройки по интерфейсному каналу; обмен по интерфейсному каналу выполняется по стандартному протоколу.

МР801 соответствует существующим мировым аналогам (Micom Р633), при этом его стоимость в два раза ниже.

В РУП «Белэлектромонтажналадка» организован мелкосерийный выпуск УДЗТ. В настоящее время на предприятиях ГПО «Белэнерго» установлено 14 устройств 110/10/6 кВ.

Включение в программу задания **по разработке и организации производства универсального терминала защиты распределителей (ТЗЛ) 6–35 кВ** (задание № 7, исполнитель РУП «Белэлектромонтажналадка») было обусловлено постоянным развитием сетей 6–35 кВ (меняются их конфигурации, схема, мощность и характер подключаемых потребителей), что требует изменения схем (логики работы) релейной защиты и автоматики (РЗА) в процессе эксплуатации, а это не всегда возможно при реализации системы РЗА на устройствах с жесткой логикой.

В результате выполнения задания разработан Универсальный терминал защиты со свободнопро-

граммируемой логикой (последовательность действий которой определяется пользователем) для защиты распределителей 6–35 кВ [10].

ТЗЛ осуществляет защиту распределителей 6–35 кВ от аварийных режимов; измеряет и фиксирует текущие параметры; выполняет команды дистанционного управления; передает информацию в систему управления по интерфейсному каналу; осуществляет непрерывный самоконтроль исправности и изменение параметров настройки по интерфейсному каналу, обмен по которому выполняется по стандартному протоколу.

В РУП «Белэлектромонтажналадка» организован серийный выпуск ТЗЛ. На предприятиях ГПО «Белэнерго» установлено 428 ТЗЛ, 239 экземпляров ТЗЛ внедрено в составе энергооборудования, произведенного Гомельским заводом «Ротон»; кроме того, терминал имеет спрос и за рубежом.

Оценивая значимость реализации рассмотренного блока заданий (№№ 5, 6 и 7), следует заметить, что она позволила при строительстве, реконструкции и эксплуатации энергетических объектов перейти к использованию современных цифровых систем контроля, защиты и управления, основанных на микропроцессорных устройствах релейной защиты и автоматики, отказаться от импорта зарубежных аналогов и повысить надежность функционирования Белорусской энергосистемы.



Микропроцессорное реле МР801



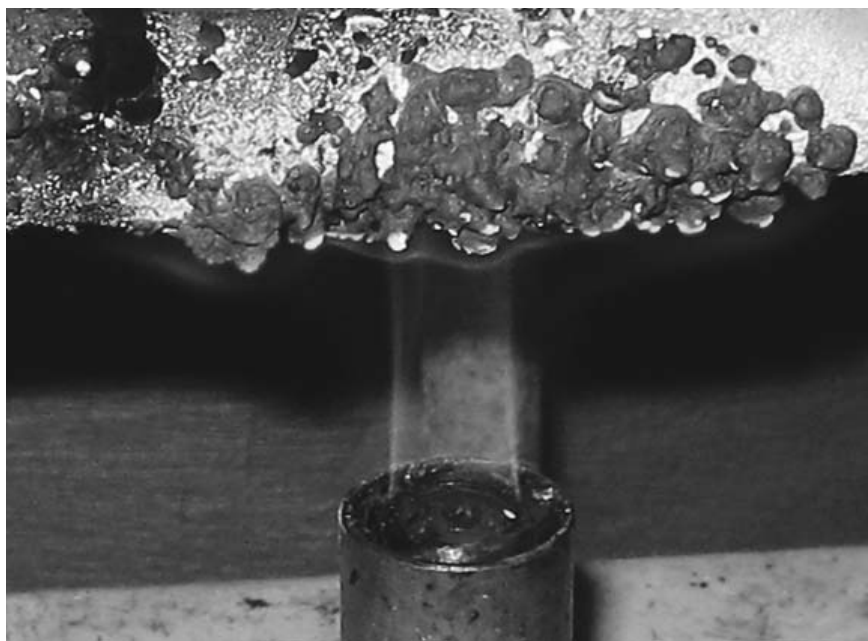
Терминал защиты электроустановок 6–35 кВ со свободно программируемой логикой МР741

Выполнение задания № 8, предусматривающего **разработку и организацию производства ряда контактно-поверхностных водонагревателей (КПВН) мощностью 1 и 3 МВт с использованием скрытой теплоты парообразования и конденсата водяных паров в системах теплоснабжения**, осуществляло РУП «БЕЛТЭИ». Потребность в КПВН была вызвана необходимостью снижения энергоемкости ВВП за счет не только высокозатратных, но и малозатратных мероприятий. К числу последних относится использование низкопотенциальных вторичных тепловых энергоресурсов с утилизацией физической и скрытой теплоты парообразования в дымовых газах [11].

Два опытных образца КПВН мощностью 1 и 3 МВт были введены в опытно-промышленную эксплуатацию в котельной «Новка» РУП «Витебскэнерго». Внедрение КПВН, являющихся отечественным энергосберегающим оборудованием, на энергетических объектах, в первую очередь Минжилкомхоза, позволит повысить КПД использования топлива по сравнению с находящимися в настоящее время в эксплуатации водогрейными котлами на 2–10 %.

В результате выполнения задания **по разработке установки для утилизации загрязненной золы мини-ТЭЦ и организации ее производства** (задание № 10, исполнитель ГНУ «ИТМО им. А.В. Лыкова НАН Беларуси») был разработан и изготовлен опытный образец установки для утилизации загрязненной радионуклидами золы мини-ТЭЦ (серийное обозначение «УОЗ-1»). В ее состав входят три плазмотрона, позволяющие производить утилизацию золы, загрязненной радионуклидами цезия и другими тяжелыми металлами, методом термической высокотемпературной переработки в монолитный «невыщелачиваемый» композит без риска проникновения токсичных химических соединений в окружающую среду. Внедрение УОЗ-1 планируется осуществлять на энергообъектах республики по мере возникновения соответствующей потребности.

ОАО «Белоозерский энергомеханический завод» было основ-



Огневые испытания силового кабеля с составом «Пенотерм-К»

ным исполнителем задания по **разработке и организации производства серии котлов малой и средней мощности с универсальным по топливу топочным устройством для сжигания твердого топлива** (задание № 13). Его сотрудниками были изготовлены опытные образцы котлов производительностью 10 и 30 т пара/ч и разработана конструкторская документация на опытные образцы котлов производительностью 6,5 и 20 т пара/ч. По архитектурно-строительным проектам установки котлов Е-10-1,4 ДР (ОАО «Промтеплотехника»), 30-3,9-440 ДФ (РУП «БелНИПИэнергопром») идет их монтаж, соответственно, на торфопредприятии ОАО «Дитва» и на Белорусской ГРЭС.

Проведение предварительных и приемочных испытаний с передачей котлов в опытно-промышленную эксплуатацию планируется в 4-м квартале 2011 года. Освоение производства разработанной гаммы котлов и их внедрение на энергообъектах республики позволит развить энергомашиностроительную базу республики и отказаться от импорта зарубежных аналогов.

Разработка технологий получения новых материалов

Отсутствие эффективных способов предотвращения пожаров, происходящих в результате возникновения дуги короткого замыкания

как следствия токовых перегрузок электротехнического оборудования, сделало актуальными **разработку и освоение огнезащитного состава для электротехнического оборудования** (задание № 4, исполнители НИИ ФХП БГУ и ООО «Ди Эм Эй»). В рамках выполнения задания были разработаны рецептура композиции огнезащитного состава, технология его изготовления и нанесения на поверхности оборудования, а также разработаны и зарегистрированы в установленном порядке технические условия «Состав огнезащитный «Импульс» ТУ ВУ 100050710.121-2009». Зарубежные аналоги отсутствуют.

Ожидаемый экономический эффект заключается в снижении материальных потерь, возникающих из-за порчи и выхода из строя дорогого электротехнического оборудования в результате возникновения дуги короткого замыкания, сопровождающейся пожаром.

Эффективность разработок

Следует отметить, что созданные в рамках ГНТП «Энергетика-2010» объекты новой техники по своим техническим и функциональным показателям не уступают, а в отдельных образцах превосходят зарубежные аналоги. Шесть разработок являются оригинальными: три из них защищены патентами Республики Беларусь: № 13582 на «Контактно-поверхностный водо-

нагреватель», № 13585 на «Надтопочный диск» и № 13916 на «Установку барабанного типа для сушки сыпучего материала»; на три подачи заявки на выдачу патентов Республики Беларусь: № а 20080724 от 04.06.2008 года на «Катализатор для удаления из воды растворенного кислорода и способ его получения» (имеется положительное решение), № а 20080725 от 04.06.2008 года на «Способ удаления кислорода из воды с использованием волокнистого палладийсодержащего катализатора и блочно-модульной установки» и № а 20100652 от 30 апреля 2010 года на «Катализатор для удаления из воды растворенного кислорода и способ его получения». На созданный объект по заданию № 10 (полезная модель) получен патент Республики Беларусь № 5214.

Все аппаратурные разработки выполнены на современной элементной базе, отличаются высоким уровнем наукоемкости, их функциональные назначения имеют алгоритмическое и программное обеспечение, что позволяет при необходимости включать их в автоматические системы управления технологическими процессами энергообъектов.

Переходя к оценке состояния внедрения созданных в рамках ГНТП

«Энергетика-2010» объектов новой техники и экономической эффективности их использования, для ряда объектов его нельзя признать удовлетворительным. В связи с этим считаем необходимым обратить внимание на следующие обстоятельства.

Имея на тендерных торгах явное преимущество в стоимости, созданные изделия проигрывают из-за отсутствия определенного срока (вплоть до 5 лет) промышленной эксплуатации (как это, в частности, имеет место с контактно-поверхностными водонагревателями). В связи с этим считаем, что для созданной в рамках ГНТП техники требуемый предварительный срок эксплуатации должен быть уменьшен.

Список литературы

1. Радиоэкологические аспекты сжигания древесного топлива на крупных энергетических установках Беларуси / В.Н. Соловьев [и др.] // Энергетическая стратегия. – 2010. – № 1(13). – С. 50–54.
2. Пекелис, В.Г. Эффективное энергосбережение посредством режимного отключения незагруженных трансформаторов / В.Г. Пекелис, Е.В. Боровский // Энергия и менеджмент. – 2007. – Сентябрь–октябрь. – 32 с.
3. Хаютина, Е.С. Перспективы развития технологий водоподготовки энергопредприятий / Е.С. Хаютина // Энергетическая стратегия. – 2009. – № 3(9). – С. 50–54.

