

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

Редакция:

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

Специалист по рекламе Карлюк И.И.
(017) 280 36 36, (029) 6 517 981**Издатель:** ОАО «Энергетическая стратегия»**Адрес редакции:**220029, г. Минск, ул. Чичерина, 19
Тел/факс: (017) 293 46 82
e-mail: info@energystrategy.by

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала
№ 2669 от 25.02.2008.Публикуемые материалы отражают мнение их авторов. Редакция
не несет ответственности за содержание рекламных материалов.
Передача информации допускается только с разрешения редакции.Отпечатано в типографии: РУП «Минскстиппроект»,
220123, г. Минск, ул. В Хоружей, 13/61
ЛП №02330/0494102 от 11.03.2009.Печать офсетная. Бумага мелованная.
Подписано в печать 01.03.2010 г., формат 60х90%,
тираж 1200 экз., заказ № 447.

© ОАО «Энергетическая стратегия», 2010

НОВОСТИ**ТЭК Беларуси** 2**ПРИОРИТЕТЫ**

Гончар О. В.

Без скидок на обстоятельства*По итогам работы отрасли за 2009 год* 5**Перспективы развития энергетики республики***По итогам онлайн-конференции БЕЛТА с участием зам. Министра
энергетики Республики Беларусь М. И. Михадюка* 10**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА**

Радюк В.Л., начальник управления электрических сетей ГПО «Белэнерго»

**Анализ причин нарушений электроснабжения потребителей
в январе 2010 года** 15

Леоневец С.В., начальник ПТО РУП «Брестэнерго»

**Пружанская мини-ТЭЦ. Современные европейские технологии
в использовании местных видов топлива** 18**ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА**

Аронов А.Г., д.ф.-м.н., директор ГУ «Центр геофизического мониторинга»

НАН Беларуси
**Оценка сейсмической опасности при выборе площадки
для размещения АЭС в Республике Беларусь** 22

Попов Б. И., к. т. н., ведущий научный сотрудник

ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны» НАН Беларуси
Цена ядерного топлива и ее структура 26**ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА**

Микулич В.И., начальник службы перспективного развития РУП «Гродноэнерго»

Развитие гидро- и ветроэнергетики в Гродненской области 28**ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ****Календарь выставок (март/апрель 2010 года)** 31**«Атомэкспо-Беларусь» приглашает** 36**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАДЗОР**

Клявза В.И., начальник управления Госэнергогазнадзора и

ОТ Минэнерго – Главный государственный инспектор
по энергетическому надзору Республики Беларусь
О состоянии электротравматизма в Белорусской энергосистеме 38

Латышонков В.Г., начальник Глубокского МРО филиала «Энергонадзор»

РУП «Витебскэнерго», Голубенок А.М., зам. начальника
**Проблемы безопасной эксплуатации электроустановок
сельскохозяйственных предприятий** 41

Лымарь О.В., инженер ПЛДЭиКЭ филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»

**Корреляционный анализ в задачах выявления источников
несинусоидальности напряжения** 44**МНЕНИЕ СПЕЦИАЛИСТА**

Севрюк З.Б., к.т.н., консультант по ОТ и электробезопасности ЗАО «Техношанс»

**Совершенствование работы по обеспечению безопасности
труда в энергетике** 47**НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ**

Соловьев В.Н., к.т.н., Жемжуров М.Л., д.т.н., Левчук А.С., Кузьмина Н.Д.,

Плещанков И.Г., Карбанович Л.Н.
**Радиоэкологические аспекты сжигания древесного топлива на крупных
энергетических установках Беларуси** 50

Седнин В.А., д.т.н., Седнин А.В., к.т.н., Богданович М.Л., Шкловчик Д.И.,

Шимукович А.А., м.т.н., Прокопеня И.Н., м.т.н.
**Перевод источников теплоты систем централизованного теплоснабжения
в теплонасосные станции с газомоторными ТНУ** 55**ЭНЕРГОРЕСУРСЫ**

Суухачев В.И., начальник управления подземного хранения газа ОАО «Белтрансгаз»

Прирастаем подземными кладовыми газа 59**СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ****Национальный фонд ТНПА – энергетике** 60

Гуревич В.Л., директор Белорусского государственного института

стандартизации и сертификации (БелГИСС)
**Стандарты как действенный инструмент продвижения
энергоэффективности** 64**МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ**

Перспективы развития электроэнергетики Литвы после

закрытия Игналинской АЭС 66

ЭНЕРГОПАНОРАМА**Энергетика. Обзор событий в мире** 69

ТЭК БЕЛАРУСИ

Утверждены основные целевые показатели прогноза социально-экономического развития Республики Беларусь на 2010 год

Постановлением Совета Министров № 1740 от 31 декабря 2009 года утверждены основные целевые показатели прогноза социально-экономического развития Беларуси на 2010 год. Документом устанавливается контроль за выполнением целевых показателей прогноза организациями, имеющими особую значимость для развития экономики Беларуси. В постановлении также отмечено, что основные целевые показатели развития не определяются для хозяйственного общества, не пользующегося государственной финансовой поддержкой и (или) в котором Республика Беларусь либо административно-территориальная единица, обладающая акциями (долями в уставных фондах), не может определять решения, принимаемые этим хозяйственным обществом.

Валовой внутренний продукт в Беларуси в 2010 году в сопоставимых ценах к 2009 году запланирован на уровне 111–113 %, прогноз производства продукции промышленности на 2010 год – 110–112 %, производство потребительских товаров – 114–115 %. Инвестиции в основной капитал прогнозируются на уровне 123–125 %, экспорт товаров в фактических ценах – 129–130 %. Снижение энергоемкости валового внутреннего продукта прогнозируется на 8–10 %.

Господдержка энергоэффективных инвестпроектов в энергетике

В соответствии с постановлением Совета Министров Беларуси № 1731 от 29 декабря 2009 года РУП «Брестэнерго», «Витебскэнерго» и «Гродноэнерго» возмещена в 2009 году часть процентов за пользование банковскими кредитами, полученными для реализации энергоэффективных проектов в рамках выполнения Государственной комплексной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов.

Господдержка в виде возмещения части процентов по кредитам оказана энергоснабжающим организациям за счет средств, предусмотренных в республиканском бюджете на топливо и энергетику. Такая господдержка предусмотрена, в частности, при реализации инвестпроектов по реконструкции блоков № 5 и № 6 на Березовской ГРЭС, строительству линии электропередачи 330 кВ Березовская ГРЭС – Брест-1 с подстанцией 330 кВ «Брест-1», расширению подстанции «Барановичи». Возмещение части процентных ставок предусмотрено также по кредитам, привлеченным РУП «Гродноэнерго» на строительство Гродненской ГЭС, РУП «Витебскэнерго» для реконструкции энергоблока № 4 Лукомльской ГРЭС.

ГПО «Белэнерго» и ОАО «Интер РАО ЕЭС» заключили контракт

29 января в Москве ГПО «Белэнерго» и ОАО «Интер РАО ЕЭС» заключили контракт на 2010 год на поставку и транзит российской электроэнергии. Белорусская и российская стороны пришли к согласию в отношении условий поставок российской электроэнергии в Беларусь, а также ее транзита по белорусской территории в страны Балтии и Калининградскую область.

Стороны провели несколько раундов переговоров, согласуя условия транзита и поставок. Ожидается, что объем транзита российской электроэнергии по территории республики в текущем году возрастет в 8–10 раз.

Между ОАО «Интер РАО ЕЭС» и ГПО «Белэнерго» действуют долгосрочные взаимосвязанные договоры на поставку и транзит электроэнергии через сети энергосистемы Беларуси. По этим договорам в 2010 году «Интер РАО ЕЭС» намерено поставить в Беларусь 3 млрд. кВт·ч электроэнергии в соответствии с балансом Союзного государства и до 2,5 млрд. кВт·ч электроэнергии на основе принципов коммерческой целесообразности.

Правительство Беларуси утвердило дополнительные меры по экономии энергоресурсов в 2010 году

В целях выполнения требований Директивы Президента Республики Беларусь от 14 июня 2007 года № 3 «Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства», предусматривающей снижение энергоемкости валового внутреннего продукта Беларуси в 2010 году не менее чем на 31 % к уровню 2005 года, Правительство Беларуси утвердило дополнительные меры по рациональному и эффективному использованию топливно-энергетических ресурсов в 2010 году (постановление Совета Министров № 92 от 25 января 2010 года).

Республиканским органам госуправления поручено обеспечить в текущем году дополнительную экономию топливно-энергетических ресурсов в объеме 245 тыс. т у.т., в том числе ГПО «Белэнерго» – 60 тыс. т у.т. Согласно постановлению Правительства, республиканские органы госуправления, облисполкомы и Минский горисполком должны в текущем году обеспечить темпы потребления топливно-энергетических ресурсов ниже темпов роста объемов производства промышленной продукции не менее чем на 8 %. Министерство энергетики за счет реализации энергосберегающих мероприятий должно снизить в 2010 году удельный расход топлива на отпуск электроэнергии организациями ГПО «Белэнерго» не менее чем на 3 г у. т. на 1 кВт·ч к уровню 2009 года. Потребление светлых нефтепродуктов в республике должно сократиться в 2010 году не менее чем на 7 % к уровню 2009 года.

До 1 июля текущего года планируется вывести из эксплуатации технологическое оборудование, не со-

ответствующее государственным стандартам в части энергетической эффективности, а также оказывать организациям господдержку в виде понижения цен (тарифов) на энергоресурсы с учетом выполнения ими заданий, установленных программами (планами мероприятий) по энергосбережению. В целях экономного и бережливого использования энергоресурсов населением Правительство считает целесообразным применять дифференцированную плату за пользование тепловой и электрической энергией, холодной и горячей водой в зависимости от объемов их потребления.

В январе отпуск тепловой энергии увеличен на 26,9 %

В связи с сильными морозами ГПО «Белэнерго» в январе увеличило отпуск тепловой энергии потребителям на 26,9 %. На белорусских ТЭЦ температура сетевой воды в двадцатых числах января увеличилась в среднем до 95–98, а на некоторых теплоисточниках превысила 100 °С.

Несмотря на высокую загрузку Белорусская энергосистема функционирует нормально, обеспечивая устойчивое и надежное энергоснабжение потребителей. Все оборудование станций подготовлено к работе зимой надлежащим образом и способно вынести максимум нагрузок. Энергоисточники в достаточном объеме обеспечены природным газом и мазутом.

Реконструкцию пятого энергоблока Березовской ГРЭС планируется завершить в 2010 году

Реконструкция пятого блока с надстройкой газовых турбин на Березовской ГРЭС вошла в перечень важнейших инвестиционных проектов, предусмотренных к реализации в республике в 2010 году, утвержденных постановлением Совета Министров № 169.

В январе текущего года ГРЭС выработала 178,630 млн. кВт·ч электроэнергии и отпустила потребителям 20,493 тыс. Гкал тепла. Установленная мощность Березовской ГРЭС составляет 1060 МВт. Это вторая по мощности электростанция в Беларуси после Лукомльской ГРЭС. Первый энергоблок станции был введен в эксплуатацию в 1961 году, последний, шестой, – в 1967 году.

Проект реконструкции пятого энергоблока Березовской ГРЭС предусматривает надстройку действующего энергоблока двумя газовыми турбинами по 30 МВт каждая, а также замену паровых турбин на современные мощностью 175–180 МВт каждая. В результате модернизации значительно возрастет мощность станции, улучшатся технико-экономические показатели работы, удельный расход топлива на выработку электроэнергии в обновленном блоке сократится до 281,1 г на 1 кВт·ч.

Модернизация ПС «Мирадино» РУП «Могилевэнерго»

Подстанция «Мирадино» по количеству установленного оборудования – одна из самых крупных узловых

подстанций класса напряжения 330–220–110–35 кВ в энергосистеме Республики Беларусь. Через нее осуществляется транзит электрической энергии между Витебской, Могилевской, Минской и Гомельской областями, она обеспечивает электроснабжение потребителей г. Бобруйска, шести прилегающих административных районов в Могилевской и Минской областях, Белорусского металлургического завода, Белорусского шинного комбината.

По информации ГПО «Белэнерго» в настоящее время проводится полная реконструкция подстанции с заменой всего оборудования, изменением схемы первичных соединений всех ОРУ, ликвидацией ОРУ-35 кВ, установкой управляемого шунтирующего реактора мощностью 180 Мвар.

Общая сметная стоимость проекта по всем пяти очередям составляет около \$ 90 млн. В конце 2009 года завершились тендерные торги на поставку основного первичного и вторичного оборудования для ОРУ-110, 220, 330 кВ и АТ 1, 2. Торги проводились на комплексную поставку всего основного оборудования одного производителя с привлечением кредитных ресурсов зарубежных банков. По итогам торгов на всех классах напряжения ПС «Мирадино» будет смонтировано оборудование фирмы Siemens (Германия) (первичное и устройства РЗА), автотрансформаторы производства ОАО «Запожтрансформатор» (Украина).

В настоящее время ведутся активные работы по реализации 3-й очереди строительства – реконструкция ОРУ 110–330 кВ. Генподрядчик по реконструкции подстанции – ОАО «Электроцентрмонтаж», субподрядчики – РУП «Белэлектромонтажналадка», ОАО «Мехколонна № 93». Реализация проекта в полном объеме позволит значительно повысить надежность работы и безопасность эксплуатации оборудования ПС «Мирадино», обеспечить устойчивое электроснабжение потребителей, минимизировать эксплуатационные затраты.

Заклучен контракт на строительство Полоцкой ГЭС

В начале января РУП «Витебскэнерго» и российское ОАО «Внешнеэкономическое объединение «Технопром-экспорт» заключили контракт на строительство гидроузла Полоцкой ГЭС.