4. Бильдюкевич, А.В. Капиллярные мембраны для водоподготовки / А.В. Бильдюкевич // Энергетическая стратегия. – 2009. – № 4(10). – С. 54–58.
5. Бильдюкевич, А.В. Современные технологии водоподготовки в теплоэнергетике / А.В. Бильдюкевич // Энергетическая стратегия. – 2010. – № 4(16). – С. 57–61.
6. Егиазаров, Ю.Г. Каталитическое удаление растворенного кислорода из воды / Ю.Г. Егиазаров // Энергетическая стратегия. – 2009. – № 3(9). – С. 52–57.
7. Бразговка, А.И. Универсальное устройство заменит несколько приборов / А.И. Бразговка // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 2. – 20 с.
8. Миков, И.А. Устройство информационно-измерительного распределенного управления подстанций и электрической частью станции / И.А. Миков // Энергетическая стратегия. – 2009. – № 3(9). – С. 50–51.
9. Королев, С.П. Цифровая релейная защита: ТЗЛ и УДЗТ / С.П. Королев // Энергетика и ТЭК. – 2007. – № 10. – С. 20–21.
10. Ломан, М.С. Терминал защиты электроустановок 6–35 кВ со свободнопрограммируемой логикой / М.С. Ломан // Энергетическая стратегия. – 2009. – № 4(10). – С. 59–60.
11. Молочко, Ф.И. Высокоэффективные контактные водонагреватели / Ф.И. Молочко // Энергетика и ТЭК. – 2007. – № 9. – С. 19–23.
12. Новые технологии и материалы для ремонта и защиты электрооборудования / В.В. Богданова [и др.] // Энергетическая стратегия. – 2009. – № 1(7). – С. 37–39.

НОВЫЕ НПА

Правила электроснабжения

Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 года № 1394.

Настоящие Правила определяют порядок взаимоотношений потребителей с энергоснабжающими организациями по заключению, исполнению, изменению, продлению и прекращению договоров электроснабжения, по условиям снабжения и пользования электрической энергией, организации расчетного учета электрической энергии, расчетам за электрическую энергию и ответственности сторон, составлению графиков ограничения и отключения потребителей электрической энергии и мощности, введению в действие режимов ограничения подачи электрической энергии и мощности, отключению электроустановок потребителей от электрических сетей, а также устанавливают порядок и определяют процедуру присоединения электроустановок потребителей к электрическим сетям.

Заказать документ можно: по тел. / факсу: **017 293 46 82, 017 286 08 28;**
на сайте **energystrategy.by**



КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

ноябрь/декабрь 2011 года

БЕЛАРУСЬ

| | | | |
|--|--|---------------------|---|
| <p>БЕЛКОММУНТЕХ - 2011 8-я Международная специализированная выставка. Жилищно-коммунальное хозяйство и дорожное строительство</p> | <p>Дата проведения: 01.11.2011– 04.11.2011</p> | <p>Город: Минск</p> | <p>www.greenexpo.by</p> |
| <p>Отопление. Водоснабжение. Сантехника. Кондиционеры - 2011 Специализированная выставка</p> | <p>Дата проведения: 15.11.2011– 18.11.2011</p> | <p>Город: Минск</p> | <p>www.exponet.ru</p> |
| <p>Труботех - 2011 Специализированная выставка</p> | <p>Дата проведения: 15.11.2011– 18.11.2011</p> | <p>Город: Минск</p> | <p>www.exponet.ru</p> |

РОССИЯ

| | | | |
|--|--|--------------------------|---|
| <p>Газификация - 2011 11-я межрегиональная специализированная выставка-ярмарка</p> | <p>Дата проведения: 09.11.2011– 11.11.2011</p> | <p>Город: Томск</p> | <p>www.exponet.ru</p> |
| <p>Энергосбережение. Энергетика. Электротехника - 2011 14-я межрегиональная специализированная выставка-ярмарка</p> | <p>Дата проведения: 09.11.2011– 11.11.2011</p> | <p>Город: Томск</p> | <p>www.exponet.ru</p> |
| <p>Энергосбережение в социальной сфере и ЖКХ городов - 2011 2-я межрегиональная специализированная выставка-ярмарка</p> | <p>Дата проведения: 09.11.2011– 11.11.2011</p> | <p>Город: Томск</p> | <p>www.exponet.ru</p> |
| <p>Кавказ-Энерго - 2011 Северокавказский энергетический форум</p> | <p>Дата проведения: 10.11.2011– 12.11.2011</p> | <p>Город: Кисловодск</p> | <p>www.exponet.ru</p> |
| <p>Электротехника. Энергетика. Автоматизация. Светотехника - 2011 19-я специализированная выставка</p> | <p>Дата проведения: 15.11.2011– 18.11.2011</p> | <p>Город: Красноярск</p> | <p>www.exponet.ru</p> |
| <p>Энергосбережение - 2011 11-я межрегиональная специализированная конференция-выставка</p> | <p>Дата проведения: 15.11.2011– 16.11.2011</p> | <p>Город: Киров</p> | <p>www.exponet.ru</p> |
| <p>Стройиндустрия. Энергосбережение - 2011 20-я специализированная выставка</p> | <p>Дата проведения: 16.11.2011– 18.11.2011</p> | <p>Город: Рязань</p> | <p>www.exponet.ru</p> |

| | | | |
|--|---|------------------------|----------------|
| Энергетика и электротехника - 2011 11-я специализированная выставка | Дата проведения: 16.11.2011– 18.11.2011 | Город: Екатеринбург | www.exponet.ru |
| Промэнергостроймаш. Экология. Управление отходами - 2011 6-я специализированная выставка | Дата проведения: 16.11.2011– 18.11.2011 | Город: Оренбург | www.exponet.ru |
| Нижневартовск. Нефть. Газ - 2011 Международная специализированная выставка | Дата проведения: 16.11.2011– 18.11.2011 | Город: Нижневартовск | www.exponet.ru |
| ТЭК. Нефть. Газ. Уголь. Энерго - 2011 Специализированная выставка | Дата проведения: 16.11.2011– 17.11.2011 | Город: Красноярск | www.exponet.ru |
| Ухта. Нефть и газ. Энерго - 2011 Специализированная выставка | Дата проведения: 17.11.2011– 18.11.2011 | Город: Ухта | www.exponet.ru |
| Промышленная электротехника - 2011 Специализированная выставка | Дата проведения: 23.11.2011– 25.11.2011 | Город: Санкт-Петербург | www.exponet.ru |
| Сибирская техническая ярмарка. Ремстройэкспо - 2011 Специализированная выставка | Дата проведения: 23.11.2011– 25.11.2011 | Город: Омск | www.exponet.ru |
| REenergy 2011 2-я Международная выставка и конференция по возобновляемым источникам энергии и альтернативным видам топлива | Дата проведения: 24.11.2011– 26.11.2011 | Город: Москва | www.exponet.ru |
| RE.Source: Энергосбережение и ВИЭ - 2011 Международный форум | Дата проведения: 29.11.2011– 01.12.2011 | Город: Москва | www.exponet.ru |
| Передовые технологии автоматизации. ПТА-Урал - 2011 7-я Международная специализированная выставка | Дата проведения: 06.12.2011– 08.12.2011 | Город: Екатеринбург | www.exponet.ru |
| Энергетика. Ресурсосбережение - 2011 13-я Международная специализированная выставка | Дата проведения: 07.12.2011– 09.12.2011 | Город: Казань | www.exponet.ru |
| Оборудование – Нефть. Газ. Химия - 2011 14-я специализированная выставка оборудования, материалов, технологий для нефтяной, газовой промышленности, нефтеперерабатывающего комплекса | Дата проведения: 13.12.2011– 15.12.2011 | Город: Волгоград | www.exponet.ru |
| Энергетическое оборудование и технологии. Электротехническое оборудование 8-я специализированная выставка | Дата проведения: 13.12.2011– 15.12.2011 | Город: Волгоград | www.exponet.ru |
| Энергосбережение и энергоэффективные технологии - 2011 10-я специализированная выставка | Дата проведения: 13.12.2011– 15.12.2011 | Город: Волгоград | www.exponet.ru |
| Энергетика. Энергоэффективность - 2011 Межрегиональная выставка | Дата проведения: 14.12.2011– 16.12.2011 | Город: Челябинск | www.exponet.ru |

СНГ

| | | | |
|---|---|--------------------------|----------------|
| WaterTech Central Asia 2011 Центрально-азиатская международная выставка и конференция по водным технологиям | Дата проведения: 01.11.2011– 04.11.2011 | Город: Алматы, Казахстан | www.exponet.ru |
| Power Kazakhstan 2011 10-я Казахстанская международная выставка и конференция «Энергетика и освещение» | Дата проведения: 01.11.2011– 03.11.2011 | Город: Алматы, Казахстан | www.exponet.ru |
| ЖКХ-Экспо - 2011 Международная специализированная выставка | Дата проведения: 02.11.2011– 04.11.2011 | Город: Астана, Казахстан | www.exponet.ru |
| Expo-Russia Armenia 2011 4-я ежегодная российская промышленная выставка | Дата проведения: 03.11.2011– 05.11.2011 | Город: Ереван, Армения | www.exponet.ru |

| | | | |
|---|---|------------------------------|----------------|
| Aqua Ukraine 2011 9-й Международный водный форум | Дата проведения: 08.11.2011– 11.11.2011 | Город: Киев, Украина | www.exponet.ru |
| Энергоэффективность - 2011 2-я специализированная выставка | Дата проведения: 08.11.2011– 11.11.2011 | Город: Киев, Украина | www.exponet.ru |
| OGT 2011 16-я Международная выставка «Нефть и газ Туркменистана - 2011» | Дата проведения: 15.11.2011– 17.11.2011 | Город: Ашхабад, Туркменистан | www.exponet.ru |
| Chemie Uzbekistan 2011 5-я Центральноазиатская международная промышленная выставка | Дата проведения: 16.11.2011– 18.11.2011 | Город: Ташкент, Узбекистан | www.exponet.ru |
| ElcomCaucasus 2011 11-я Международная выставка энергетики, электротехники, информационных технологий и коммуникаций | Дата проведения: 07.12.2011– 10.12.2011 | Город: Тбилиси, Грузия | www.exponet.ru |

В МИРЕ

| | | | |
|---|---|--|-----------------|
| Boiler Shanghai 2011 Выставка котельного оборудования и технологий | Дата проведения: 01.11.2011– 03.11.2011 | Город: Шанхай, Китайская Народная Республика | www.exponet.ru |
| ESCO Europe 2011 Выставка энергетической промышленности | Дата проведения: 01.11.2011– 02.11.2011 | Город: Лондон, Великобритания | www.exponet.ru |
| Energy Show (ES) 2011 Международная выставка энергетики, электротехники и энергетических технологий и оборудования | Дата проведения: 01.11.2011– 05.11.2011 | Город: Шанхай, Китайская Народная Республика | www.exponet.ru |
| EMART Energy 2011 Выставка для европейских поставщиков электричества, газа и сопутствующих продуктов | Дата проведения: 01.11.2011– 02.11.2011 | Город: Лион, Франция | www.exponet.ru |
| Clean Energy Expo Asia 2011 Международная выставка по возобновляемым источникам энергии | Дата проведения: 01.11.2011– 03.11.2011 | Город: Сингапур, Сингапур | www.exponet.ru |
| Carbon Forum Asia 2011 Международная выставка углеводородного газа и услуг по сжатию природному газу и технологиям | Дата проведения: 02.11.2011– 03.11.2011 | Город: Сингапур, Сингапур | www.exponet.ru |
| VII INGEPEP 2011 7-я Международная выставка и отраслевой семинар по разведке, добыче и переработке нефти и газа | Дата проведения: 07.11.2011– 11.11.2011 | Город: Лима, Перу | www.expoclub.ru |
| BIEL Light + Building 2011 Международная выставка электротехники, электроники и освещения | Дата проведения: 08.11.2011– 12.11.2011 | Город: Буэнос-Айрес, Аргентина | www.exponet.ru |
| Ecomondo 2011 Международная ярмарка по переработке энергии и технологиям защиты окружающей среды | Дата проведения: 09.11.2011– 12.11.2011 | Город: Римини, Италия | www.exponet.ru |
| Key Energy 2011 Международная выставка возобновляемых источников энергии | Дата проведения: 09.11.2011– 12.11.2011 | Город: Римини, Италия | www.exponet.ru |
| SOLARCON 2011 Выставка достижений солнечной энергетики | Дата проведения: 09.11.2011– 11.11.2011 | Город: Хайдарабад, Индия | www.exponet.ru |
| Bau-und Energietage 2011 Выставка в сфере строительства и энергетики | Дата проведения: 10.11.2011– 12.11.2011 | Город: Штральзунд, Германия | www.exponet.ru |
| CLIMA EXPO ROMA 2011 Выставка систем кондиционирования воздуха, отопления, гидравлического оборудования и возобновляемых источников энергии | Дата проведения: 10.11.2011– 12.11.2011 | Город: Рим, Италия | www.exponet.ru |
| Gas China 2011 Специализированная промышленная выставка | Дата проведения: 13.11.2011– 17.11.2011 | Город: Ченду, Китайская Народная Республика | www.exponet.ru |

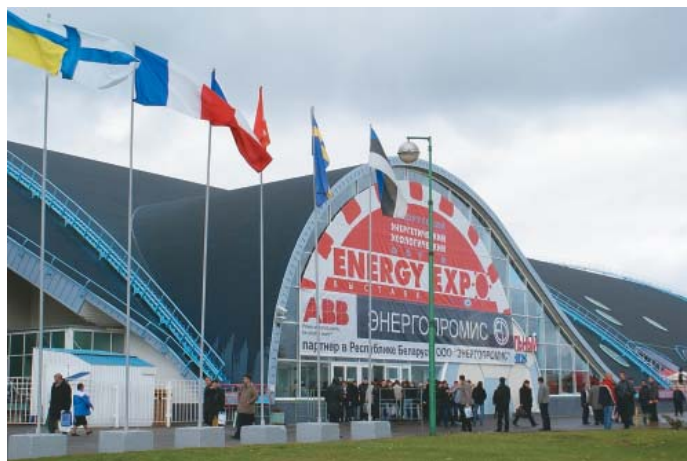
| | | | |
|--|---|--|-----------------|
| ENERGETICS 2011 Специализированная энергетическая выставка | Дата проведения: 15.11.2011– 17.11.2011 | Город: Люблин, Польша | www.exponet.ru |
| E.TECH Experience 2011 Выставка электроэнергетики | Дата проведения: 16.11.2011– 19.11.2011 | Город: Милан, Италия | www.exponet.ru |
| Energyforum 2011 Энергетический форум | Дата проведения: 16.11.2011– 17.11.2011 | Город: Брюссель, Бельгия | www.exponet.ru |
| EnerSolar+ 2011 Международная выставка по солнечной фотоэлектрической и тепловой энергии | Дата проведения: 16.11.2011– 19.11.2011 | Город: Милан, Италия | www.exponet.ru |
| GREENERGY Expo 2011 Специализированная выставка по возобновляемым источникам энергии | Дата проведения: 16.11.2011– 19.11.2011 | Город: Милан, Италия | www.exponet.ru |
| Energies+ 2011 Ярмарка инноваций в области энергосбережения и строительства | Дата проведения: 18.11.2011– 20.11.2011 | Город: Марш-эн-Фаменн, Бельгия | www.exponet.ru |
| Aqua-therm Prague 2011 Международная выставка систем отопления, вентиляции, кондиционирования, санитарного оборудования и технологий по энергосбережению | Дата проведения: 22.11.2011– 26.11.2011 | Город: Прага, Чехия | www.exponet.ru |
| International Exhibition of Pressure Vessels and Pressure Technique and Equipment (CPVI) 2011 Международная выставка оборудования и технологий высокого давления в трубопроводах | Дата проведения: 22.11.2011– 24.11.2011 | Город: Шанхай, Китайская Народная Республика | www.exponet.ru |
| Elec Expo 2011 6-я Международная выставка электричества и освещения | Дата проведения: 22.11.2011– 26.11.2011 | Город: Касабланка, Марокко | www.exponet.ru |
| easyFairs. Industrielle Energy und Umwelttechnik 2011 Выставка технологий энергоэффективности | Дата проведения: 23.11.2011– 24.11.2011 | Город: Дортмунд, Германия | www.exponet.ru |
| BASRA OIL & GAS 2011 Международная выставка нефтегазовой промышленности | Дата проведения: 25.11.2011– 28.11.2011 | Город: Басра, Ирак | www.exponet.ru |
| China Sourcing Fair: Solar & Energy Saving Products 2011 Выставка энергосберегающих технологий и продукции из Китая | Дата проведения: 30.11.2011– 02.12.2011 | Город: Йоханнесбург, Южно-Африканская Республика | www.exponet.ru |
| WPC 2011 Нефтегазовый конгресс и выставка | Дата проведения: 04.12.2011– 08.12.2011 | Город: Доха, Катар | www.exponet.ru |
| IRAQ ENERGY EXPO & CONFERENCE 2-я Иракская нефтегазовая энергетическая выставка и конференция | Дата проведения: 05.12.2011– 08.12.2011 | Город: Багдад, Ирак | www.expoclub.ru |
| Intersolar China 2011 Выставка технологий использования солнечной энергии | Дата проведения: 07.12.2011– 09.12.2011 | Город: Пекин, Китайская Народная Республика | www.exponet.ru |
| ENERGEA 2011 Выставка возобновляемых источников энергии | Дата проведения: 08.12.2011– 11.12.2011 | Город: Фоджа, Италия | www.exponet.ru |
| POWER-GEN International 2011 Энергетическая выставка | Дата проведения: 13.12.2011– 15.12.2011 | Город: Лас-Вегас, США | www.expoclub.ru |

Подготовила Вероника АНТОНОВА

НА УРОВНЕ ВЫСОКИХ ДОСТИЖЕНИЙ

По итогам XVI Белорусского энергетического и экологического форума

С 11 по 14 октября 2011 года в Минске прошел XVI Белорусский энергетический и экологический форум, который в очередной раз подтвердил статус крупнейшего по данной тематике мероприятия в странах СНГ и Балтии. В ходе его открытия заместитель Министра энергетики Республики Беларусь Ю.В. Рымашевский подчеркнул, что энергетической отрасли уделяется огромное внимание как в нашей стране, так и во всем мире. Это обусловлено в первую очередь тем, что она во многом определяет эффективность развития других секторов экономики страны – промышленности, сельского, жилищно-коммунального хозяйства. Энергетика постоянно меняется и развивается, поэтому Белорусский энергетический и экологический форум, который проводится ежегодно, не теряет своей актуальности и, более того, каждый раз привлекает все большее количество участников.



На форуме было отмечено, что главной целью энергетической политики нашей страны является полное и надежное обеспечение всех отраслей экономики и населения энергоносителями, а также максимально эффективное использование топливно-энергетических ресурсов при снижении нагрузки на экологию. Для решения этих задач необходима скоординированная деятельность по таким взаимосвязанным направлениям, как энергетика, энергосбережение и экология. В этой сфере уже сделано многое, и к настоящему времени удалось достичь значительных результатов, но еще есть над чем работать. Поставленные перед страной задачи увеличения доли местных видов топлива в топливном балансе страны до 30 % и снижения энергоемкости ВВП на 50 % к 2015 году требуют еще большей активизации деятельности. В этом смысле форум способствует обсуждению итогов проведенной работы и путей дальнейшего развития.

ВЫСТАВКА ENERGY EXPO

Важнейшим событием форума стала XVI Международная специализированная выставка «Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро» (EnergyExpo), на которой были продемонстрированы современные энергосберегающие и энергоэффективные технологии.



В структуре экспозиции были предусмотрены отраслевые разделы Министерства энергетики, Министерства промышленности, Государственного комитета по науке и технологиям, Министерства жилищно-коммунального хозяйства, Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды, Государственного комитета по стандартизации.

Особое внимание участников выставки привлекла возможность получить информацию, как говорится, из первых уст о результатах работы Министерства энергетики и его структурных подразделений, а также задачах на перспективу, которая была представлена на объединенном стенде Министерства энергетики, ГПО «Белэнерго» и генерального медиа-партнера выставки научно-практического журнала «Энергетическая стратегия».

Среди других предприятий и организаций отрасли, принявших участие в выставке, – ОАО «Белэнергоремналадка», РУП «Белэлектромонтажналадка», РУП «БЕЛТЭИ», завод «Энергооборудование», РУП «Белоозерский энергомеханический завод», ОАО «Электроцентрмонтаж», ОАО «Белэнергоснабкомплект» (ГПО «Белэнерго»), НП РУП «Белгазтехника», СП ОАО «Брестгазоаппарат», ОАО «Новогрудский завод газовой аппаратуры», ГИПК «ГАЗ-Институт» (ГПО «Белтопгаз») и ОАО «Белтрансгаз».

В этом году в мероприятии приняло участие более 300 фирм, предприятий и организаций из 15 стран. В числе иностранных участников такие известные компании, как ABB, Siemens, Caterpillar, FILTER, «Экобана», «Таврида Электрик» и др.