В соответствии с условиями контракта гидроузел Полоцкой ГЭС мощностью 22 МВт будет построен на реке Западная Двина к 2014 году. Стоимость работ по контракту составит около \$ 100 млн. Поставщиком гидроагрегатов выступит чешская компания Mavel. На гидроузле будет установлена прямоточная турбина типа P1T Каплан. Конструкция этой турбины должна исключать проникновение масла в речную воду.

Строительство Полоцкой ГЭС является первым этапом в создании каскада из четырех гидроэлектростанций на Западной Двине. В него должны войти Витебская, Бешенковичская, Полоцкая и Верхнедвинская ГЭС. Суммарная установленная мощность четырех гидроэлектростанций составит 125–130 МВт.

МАГАТЭ дала положительную оценку работы Беларуси по подготовке к созданию АЭС

9 февраля в рамках программы технического сотрудничества МАГАТЭ «Развитие кадрового потенциала и системы обучения специалистов для ядерной энергетической программы» в Минске состоялся семинар для руководителей республиканских органов государственного управления и организаций, участвующих в реализации ядерной энергетической программы в стране. В ходе семинара эксперты МАГАТЭ положительно оценили работу Беларуси по подготовке к строительству АЭС.

Семинар организован Министерством энергетики Беларуси совместно с экспертами Международного агентства по атомной энергии. Его участники обсудили проблемы комплексного подхода к развитию инфраструктуры для программы ядерной энергетики, вопросы создания ядерной инфраструктуры в Беларуси, ключевые аспекты управления и принимаемые обязательства в связи с развитием в стране атомной энергетики.

В Беларуси появится компьютерная система для обучения кадров для АЭС

В 2010 году германо-украинский консорциум CA&R (Германия) и IT-Slavutich (Украина) поставит в Беларусь прикладную компьютерную обучающую систему (КОС) для подготовки персонала в области ядерной энергетики.

Консорциум CA&R и IT-Slavutich стал победителем международного тендера на поставку КОС для Беларуси, проведенного секретариатом МАГАТЭ. Внедрение в республике компьютерной обучающей системы для подготовки кадров для ядерной энергетики является одним из важных мероприятий программы технического сотрудничества МАГАТЭ с Беларусью «Развитие кадрового потенциала и системы обучения специалистов для ядерной энергетической программы».

Использование КОС является на сегодняшний день одним из наиболее эффективных методов подготовки персонала. Подобная система хорошо зарекомендовала себя при обучении специалистов для ядерной энергетики в Украине, Германии, России. КОС позволит обучать и затем тестировать персонал, который будет задействован

при проектировании, строительстве и эксплуатации АЭС, работе в надзорных органах.

Обучающие программы с соответствующим оборудованием будут установлены в ведущих вузах Беларуси, где открыты специальности для подготовки кадров для ядерной энергетики: БГУ, БНТУ, БГУИР и Международном государственном экологическом университете им. А.Д.Сахарова. Кроме того, данная компьютерная система будет внедрена в учебном центре Объединенного института энергетических и ядерных исследований «Сосны», департаментах МЧС и Минэнерго и Дирекции строительства АЭС.

Финская компания MW Biopower Oy заинтересована участвовать в строительстве мини-ТЭЦ на МВТ в Беларуси

С 26 по 30 января состоялся визит руководителей компании MW Biopower Oy (Финляндия) в Беларусь. Финская компания выступила генеральным подрядчиком строительства современной мини-ТЭЦ в Пружанах, работающей на местных видах топлива. В ходе сооружения станции были использованы технологии на основе европейского и мирового опыта. Проект завершен успешно. В декабре 2009 года станция мощностью 3,7 МВт введена в эксплуатацию.

Компания MW Biopower Oy высказала заинтересованность в продолжении сотрудничества с Беларусью. Перспективы строительства в Республике Беларусь электростанций на местных видах топлива с участием финской компании были обсуждены в ходе встреч с представителями Минэнерго, Департамента по энергоэффективности Госстандарта Беларуси, Минжилкомхоза, концерна «Белесбумпром», Миноблисполкома.

Финской компанией получен целый ряд предложений по строительству мини-ТЭЦ на местных видах топлива в различных регионах республики. Полный перечень включает более 50 проектов, из числа которых будут определены приоритетные. Президент компании MW Biopower Oy Иллка Хейккила отметил, что компания окажет содействие в составлении короткого списка и поможет белорусской стороне выполнить предварительное экономическое обоснование этих проектов. В числе возможных белорусско-финских проектов рассматриваются такие, как строительство мини-ТЭЦ на торфе в Хойниках, котельных на торфе в ГПО «Белтопгаз», станции на местных видах топлива в Лунинце и ряд других.

Финская компания MW Power является совместным предприятием компаний Metso (60 %) и Wärtsilä (40 %) и специализируется на производстве электростанций и котельных среднего и малого диапазона мощностей, использующих возобновляемые виды топлива. За 2007–2009 годы MW Power и Wärtsilä реализовали в Беларуси проекты на общую сумму более € 40 млн. Компания предлагает белорусскому рынку не только свое оборудование, но и финансовую поддержку в виде предоставления кредитов.



Пресс-конференция руководителей компании MW Biopower Oy (Финляндия)

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

БЕЗ СКИДОК НА ОБСТОЯТЕЛЬСТВА

По итогам работы энергетической отрасли за 2009 год

2009 год стал очередным успешно завершённым этапом работы энергетической отрасли Республики Беларусь. На итоговой коллегии Министерства энергетики, состоявшейся 24 февраля, были проанализированы производственные показатели организаций Минэнерго за 2009 год, дана объективная оценка развития отрасли за отчетный период и определены задачи на 2010 год. Несмотря на то, что последствия мирового финансово-экономического кризиса ощутила на себе каждая организация, в ходе обсуждения акцент делался на поиск внутренних резервов и спрос за выполнение заданий шел без скидок на обстоятельства.

В итоговом заседании приняли участие члены коллегии Министерства энергетики Республики Беларусь, руководители организаций и предприятий отрасли, представители министерств и ведомств республики, а также Первый заместитель Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко.

Во вступительном слове Министр энергетики Республики Беларусь А.В. Озерец поприветствовал собравшихся и подчеркнул, что результаты работы топливно-энергетического комплекса страны проецируются практически на все сферы жизнедеятельности общества и во многом определяют его социальное благополучие. Он поблагодарил работников энергетической отрасли за результаты работы и отметил, что в 2009 году организации справились со своей основной задачей – потребность народного хозяйства и населения страны в энергоресурсах была удовлетворена полностью, в востребованных объемах.

С докладом «О выполнении показателей социально-экономического развития отрасли в 2009 году и задачах на 2010 год» выступил член коллегии, начальник Глав-



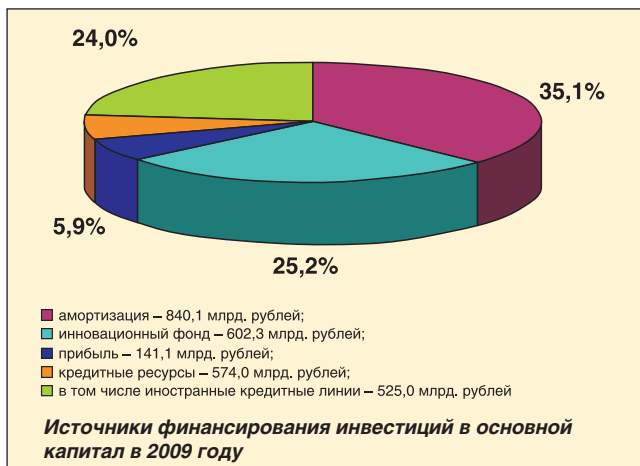
ного экономического управления Минэнерго В.М. Каранкевич. Он проинформировал, что выручка от реализации продукции (товаров, работ, услуг) выросла по сравнению с 2008 годом на 33,1 %, в то же время прибыль от реализации уменьшилась на 3,4 %. Произошло снижение рентабельности реализованной продукции по сравнению с уровнем прошлого года. Данный параметр по Министерству энергетики за 2009 год составил 6,5 % против 8,1 % в 2008 году и

8,7 % в 2007 году. Чистая прибыль по организациям Минэнерго составила 634,4 млрд. рублей, что на 18,5 % меньше уровня прошлого года.

В.М. Каранкевич подчеркнул, что на снижение рентабельности и чистой прибыли повлияло наличие 6 убыточных предприятий. Если газоснабжающими организациями убытки получены по объективным причинам (сохранение с 1 января 2009 года наценки на уровне 2008 года при росте закупочной цены на природный газ и фактическом снижении цены реализации газа населению), то убытки строительных организаций и торфопредприятия «Ошмянское» являются результатом недоработки их руководителей и специалистов.

В.М. Каранкевич также остановился на выполнении показателей бизнес-планов развития. Из 120 организаций (филиалов) Министерства энергетики, представленных в системе мониторинга бизнес-планирования и финансового положения организаций, по итогам работы за 2009 год не обеспечено выполнение показателей бизнес-планов развития по 12 организациям (филиалам), или 10 % от общего числа, что на 9,2 процентных пункта больше доли органи-





заций (филиалов), не выполнивших бизнес-планы развития по итогам работы за 2008 год. Он оценил действия руководителей этих организаций как безответственные и отметил, что в 2010 году выполнение показателей бизнес-планов и господдержки должно быть взято под особый контроль и приняты все возможные меры по достижению запланированного уровня по итогам года.

Докладчик проинформировал об увеличении задолженности по кредитам банков и займам по организациям Минэнерго по сравнению с аналогичной задолженностью на 1 января 2009 года. Произошло также увеличение задолженности по кредитам банков, привлекаемым для пополнения оборотных средств. Положительным моментом является рост удельного веса долгосрочных кредитов, привлеченных под реализацию инвестиционных проектов, в общем кредитном портфеле газовой и энергоснабжающих организаций и ОАО «Белтрансгаз» на 1 января 2010 года до 52,5 % против 48,4 % на 1 января 2009 года. При этом у РУП-облэнерго удельный вес кредитов, привлеченных под инвестиции, увеличился с 66 до 77 %.

С докладом «Об итогах выполнения инвестиционной программы в 2009 году и задачах по обеспечению выполнения задания по темпам роста инвестиций в основной капитал на 2010 год» выступил заместитель Министра энергетики М.И. Михадюк. Он проинформировал, что поэтапной стратегией достижения в 2009 году запланированных темпов роста предусматривалось обеспечить темп роста инвестиций в основной капитал 105 % с объемом 2366 млрд. рублей и за счет привлечения в сентябре – де-

кабре 2009 года дополнительных иностранных инвестиций в сумме \$ 200 млн. достичь темпа роста инвестиций 125 %. Фактически в прошедшем году темп роста инвестиций по Минэнерго составил 109,2 % к уровню 2008 года (2393,3 млрд.

руб.) Дополнительно проработаны и заключены контракты в конце 2009 – начале 2010 года на реализацию инвестиционных проектов с привлечением внешних кредитов на сумму \$ 200,4 млн.

В результате реализации мероприятий инвестиционной программы Министерства энергетики в 2009 году введено в эксплуатацию 286,8 МВт генерирующих мощностей, построено и реконструировано 142 км тепловых сетей, введено более 2750 км линий электропередачи различного уровня напряжения, 1 433 км распределительных газопроводов, газифицировано природным газом 47,8 тыс. квартир, 22,2 тыс. квартир переведены на потребление природного газа со сжиженного. Продолжаются работы по расширению Прибугского и строительству Мозырского подземных хранилищ газа, что позволило увеличить объем хранения природного газа до 980 млн. м³, обеспечив ежесуточный отбор из ПХГ до 14 млн. м³.

М.И. Михадюк подчеркнул, что в целом результаты выполнения инвестиционной программы 2009 года в условиях мирового финансового кризиса и недостатка оборотных средств можно оценить как положительные.

В течение 2009 года задание по освоению инвестиций в основной капитал по Минэнерго неоднократно пересматривалось. Решение этой задачи потребовало от руководителей организаций мобилизации всех имеющихся ре-

сурсов и значительного увеличения объема кредитов, направляемых на финансирование инвестиционных проектов (в 1,8 раза больше, чем в 2008 году).

Отдельно М.И. Михадюк остановился на вопросах привлечения внешних инвестиций. Он сообщил, что в соответствии с установленным Правительством заданием по привлечению иностранных кредитов, займов и прямых инвестиций на финансирование инвестиционных проектов (\$ 410 млн., в том числе прямых \$ 45 млн.) в 2009 году привлечено \$ 437,8 млн. иностранных инвестиций (106,8 % годового задания), в том числе прямых – \$ 58,8 млн.

Привлечение иностранных кредитов организациями ГПО «Белэнерго» при плане \$ 345 млн. составило \$ 369 млн. (107 % к заданию), из них \$ 295,7 млн. было обеспечено РУП «Минскэнерго» (в основном за счет привлечения китайских кредитов на финансирование проектов реконструкции Минских ТЭЦ-2 и ТЭЦ-5). Вместе с тем РУП «Гродноэнерго» в прошедшем году не привлечено внешних кредитов, низкий темп роста инвестиций имеют РУП «Могилевэнерго», РУП «Витебскэнерго» и РУП «Гомельэнерго».

Заместитель Министра проинформировал, что в ходе выполнения Государственной комплексной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергосистемы износ основных фондов энергосистемы на 1 января 2010 года уменьшился до уровня ниже 49 %.

Вместе с тем М.И. Михадюк отметил, что в работе организаций отрасли по реализации инвестпрограммы есть ряд упущений: низкое качество подготовки технико-экономических заданий (ТЭЗ) на закупку оборудования и подрядных работ, отсутствие



должных маркетинговых исследований, длительная переписка с организациями вместо «живой работы», невыполнение сроков проведения торгов, низкое качество их организации. Регулярные штабы, проводимые лично Министром и руководством министерства на основных объектах, включенных в Государственную комплексную программу, выявили существенные недоработки со стороны управления капитального строительства ГПО «Белэнерго», отдельных областных энергосистем, проектных и подрядных организаций.