Выставка EnergyExpo предоставляет большие возможности для изучения мирового опыта решения проблем развития энергетики и повышения энергоэффективности экономики Беларуси, а также является эффективным средством распространения научно-технической информации, повышения квалификации широкого круга специалистов.

БЕЛОРУССКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС

В рамках форума с 12 по 14 октября состоялся XVI Белорусский энергетический и экологический

конгресс. Его центральным событием традиционно остается пленарное заседание, организатором которого выступает Министерство энергетики. Нынешнее пленарное заседание прошло под председательством заместителя Министра энергетики Республики Беларусь Ю.В. Рымашевского.

Приветствуя участников заседания, председатель Постоянной комиссии по промышленности, ТЭК, транспорту, связи и предпринимательству Палаты представителей Национального собрания Республики Беларусь **С.А. Семашко** отметил: «Главная задача, которая стоит перед нами, – обеспечение эффективного, надежного, доступного и экологически безопасного энергоснабжения». Он подчеркнул, что в республике в настоящее время большое внимание уделяется использованию возобновляемых источников энергии. Развитию и укреплению данного направления энергетики во многом будет способствовать принятый в стране Закон о возобновляемых источниках энергии. Кроме того, С.А. Семашко высказал мнение о том, что сегодня требуется создание новых механизмов, стимулирующих бережное отношение к энергетическим ресурсам со стороны как производителей, так и всего населения страны.

С докладом «Государственное регулирование в области охраны окружающей среды при вовлечении возобновляемых и местных невозобновляемых источников энергии» выступил первый заместитель Министра природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь **В.В. Кулик**. Он сообщил, что республика обладает большим потенциалом использования ВИЭ, однако на сегодняшний день он задействован не в полную силу. Баланс ВИЭ в республике имеет следующий вид: 70,3 % – топливная древесина, 15,2 % – древесные отходы, 9 % – топливная щепа, 5,5 % – иные виды. Для Беларуси наиболее приемлемым видится развитие возобновляемой энергетики с использованием биомассы, биогаза, энергии ветра и поверхностных вод.

О состоянии и перспективах развития белорусского топливно-энергетического комплекса проинформировал заместитель Министра энергетики **Ю.В. Рымашевский**. В частности, он сообщил, что реализация мероприятий, предусмотренных Государственной программой модернизации основных фондов энергетической системы за 2006–2010 годы, позволила существенно повысить эффективность работы энергосистемы, расширить использование местных видов топлива и



возобновляемых источников энергии, а в ближайшую пятилетку планируется более чем в два раза увеличить темпы обновления и развития отрасли.

Проект Государственной программы развития Белорусской энергетической системы на 2011–2015 годы определяет, что важнейшим приоритетом энергетической политики страны является повышение эффективности производства электрической и тепловой энергии за счет ускоренного ввода в эксплуатацию в период с 2011 по 2015 год 3150 МВт современных электрических мощностей и вывода 2350 МВт мощности неэффективного морально и физически устаревшего оборудования. Кроме того, программа нацелена на развитие энергоисточников на местных видах топлива. Так, к 2015 году за счет увеличения использования МВТ и ВИЭ доля собственных энергоресурсов в балансе котельно-печного топлива страны должна составить не менее 30 %, а в ГПО «Белэнерго» она увеличится более чем в два раза. Рассматривается также возможность освоения месторождений бурого угля, имеющих на территории нашей страны. На реализацию указанных и ряда других мероприятий, предусмотренных программой, планируется направить \$ 5,9 млрд без учета средств на строительство АЭС, в том числе \$ 2,7 млрд – иностранных инвестиций.

Заместитель Министра отметил, что в 2011–2016 годах планируется реализовать 27 инновационных проектов, большинство которых ориентировано на использование новейших технологий и оборудования, с общими затратами \$ 4,7 млрд.

В заключение докладчик подчеркнул необходимость развития собственного производства высокотехнологического оборудования, которое требуется для реализации инвестиционных проектов, что позволит не только уменьшить их себестоимость, но и снизить отток валюты из страны, а в перспективе – импортировать произведенную продукцию.



ТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ

В рамках конгресса был проведен также ряд тематических мероприятий в формате семинаров и конференций.

Так, Министерством энергетики был организован научно-практический семинар «Инновационные технологии в электроэнергетике». Руководил мероприятием первый заместитель генерального директора – главный инженер ГПО «Белэнерго» А.В. Сивак. Одной из целей семинара было обсуждение реализованных в

Белорусской энергосистеме проектов, основанных на применении новейших технологий и внедрении современного эффективного оборудования. Так, об особенностях применения парогазовых технологий при реконструкции Минской ТЭЦ-5 рассказал начальник службы эксплуатации тепломеханического оборудования РУП «Минскэнерго» В.А. Закревский. Опытом эксплуатации котлов на твердом топливе на Бобруйской ТЭЦ-2 поделился начальник ПТО филиала «Бобруйские электрические сети» РУП «Могилевэнерго» А.А. Гриневский. С докладом о передовых технологиях использования местных видов топлива на примере Речицкой мини-ТЭЦ выступил заместитель начальника ПТО филиала «Речицкие электрические сети» РУП «Гомельэнерго» Ю.В. Самойлович.

Кроме того, в ходе семинара специалисты ОАО «Белэнергоремналадка» и Института физико-органической химии НАН Беларуси представили сообщения о современных технологиях подготовки воды для ТЭС (безреагентная технология, технология ионного обмена, каталитический метод удаления кислорода из воды).

Все доклады активно обсуждались участниками, нередко поднимались проблемные вопросы. Таким образом, можно сказать, что семинар прошел в формате диалога и, несомненно, будет иметь практическое значение.



В дни форума прошла также **научно-практическая конференция «О реализации ядерной энергетической программы в Республике Беларусь»** под руководством заместителя Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюка, на которой обсуждались ход реализации проекта строительства АЭС в Беларуси, особенности проекта АЭС-2006, сотрудничество с международными организациями в области ядерной энергетики и др.

Данному мероприятию предшествовала пресс-конференция М.И. Михадюка, в ходе которой заместитель Министра напомнил, что 11 октября 2011 года было подписано контрактное соглашение на строительство АЭС.

«Мы получили правовое поле заключать другие контракты в рамках проекта и финансировать его за счет кредитов, в том числе Российской Федерации», — пояснил М.И. Михадюк. В соответствии с контрактными обязательствами России финансирование будет предоставлено на строительство инфраструктуры для сооружения АЭС, производственной базы, инженерных сетей.

Анна НИКИТИНА

КОМПЕТЕНТНОЕ МНЕНИЕ



Валентин Васильевич Герасимов, заслуженный энергетик страны, возглавлял отрасль с 1991 по 1997 годы, по сути, стоял у истоков Белорусского энергетического и экологического форума, и с его легкой руки в 1995 году стартовала выставка EnergyExpo:

— Такие мероприятия очень полезны как для гуманитарных дел, так и для развития технологий.

Сама жизнь подсказала необходимость создания площадки, на которой можно в широком кругу обсудить насущные проблемы в области энергетики, тем или иным образом затрагивающие каждого из нас.

Чем выигрышен форум в его нынешнем формате по сравнению с тем, что ему предшествовало, то есть со-

вещаниями специалистов-энергетиков на чисто отраслевом уровне? Тем, что он привлекает всю инфраструктуру — технологии, информационное обеспечение, а самое главное — знакомит с той ситуацией, которая имеется в отрасли, с ее проблемами и возможностями их решения.

Безусловно, форум способствует привлечению внимания к проблемам энергетики со стороны других отраслей, в частности энергомашиностроения. Конечно же, главными результатами выставки и конгресса станут заключенные контракты на поставку высокотехнологичного оборудования. Кроме того, те знания и опыт, которые получают специалисты, приехавшие на выставку со всей республики, будут использованы ими в работе на местах.

Таким образом, я вижу лишь положительные и даже прогрессивные моменты в том, что проводятся мероприятия подобного рода. Они позволяют энергетической отрасли оставаться на уровне высоких достижений науки и техники.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ – ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ

Высшим приоритетом государственной энергетической политики Республики Беларусь наряду с устойчивым обеспечением страны энергоносителями является создание условий для функционирования и развития экономики при максимально эффективном использовании топливно-энергетических ресурсов. При этом снижение энергоемкости ВВП является обобщающим показателем энергоэффективности экономики.

В настоящее время областными энергосистемами вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности уделяется значительное внимание.

Общие вопросы энергосбережения и энергоэффективности

Последовательная государственная политика по эффективному использованию энергоресурсов позволила снизить энергоемкость ВВП за январь – июнь текущего года на 9,4 %; согласно прогнозу этот показатель к концу года должен составить 6–7 %. Вместе с тем удельное потребление энергоресурсов для производства ВВП по-прежнему в 1,5–2 раза выше, чем в развитых странах мира. Соответственно, потенциал энергосбережения остается достаточно высоким.

Как известно, основными задачами работы в области энергосбережения в рамках Государственной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергосистемы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года являются:

- повышение эффективности использования ТЭР и создание необходимых условий для перевода экономики на энергоэффективный путь развития;
- увеличение в топливном балансе республики доли местных видов топлива, отходов производства, вторичных энергоресурсов (ВЭР), нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;
- совершенствование механизмов стимулирования энергосбережения, в том числе стабилизация на определенный период прогрес-

сивных нормативных расходов энергоресурсов, включаемых в себестоимость продукции;

- увеличение объемов финансирования энергосбережения за счет всех источников;
- подготовка и повышение квалификации кадров в сфере энергосбережения.

Республиканскими органами государственного управления совместно с руководителями и специалистами всех отраслей народного хозяйства ежегодно определяются приоритетные направления энергосбережения и путем инвестирования осуществляется реализация наиболее эффективных энергосберегающих мероприятий.

К таким основным приоритетным направлениям следует отнести:

- повышение эффективности работы и изменение структуры генерирующих источников за счет их модернизации и внедрения газовых, парогазовых, газотурбинных и газопоршневых технологий, преобразования котельных в мини-ТЭЦ, что позволит увеличить выработку электроэнергии на тепловом потреблении и снизить удельные расходы топлива на производство энергии;
- применение частотно-регулируемых электроприводов на механизмах с переменной нагрузкой;
- экономически целесообразная передача тепловой нагрузки от котельных на ТЭЦ Минэнерго Республики Беларусь;
- снижение потерь и расходов энергоресурсов при их транспортиров-



А.Н. ДОРОФЕЙЧИК,
инженер-энергетик

ке, оптимизация режимов работы энергоисточников, тепловых и электрических сетей, техническое перевооружение систем транспорта энергии;

- применение современных систем теплоснабжения на базе предизолированных труб с внедрением индивидуальных тепловых пунктов и переходом на качественно-количественное регулирование, что позволит снизить потери при передаче тепловой энергии до 5–7 %;
- внедрение котельного оборудования, работающего на горючих отходах производства, сельского и лесного хозяйства, бытовых отходах и т.д.;
- установка приборов группового и индивидуального учета газа, воды и тепловой энергии, внедрение систем автоматического регулирования потребления энергии и другие мероприятия.