М.И. Михадюк также проинформировал о выполнении в полном объеме программы газификации Республики Беларусь на период 2006–2010 годов, сообщил о ходе реализации проекта строительства АЭС. В частности, он отметил, что в рамках реализации этого проекта введен в эксплуатацию жилой дом, начаты работы по сооружению автомобильной и железной дорог, обеспечено строительство пионерной строительной базы, начато строительство основной производственной базы, разработано и передано в экспертизу обоснование инвестиций, ведется работа по заключению межправительственного соглашения по строительству АЭС и контрактного соглашения.

М.И. Михадюк подчеркнул, что в 2010 году в соответствии с поручением Правительства необходимо привлечь по заключенным контрактам не менее \$ 500 млн. китайских кредитов, а также заключить контракты еще примерно на \$ 2 млрд. по проектам, которые будут реализовываться в 2011–2015 годах. Также необходимо

срочно развернуть работу по привлечению финских ресурсов на строительство мини-ТЭЦ по аналогии с проектом, реализованным в Пружанах. Есть перспективы и по привлечению прямых инвестиций. Это Зельвенская КЭС, вставка постоянного тока Россь-Нарев, ВЛ 110 кВ, ветро-энергетика и гидроэлектростанции.

С докладом «О ходе реализации организациями Минэнерго требований Директивы Президента Республики Беларусь № 3 «Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства», состоянии охраны труда и техники безопасности, вовлечении в хозяйственный оборот неиспользуемого имущества в 2009 году и задачах на 2010 год» выступил заместитель Министра энергетики Ю.В. Рымашевский. Он отметил, что выполненное Минэнерго задание по энергосбережению выполнено в полном объеме, в том числе в ГПО «Белэнерго» при задании (–275) тыс. т у.т. выполнение составило (–292) тыс. т у.т.; в ГПО «Белтопгаз» при задании (–9) выполнение составило (–9 %); в ОАО «Белтрансгаз» при задании (–4,5) выполнение составило (–4,7 %).

Выполнение показателя по использованию местных видов топлива в 2009 году в целом по Минэнерго



при задании 275,45 т у.т. составило 297,8 т у.т. (108,1 %), в том числе в ГПО «Белэнерго» – 196,5 тыс. т у.т. при задании 178,4 тыс. т у.т., в ГПО «Белтопгаз» – 93,4 при задании 93,1, в ОАО «Белтрансгаз» – 8,0 т у.т. при задании 3,95 т у.т.

Ю.В. Рымашевский проинформировал, что в 2009 году при общем объеме финансирования 761 млрд. рублей организациями Минэнерго реализовано 148 энергосберегающих мероприятий. Экономия топливно-энергетических ресурсов по итогам года составила 315 тыс. т у.т.

Касаясь вопросов охраны труда, заместитель Министра отметил, что общее количество потерпевших при несчастных случаях по Минэнерго за истекший год сократилось по сравнению с 2008 годом на 2 %, количество потерпевших с тяжелыми последствиями – на 11%. При этом впервые в организациях Минэнерго допущен почти в 2 раза по сравнению с 2008 годом рост количества потерпевших при несчастных случаях со смертельным исходом – 13 человек (в 2008 году – 7 человек). Заместитель Министра подчеркнул, что, несмотря на жесткие меры, которые принимались министерством, существенного снижения числа несчастных случаев достичь не удалось, и потребовал активизировать работу по охране труда на местах.

Докладчик также отметил, что за 2009 год органами Госэнергонадзора проведено 164,2 тыс. обследований и проверок потребителей и энергоснабжающих организаций. Потребителям выдано 6,5 тыс. предписаний, составлено 4270 протоколов об административных правонарушениях. Проведено 4,8 тыс. рейдов по выявлению фактов хищений энергии, о чем составлено 3,2 тыс. актов.

Основные объекты, введенные в 2009 году по Государственной комплексной программе модернизации основных производственных фондов

Брестская ТЭЦ – 1 Модернизация турбоагрегата ст. 3 с увеличением мощности	12 МВт
Мини-ТЭЦ в г. Пружаны Энергоустановка на местных видах топлива мощностью	3,7 МВт
Котельная «Жлобин» Реконструкция с установкой электрогенерирующего оборудования	26,1 МВт
Минская ТЭЦ – 3 Реконструкция первой очереди (ПГУ-230)	230 МВт
Жодинская ТЭЦ Установка котла на местных видах топлива	60 т/час
Лукомльская ГРЭС Модернизация энергоблока № 4	15 МВт
Подстанции 110 кВ	7 шт.
Введено в эксплуатацию электрических сетей, км (план 1487 км)	2775,3 км
Произведены замена и строительство тепловых сетей (план 140 км)	142,0 км

Заместитель Министра проинформировал, что сформирована Отраслевая программа мер по экономии и рациональному использованию топливно-энергетических и материальных ресурсов, денежных средств на 2010 год. Она включает комплекс мероприятий, направленных на выполнение плана мероприятий по реализации Директивы Президента Республики Беларусь № 3. Заместитель Министра подчеркнул, что планы 2010 года напряженные. Это продиктовано сложившимися условиями роста цен на внешние энергоносители и мировым финансовым кризисом. Но при слаженной и напряженной работе они выполнимы. Ответственность за срыв доведенных заданий будет жесткой на всех уровнях.

Министр энергетики А.В. Озерец в своем выступлении подвел итоги работы Минэнерго за 2009 год, поставил основные задачи и определил направления развития отрасли в 2010 году.

Он подчеркнул, что в течение года организациями Минэнерго осуществлялась целенаправленная и системная работа по выполнению важнейших параметров прогноза социально-экономического развития Республики Беларусь на 2009 год, отметил четкую работу энергетиков в период отопительного сезона, в том числе в условиях аномальных климатических явлений в Брестской и Гомельской областях. Отметив положительные результаты, руководитель отрасли предложил сконцентрировать внимание на недостатках.

Выполнение показателей за 2009 год не дает оснований для того, чтобы расслабиться в 2010 году, констатировал Министр. На 2010 год

Правительством определены напряженные задания по сальдо внешней торговли товарами (\$ -200 млн.), сальдо внешней торговли услугами (\$ 180 млн.), энергосбережению: ГПО «Белэнерго» – (-335) тыс. т у.т. (с учетом доведенного дополнительного задания в размере 60 тыс. т у.т.), ГПО «Белтопгаз» – (-7,5 %), ОАО «Белтрансгаз» – (-4,5 %).

Министр подчеркнул, что отрасли установлено повышенное задание по энергосбережению. С целью его безусловного выполнения необходимо разработать мероприятия и создать для этого условия. К решению поставленной задачи надо подойти с новых позиций и с новыми требованиями. И это касается руководителей всех рангов. А.В. Озерец отметил, что за выполнение программы по использованию местных видов топлива ответственность также лежит на руководителях. Министр отметил крайне неудовлетворительную работу Жодинской ТЭЦ и предупредил, что контроль за выполнением данного задания и далее будет ужесточаться, поскольку использование местных видов топлива является важной составляющей реализации государственных программ в части диверсификации топлива, и организации Минэнерго несут непосредственную ответственность за их выполнение как координаторы. Необходимо понять всем: выполнение требований Директивы № 3 – долг как работников энергетической отрасли, так и граждан страны. Этот документ должен быть настольной книгой каждого сотрудника отрасли, констатировал Министр.

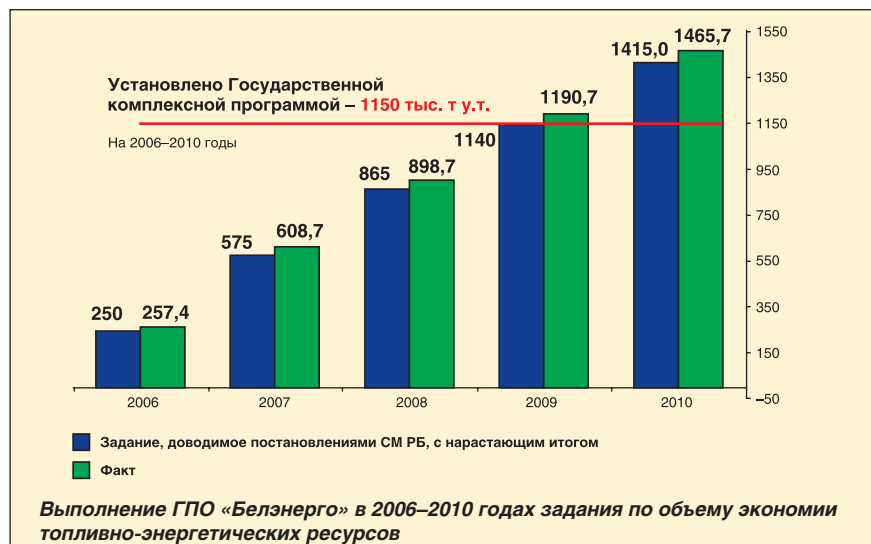
Руководители ГПО «Белэнерго», ГПО «Белтопгаз», ОАО «Белтрансгаз» персонально отвечают за обеспе-

чение выполнения в 2010 году установленного целевого показателя по энерго-сбережению и задания по использованию местных видов топливно-энергетических ресурсов, а также за обязательное проведение экспресс-энергоаудитов, в т.ч. и в сельскохозяйственных филиалах, подчеркнул А.В. Озерец.

Министр проинформировал, что в 2010 году будут ужесточены задания по внешней торговле товарами, поэтому те организации, которые импортируют товары, должны иметь и экспорт. Он поручил руководителям всех структурных подразделений отрасли составить модель работы на 2010 год в этом направлении и подчеркнул, что пришло время на основе действующих нормативных документов заниматься работой, связанной с бизнесом в энергетике.

Результаты выполнения инвестиционной программы 2009 года в целом по министерству в условиях мирового финансового кризиса А.В. Озерец не оценил как удовлетворительные. Пока не удалось создать стройную систему по проведению закупок, проектированию и выполнению строительно-монтажных работ, отметил руководитель отрасли. Министр назвал недостаточной работу ГПО «Белэнерго» и подведомственных объединений организаций по привлечению иностранных кредитов, займов и прямых инвестиций на финансирование инвестиционных проектов в I квартале 2010 года. Он потребовал в 2010 году не допускать ошибок 2009 года, более активно организовывать работу по обеспечению ввода в эксплуатацию объектов генерации сетевого хозяйства и подстанционного оборудования, отметил, что необходимо создать задел по строительству важнейших объектов, предусмотренных к вводу в 2011–2012 годах. В результате выполнения указанных проектов будет введено 725,5 МВт электрической мощности, что позволит экономить порядка 300 тыс. т у.т. в год и замещать ежегодно около 70 тыс. т у.т. импортруемых энергоресурсов.

Министр подчеркнул, что инвестиционная программа на 2010 год сбалансирована. На реализацию запланированных мероприятий программы модернизации основных производственных фондов в 2010 году планируется направить 2139 млрд. рублей при необходимом объеме финансирования не менее 1899,8 млрд. рублей.



Особое внимание А.В. Озерец уделил выполнению Государственной программы «Торф». Он заявил, что не принимает ссылок некоторых торфопредприятий на якобы объективные причины невыполнения заданий по добыче торфа и считает, что настоящие причины – в отсутствии должной организации работы. Министр сообщил, что несмотря на то, что в целом объемы выпуска торфобрикетов выполнены, были допущены значительные сверхплановые простои брикетных заводов из-за отсутствия мест складирования и некачественного выполнения ремонтных работ. В результате торфопредприятия не дали дополнительного дохода.

Экспорт торфобрикетов в 2009 году по сравнению с 2008 вырос практически на 60 %. Его объем в 2009 году составил 492,0 тыс. т, или 137,0 % от годового задания и 141,1 % к уровню 2008 года. Учитывая хорошую рентабельность, отметил А.В. Озерец, нужно резко наращивать объемы экспорта и зарабатывать деньги для дальнейшей модернизации производства.

Говоря о закупках материально-технических ресурсов, Министр сообщил, что в 2009 году Министерством энергетики принят ряд нормативных актов, направленных на ужесточение отбора претендентов, исключение посреднических структур, повышение ответственности должностных лиц отрасли, занимающихся вопросами закупок, организацию четкого и прозрачного механизма проведения конкурсов с обязательными маркетинговыми исследованиями стоимости закупаемых материально-технических ресурсов, оптимизацию закупок товаров импортного производства и др.

В целях исключения закупок у необоснованных и недобросовестных посреднических структур 30 ноября 2009 года Министром утвержден План мероприятий по устранению необоснованного и недобросовестного посредничества при закупках товаров (работ, услуг) и реализации продукции. В 2009 году объем закупок у таких поставщиков остался на уровне 2008 года и составил порядка 1–1,5 %. Учитывая это, Министр потребовал принять жесткие меры по выполнению указанного Плана и исключить закупки у посредников полностью.

Особо стоит вопрос сокращения запасов готовой продукции в отрасли. Сложившуюся ситуацию необходимо переломить, потребовал Министр,

оперативно находить пути решения проблемы сбыта и повышения конкурентоспособности продукции, учитывать конъюнктуру рынка сбыта, сезонность и востребованность продукции. Ответственность за это возлагается на руководителей ГПО «Белэнерго», ГПО «Белтопгаз» и структурные подразделения, подчеркнул он.

А.В. Озерец остановился также на кадровых вопросах. Необходимо менять кадровую политику, обновлять кадровый состав. Как положительную тенденцию Министр отметил тот факт, что удалось притормозить отток кадров из научно-исследовательских институтов и торфопредприятий. Подвижки в этой работе есть, но ее надо усилить, задействовать все резервы, включать в резервный руководящий состав молодых перспективных специалистов, имеющих знания в экономике, маркетинге, менеджменте. Отрасли нужны активные, знающие работники.

Касаясь вопросов оплаты и стимулирования труда работников, Министр, в частности, отметил, что для решения этого вопроса в отрасли введены надбавки за сложность и напряженность. Анализ ситуации в этом направлении показал, что данная система премирования используется не всегда обоснованно. Практику ее применения необходимо пересмотреть. Недопустимо, чтобы выплата премий производилась в случае невыполнения целевых показателей.

В завершение А.В. Озерец напомнил, что перед Министерством энергетики, ГПО «Белэнерго», ГПО «Белтопгаз», ОАО «Белтрансгаз», институтами, строительно-монтажным комплексом поставлена серьезная задача – в непростых экономических условиях реализовать Государственную программу модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы. Это потребует полной самоотдачи от руководителей всех рангов в вопросах правильной и своевременной организации работ, системности и последовательности их исполнения. Нельзя допускать расхлябанности и бюрократических проволочек при составлении технических заданий и проведении конкурсов. Данные мероприятия необходимо проводить в установленном порядке согласно законодательству.

В ходе коллегии с отчетами выступил ряд руководителей организаций Минэнерго. Состоялся деловой, пре-

бавательный и подчас нелицеприятный разговор, в процессе которого неоднократно подчеркивалась персональная ответственность каждого из руководителей за состояние дел во вверенных организациях. Министр акцентировал внимание на том, что по всем направлениям деятельности организаций отрасли необходимо проводить кропотливую и ежедневную работу, активизировать усилия по устранению упущений, анализировать причины недостатков на местах и принимать меры по их устранению и безусловному выполнению доведенных заданий и показателей.

Итоги обсуждения подвел Первый заместитель Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко. Он отметил, что прошедший год оказался чрезвычайно сложным для республики по объективным причинам, которые были вызваны влиянием мирового финансово-экономического кризиса. Тем не менее на этом фоне можно говорить об удовлетворительных результатах работы. Несмотря на определенную зависимость от импортируемых топливно-энергетических ресурсов, Беларусь показала свою жизнестойкость и прошла кризисный этап достойно.

Первый заместитель Премьер-министра охарактеризовал состояние дел в республике и заявил, что потенциал снижения энергоемкости ВВП значителен. В.И. Семашко подчеркнул также важность использования местных видов топлива. «Если можно 25 % энергии вырабатывать на местных видах топлива, то это необходимо делать», – отметил он.

В.И. Семашко отметил, что важно ускорить принятие законов об электроэнергетике и возобновляемой энергии, затронул ряд других ключевых вопросов деятельности энергетической отрасли и остановился на вопросах, связанных со строительством АЭС. Он подчеркнул, что сооружение атомной станции – важная задача, решение которой будет способствовать диверсификации источников энергии, снижению ее себестоимости, а главное, энергетической независимости страны. Необходимо сделать все возможное для обеспечения безусловного выполнения поставленных руководством республики задач, основная цель которых сводится к обеспечению энергетической безопасности Республики Беларусь.

Ольга Гончар

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ БЕЛАРУСИ



Модернизация действующей энергосистемы, использование возобновляемых источников энергии, сокращение энергоемкости ВВП, диверсификация источников поступления углеводородного сырья, развитие атомной энергетики – важнейшие факторы обеспечения энергетической безопасности страны. О том, как будут развиваться эти направления энергетической отрасли, рассказал в ходе онлайн-конференции, организованной БЕЛТА, заместитель Министра энергетики Беларуси Михаил Иванович МИХАДЮК.

РЕАЛИЗАЦИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ КОМПЛЕКСНОЙ ПРОГРАММЫ МОДЕРНИЗАЦИИ

Инвестиции в реконструкцию и строительство объектов Белорусской энергосистемы за последние два года увеличились более чем в 1,5 раза. Всего за 2006–2009 годы на эти цели направлено \$ 2152 млн. Объемы финансирования в 2006 году составили \$ 402 млн., в 2007-м – \$ 481 млн., 2008-м – \$ 660 млн., 2009-м – \$ 609 млн. В 2010 и 2011 годах на модернизацию основных производственных фондов Белорусской энергосистемы (без учета строительства АЭС) планируется направлять ежегодно порядка \$ 610 млн. При этом привлечение иностранных инвестиций может составить около \$ 530–540 млн.

Среди важнейших проектов Государственной комплексной программы модернизации, осуществление которых запланировано в текущем году, следующие:

- модернизация энергоблока № 5 Березовской ГРЭС с установкой газовых турбин и увеличением мощности на 65 МВт;
- реконструкция Минской ТЭЦ-2 с созданием двух парогазовых

блоков мощностью 32,5 МВт каждый;

- замена турбины № 2 на Витебской ТЭЦ;
- строительство мини-ТЭЦ в Речице мощностью 5 МВт, работающей на местных видах топлива.

В 2011 году намечено ввести новый парогазовый энергоблок мощностью 399 МВт на Минской ТЭЦ-5, газовую турбину 110 МВт на Гродненской ТЭЦ-2, Гродненскую гидроэлектростанцию на реке

Неман мощностью 17 МВт. Кроме того, будут выполняться работы по строительству таких объектов на возобновляемых источниках энергии, как Полоцкая ГЭС на Западной Двине мощностью 23 МВт, ветроэнергетическая установка мощностью 1,5 МВт в Гродненской области. В необходимых объемах будет осуществляться реконструкция и строительство электрических и тепловых сетей, в том числе для вводимого жилья.



Цех парогазовой установки Минской ТЭЦ-3

Выполнение данных проектов позволит ввести 725,5 МВт электрической мощности, экономить около 300 тыс. т у.т. в год, что равноценно экономии \$ 40 млн., замещать ежегодно около 70 тыс. т у.т. импортируемых энергоресурсов. Всего за 2006–2010 годы в результате технического перевооружения отрасли и повышения эффективности производства будет сэкономлено более 1 млрд. м³ природного газа. Значительно повысится и надежность энергоснабжения потребителей.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ОСНОВНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФОНДОВ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ БУДЕТ ПРОДОЛЖЕНА

В рамках реализации Концепции энергетической безопасности Министерство энергетики разрабатывает Государственную программу модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы на 2011–2015 годы.

В целях повышения надежности и экономичности работы существующих энергоисточников планируется модернизация и реконструкция оборудования с повышением эффективности на Гродненской ТЭЦ-2, Минской ТЭЦ-5, Минской ТЭЦ-4, Бобруйской ТЭЦ-2. Намечена также установка генерирующего оборудования на котельных в Борисове и Могилеве, строительство парогазовых блоков на Лукомльской и Березовской ГРЭС с одновременным выводом неэффективного оборудования из эксплуатации. В целях диверсификации топливного баланса энергосистемы планируется строительство Зельвенской электростанции, работающей на угле. Она будет иметь два энергоблока мощностью порядка 480 МВт каждый.

Реализация Государственной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы на 2011–2015 годы позволит значительно сократить износ основных фондов, повысить эффективность работы энергосистемы, вывести из эксплуатации ряд



Начало работ по строительству главного корпуса ПГУ 399 Минской ТЭЦ-5

неэффективного оборудования, создать необходимый резерв мощности для полного и надежного электроснабжения потребителей, обеспечить возможность перехода энергосистемы на самобаланс по электрической мощности и энергии и создать возможности для экспорта электроэнергии.

Согласно проекту программы на 2011–2015 годы получают развитие системообразующие сети Белорусской энергосистемы и межгосударственных линий электропередачи. К пуску первого блока белорусской АЭС планируется построить 400 км линий электропередачи напряжением 330 кВ, к вводу второго – еще 200 км. Предполагаются ежегодное строительство и реконструкция электрических сетей в объеме 2200 км, подстанций напряжением 35–330 кВ, замена и строительство около 150 км тепловых сетей в год.

В целях осуществления стабильного импорта (обмена) электроэнергии планируется усиление внешних связей с соседними государствами. С польской стороны прорабатываются вопросы строительства межгосударственной линии электропередачи пропускной способностью порядка 5 млрд. кВт·ч в год. Реализация этого проекта создаст технические возможности для увеличения в перспективе экспорта электроэнергии в сопредельные государства и транзита электроэнергии через территорию республики, а также диверсификации ее поставок в нашу страну.

ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПОЛИТИКА

В стране создана нормативная правовая база, определяющая правовые условия инвестиционной деятельности. Она гарантирует равные права отечественным и иностранным инвесторам независимо от их форм собственности, стимулирует инвестиции и создает условия для защиты прав инвесторов на территории республики. Правовые условия деятельности инвесторов соответствуют основным критериям рыночной экономики. Развитость белорусского инвестиционного законодательства высоко оценивают международные финансовые организации и частные инвесторы. основополагающим правовым документом, определяющим условия осуществления инвестиционной деятельности в энергетической отрасли Беларуси, является Инвестиционный кодекс, направленный на стимулирование инвестиционной деятельности и защиту прав инвесторов. В ноябре 2009 года вступил в силу Декрет Президента Республики Беларусь от 6 августа 2009 года № 10 «О создании дополнительных условий для инвестиционной деятельности в Республике Беларусь». Согласно декрету реализация инвестпроектов на территории республики может осуществляться путем заключения инвестиционного договора между инвестором и Республикой Беларусь на основании решения республиканского органа государственного управления, в частности Министерства энергетики. Для заключения такого договора разработка бизнес-плана

инвестиционного проекта и государственная комплексная экспертиза по нему не требуются.

ПРИВЛЕЧЕНИЕ ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТИЦИЙ

Министерство энергетики проводит интенсивную политику по привлечению внешних инвестиций для реализации приоритетных инвестиционных проектов. Доля иностранных инвестиций в структуре финансирования строительства и реконструкции энергетических объектов возросла с 1,2 % в 2006 году до свыше 50 % в 2009 году. Если в 2006 году их объем составлял \$ 5 млн., то в 2007-м – \$ 91,5 млн., в 2008-м – \$ 142,2 млн. Объем финансирования программы модернизации Белорусской энергосистемы в 2009 году достиг \$ 609 млн., в том числе иностранные инвестиции составили \$ 369,4 млн. при запланированных \$ 345 млн.

В перечне проектов, для реализации которых привлечены иностранные инвестиции, – реконструкция Минской ТЭЦ-5 и Минской ТЭЦ-2 (подписаны контракты с Китайской национальной корпорацией по зарубежному экономическому сотрудничеству), энергоблока № 5 Березовской ГРЭС, а также строительство мини-ТЭЦ на местных видах топлива в Пружанах.

Кроме того, заключены контракты, предусматривающие привлечение внешних кредитов на общую сумму \$ 200,4 млн. для осуществления следующих проектов:



Топливоподача Пружанской мини-ТЭЦ

- реконструкция Гродненской ТЭЦ-2 (контракт на \$ 55,6 млн. с индийской компанией BHEL);
- строительство Гродненской ГЭС на реке Неман (контракт на \$ 15 млн. с чешской компанией «Мавел»);
- создание мини-ТЭЦ на местных видах топлива в Речице (контракт на \$ 30 млн. с австрийской фирмой «Политехник»);
- строительство Полоцкой ГЭС (договор на сумму \$ 99,8 млн. с российским ОАО «Технопромэкспорт»).

В 2010 году планируется привлечь иностранных инвестиций на общую сумму более \$ 500 млн.

В сфере привлечения прямых инвестиций ведется работа с компанией STY GROUP (Чехия) по созданию на базе РУП «Белоозерский энергомеханический завод» совмест-

ного предприятия по производству трубопроводных систем высокого давления. В рамках реализации соглашения о сотрудничестве с компанией «Кульчик Холдинг» (Польша) белорусской и польской сторонами принято решение об организации работы по созданию СП в июле 2010 года для реализации инвестиционного проекта «Строительство угольной Зельвенской КЭС». Предполагается, что мощность станции составит 600–900 МВт. Разработка обоснований инвестирования в этот проект должна завершиться в феврале. Предусматривается создание совместного производства электротехнического оборудования в ОАО «Белэнергомонтажладка» с компанией HEAG (Китай).

Кроме того, в настоящее время ведутся переговоры с потенциальными иностранными инвесторами о реализации таких проектов, как строительство линии электропередачи напряжением 400 кВ Рось – Нарев с вставкой постоянного тока (с «ПСЕ-оператор», Польша), строительство ТЭЦ-ПГУ в Бресте мощностью около 230 МВт (с ООО «БелЭнергия», Италия), создание гидроэлектростанций на реках Неман, Западная Двина и Днепр, строительство и реконструкция подстанций и линий электропередачи напряжением 330/110 кВ (с китайскими корпорациями) и др. Рассматривается вопрос получения в 2010–2015 годах от китайских банков кредитов в размере порядка \$ 2,5 млрд. для строительства и реконструкции энергообъектов на территории Беларуси.



Строится главный корпус Пружанской мини-ТЭЦ. Ноябрь 2009 года

ДИВЕРСИФИКАЦИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА

В 2009 году объем потребления местных топливно-энергетических ресурсов в энергосистеме составил 178,4 тыс. т у.т. К настоящему времени в отрасли реализованы проекты по использованию местных видов топлива в городах Осиповичи, Вилейка, Пинск, Жодино, Бобруйск, Ореховск, Пружаны; установлен паровой котел на Жодинской ТЭЦ производительностью 60 т пара в час, работающий на МВТ; введены в строй две мини-ГЭС: Зельвенская и Миничская; ведется строительство мини-ТЭЦ на местных видах топлива в Речице. Эксплуатация данных объектов в 2010 году обеспечит 2,1 % использования местных топливно-энергетических ресурсов в балансе энергосистемы.

В целях диверсификации топливно-энергетического баланса в республике будут построены атомная и угольная электростанции. Доля ядерного топлива в топливно-энергетическом балансе составит до 5 млн. т у.т. (30 %), каменного угля – свыше 1 млн. т у.т. (6,3 %), местных топливно-энергетических ресурсов (торфа, древесного топлива, гидро- и ветроэнергии, вторичных энергоресурсов) – около 0,7 млн. т у.т. (4,3 %). Благодаря оптимизации топливно-энергетического баланса энергосистемы доля природного газа в нем сократится с 94 % в 2008 году до 55 % к 2020 году.