Следует отметить, что за счет реализации мероприятий по энергосбережению только за 2010 год организациями Белорусской энергосистемы было сэкономлено 368,6 тыс. т у.т., а за последние 5 лет экономия составила 1606 тыс. т у.т. при задании 1150 тыс. т у.т.



Тепломагистраль №1 после реконструкции, г. Гродно

Использование перепада давления на газораспределительном пункте

Как известно, энергия, затраченная на повышение давления природного газа для его транспортировки, как правило, полностью теряется при снижении давления на газораспределительном пункте (ГРП). Если использовать потенциал сжатого природного газа, можно получить недорогую электрическую энергию без дополнительных затрат ТЭР (экономия более 60 % топлива на каждый кВт·ч) и выбросов в окружающую среду. Детандер-генераторная установка позволяет использовать перепад давления природного газа на ГРП для выработки электроэнергии.

В 2000 году впервые в Беларуси при поддержке концерна «Белэнерго» и Госкомэнергосбережения была сооружена и принята в эксплуатацию детандер-генераторная установка мощностью 5000 кВт (ДГУЭ-5000) на Лукомльской ГРЭС. Инициаторами внедрения этой установки были Л.А. Дубовик, А.В. Сивак, А.В. Озерец, Г.В. Яковлев, А.К. Павлышев, Л.А. Журавлев. Вторая детандер-генераторная установка мощностью 2,5 МВт была введена в эксплуатацию на ГРЭС в 2006 году.

На Минской ТЭЦ-4 на ГРП-2 в 2005 году была внедрена утилизационная детандер-генераторная установка, которая позволяет в зависимости от времени года получить от 1,2 до 5,3 МВт мощности.

Аналогичная утилизационная турбодетандерная установка была введена в эксплуатацию на Гомельской ТЭЦ-2 в мае 2008 года. Ее мощность составила 4,0 МВт.

Утилизация тепла как способ экономии топливно-энергетических ресурсов

Внедрение новых прогрессивных технологий в области когенерации и совершенствование схем и систем отопления все больше привлекает внимание энергетиков республики.

В последние годы на многих крупных подстанциях энергосистемы с целью энергосбережения используют теплонасосные установки для отбора тепла из масла мощных силовых трансформаторов. Так, на подстанциях 330 кВ «Орша», «Витебск», «Полоцк» РУП «Витебскэнерго» установлены утилизационные теплонасосные установки (ТНУ), использующие тепло масла силовых трансформаторов для обеспечения тепловой энергией потребностей подстанций.

В РУП «Гродноэнерго» подобные установки эксплуатируются на ПС 330 кВ «Лида», ПС 330 кВ «Гродно». Они используются для обогрева общеподстанционного пункта управления (ОПУ), а также горячего теплоснабжения. Внедрены установки утилизации тепла на ПС 220–330 кВ РУП «Гомельэнерго».

Первая в Белорусской энергосистеме когенерационная газопоршневая установка мощностью 288 кВт фирмы FG Wilson была введена в эксплуатацию в 2004 году на базе Щучинского

РЭС (Щучинская мини-ТЭЦ) филиала «Гродненские электрические сети» РУП «Гродноэнерго». Три когенерационные установки ГПУ суммарной электрической мощностью 26,19 МВт были введены в работу в январе 2009 года на Жлобинской котельной филиала «Жлобинские электросети» РУП «Гомельэнерго», при этом котельная приобрела статус ТЭЦ.

Определенный интерес представляет опыт использования высокотехнологического энергосберегающего оборудования в санатории «Энергетик» РУП «Гродноэнерго», где с целью уменьшения расхода природного газа, используемого в котельной санатория для нагрева хозяйственно-питьевой воды, было решено задействовать вторичные тепловые энергоресурсы. Если прежде тепловые ВЭР, которые в достаточно большом объеме образовывались при испарении воды двух бассейнов, системой вентиляции выбрасывались на улицу, то после включения в работу в декабре 2005 года схемы утилизации теплоты вентиляционных выбросов бассейна с использованием теплонасосной установки Thermaciat LGP-400 расход топлива на подогрев воды снижен на 90 т у.т. в год.

Для замещения прямого сжигания природного газа в водогрейных котлах санатория было принято решение о строительстве на территории котельной когенерационной установки электрической мощностью 280–320 кВт. По результатам конкурсных торгов для реализации проекта была выбрана электрогенераторная установка Petra 380 SEN электрической мощностью 301 кВт на базе газопоршневого двигателя внутреннего сгорания с комплексной системой утилизации тепла. Оборудование поставлялось в блочно-контейнерном исполнении полной заводской готовности. В ноябре 2007 года электрогенераторная установка была смонтирована и пущена в работу.

Необходимо отметить, что тепловая мощность установки позволяет полностью удовлетворить потребность санатория «Энергетик» в горячей воде, при этом в летний период котельная используется лишь эпизодически. Вырабатываемая электроэнергия расходуется на нужды санатория, а излишки передаются в энергосистему. С начала эксплуатации электрогенераторной установкой выработано 2,9 млн кВт·ч электрической энергии.

Внедрение регулируемых электроприводов и гидромуфт

С целью существенного снижения расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций и котельных одним из наиболее эффективных мероприятий по энергосбережению является внедрение частотно-регулируемых электроприводов (РЭП) и гидромуфт.

Только в РУП «Могилевэнерго» в 2009 году внедрено 16 РЭП и 3 гидромуфты на суммарную мощность РЭП 9290 кВт, в 2010 году – 9 РЭП общей мощностью 10530 кВт и 1 гидромуфта мощностью 4000 кВт. За последние годы в РУП «Гродноэнерго» внедрено 19 РЭП общей мощностью 4,203 МВт и 3 гидромуфты общей мощностью 5,26 МВт, в РУП «Гомельэнерго» – более 60 регулируемых приводов различной мощности, что обеспечивает снижение потребляемой энергии этими механизмами до 40 %. Успешно внедряются РЭП на энергоисточниках и других областях республики. Всего в 2010 году в энергосистеме Беларуси эксплуатируется 350 комплектов регулируемых электроприводов общей мощностью около 100 МВт.

Передача тепловых нагрузок

В областных энергосистемах постоянно ведется работа по передаче тепловых нагрузок с сетевой водой ведомственных (районных) котельных на теплоисточники энергосистемы (ТЭЦ). Особенно активно осуществляется эта работа в РУП «Гродноэнерго» и РУП «Могилевэнерго».

Следует отметить, что на основании генерального плана г. Гродно, утвержденного Указом Президента Республики Беларусь от 23 июля 2003 года, в соответствии с заданием, утвержденным Гродненским горисполкомом и РУП «Гродноэнерго», РУП «БелНИПИэнергопром» разработана «Схема теплоснабжения г. Гродно на период до 2010 года с перспективой до 2015 года», в которой наиболее эффективным был признан вариант, обеспечивающий максимальное развитие теплофикации за счет закрытия отопительных котельных с передачей тепловых нагрузок с сетевой водой на ТЭЦ РУП «Гродноэнерго» (в основном на Гродненскую ТЭЦ-2).

Работы по реализации этого проекта разбиты на несколько этапов. Начиная с 2005 года в городе переведены на ТЭЦ-2 нагрузки от ряда котельных ГУП «Гроднокоммуналоэнерго» и котельных промпредприятий. Произведена укладка новых теплотрасс, реконструированы участки существующих, а также модернизированы самая мощная тепломагистраль № 1 и насосная станция № 1, подано тепло в ряд районов перспективного строительства.

Значительный объем работы был проделан в РУП «Гомельэнерго» по поэтапной передаче тепловых нагрузок ведомственных и подвальных котельных на Мозырскую ТЭЦ и Гомельскую ТЭЦ-2. Так, в 2003 году на Мозырскую ТЭЦ передана тепловая нагрузка котельной ОАО «Мозырская» (экономический эффект составил 4936 т у.т.), в 2005 году завершилось строительство теплофи-

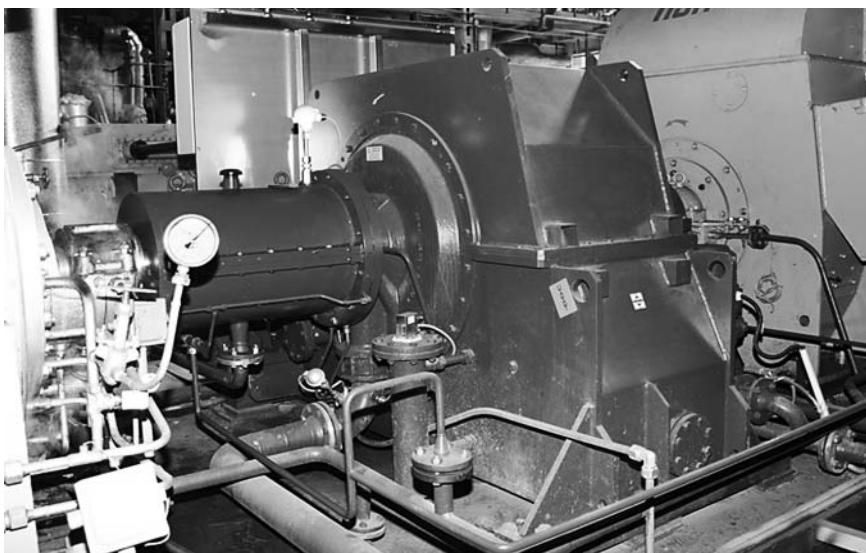
кационного комплекса Мозырская ТЭЦ – «Насосная БПК» с передачей тепловой нагрузки «Насосной БПК» на ТЭЦ и переводом котельной ОАО «Мозырская» в пиковый режим работы (экономический эффект – 8700 т у.т.).

Передача на Гомельскую ТЭЦ-2 тепловых нагрузок котельной станционных узлов, котельной микрорайонов 5 и 5а, части нагрузки Центрального и Северного районов, тепловой нагрузки Гомельской ТЭЦ-1 в межотопительный период и других объектов позволяет экономить около 21 тыс. т у.т. ежегодно.

Аналогично обстоят дела с передачей тепловых нагрузок на ТЭЦ в РУП «Минскэнерго» и РУП «Брестэнерго». В целом по республике за последние 5 лет на энергоисточники энергосистемы были переданы нагрузки около 50 ведомственных котельных общей мощностью более 700 Гкал/ч.