В республике получит дальнейшее развитие возобновляемая энергетика. Начато строительство двух гидроэлектростанций: Гродненская ГЭС будет введена в строй в следующем году, заключен контракт на строительство Полоцкой ГЭС. Привлекаются внешние инвесторы для строительства еще ряда гидроэлектростанций.

Будет развиваться также ветроэнергетика. Уже приступили к реализации проекта по установке ветротехники в Гродненской области. Контракт на поставку ветроустановки заключен с одной из китайских компаний. Выделен ряд площадок в стране, на которых можно разместить ветропарки. Республика заинтересована в том, чтобы такая энергетика развивалась. У



Работы по возведению береговых устоев и водосливной плотины Гродненской ГЭС

инвесторов также есть сегодня интерес к созданию ветропарков.

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

В Беларуси планируется построить атомную электростанцию, состоящую из двух энергоблоков общей мощностью около 2,4 тыс. МВт, с вводом в эксплуатацию первого энергоблока в 2016 году и второго – в 2018 году. Строительство АЭС позволит укрепить энергетическую безопасность страны, снизить себестоимость производства электроэнергии, а следовательно, и рост тарифов на ее отпуск. Уменьшатся выбросы парниковых газов, будут выведены из работы устаревшие и малоэффективные генерирующие мощности. Годовой объем закупок природного газа сократится на 4–5 млрд. м³.

Как показывает анализ, топливная составляющая в себестоимости производства электрической энергии на АЭС в мире колеблется от 12 до 25 % (на обычных электростанциях – около 70 %).

Рост цен на урановое сырье (оно занимает в топливной составляющей 8–10 %) не приведет к значительному росту тарифов, как при росте цен на органическое топливо. Следует также отметить, что строительство атомной электростанции будет способствовать экономическому и социальному развитию региона размещения АЭС. Выполнение заказов для АЭС позволит поднять технический, технологический уро-

вень промышленных предприятий республики и повысить квалификацию кадров. Опыт, приобретенный при строительстве АЭС, в перспективе позволит использовать промышленный и кадровый потенциал страны при возведении объектов ядерной энергетики как в республике, так и за рубежом.

В 2009 году в стране начато строительство пионерной базы, в нынешнем году эта работа будет продолжена. Пионерная база предназначена в основном для строительства города энергетиков и для подготовки основной производственной базы по сооружению АЭС. Уже начались работы по созданию основной производственной базы.

Продолжается формирование договорной базы с Россией в области обеспечения строительства АЭС. Так, 28 мая 2009 года с Российской Федерацией подписано соглашение о сотрудничестве в области использования атомной энергии в мирных целях. 16 ноября 2009 года оно вступило в силу. В настоящее время завершается работа над межправительственным соглашением о сотрудничестве по строительству АЭС на территории Беларуси. Это соглашение будет проходить внутригосударственные процедуры в России; в Беларуси они уже практически завершены. Продолжается работа и над контрактным соглашением. Генеральный контракт предполагается подписать в первом полугодии.

Российская сторона не возражает против выделения кредита. Его сумма будет уточняться. Подписание этого документа позволит одновременно финансировать проект и начать работу по заказу оборудования на заводах-изготовителях.

В проекте атомной электростанции, которая будет сооружена в Беларуси, предусмотрен специальный цех для переработки ядерных отходов. В течение определенного периода они будут находиться на станции, затем в специальных контейнерах перевезены в специальный могильник. Что касается отработанного топлива, то планируется использовать специальную технологию. Отработанное топливо будет изыматься, определенное время храниться в бассейнах выдержки, охлаждаться и храниться в специальных транспортно-упаковочных контейнерах. На АЭС предусмотрены соответствующие помещения для хранения отработанного топлива. По договоренности с Россией при обращении Беларуси российская сторона может забирать отработанное топливо на переработку.

БЕЛОРУССКО-РОССИЙСКОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ В СФЕРЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Министерства энергетики Республики Беларусь и Российской Федерации разработали проект Программы расширения белорусско-российского сотрудничества в топливно-энергетической сфере. Целью данного документа является осуществление в среднесрочной перспективе согласованного комплекса мероприятий, направленных на развитие взаимовыгодных экономических связей в нефтяной, газо- и нефтехимической отраслях, электроэнергетике, атомной энергетике, в сфере повышения энергоэффективности и использования возобновляемых источников энергии. Реализация программы будет содействовать укреплению энергетической безопасности Беларуси и России, обеспечению потребности внутреннего рынка обоих государств в энергоресурсах, расширению экспортного потенциала и



Макет белорусской АЭС

устойчивому росту национальных экономик на основе эффективного использования энергии.

Предусматривается, что сотрудничество будет осуществляться в результате гармонизации энергетической политики Беларуси и России, выполнения совместных энергетических проектов. Предполагается разработка инструментов, регулирующих совместную внешнеэкономическую деятельность, в том числе подготовка соглашений и совместных программ по различным сферам деятельности в ТЭК. При подготовке проекта программы белорусская сторона основывалась на принципе создания равных условий для субъектов хозяйствования России и Беларуси, заложенном в Договоре о создании Союзного государства, а также на договоренностях, достигнутых в рамках Союзного государства, СНГ и ЕврАзЭС. Проект программы одобрен Президиумом Совета Министров Беларуси. 28 октября 2009 года документ был рассмотрен и в целом одобрен на заседании Совета Министров Союзного государства. 10 декабря вопрос о программе рассмотрен на заседании Высшего Государственного Совета Союзного государства.

В настоящее время ведется разработка проекта программы по трем неурегулированным вопросам в газовой и нефтяной сферах. Наиболее принципиальным из них для Беларуси является вопрос ценообразования на поставку в ре-

спублику российского природного газа на основе принципа равнодоходности при формировании Российской Федерацией внутренних и экспортных цен на газ.

Выполнение программы позволит обеспечить перевод двустороннего торгово-инвестиционного сотрудничества в сфере энергетики на новый количественный и качественный уровень. Широкий спектр мероприятий по сотрудничеству в ТЭК, их актуальность и обоснованность, определенность сроков реализации и адресность обеспечат развитие энергетики в интересах Республики Беларусь и Российской Федерации. Результатом должны стать эффективная реализация внешнеэкономического потенциала субъектов хозяйствования, осуществление (увеличение) экспорта электроэнергии в третьи страны, а также услуг по транзиту электроэнергии и газа. Предполагается улучшение финансового состояния энергетических предприятий и создание предпосылок для их стабильной работы в условиях развития рыночных отношений в топливно-энергетическом комплексе, совместная реализация инвестиционных проектов, в том числе строительства АЭС, гидроэлектростанций, подземных хранилищ газа на территории Беларуси.

Материал подготовлен по итогам онлайн-конференции с участием заместителя Министра энергетики Республики Беларусь М. И. Михадюка

АНАЛИЗ ПРИЧИН НАРУШЕНИЙ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ЯНВАРЕ 2010 ГОДА

При проектировании воздушных линий электропередачи учитываются ветровая нагрузка, толщина стенки возможного гололеда, температура воздуха и многое другое. Запас прочности в этих расчетах значителен. Тем не менее образование гололеда на воздушных линиях электропередачи представляет серьезную опасность. Так, 10–14 января 2010 года крайне неблагоприятные аномальные погодные условия (мокрый снег, дождь при отрицательной температуре наружного воздуха, ветер) и интенсивное гололедообразование на линиях электропередачи привели к массовым повреждениям электросетевых объектов Белорусской энергосистемы.



В. Л. РАДЮК, начальник управления электрических сетей ГПО «Белэнерго»

Основной пик повреждений произошел 11 января 2010 года. Отключились 12 воздушных линий 35–110 кВ, 87 воздушных линий 10 кВ и 2624 трансформаторные подстанции. В результате произошло нарушение электроснабжения 527 населенных пунктов республики, 226 животноводческих ферм, других сельскохозяйственных потребителей и объектов жизнеобеспечения. Наибольший объем отключений зафиксирован в Гомельской и Брестской областях (515 отключенных населенных пунктов).

Наиболее пострадавшими оказались Лельчицкий, Ельский, Наровлянский, Житковичский и Столинский районы. В этих районах толщина стенки гололеда (наледь с частичным налипанием снега) на проводах и элементах конструкций воздушных линий составляла до 12 см, что приводило не только к разрывам проводов, но и к падению опор. При этом следует отметить, что воздушные линии электропередачи 10 кВ с покрытыми проводами (изолированными) и воздушные линии электропередачи 0,4 кВ с самонесущими изолированными проводами типа СИП-4и не повреждались. Такие провода покрыты слоем полиэтиленовой изоляции, на которой практически не образуется гололед.

В результате воздействия гололедно-ветровых нагрузок было повреждено 283 опоры и 800 изоляторов воздушных линий электропередачи 0,4–10 кВ. Суммарная протяженность участков воздушных линий с поврежденными проводами и опорами составляла 42,5 км. Протяженность отдельных участков линий, где требовалось их полное восстановление, составляла

от 100 м до 2 км. Столь значительный объем повреждений обусловлен в основном многократным превышением проектных гололедно-ветровых нагрузок, действовавших на элементы конструкций воздушных линий в сложившихся условиях. Всего за анализируемый период отключалось 3940 трансформаторных подстанций, 141 воздушная линия, 860 населенных пунктов, 313 ферм.

К ликвидации последствий стихии персонал РУП «Гомельэнерго» и

РУП «Брестэнерго» приступил немедленно. Всего было задействовано 93 ремонтные бригады в составе более 500 человек, в том числе привлечено 8 оперативно-ремонтных бригад из других областей и строительных орга-



Статистика отключений в распределительных сетях Белорусской энергосистемы (10.01.2010 г. – 14.01.2010 г.)

Дата отключения	День недели	Трансформаторные подстанции	Населенные пункты	Фермы
10.01.2010	воскресенье	722	189	44
11.01.2010	понедельник	2624	527	226
12.01.2010	вторник	314	104	35
13.01.2010	среда	195	17	4
14.01.2010	четверг	85	23	4
ИТОГО		3940	860	313

Количество отключенных объектов распределительных электрических сетей на 11 января 2010 года

ВРЕМЯ	ТП		НП		Фермы		ВЛ-110 кВ	ВЛ-35 кВ	ВЛ-10 кВ	Бригад	Заявки 0,4 кВ
	откл.	вост.	откл.	вост.	откл.	вост.	откл.	откл.	откл.		откл.
ОДУ											
07:00	417	84	123	15	27	13	1	0	27	30	н/д
09:00	465	0	142	0	36	0	2	2	67	79	91
11:00	526	0	148	0	61	0	4	3	59	101	157
13:00	571	0	169	0	59	0	5	5	69	94	182
15:00	597	249	171	51	62	27	5	6	66	87	167
17:00	562	566	163	133	58	59	6	7	56	83	128
19:00	518	613	135	162	46	72	3	6	57	82	104
21:00	534	697	147	196	54	72	3	6	64	74	138
23:00	506	1059	131	191	48	31	3	6	61	9	77
Брест											
07:00	121	84	36	15	3	13	0	0	0	6	н/д
09:00	118	н/д	37	н/д	6	н/д	0	0	41	25	39
11:00	140	н/д	37	н/д	13	н/д	0	0	24	42	73
13:00	152	н/д	44	н/д	10	н/д	0	0	30	40	78
15:00	131	249	37	51	9	27	0	0	25	33	78
17:00	111	295	29	58	6	30	0	0	20	24	68
19:00	95	313	23	65	6	31	0	0	18	24	12
21:00	94	365	18	68	5	31	0	0	19	15	76
23:00	73	377	17	69	5	31	0	0	19	8	77
Витебск											
07:00	0	н/д	0	н/д	0	н/д	0	0	0	н/д	н/д
09:00	0	н/д	0	н/д	0	н/д	0	0	0	н/д	н/д
11:00	0	н/д	0	н/д	0	н/д	0	0	0	н/д	н/д
13:00	0	н/д	0	н/д	0	н/д	0	0	0	н/д	н/д
15:00	0	н/д	0	н/д	0	н/д	0	0	0	н/д	н/д
17:00	0	н/д	0	н/д	0	н/д	0	0	0	н/д	н/д
19:00	0	н/д	0	н/д	0	н/д	0	0	0	н/д	н/д
21:00	0	н/д	0	н/д	0	н/д	0	0	0	н/д	н/д
23:00	0	н/д	0	н/д	0	н/д	0	0	0	н/д	н/д
Гомель											
07:00	296	н/д	87	н/д	24	н/д	1	н/д	27	24	н/д
09:00	347	н/д	105	н/д	30	н/д	2	2	26	54	52
11:00	386	н/д	111	н/д	48	н/д	4	3	35	59	84
13:00	419	н/д	125	н/д	49	н/д	5	5	39	54	104
15:00	446	н/д	132	н/д	53	н/д	5	6	40	54	89
17:00	448	271	133	75	52	29	6	7	35	59	60
19:00	420	300	111	97	40	41	3	6	38	58	92
21:00	437	332	128	128	49	41	3	6	44	58	62
23:00	430	682	113	122	43	н/д	3	6	41	н/д	н/д
Гродно											
07:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	н/д	н/д
09:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	н/д	0	н/д	0	н/д	0	0	0	н/д	н/д
23:00	0	н/д	0	н/д	0	н/д	0	0	0	н/д	н/д
Минск											
07:00	0	н/д	0	н/д	0	н/д	0	0	0	н/д	н/д
09:00	0	н/д	0	н/д	0	н/д	0	0	0	н/д	н/д
11:00	0	н/д	0	н/д	0	н/д	0	0	0	н/д	н/д
13:00	0	н/д	0	н/д	0	н/д	0	0	0	н/д	н/д
15:00	20	н/д	2	н/д	0	н/д	0	0	1	н/д	н/д
17:00	3	н/д	1	н/д	0	н/д	0	0	1	н/д	н/д
19:00	3	н/д	1	н/д	0	н/д	0	0	1	н/д	н/д
21:00	3	н/д	1	н/д	0	н/д	0	0	1	1	н/д
23:00	3	0	1	0	0	0	0	0	1	1	н/д
Могилев											
07:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	н/д	н/д
09:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

низаций, оснащенных необходимыми машинами, механизмами и материалами. Координация действий обеспечивалась на республиканском уровне.

В первую очередь проводились работы по восстановлению электроснабжения объектов жизнеобеспечения, животноводческих ферм и населенных пунктов, где отсутствовало электроснабжение в течение суток и более. Для временного электроснабжения этих объектов было использовано 12 дизельных электростанций энергосистемы и 18 дизельных электростанций подразделений МЧС. С жителями наиболее отдаленных и малонаселенных пунктов, где на протяжении нескольких суток не удалось восстановить электроснабжение, персоналом энергосистемы была проведена разъяснительная работа о текущей ситуации и планируемых сроках восстановления электроснабжения.

Для уточнения объемов возникших повреждений и планирования работ по ликвидации последствий стихии и привлечению дополнительных людских и материальных ресурсов была использована летная техника Гомельского областного управления МЧС. Совместно с персоналом энергосистемы на уборке деревьев был задействован персонал лесхозов, а на расчистке подъездов и дорог – персонал дорожных служб. В целях максимального сокращения времени перерывов электроснабжения потребителей была обеспечена круглосуточная работа ремонтно-эксплуатационного персонала Белорусской энергосистемы.

Для восстановления отдельных, полностью разрушенных участков воздушных линий 10 кВ протяженностью около 30 км пришлось осуществлять их новое строительство в предельно сжатые сроки. По предварительным данным затраты на ликвидацию последствий воздействия стихии составили около 2 млрд. рублей.

В этих условиях оперативное управление энергосистемой и взаимодействие организаций и предприятий Минэнерго с облисполкомами и райисполкомами проходило на высоком уровне, что и подтвердил ход восстановления электроснабжения потребителей. При этом персонал Белорусской энергосистемы действовал квалифицированно, проявил высокий профессионализм и самоотверженность. Работы выполнялись практически круглосуточно с минимально возможными перерывами для отдыха.

Сведения о нарушениях воздушных линий электропередачи (2007–2009 годы)

№ п/п	Дата прохождения стихии	Основные причины повреждения воздушных линий электропередачи			Наиболее пострадавшая область республики (в порядке объемов повреждения)	Было отключено и нарушено электроснабжение (наибольшее количество за период стихии)
		воздействие ветра, дождя, грозы, града	налипание мокрого снега	гололедообразование		
1.	11-12 ноября 2007 г.	Незначительное	Налипание мокрого снега 20% – обрывы проводов, вязок 80% – падение деревьев, веток	Незначительное	Гомельская, Могилевская, Минская, Витебская	26 ВЛ 110-35 кВ, 175 ВЛ 10 кВ 667 н.п. 83 ферм 1497 ТП 10/0,4 кВ
2.	23-24 ноября 2008 г.	Дополнительно воздействие ветра	До 16 см снежный покров 17% – обрывы проводов, вязок 83% – падение деревьев, веток	Незначительное	Гомельская, Минская, Могилевская, Витебская	9 ВЛ 110-35 кВ, 109 ВЛ 10 кВ 393 н.п. 105 ферм 1443 ТП 10/0,4 кВ
3.	13 мая 2009 г.	24 м/с 17% – обрывы проводов, вязок 83% – падение деревьев, веток	Не было	Не было	Витебская, Гомельская, Минская, Могилевская	13 ВЛ 110-35 кВ, 148 ВЛ 10 кВ 764 н.п. 133 ферм 2262 ТП 10/0,4 кВ
4.	7-13 июня 2009 г.	30 м/с, дождь, гроза, град 27% – обрывы проводов, вязок 73% – падение деревьев, веток	Не было	Не было	Гомельская, Могилевская, Минская, Витебская	87 ВЛ 330-35 кВ, 337 ВЛ 10 кВ 1490 н.п. 368 ферм 5142 ТП 10/0,4 кВ
5.	10-14 января 2010 г.	Дополнительно воздействие ветра	Незначительное	До 12 см 65% – обрывы проводов, вязок, поломка опор 35% – падение деревьев, веток	Гомельская, Брестская	12 ВЛ 110-35 кВ, 87 ВЛ 10 кВ 527 н.п. 226 ферм 2624 ТП 10/0,4 кВ

Это в большой степени способствовало сокращению времени восстановления нарушенного электроснабжения потребителей республики, которое практически полностью было восстановлено 15 января 2010 года.

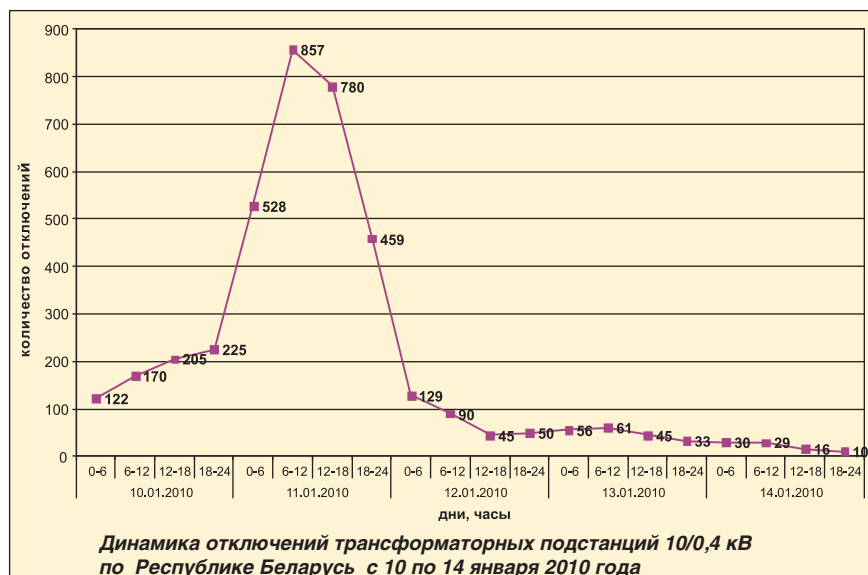
Выводы

Основными причинами нарушения электроснабжения потребителей в период стихийных явлений 10–14 января 2010 года стали повреждения воздушных линий электропередачи 10–0,4 кВ с неизолированными проводами. Из-за воздействия дождя при отрицательной температуре наружного воздуха, мокрого снега и ветра происходило интенсивное гололедообразование на воздушных линиях электропередачи, что привело к повреждению проводов, изоляторов, опор, падению деревьев на воздушные линии. По сравнению с аналогичными событиями, произошедшими в 2007, 2008, 2009 годах, доля отключения ВЛ из-за падения деревьев оказалась существенно ниже и составила около 35% от общего количества повреждений. При этом основная доля повреждений

пришлась на ВЛ, проходящие по безлесным землям.

В целях предупреждения образования гололеда на воздушных линиях электропередачи следует продолжить работу по реконструкции и строительству воздушных линий электропередачи с использованием покрытых и изолированных проводов (в соответствии с приказом ГПО «Белэнерго» от 20 января 2009 года № 24 «Об организационно-технических мероприятиях, повышающих устойчивость работы

электрических сетей при возникновении стихийных явлений»). Кроме того, для минимизации последствий нарушений электроснабжения потребителей необходимо включить в перечень отраслевого резерва передвижные автономные источники электроснабжения от 100 кВА и более, находящиеся в филиалах электрических и тепловых сетей РУП-облэнерго, что даст возможность оперативно их использовать при ликвидации массовых отключений объектов распределителей.



ПРУЖАНСКАЯ МИНИ-ТЭЦ. СОВРЕМЕННЫЕ ЕВРОПЕЙСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА

Сокращение зависимости от импортируемой энергии и энергоносителей – первоочередная задача энергетической стратегии государства. Реализация разработанной политики требует повышения эффективности использования энергоресурсов и увеличения доли местных видов топлива, которыми республика обладает в значительных количествах. К 2020 году в топливно-энергетический баланс страны предполагается вовлечь не менее 6,7 млн. т у.т. местных ТЭР. В декабре прошлого года был реализован один из самых перспективных проектов в этой области – Пружанская мини-ТЭЦ электрической мощностью 3,7 МВт.

В соответствии с Государственной комплексной программой модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года, утвержденной Указом Президента Республики Беларусь № 575 15 ноября 2007 года, была определена площадка строительства мини-ТЭЦ в г. Пружаны Брестской области и реализация данного проекта поручена РУП «Брестэнерго» с вводом в эксплуатацию в декабре 2009 года.

С поставленной задачей коллектив РУП «Брестэнерго» успешно справился. Введение мини-ТЭЦ в эксплуатацию, безусловно, стало

самым значимым событием для Белорусской энергосистемы в минувшем году. Впервые в стране начала работать теплоэлектроцентраль с зарубежным оборудованием по европейским стандартам с полной автоматизацией производственного цикла и современной технологией сжигания биомассы (древесное топливо, торф).

ВЫБОР ПРОЕКТА

Для строительства электростанции была выбрана на конкурсной основе наиболее совершенная на данный момент технология сжигания биомассы на конической колосниковой решетке BioGrate, разработанная и запатентованная фирмой Wärtsila (Финляндия). Такая техно-



**С.В. ЛЕОНОВЕЦ, начальник
ПТО РУП «Брестэнерго»**

логия позволяет сжигать топливо (кору, опилки, древесную щепу и др.) с влажностью до 55 % без снижения мощности.

Конкурсные торги на комплексную закупку оборудования электростанции с автоматизированной системой управления технологическими процессами прошли в мае 2008 года. Основными претендентами на торгах были фирмы Wärtsila (Финляндия) и Berch (Австрия). Глубоко проанализировав технические и ценовые показатели представленных предложений, конкурсная комиссия выбрала оборудование фирмы Wärtsila (Финляндия). Контракт на его поставку подписан в июне 2008 года.

По заданию РУП «Брестэнерго», утвержденному Минэнерго, ИООО «Проектно-изыскательский институт «БелЗЭП» (г. Минск) разработал архитектурный и строительный проекты «Строительство мини-ТЭЦ на местных видах топлива в г. Пружаны». Архитектурный проект прошел госэкспертизу (заключение РУП «Белгосэкспертиза Минстройархитектуры» № 217-7/09 от 30 января 2009 года).

В соответствии с заданием на проектирование и архитектурным проектом объекта строительство ТЭЦ было предусмотрено на отдельной площадке вблизи существующей районной котельной, расположенной на ул. Заводской, 4 в г. Пружаны.



Правительственная делегация во главе с Премьер-министром Республики Беларусь С.С. Сидорским в щитовой Пружанской мини-ТЭЦ

**ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ
ОБОРУДОВАНИЯ ПРУЖАНСКОЙ
МИНИ-ТЭЦ**

Основное оборудование ТЭЦ BioPower 5 DH на местных видах топлива (биомассе) производительностью по теплу 11,85 Гкал/ч и по электроэнергии 3,7 МВт комплектной поставки фирмы Wärtsila (Финляндия) с технологией BioGrate размещается в главном корпусе.

Проектом реализована установка технологического основного и вспомогательного оборудования, а именно:

- парового котлоагрегата по проекту № 8442-ВР-020 фирмы Wärtsila (Финляндия) (табл. 1) паропроводительностью 21,7 т/ч с параметрами пара P = 6,4 МПа, T = 485 °С в составе: котел марки ВР5-СЕХ-22-64-485 Sefako (Польша), топочная колосниковая решетка BioGrate Wärtsila (Финляндия);
- паротурбинной установки (табл. 2) электрической мощностью 3,7 МВт в составе: паровая турбина типа DNG62B-65 фирмы SHINKO (Япония) с противодавлением, турбогенератор синхронный переменного тока типа DIG 150 к/4 фирмы AVK (Германия);
- топливоподачи производства фирм Kontcranes и Laitex (Финляндия);
- электрофилтра фирмы BETH Filtration GmbH (Германия);
- вспомогательного оборудования, произведенного в Евросоюзе.

Котельная установка изготовлена по запатентованной технологии BioGrate (рис. 1). Она имеет колосниковую решетку конической формы. Колосниковая решетка состоит из расположенных по диагонали колец и одного плоского колосникового кольца. Диаметр рассчитан для обеспечения полного сгорания топлива. Благодаря движению колец круглой решетки топливо перемещается от центра колосниковой решетки к ее краям и сгорает полностью.

В качестве топлива для сжигания на ТЭЦ используется топливная

смесь: древесное топливо (60 %) и торф фрезерный (40 %).

Расход местных видов топлива по ТЭЦ составит 26,6 тыс. т/год щепы (7,794 тыс. т у.т.) и 18,7 тыс. т/год торфа (5,196 тыс. т у.т.), что в итоге достигнет 45,3 тыс. т/год (12,99 тыс. т у.т.).

**СТРОИТЕЛЬСТВО
МИНИ-ТЭЦ**

Строительство электростанции начато 22 декабря 2008 года с закладки фундамента котла и установки памятного камня. Строительно-монтажные работы по основному оборудованию выполнены в кратчайшие сроки – с января по октябрь 2009 года. Это стало возможным благодаря согласованной совместной работе заказчика – РУП «Брестэнерго», генерального подрядчика – СУ № 83 филиала строительного треста № 8 г. Бреста и поставщика оборудования – компании Wärtsila (Финляндия). На субподряде по монтажу оборудования электростанции работали организации Минэнерго: филиал РУП «Брестэнерго» «Белоозерскэнергоремонт» и РУП «Белэнергозащита» монтировали тепломеханическое оборудование, ОАО «ЭЦМ» – электротехническое, общестроительные работы производили строительно-монтажные организации Брестской области.