В заключение следует отметить, что кроме изложенных выше мероприятий по экономии энергоресурсов в энергосистеме планомерно проводится работа по использованию местных ТЭР, внедрению нетрадиционной энергетики. За последние годы в республике восстановлен и построен ряд малых гидроэлектростанций (ГЭС). В настоящее время в эксплуатации находятся 22 малые ГЭС общей мощностью 9,4 МВт. Полным ходом идет строительство Гродненской ГЭС мощностью 17 МВт. В перспективе запланировано строительство ГЭС в Витебской, Могилевской и Гомельской областях.

В июне текущего года была введена в эксплуатацию первая в энергосистеме ветроэнергетическая установка мощностью 1,5 МВт (ВЭУ-1,5) в Новогрудском районе Гродненской области. ВЭС уже выработала 1 300 000 кВт·ч электроэнергии, что позволило сэкономить 364 т у.т. Известно, что Министерством энергетики Республики Беларусь достигнута договоренность о проведении совместно с китайскими компаниями в 2011 году мониторинга скорости ветра на территории республики. По его результатам будет принято решение о создании сборочного производства ВЭУ в стране и строительстве ветропарка на условиях прямых инвестиций, участие в котором предложено компаниям из КНР.



Гидромуфта на питательном электронасосе ст. №2 Гродненской ТЭЦ-2



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 января 2012 года в Республике Беларусь вводится в действие серия государственных стандартов на теплосчетчики (СТБ EN 1434), предназначенные для измерения тепловой энергии, которая поглощается (охлаждение) или отдается (нагревание) в системах теплоснабжения жидкостью. В стандартах установлены как общие требования (СТБ EN 1434-1-2011), так и требования к конструкции (СТБ EN 1434-2-2011), испытаниям с целью утверждения типа (СТБ EN 1434-4-2011), первичной поверке (СТБ EN 1434-5-2011), установке, вводу в эксплуатацию, контролю и техническому обслуживанию (СТБ EN 1434-6-2011).

Все перечисленные стандарты гармонизированы с европейскими требованиями.

С этой же даты будет введен в действие СТБ IEC 62560-2011 «Лампы со светоизлучающими диодами со встроенными балластами для общего освещения с напряжением питания свыше 50 В. Требования безопасности», устанавливающий требования безопасности и взаимозаменяемости, а также условия и методы испытаний для ламп со светоизлучающими диодами со встроенными средствами для обеспечения стабильной работы, предназначенных для бытового и аналогичного общего освещения, имеющих номинальную мощность до 60 Вт включительно, номинальное напряжение свыше 50 до 250 В включительно, цоколи соответствующих размеров. Испытания, установленные в стандарте, являются испытаниями типа.

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной организации по стандартизации (ISO)

ISO 11311:2011 «Безопасность ядерная, связанная с критичностью. Критические значения гомогенных смесей плутониево-уранового оксидного топлива за пределами реакторов» (принят 01.07.2011 года);

ISO 27468:2011 «Безопасность ядерная, связанная с критичностью. Оценка систем, содержащих урановое

оксидное топливо водо-водяных реакторов (PWR UOX). Ограничивающий подход к запасу выгорания топлива» (принят 01.07.2011 года);

ISO 15112:2011 «Газ природный. Определение энергии» (принят 15.07.2011 года).

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC)

IEC 61199:2011 «Лампы люминесцентные одноцокольные. Требования безопасности» (принят 11.07.2011 года);

IEC 61184:2011 «Патроны ламповые байонетные» (принят 26.07.2011 года);

IEC 60400:2011 «Патроны ламповые для трубчатых флуоресцентных ламп и патроны стартеров» (принят 10.08.2011 года);

IEC 61513:2011 «Электростанции атомные. Информационные и руководящие системы, важные для безопасности. Общие требования к системам» (принят 25.08.2011 года);

IEC/IEEE 62582-1:2011 «Электростанции атомные. Средства измерения и управления, важные для безопасности. Методы мониторинга состояния электрического оборудования. Часть 1. Общие положения» (принят 31.08.2011 года);

IEC/IEEE 62582-2:2011 «Электростанции атомные. Средства измерения и управления, важные для безопасности. Методы мониторинга состояния электрического оборудования. Часть 2. Модуль индентора» (принят 31.08.2011 года);

IEC/IEEE 62582-4:2011 «Электростанции атомные. Средства измерения и управления, важные для безопасности. Методы мониторинга состояния электрического оборудования. Часть 4. Методы индукции окисления» (принят 31.08.2011 года).

Дополнительную информацию вы можете найти на сайтах:

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



ПРЕДЛАГАЕТ ОЗНАКОМИТЬСЯ С НОВЫМИ СТАТЬЯМИ И КНИГАМИ ПО ЭНЕРГЕТИКЕ

- **Жук, М.М. 100 вопросов 100 ответов об атомной энергетике / М.М. Жук. – Минск: Дом прессы, 2010. – 111 с. – Библиография: с. 111 (5 назв.). (314437 621 Ж 85)*.**

Дано обоснование развития ядерной энергетике в Беларуси как части общей энергетической стратегии страны, а также способа производства электроэнергии и выполнения обязательств по Киотскому протоколу о снижении эмиссии парниковых газов. Судьба ядерной энергетике зависит сегодня от доверия общественности, поэтому работу АЭС необходимо сделать максимально безопасной.

- **Карпенков, С.Х. Ресурсы атомной энергетике / С.Х. Карпенков // Машиностроитель. – 2011. – № 3. – С. 52–57. – Библиография: с. 57 (5 назв.). (Энергетика).**

Рассматриваются современное состояние, глобальные проблемы и перспективы развития атомной энергетике. Уделяется большое внимание объективной оценке степени риска во всей цепочке технологического ядерного цикла. В мире работает более 450 ядерных энергоблоков, построенных в XX веке, которые исчерпывают свой ресурс и подлежат замене на более надежные и экологически безопасные источники энергии. Указывается шесть перспективных типов реакторов 4-го поколения, в том числе газоохлаждаемые реакторы на быстрых нейтронах.

- **Карпушин, Е.С. Повышение эффективности систем управления атомными электростанциями / Е.С. Карпушин // Компетентность. – 2010. – № 8. – С. 15–19. – (Техническое регулирование).**

Описаны недостатки существующей автоматизированной системы управления технологическими процессами Ленинградской атомной электростанции, обосновывается необходимость создания второй интеллектуальной программы управления АЭС, рассматриваются принципы работы новой программы. Для обеспечения безопасности функционирования АЭС предлагаемая система управления будет вначале апробирована как тестовая модель параллельно действующей системе управления.

- **Политика энергоэффективности. Незамедлительная реализация в мире // Техника без опасности. –**

- 2011. – № 3. – С. 3–7. – Продолжение. Начало в №№ 5–6, 2010; №№ 1–2, 2011.**

Затрагиваются вопросы повышения энергоэффективности в промышленности. Обсуждается целесообразность внедрения энергоэффективных технологий в мировом масштабе, что позволит сократить к 2030 году ежегодные выбросы CO₂ на 1,6 млрд т. Международное энергетическое агентство разработало стратегии по продвижению промышленных энергоэффективных устройств и повышению общей эффективности посредством управления потреблением энергии: стратегии для электродвигателей, усовершенствованное управление энергопотреблением и стратегии, предназначенные для малых и средних предприятий.

- **Видвист, В. Швеция: использование отходов для получения топлива и энергии / В. Видвист // Твердые бытовые отходы. – 2011. – № 4. – С. 60–62. – (Зарубежный опыт).**

Дается анализ шведской энергетической политики и политики в области обращения с отходами. Проводится анализ принятых мер в сфере энергетике: государственная ответственность за обращение с твердыми бытовыми отходами, запреты на захоронение на полигонах, налоговые стимулы для альтернативных видов топлива и др. В последние 10 лет на строительство биогазовых установок, создание систем для сбора отходов, использование отходов в энергетических целях было затрачено более € 2 500 млн. С 1970-х годов в Швеции началось использование биогаза; в промышленном масштабе его характеристики приравнены к характеристикам автомобильного топлива.

- **Передерни, С. Щепка как твердое биотопливо в Европе: перспективы и использование щепы в ЖКХ / С. Передерни // Городское хозяйство. – 2011. – № 5. – С. 11–13. – (Ресурсосбережение).**

Освещены вопросы переработки древесной щепы, которая относится к группе древесной биомассы, и получения из нее твердого биотоплива. Рассматриваются методы производства и транспортировки щепы в Европе: получение щепы на деляне, измельчение на придорожной площадке, на специализированном терминале и дробление на электростанции. Щепу используют в энергетике, что позволяет снизить энергозатраты в сфере ЖКХ, а к 2050 году уменьшить потребление дров в ЕС до 96,6 млн м³, а щепы, pellet и брикетов – увеличить до 194,6 млн м³.

* В скобках указаны шифры хранения изданий в библиотеке.

Издания не продаются!

Ознакомиться с предложенными изданиями можно в читальных залах Республиканской научно-технической библиотеки. Библиотека также оказывает дополнительные услуги по копированию и сканированию фрагментов документов, записи на дискете, CD-ROM, флэш-карту и др.

Более подробную информацию о режиме работы и услугах можно получить по адресу:
 220004, г. Минск, пр-т Победителей, 7, РНТБ, тел.: (017) 203 31 00
 e-mail: edd@rlst.org.by www.rlst.org.by

НАДЕЖНОСТЬ, ПРОВЕРЕННАЯ ВРЕМЕНЕМ

Могилевской ТЭЦ-1 80 лет

Юбилей Могилевской ТЭЦ-1 – не только знаменательная дата в жизни предприятия, но и важная веха в истории всей областной энергосистемы. Каждый из прожитых первой Могилевской теплоэлектроцентралью периодов – и время возведения ТЭЦ, совпавшее с грандиозным подъемом народного хозяйства, и огненная летопись войны, и надрывные послевоенные годы с неустанным наращиванием мощностей – отмечен титаническим трудом не одного поколения энергетиков. Несмотря на свой солидный возраст, станция продолжает обновляться и надежно обеспечивает теплом и электроэнергией жителей города и промышленные предприятия.



Л.Е. ЛИЦЕРОВА, начальник отдела кадров, председатель совета ветеранов филиала «Могилевские тепловые сети» РУП «Могилевэнерго»

Начало

Решение о строительстве в Могилеве электростанции было принято в середине 20-х годов прошлого века. В октябре 1931 года ТЭЦ выработала первый пар, а весной 1933-го, когда был введен в эксплуатацию турбогенератор мощностью 5 МВт, стала действующей теплоэлектроцентралью. До 1941 года на Могилевской ТЭЦ-1 были установлены и начали функционировать еще три котла.