Поставка оборудования и монтаж проводились параллельно по согласованному между заказчиком и поставщиком оборудования графику. Поскольку оборудование изготавливалось по европейским стандартам и с минимальным техническим описанием на английском языке, приходилось прикладывать много усилий для изучения в кратчайшие сроки всей технологии монтажа и сборки оборудования на площадке. Благодаря тому, что монтажные работы тепломеханического оборудования



Рис. 1. Котельная установка BioGrate

выполнялись собственными силами, были получены экономия денежных средств и неоценимый опыт и знания, которые позволят в дальнейшем грамотно эксплуатировать оборудование электростанции.

Если в прежние времена для реализации таких проектов создавалась дирекция строительства электростанции и к работе привлекались специалисты и организации Минэнерго СССР, то в данном случае приказами РУП «Брестэнерго» были созданы рабочие группы по строительно-монтажным и пусконаладочным работам, которые возглавили опытные руководители Брестской энергосистемы – бывший директор Березовской ГРЭС И. В. Боярчук и главный инженер РУП «Брестэнерго» Е.П. Капский. Координацию всего комплекса СМР и ПНР осуществлял генеральный директор РУП «Брестэнерго» В.М. Шишко, проводя два раза в неделю заседания штаба на площадке строительства электростанции. Перед подрядчиками и руководителями рабочих групп ставились сложные задачи и требовалось их выполнение в установленные сроки для своевременного ввода электростанции. Благодаря такой организации работ механизм стройки сработал без сбоев и сроки ввода объекта не были сорваны.

В процессе строительства электростанции РУП «Брестэнерго» приходилось оперативно решать вопросы приемки на баланс от Пружанского ЖКХ районной котельной и магистральных тепловых сетей, подготовки принятого оборудования к отопительному сезону и подготовки персонала для эксплуатации электростанции. Все эти задачи благодаря совместной работе тех-

Таблица 1. Характеристики установленного парового котла 8442-ВР-020

Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
1. Номинальная производительность	т/ч	21,7
2. Температура перегретого пара	°С	485
3. Давление перегретого пара	МПа	6,4
4. КПД	%	88
5. Диапазон изменения паропроводительности	%	40...100*
6. Температура уходящих газов после котла	°С	160

Таблица 2. Основные технические характеристики паротурбинной установки

Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
1. Максимальная выходная мощность генератора	кВт	3850
2. Давление пара перед стопорным клапаном (абс.)	бар(а)	62÷64
3. Температура пара перед стопорным клапаном	°С	480÷505
4. Расход пара (номинальный)	т/ч	21,7
5. Давление пара в отборе на деаэрактор	бар(а)	2
6. Температура пара в отборе на деаэрактор	°С	166
7. Давление пара на выхлопе турбины	бар(а)	0,8-2
8. Температура пара на выхлопе турбины	°С	93,5÷200

нических служб РУП «Брестэнерго» и его филиалов «Пружанские ЭС», «Березовская ГРЭС», «Белоозерск-энергоремонт», «Учебный центр» были успешно выполнены.

Районная котельная, магистральные тепловые сети и эксплуатационный персонал были приняты РУП «Брестэнерго» в сентябре 2009 года. Обучение персонала проводилось с сентября по декабрь как в учебном центре РУП «Брестэнерго», так и на площадке электростанции шеф-инженерами поставщика оборудования. Сегодня можно констатировать, что необходимые знания и навыки для эксплуатации Пружанской теплоэлектроцентрали персоналом электростанции получены.

ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Самая сложная задача была поставлена перед рабочей группой – провести комплексное опробование оборудования и пуск электростанции до 22 декабря 2009 года. Согласно графику пусконаладочных работ (ПНР) Пружанской ТЭЦ, утвержденному заместителем генерального директора – главным инженером ГПО «Белэнерго» А.В. Сиваком 16 октября 2009 года, начало комплексного опробования было запланировано на 10 декабря 2009 года. К ПНР были привлечены: генеральная подрядная организация РУП «Белэлектромонтажналадка», субподрядные организации ОАО «Белэнергоремналадка», ОАО «ЛьвовОРГРЭС», ОАО «Белкотлоочистка». Координацию ПНР с участием перечисленных организаций и шеф-инженеров поставщика осуществляло РУП «Брестэнерго». Пусконаладочные работы были начаты 15 октября 2009 года в условиях продолжающегося монтажа вспомогательного оборудования, строительных конструкций, систем управления и проводились в соответствии с предъявляемыми техническими требованиями поставщика оборудования.

Длились они не менее 12 часов в сутки. Необходимо было выполнить поузловую приемку и наладку всех модулей и систем станции, учитывая при этом требования шеф-инженеров, и подписать с ними соответствующие акты приемки. Малейшее невыполнение требований поставщика грозило снятием гарантии на поставленное оборудование и могло привести к срыву сроков ввода объекта. Большая проблема заключалась в том, что вся техническая документация поставщика была на английском языке и общаться с шеф-инженерами приходилось через переводчиков. Для того чтобы найти с ними взаимопонимание в вопросах наладки оборудования, приходилось иногда проводить переговоры по два раза в день.

ПНР состоят из трех этапов: подготовительные работы; холодная пусконаладка; горячая пусконаладка и комплексное опробование. Последний этап – самый сложный. Он начался 6 ноября 2009 года и включал в себя технически сложные и требующие времени непрерывные технологические операции. Все они были проведены в намеченные сроки: кис-

лотная промывка и пассивация котла, деаэратора питательной воды, бойлера-конденсатора, паропроводов и питательного трубопровода – в течение 7 дней; сушка обмуровки котла – в течение 5 дней; продувка котла и паропроводов по чистоте медной пластины – в течение 14 дней; наладка котла и паровой турбины – в течение 10 дней; испытание защит и наладка АСУ ТП – в течение 30 дней; синхронизация и комплексное опробование – в течение 3 дней.

ВВОД МИНИ-ТЭЦ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

10 декабря 2009 года между РУП «Брестэнерго» и MW Biopover Oy (Wärtsila) в соответствии с требованиями контракта подписан сертификат готовности приемосдаточных испытаний и в 13 ч. 20 мин. произведена первая синхронизация электростанции с энергосистемой. В течение 72 часов – с 12 ч. 59 мин. 11 декабря по 12 ч. 59 мин. 14 декабря 2009 года – осуществлено комплексное опробование оборудования электростанции, и 15 декабря 2009 года подписан акт приемки оборудования. 22 декабря 2009 года подписан Государственный акт ввода электростанции в эксплуатацию.

Таким образом, 22 декабря 2009 года в г. Пружаны появился новый энергоисточник – Пружанская ТЭЦ, состоящая из энергоблока, работающего на МВТ, и пиковой водогрейной котельной, работающей на газомазутном топливе. Установленная электрическая мощность новой теплоэлектроцен-



Монтаж главного корпуса Пружанской мини-ТЭЦ



Строительство Пружанской мини-ТЭЦ на завершающем этапе

трали составляет 3,7 МВт, а установленная тепловая мощность – 58 Гкал (табл. 3). В отопительный период паровая часть работает в базовом режиме по последовательной схеме совместно с водогрейными котлами. В межотопительный период на МВТ будет вырабатываться 100 % тепла, а в отопительный период – до 80 %.

Летний максимум потребляемой электрической мощности Пружанского района составляет 9,0 МВт, зимний – 12,2 МВт; города Пружаны – соответственно 3,5 и 5,0 МВт. Расчетная тепловая нагрузка зоны теплоснабжения ТЭЦ составляет 31,578 Гкал/ч, в том числе на горячее водоснабжение – 6,039 Гкал/ч. Ввод в эксплуатацию данного объекта позволит обеспечить до 60 % потребности г. Пружаны в электроэнергии и 95 % – в тепловой энергии.

ЗНАЧИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

Наибольший прирост потребления МВТ может быть достигнут за счет древесного топлива и торфа. Для достижения объема потребления местных ТЭР, обеспечивающего выполнение поставленной задачи, необходимы:

- реконструкция и дополнительное развитие существующих топливобывающих организаций;
- создание инфраструктуры заготовки и транспортировки древесного топливного сырья, производства топлива и подготовки его к сжиганию;
- перевод значительной части существующего топливоиспользую-

щего оборудования на сжигание местных видов топлива или его замена с учетом требований по охране окружающей среды.

Введение Пружанской мини-ТЭЦ в эксплуатацию – значимое событие не только для Брестской энергосистемы, но и для республики. Это весомый вклад энергетиков Брестчины в решение важнейшей из задач по обеспечению энергетической безопасности республики – увеличение использования собственных топливно-энергетических ресурсов. Реализация этого проекта обеспечит замещение импортируемого топлива местными его видами до 14,51 тыс. т у. т.

Самый существенный результат возведения Пружанской мини-ТЭЦ – это приобретение бесценного опы-

та всеми, кто принимал участие в строительстве, монтаже и наладке объекта. Этот опыт будет, безусловно, востребован теми, кому предстоит строить аналогичные ТЭЦ в будущем. Молодые специалисты, работающие сегодня на электростанции, обладают достаточным уровнем знаний, стремлением к их повышению, высоким интеллектом – всем необходимым для того, чтобы решать непростые задачи развития энергетики за счет использования местных видов топлива.

23 декабря 2009 года Пружанскую мини-ТЭЦ посетила правительственная делегация во главе с Премьер-министром республики С.С. Сидорским, который заявил, что малая энергетика в ближайшие годы получит в Беларуси более широкое развитие. В стране планируется строить в год по 20–30 мини-ТЭЦ, работающих на местных видах топлива. Еще два года назад мало кто верил в то, что МВТ смогут на четверть обеспечить республику теплом и электроэнергией, а сегодня это вполне выполнимая задача, отметил Премьер-министр и сообщил, что мини-ТЭЦ на местных видах топлива с различными технологиями (российскими, финскими, австрийскими, прибалтийскими) построены в Вилейке, Бобруйске, Пинске, Осиповичах, Пружанах. Сейчас стоит задача выбрать самый эффективный проект, который можно тиражировать. Реализация последнего проекта показывает, что Пружанская мини-ТЭЦ наиболее энергоэффективна.

Таблица 3. Техничко-экономические показатели Пружанской мини-ТЭЦ

Показатель	Проектные данные
Установленная мощность: электрическая, МВт тепловая, Гкал/ч	3,7 58
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	70,2
Годовая выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	18,5
Годовой расход условного топлива всего, тыс. т у.т. В т.ч. топливная смесь природный газ (котельная)	15,62 12,99 2,63
Удельный расход условного топлива: на отпуск электроэнергии, г/кВт·ч на отпуск тепла, кг/Гкал	190,6 180,6
Себестоимость электроэнергии, руб/ кВт·ч	144,3
Себестоимость тепловой энергии, руб/ Гкал	136756,4
Снижение годового отпуска электроэнергии от замыкающей ГРЭС, млн. кВт·ч	17,7
Уменьшение годового расхода условного топлива на замыкающей ГРЭС (газозамасутное), тыс. т у.т.	5,80
Годовая экономия условного топлива по энергосистеме, тыс. т у.т.	1,52
Снижение годового расхода газозамасутного топлива по энергосистеме, тыс. т у.т.	14,51

ОЦЕНКА СЕЙСМИЧЕСКОЙ ОПАСНОСТИ ПРИ ВЫБОРЕ ПЛОЩАДКИ ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ АЭС В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

При принятии решения о выборе площадки для размещения АЭС должны быть учтены все запрещающие и ограничивающие факторы, наличие или превышение заданных уровней которых может повлиять на безопасную эксплуатацию объекта. Одним из важнейших факторов является оценка степени сейсмической опасности. Современные исследования перспективных пунктов и площадок возможного строительства АЭС включают решение многих вопросов. К основным из них относятся изучение региональной и местной сейсмичности, сейсмоструктурных условий, организация и проведение непрерывных инструментальных наблюдений по контролю за сейсмической обстановкой, оценка степени сейсмических воздействий.

В настоящее время накоплен большой международный опыт в этой области, который позволил выработать основные базовые принципы и критерии обеспечения безопасности размещения АЭС, регламентируемые требованиями и рекомендациями международных и национальных нормативных документов [1–4]. Вместе с тем практика показывает, что такой опыт не может быть автоматически, без соответствующей корректировки перенесен из одного региона в другой, так как сейсмоструктурные условия и геодинамические факторы в них существенно различаются и обусловлены спецификой их геологического развития.

Территории Беларуси, стран Балтии, запада России и платформенная часть территории Украины составляют единый сейсмоструктурный регион, расположенный на западе Восточно-Европейской платформы, имеющий сходное геологическое развитие и общие современные геодинамические условия. Регион характеризуется относительно невысокой сейсмической активностью, однако и в его пределах выявлены очаги сейсмических событий с магнитудой $M \leq 5,5$ [5–8]. Проявления сейсмичности в регионе связаны с существованием ряда крупных сейсмогенерирующих тектонических элементов, среди которых следует выделить современный формирующийся рифт в пределах Ботнического и Финского заливов Балтийского моря, Припятско-Донецкий авлакоген, зоны сочленения древнего Восточно-Евро-

пейского кратона с молодой Западно-Европейской платформой (зона Тейс-сейра –Торнквиста) и Русской плиты с Балтийским щитом.

Как правило, изучение сейсмичности разделяется на два периода: исторический и инструментальный. Историческая сейсмичность основывается на информации, собранной из разных литературных и архивных источников. Организация инструментальных наблюдений относится к началу XX века, когда появились первые сейсмические станции для регистрации землетрясений [7].