За годы войны станция была почти полностью разрушена. Ее пришлось буквально возрождать из руин. Усилиями строителей, монтажников, наладчиков и эксплуатационников в 1949 году ТЭЦ была подготовлена к пуску и включена в параллельную работу с Белорусской энергосистемой.

В начале пятидесятых на станции начинается период наращивания мощностей. В ходе первой очереди расширения ТЭЦ было установлено четыре котлоагрегата (два производительностью 20 т/ч и два – 33 т/ч), а также два турбогенератора мощностью 3,5 МВт каждый. Реализация второй очереди расширения началась в 1954 году. Она предусматривала установку шести котлов производительностью 35 т/ч каждый и трех турбогенераторов мощностью по 6 МВт.

В 1957 году Могилевская ТЭЦ переходит в ведение Министерства энергетики СССР и становится самостоятельным предприятием в системе Белглавэнерго. На станции начинается очередной этап технического перевооружения, которое позволило довести производительность ее десяти котлов до 361 т/ч. Для теплофикации города установлено два водогрейных котла ПТВМ-100. Построена система химводоочистки производительностью 350 т/ч с очистными сооружениями. За счет перевода турбин на противодавление

снижен удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию с 493 до 165 г/кВт·ч. К декабрю 1961 года генераторами ТЭЦ-1 выработано более 7 млрд кВт·ч.

ТЭЦ всегда стремилась идти в ногу со временем. Применение передовых технологий в производстве, поэтапная замена устаревшего оборудования, работа на новых видах топлива приводили к увеличению мощности станции, объемов выработки электрической и тепловой энергии. В свою очередь это позволяло предприятиям города наращивать производство продукции, а все большему количеству могилевчан – пользоваться благами цивилизации – централизованным теплоснабжением.

Новая история

Сегодня Могилевская ТЭЦ-1 является источником централизованного теплоснабжения промышленных и жилищно-коммунальных потребителей Юго-Западного планировочного района г. Могилева. В летний период РУП «Могилевэнерго» расширяет зону теплоснабжения ТЭЦ-1 за счет передачи нагрузки горячего водоснабжения зоны котельной № 2. Электрическая мощность ТЭЦ составляет 21,2 МВт, тепловая – 370 Гкал/ч.

Этих показателей работы станция достигла в частности благодаря реконструкции. В рамках ее первого этапа смонтирован и 28 января 1997 года введен в эксплуатацию турбоагрегат Р-6-3,4/0,5-1 мощностью 6 МВт. В декабре 1997 года состоялось включение в работу подогревателей сетевой воды ст. №№ 1, 2 типа ПСВ-200 тепловой мощностью 32 Гкал/ч каждый, что позволило увеличить выработку электроэнергии на тепловом потреблении и экономить до 1800 т у.т. в год.

В 2004 году по проектам, разработанным РУП «БелНИПИ-энергопром», начались строительные-монтажные работы второго этапа реконструкции Могилевской ТЭЦ-1. В его рамках была произведена замена турбоагрегата ст. № 5 на турбоагрегат Р-6-3,4/0,5-1, установлен сетевой подогреватель СП ст. № 3 типа ПСВ-200, что позволило сохранить МТЭЦ-1



1930 год



Конец 1960-х годов

как станцию; модернизировано здание главного корпуса. 29 сентября 2004 года турбоагрегат Р-6-3,4/0,5-1 был включен в работу в режиме пуска наладочных испытаний.

Перспективы развития

В целях повышения эффективности использования топлива перспективная схема теплоснабжения г. Могилева предусматривает передачу на ТЭЦ-1 части тепловой нагрузки котельной № 2, не имеющей генерирующих мощностей, а также части нагрузок ведомственных котельных микрорайона Казимировка, что позволит обеспечить тепловой энергией строящиеся микрорайоны Спутник, Запад-1 и Запад-2.

Расширения зоны теплоснабжения ТЭЦ-1 предполагается достичь за счет реконструкции станции, предусматривающей две очереди строительства.

Первая очередь включает следующий объем работ: демонтаж паровых котлов ст. № 1, 2, сооружение ГТУ 25 МВт, установку котла-утилизатора, реконструкцию и расширение водогрейного комплекса для обеспечения выдачи тепловой мощности с установкой дополнительного оборудования, новое строительство инженерных сетей для обеспечения работы ГТУ, строительство новой подстанции для обеспечения выдачи электрической мощности в энергосистему.

Вторая очередь предполагает демонтаж физически изношенных паровых турбин ст. № 3, 4 и установку новых с противодавлением на выхлопе (0,07–0,25 МПа), модернизацию электрооборудования станции, а именно главного распределительного устройства 6 кВ, состоящего из четырех секций, комплектного распределительного устройства 6 кВ, распределительного устройства 0,4 кВ собственного расхода. После реконструкции электрическая мощность Могилевской ТЭЦ-1 составит 49 МВт.

Дальнейшая модернизация даст возможность сохранить ТЭЦ-1 как экономичный источник централизованного теплоснабжения, снизить расход тепла на выработку электроэнергии, повысить надежность работы оборудования, улучшить культуру производства и условия труда персонала станции.

Человеческий фактор

Начальник Могилевской ТЭЦ-1 В.В. Бруцкий-Стемпковский с уверенностью и гордостью отмечает, что подавляющее большинство работников ТЭЦ-1 – это грамотные, высококвалифицированные специалисты, мастера своего дела, готовые выполнить любые задачи, которые поставит перед нами руководство.

Основу стабильной работы станции заложили наши ветераны. Они оставили нам замечательные профессиональные традиции, на основе которых сегодня воспитываются новые кадры.

Коллектив ТЭЦ-1 молодеет с каждым годом. Молодых специалистов охотно принимают на работу, помогают им войти в курс дела и эффективно применять полученные в учебном заведении знания на практике. Несмотря на сложности в организации рабочего графика, которые возникают в период учебных сессий, на ТЭЦ-1 поддерживают стремление работников получить высшее образование. Талантливым специалистам, обладающим высоким профессиональным уровнем, предоставляют все возможности для служебного продвижения.

В энергетике, наверное, чаще, чем в других сферах, складываются трудовые династии. Коллектив ТЭЦ-1 является ярким примером семейной приверженности одному предприятию. В разные годы свои силы, знания и умения на благо развития станции отдавали трудовые династии Ульяновых-Лицеровых, Шакаревых-Гринева, Козловых, Шкленник, Панцаковых, Малаховых.

Среди работников станции, чей вклад в развитие предприятия хочется отметить особо, – Г.К. Франц, М.С. Аронов, А.А. Земский, А.А. Пик-Пичак, Н.А. Орлов, П.А. Долгов, В.П. Панков, В.И. Камнев, З.И. Савкина, Н.В. Орлова, О.И. Гуров, Л.Д. Сагалович, Г.Л. Поплавский, Д.Ю. Поплавская, К.Г. Титов, В.С. Новиков, И.И. Змушко, Н.А. Шкет, Я.В. Капуша, В.И. Шамановский, И.М. Сигалов, Г.И. Гавриленко, Н.Н. Сакуло, А.К. Синицина, О.Г. Пономарева, В.П. Пехтерева, В.Н. Гераськов, В.Н. Цимбалюк и многие другие.

Тем, кто не дал прерваться исторической цепочке развития теплоэлектроцентрали, кто продолжил дело своих предшественников, сохранив и приумножив не только мощь станции, но и светлые традиции коллектива, сегодня предстоит творить новую историю станции – внедрять современные технологии, модернизировать оборудование и, сберегая все лучшее и прошедшее испытание временем, решать задачи настоящего времени. А бесценный опыт основоположников станции, накопленный за ее 80-летнюю историю, не даст спастись сплоченному коллективу МТЭЦ-1 ни перед какими экономическими трудностями и производственными проблемами и станет залогом новых успехов и побед.

Хочется поздравить всех ветеранов и работников Могилевской ТЭЦ-1 с юбилеем станции и пожелать надежной и безаварийной работы, успешной реализации всего намеченного, здоровья, счастья, удачи, тепла и уюта!



Наши дни



ЭНЕРГЕТИКА. ОБЗОР СОБЫТИЙ В МИРЕ

РОССИЯ

РОССИЯ ПРЕДПОЛАГАЕТ РАЗВИВАТЬ МАЛУЮ РАСПРЕДЕЛЕННУЮ ЭНЕРГЕТИКУ

В ходе первой Всероссийской конференции «Развитие малой распределенной энергетики в России», которая состоялась в Москве 28 сентября, заместитель Министра энергетики РФ А.Н. Шишкин отметил, что Энергетическая стратегия России на период до 2030 года определила развитие малой распределенной энергетики в качестве одного из ключевых направлений развития энергетического сектора. Малая энергетика имеет особое значение для надежного обеспечения энергоснабжения в регионах, удаленных от сетевой инфраструктуры, подчеркнул заместитель Министра.

На конференции было отмечено, что важнейшим фактором, стимулирующим развитие малой распределенной энергетики, является диверсификация топливно-энергетического баланса за счет увеличения доли использования альтернативных энергетических ресурсов.

В России уже сегодня функционирует порядка 50 тыс. объектов малой распределенной генерации суммарной мощностью 12 ГВт. Однако в ближайшие 7–10 лет должна быть поставлена задача в несколько раз увеличить их суммарную установленную мощность, а также увеличить на таких объектах производство электроэнергии, что позволит повысить надежность энергоснабжения потребителей.

Технологии, которые являются предметом платформы «Малая распределенная энергетика», касаются малых когенерационных установок, работающих на газовом и твердом топливе, газификации угольного топлива, торфа, отходов производства и потребления биоэнергетических ресурсов.

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2030 года предусматривает ввод в Централизованной зоне электроснабжения Российской Фе-

дерации 3,1 ГВт мощностей распределенной генерации на базе когенерации в базовом варианте и почти 6 ГВт – в максимальном варианте.

ОПРЕДЕЛЕНА КОНЦЕПЦИЯ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Концепция программы модернизации российской электроэнергетики в числе основных направлений модернизации отрасли предполагает вывод из эксплуатации устаревшей и строительство новой генерации, оптимизацию размещения объектов генерации и сетевого комплекса, создание Центра инновационных разработок и др.

В соответствии с программой на предприятия энергетического машиностроения возлагается задача обеспечения объектов энергетики надежным, высокотехнологичным, энергоэффективным оборудованием. В документе заложен принцип унификации и типизации, в соответствии с которым будет произведена унификация мощностного ряда оборудования, технологических решений и комплектации, типизация проектных решений.

Основное типовое решение по модернизации газовых и угольных ТЭС – унификация мощностного ряда парогазовых установок (ПГУ) с использованием газотурбинных установок (ГТУ) мощностью 60–80 МВт, 100–130, 150–180, 270–300 МВт. Для угольных энергоблоков это 225, 330, 660 МВт.

Модернизация российской электроэнергетики потребует инвестиций в объеме 11,1 трлн рублей в ближайшее десятилетие. Источниками финансирования программы станут, прежде всего, кредитование по льготным ставкам (не более 8 %) в государственных банках на возвратной основе, запуск механизмов оптового рынка мощности с использованием конкурсных процедур, средства от приватизации государственных пакетов в генерирующих и электросетевых компаниях.

УСТАНОВЛЕНА ПЕРВАЯ В РОССИИ СИСТЕМА СЕТЕВОГО НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

В Сочинском регионе завершена установка системы СНЭ на подстанции 220 кВ «Псоу». Это первая в России система сетевого накопления энергии. Ее оборудование предназначено для организации бесперебойного электропитания собственных нужд энергообъекта при полной потере внешнего питания. Кроме того, в период эксплуатации системы будут проводиться научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР) с отработкой различных режимов работы оборудования СНЭ, что позволит в дальнейшем найти более широкое применение системы на объектах электроэнергетики.

На площадке подстанции 220 кВ «Псоу» установлено четыре контейнера, в которых размещены литий-ионные аккумуляторы, инверторы, преобразователи энергии, автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП). В данный момент началась наладка оборудования.

Системы СНЭ – инновационная технология на основе литий-ионных аккумуляторов. Высокотехнологичные батареи способны запасать электроэнергию из энергетической сети и при необходимости выдавать ее обратно с заданными параметрами.

Системы СНЭ являются одним из основных элементов «интеллектуальной» сети, которая позволит контролировать и оптимизировать выработку, передачу и потребление электроэнергии в реальном времени для достижения наибольшей эффективности функционирования каждого из элементов ЕНЭС.

КИТАЙСКАЯ КОМПАНИЯ ПОСТРОИТ ПОД ЯРОСЛАВЛЕМ ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ

Одна из крупнейших китайских энергетических компаний China Huadian Corporation, имеющая опыт в международном строительстве и эксплуатации энергетических объектов, начала строительство под Ярославлем Хуадянь-Тенинской ПГУ-ТЭЦ мощностью 450 МВт. Ввод станции в эксплуатацию запланирован на конец 2013 года.

Предполагается, что станция решит проблему энергодефицита города и станет надежным источником тепла и электроэнергии.

В качестве основного вида топлива будет использоваться природный газ. Планируется, что КПД электростанции поднимется до 51,5 %. Более экономичный цикл производства энергии позволит сэкономить до 25 % топлива и на 30 % снизить объем выбросов в атмосферу.

СТРАНЫ БАЛТИИ

ВЕТРОПАРК ПОД НАРВОЙ ПОДКЛЮЧАЮТ К ОБЩЕЙ ЭЛЕКТРОСЕТИ ЭСТОНИИ

В сентябре под Нарвой началось подключение в общереспубликанскую сеть второго по мощности в Эстонии ветропарка. Первое полученное при помощи ветра электричество должно поступить в сеть в ноябре.

Парк построен на месте «законсервированного» несколько лет назад Нарвского золоотвала компанией Eesti Energia, которой принадлежит также и самый мощный в прибалтийских странах парк ветроэнергогенераторов в Аулепа (северо-западная Эстония), мощность которого достигает 48 МВт (с учетом дополнительных мощностей).

Всего на месте закрытого золоотвала установлено 17 ветроустановок марки Enercon E82. Мощность каждой составляет 2,3 МВт. Часть ветроустановок уже включена для тестирования, которое должно продолжаться 300 ч.

Совокупная мощность ветроэнергогенераторов парка составит 39 МВт, годовая выработка электроэнергии – около 90 ГВт/ч в год, что покрывает нужды 35 тыс. семей со средним потреблением электроэнергии.

Кроме того, Eesti Energia работает над проектами строительства ветропарков в волости Вайвара, в Палди-ски и в Рижском заливе.

СНГ

УКРАИНА ПОЛУЧИТ КРЕДИТ ЕВРОПЕЙСКОГО БАНКА РЕКОНСТРУКЦИИ И РАЗВИТИЯ ДЛЯ МОДЕРНИЗАЦИИ ГЭС

Украина и Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР) подписали 29 сентября в Киеве кредитное соглашение на сумму € 200 млн. Средства выделяются для модернизации гидро- и электромеханического оборудования сроком на 15 лет.

Планируется модернизировать 28 гидроагрегатов на шести ГЭС Днепровского каскада, что позволит продлить срок их эксплуатации на 30 лет. В рамках проекта предполагается поставка турбин гидроагрегатов, генераторов, оборудования безопасности плотин и вспомогательного оборудования, в том числе на Кременчугской, Днепродзержинской, Днепровской и Каневской ГЭС, а также Киевской ГАЭС.

Такой же объем финансирования на эти цели предоставит Европейский инвестиционный банк.

УКРАИНСКИЙ ЧАСТНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ХОЛДИНГ НАЧАЛ ЭКСПОРТНЫЕ ПОСТАВКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ПОЛЬШУ

Украинский частный энергетический холдинг «ДТЭК» начал экспортные поставки электроэнергии в Польшу. Мощность поставок составляет около 145–200 МВт. Партнером «ДТЭК» с польской стороны выступает группа Alpiq.

Украина прекратила коммерческие поставки электроэнергии в Польшу в декабре 2009 года. До этого с украинской территории экспортером электроэнергии выступало государственное предприятие «Укринтерэнерго».

Возобновление экспорта обеспечит оптимальную загрузку генерирующих мощностей Добротворской ТЭС, которая входит в компанию «Западэнерго».

ТАДЖИКИСТАН УСТАНОВЛИВАЕТ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Согласно договору между энергохолдингом Таджикистана ОАХК «Барки точик» и китайской компании «Csic» в Таджикистан будет доставлено 20 тыс. электросчетчиков нового поколения. Уже начата установка первой партии.

Новые счетчики будут работать по системе предоплаты. Специалисты надеются, что их использование сведет к нулю коррупцию в данной сфере, сделает невозможным воровство электроэнергии и ненужным проведение агитации населения страны за экономное использование электричества.

По предварительным подсчетам, перевод всех потребителей электроэнергии крупных городов Таджикистана на такие счетчики снимет с повестки дня вопрос введения в Таджикистане энерголимита в зимний период.

В МИРЕ

ЕВРОПУ В БЛИЖАЙШИЕ 20 ЛЕТ ОЖИДАЮТ ВЫСОКИЕ ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

В Европе начинается затяжной период повышения стоимости электроэнергии, который будет длиться по меньшей мере 20 лет. Об этом свидетельствует отчет Еврокомиссии о мерах по достижению поставленных целей в области «зеленой» электроэнергии.

В документе отмечается, что дальнейший рост тарифов в 2020–2030 годах будет во многом обусловлен затратами на развитие альтернативных источников энергии, в том числе на строительство ветряных и солнечных электростанций. А с 2030 года, если будет выполнено условие о переходе на возобновляемые источники электроэнергии (ветряные или солнечные электростанции) в значительной степени, рост цен будет еще более интенсивным.

В отчете рассматривается множество вариантов развития энергетического сектора Европы, однако все сценарии ведут к тому, что именно ветряные электростанции станут к 2050 году крупнейшим источником энергии в регионе, а атомные электростанции, а также натуральные источники, такие как уголь, уйдут на второй план.

Самым дорогостоящим будет значительный уклон в чистую энергетику, когда ветряные станции к 2050 году дадут до 49 % электроэнергии против нынешних 5 %, а тарифы взлетят на 100 %. Частично это будет обусловлено новыми инфраструктурными проектами, которые потребуют значительных инвестиций. Подогреют цены и поставщики угля, которым придется увеличить стоимость продукции, чтобы остаться с прибылью. Самым же дешевым вариантом будет так называемая диверсификация предложений, когда развитие альтернативных источников энергии будет идти параллельно со строительством новых АЭС и дальнейшим обслуживанием угольных шахт. В таком случае рост тарифов на электроэнергию к 2050 году составит около 43 %.

В ЯПОНИИ ОСТАНОВЛЕН ЕЩЕ ОДИН АТОМНЫЙ РЕАКТОР

В начале сентября на японской АЭС «Сендай» в префектуре Кагосима остановлен на технический осмотр еще один реактор. Таким образом, сейчас в Японии электроэнергию вырабатывает только 12 из 54 коммерческих реакторов.

Ранее энергокомпания Kyushu Electric Power уже приступила к техосмотру трех реакторов, в декабре в связи с профилактикой будет прекращена работа остальных двух блоков. Летом на плановую проверку остановила ряд энергоблоков компания Kansai Electric Power. После таких инспекций все операторы АЭС обязаны получить разрешение на перезапуск реакторов также и от региональных властей.

В последние месяцы лишь один из реакторов, ранее остановленных в различных районах Японии в связи с мартовским стихийным бедствием, неполадками или инспекциями, получил санкцию на перезапуск. На местах пока осторожно относятся к выдаче таких разрешений ввиду усилившихся в обществе после аварии на «Фукусиме-1» антиатомных настроений.

По оценке экспертов, в предстоящий период в Японии будет по-прежнему ощущаться серьезная нехватка электроэнергии, так как около 30 % ее выработки в стране ранее приходилось на АЭС.

Дефицит электроэнергии создал большие проблемы для многих ведущих промышленных концернов страны, в том числе для автозаводов, объемы выпуска продукции которых в Японии резко сократились.

МАГАТЭ ПЛАНИРУЕТ ВОЗРОДИТЬ ДОВЕРИЕ К АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ

Сессия Совета управляющих Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ), состоявшаяся в Вене в сентябре, обсуждала необходимость возрождения веры в атомную энергию, серьезно подорванной в результате аварии на АЭС «Фукусима».

МАГАТЭ при поддержке государств-членов подготовило проект плана действий по укреплению ядерной безопасности. Агентство полагает, что число ядерных реакторов в мире к 2030 году увеличится, по самым низким прогнозам, на 90 единиц, а по самым высоким – на 350. Ранее значение высокого прогноза составляло 432 ядерных реактора.

Некоторое снижение прогнозов связано с поэтапным отказом от ядерной энергетики в Германии и с временным замедлением ее развития в некоторых других странах. Больше всего новых реакторов появится в Индии и Китае.

Глава агентства Юкия Аmano подчеркнул, что факторы, способствующие росту интереса к ядерной энергетике, не исчезли. Они связаны с ростом глобального спроса на энергию, обеспокоенностью изменением климата, уменьшением запасов нефти и газа.

По материалам международных информационных агентств, интернет-сайтов подготовила Вероника АНТОНОВА