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЕЙСМИЧНОСТИ БЕЛАРУСИ

При изучении сейсмичности Беларуси в полной мере использованы результаты непрерывных инструментальных наблюдений, системно изложенные в бюллетенях сейсмических станций. После анализа и обобщения бюллетеней, а также с учетом выявленных исторических землетрясений был составлен каталог землетрясений территории Беларуси с 1887 года по настоящее время. В каталог вошло более 1200 сейсмических событий с $M \leq 4,5$, в том числе и четыре сильных исторических землетрясения 1887, 1893, 1896, 1908 годов. Каталог землетрясений Беларуси положен в основу карты эпицентров сейсмических событий территории республики (рис. 1). Размер окружностей на карте соответствует величине магнитуды землетрясений от 0,6 до 4,5.



А. Г. АРОНОВ,
д. ф.-м. н., директор ГУ «Центр геофизического мониторинга» Национальной академии наук Беларуси

Северная часть территории Беларуси характеризуется редкими событиями, что связано, по-видимому, с одной стороны, с невозможностью определения координат многих слабых землетрясений из-за недостаточной разрешающей способности сети сейсмических наблюдений, а с другой – с невысокой сейсмической активностью. В то же время ощутимые исторические землетрясения 1887, 1893, 1896, 1908 годов произошли именно в северной части Беларуси.

Происходящие в Беларуси слабые и средней силы землетрясения несут информацию о динамике разломов, строения земной коры, позволяют трассировать зоны разрывных нарушений и тектонических напряжений, а также выявлять закономерности распределения землетрясений в пространстве [14]. Концентрация эпицентров землетрясений невысокого магнитудного уровня наблюдается в южной части территории Беларуси. Приурочена она к зоне сочленения северо-западной части Припятского прогиба и Белорусской антеклизы. Эта зона характеризуется проявлением индуцированной сейсмичности, связанной с масштабными горнопромышленными работами на Старобинском месторождении калийных солей

(Солигорский горнопромышленный район). Участки повышенного уровня слабой сейсмичности распространяются и к северу от этой зоны.

ОЩУТИМЫЕ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ БЕЛАРУСИ

За рассматриваемый период на территории Беларуси произошло девять землетрясений, которые имели ощутимый характер:

- 10 декабря 1887 года – землетрясение в районе г. Борисова. Координаты эпицентра: $\varphi = 54,20^\circ \text{ N}$, $\lambda = 28,50^\circ \text{ E}$, магнитуда MLH = 3,7, глубина $h = 10$ км. Интенсивность сотрясений в эпицентре достигала 6 баллов по 12-балльной шкале MSK-64 [16]. Макросейсмическая характеристика: в нескольких местах Борисовского уезда Минской губернии был слышен подземный гул, подобный грому; во многих домах разбились стекла [9];
- 29 августа 1893 года, 05^h 50^m – землетрясение вблизи г. Могилева. Координаты эпицентра: $\varphi = 53,89^\circ \text{ N}$, $\lambda = 30,34^\circ \text{ E}$, магнитуда MLH = 3,5, глубина $h = 5-10$ км. Интенсивность сотрясений достигала 5 баллов. Макросейсмическая характеристика: первый удар короткий, но сильный; второй слабее первого, но более продолжительный; направление с северо-запада, оба толчка продолжались не более 6 сек. Свидетельства очевидцев описываются в работе И.В. Мушкетова [10];

- 12 ноября 1896 года, 08^h 30^m – землетрясение вблизи г. Могилева. Координаты эпицентра: $\varphi = 53,89^\circ \text{ N}$, $\lambda = 30,34^\circ \text{ E}$, магнитуда MLH = 4,0, глубина $h = 5-10$ км. Интенсивность сотрясений достигала 6 баллов. Согласно донесению смотрителя училища землетрясение происходило в течение нескольких секунд, сидящие люди ощущали сотрясение стула, звенели стаканы, лампы на столе дрожали, слышался слабый гул. Свидетельства очевидцев также описаны в работе И.В. Мушкетова [10];
- 28 декабря 1908 года, 05^h – землетрясение в пос. Гудогай Островецкого района. Координаты эпицентра: $\varphi = 54,60^\circ \text{ N}$, $\lambda = 25,80^\circ \text{ E}$, магнитуда MLH = 4,5, глубина $h = 9-10$ км. Оно ощущалось во многих населенных пунктах. Интенсивность сотрясений в поселке Гудогай и на хуторе Сержанты достигала 7 баллов. Как утверждают очевидцы, стоял страшный гул, звенели оконные стекла, возникало впечатление, что падает дом; земля дрожала, животные падали на колени. Недалеко образовался глубокий ров с версту в длину, который тянулся с севера на юго-восток. Интенсивность сотрясений в д. Быстрица достигала 5–6 баллов. Они сопровождалась шумом (гулом) как от тяжело нагруженной телеги, земля колебалась несколько раз, на отдельных участках возникли трещины на земле [11–13];

- 10 мая 1978 года, 09^h 05^m 00^s (UTC) – землетрясение в районе д. Кулаки, окрестности г. Солигорска. Координаты эпицентра: $\varphi = 52,80^\circ \text{ N}$; $\lambda = 27,70^\circ \text{ E}$, магнитуда MLH = 3,5, глубина $h = 10$ км. Интенсивность сотрясений в эпицентре достигала 4–5 баллов. Ощущался гул, дребезжали оконные стекла, раскачивались висюющие предметы, слышался скрип мебели и полов на первых этажах деревянных зданий. В шахте калийного комбината произошел обвал кровли штрека;
- 1 декабря 1983 года, 21^h 26^m 34^s (UTC) – землетрясение в 3 км к югу от н. п. Повстынь и в 40 км к северо-востоку от г. Солигорска. Координаты эпицентра: $\varphi = 52,95^\circ \text{ N}$, $\lambda = 27,81^\circ \text{ E}$, магнитуда M = 2,8, глубина $h = 7$ км. Интенсивность сотрясений в эпицентре достигала 4–5 баллов. Ощущался гул, дребезжание стекол, раскачивание висюющих предметов, скрип полов, мебели, образовались отдельные трещины в штукатурке;
- 17 октября 1985 года, 01^h 32^m 24^s (UTC) – землетрясение в 10 км к западу от г. Глуска и в 70–80 км восточнее г. Солигорска. Координаты эпицентра: $\varphi = 52,90^\circ \text{ N}$, $\lambda = 28,40^\circ \text{ E}$, магнитуда M = 3,1, глубина $h = 7$ км. Интенсивность сотрясений достигала 4 баллов. Люди ощущали колебания полов, наблюдали раскачивание висюющих предметов и цветов;
- 16 марта 1998 года, 04^h 09^m 05^s (UTC) – землетрясение в районе пос. Погост в 10 км к северо-востоку от Солигорска. Координаты эпицентра: $\varphi = 52,87^\circ \text{ N}$, $\lambda = 27,60^\circ \text{ E}$, магнитуда M = 1,9, глубина $h = 3-5$ км. Интенсивность сотрясений составила 4–5 баллов. Опрос населения показал, что наблюдалось дребезжание стекол, самопроизвольное открывание дверей, передвижение мебели, скрип пола, многие спящие просыпались. На стенах потрескалась штукатурка, имеющиеся трещины стали больше, кое-где оторвалась кафельная плитка. Радиус зоны сотрясений составил 1,5–2,0 км;
- 17 марта 1998 года, 04^h 24^m 27^s (UTC) – землетрясение в районе пос. Погост и Исерно. Координаты эпицентра: $\varphi = 52,90^\circ \text{ N}$, $\lambda = 27,60^\circ \text{ E}$, магнитуда M = 0,8, глубина $h = 3-5$ км. Интенсивность сотрясений составила 2–3 балла. Землетрясение также сопровождалось макроощущениями, но меньшего масштаба. Каких-либо обрушений в шахте при этом зафиксировано не было.

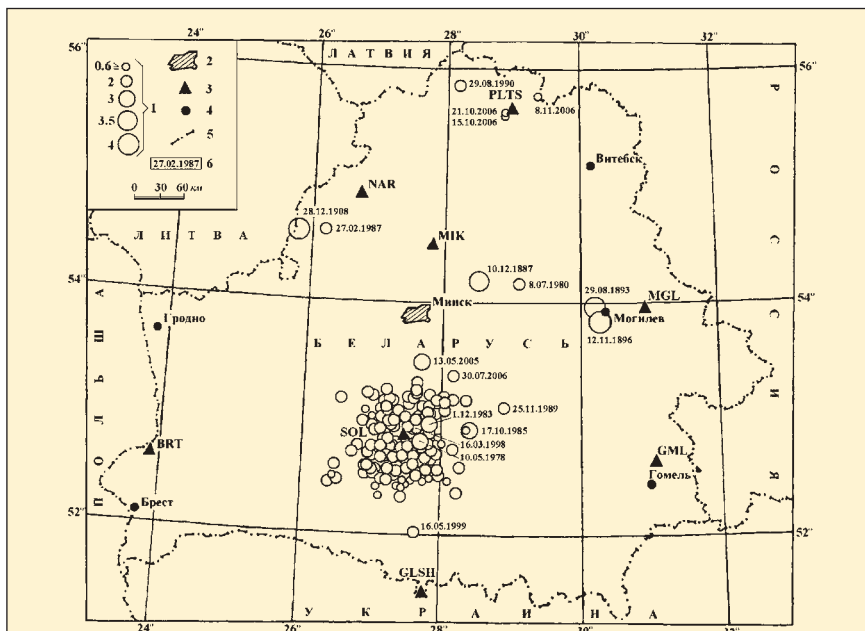


Рис. 1. Карта эпицентров сейсмических событий территории Беларуси за 1887–2009 годы:
 1 – магнитуда землетрясений; 2 – г. Минск; 3 – сейсмические станции; 4 – города;
 5 – государственная граница; 6 – дата землетрясений

**ВОЗДЕЙСТВИЕ
НА БЕЛОРУССКУЮ
ТЕРРИТОРИЮ УДАЛЕННЫХ
ОЧАГОВ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ**

Территория Беларуси испытывает воздействия, оказываемые сейсмическими волнами не только от местных событий, но и от удаленных. На севере это очаги землетрясений Фенноскандии и Арктики, на востоке и юго-востоке – сейсмические очаги Сибири и Средней Азии, на юге – Кавказа и Крыма, на юго-западе и западе – Европы. Амплитуды смещений почвы на территории Беларуси, вызываемые сейсмическими волнами от удаленных землетрясений из этих регионов, в основном незначительны. Исключение составляют землетрясения из сейсмогенной зоны Вранча, расположенной на крутом изгибе горной дуги в месте сочленения Восточных и Южных Карпат (восточная часть Румынии). Очаги этих землетрясений имеют глубину до 200 км, а ощутимый эффект сейсмических волн от землетрясений с магнитудой 7,0–7,6 наблюдается на большей территории Восточной Европы. Последние сильные землетрясения здесь произошли в 1940, 1977, 1986 и 1990 годах. В Румынии и Молдове они вызвали значительные разрушения, а события 1940 и 1977 годов – даже человеческие жертвы. Отличительной особенностью воздействия Карпат-

ских землетрясений на территорию Беларуси является вытянутость изосейст в северо-восточном направлении от очага землетрясения [17]. Этот фактор объясняет ощутимое воздействие Карпатских землетрясений на обширную территорию Восточно-Европейской платформы. Макросейсмический эффект от землетрясений 1977 и 1986 годов на территории Беларуси составил 3–5 баллов.

**СЕЙСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ
ПРИ ВЫБОРЕ ПЛОЩАДОК ДЛЯ
РАЗМЕЩЕНИЯ АЭС**

Сейсмический мониторинг при выборе площадок для размещения АЭС осуществлялся системой непрерывных круглосуточных наблюдений за происходящими сейсмическими событиями естественного и искусственного происхождения в широком диапазоне энергий и расстояний. Контроль сейсмической обстановки на региональном уровне обеспечивался стационарной сетью сейсмических станций «Минск», «Нарочь», «Солигорск», «Литвяны», «Полоцк», «Могилев» [15] (рис. 2). Для проведения сейсмических наблюдений в пределах перспективных пунктов размещения АЭС были организованы локальные временные сети сейсмических станций (см. рис. 2), в том числе на Быховском пункте (н. п. Прибережье, Усушек, Железинка, Радьков), Шкловско-

ско-Горечком пункте (н. п. Широкие, Антипенки, Клин, Пилещено), Островецком пункте (н. п. Теляки, Литвяны, Гинкишки, Селище, Поракиты, Бояры); Верхнедвинском пункте (н. п. Полоцк, Леонполь, Николаево). За период наблюдений проведены детальная обработка и анализ зарегистрированной информации, составлены бюллетени и каталоги сейсмических событий.

На основе полученных сведений об исторических землетрясениях и проведенных инструментальных наблюдений изучена сейсмичность в районах работ. К северо-западу от Быховского пункта и к юго-западу от Шкловско-Горечкого выявлены эпицентры двух исторических землетрясений, которые произошли вблизи г. Могилева в 1893 и 1896 годах с ощутимым эффектом 5–6 баллов. К юго-западу от Островецкого пункта вблизи н. п. Гудогай находился эпицентр землетрясения, которое произошло в 1908 году с ощутимым эффектом 6–7 баллов. В 1987 году инструментально зарегистрировано слабое землетрясение с эпицентром, расположенным в 10 км к востоку от г. Островца (лесополоса, река Лоша), но оно не имело ощутимого характера. В пределах Верхнедвинского пункта инструментально зарегистрировано землетрясение в 1990 году в 10 км к юго-востоку от н. п. Кохановичи (лесополоса) и также без ощутимого эффекта.

В ходе исследований по комплексу геолого-геофизических и сейсмологических критериев были составлены сеймотектонические карты районов расположения пунктов возможного размещения АЭС с выделенными зонами возможного возникновения очагов землетрясений (ВОЗ) и параметрами этих зон. Дальнейшая оценка сейсмической опасности осуществлялась для всех конкурентных пунктов и площадок. При этом были рассчитаны сейсмические воздействия как от ближайших зон ВОЗ, так и от сильных землетрясений из зоны Вранча.

Значения сейсмических воздействий, характеризующих степень сейсмической опасности и применяемых в нормативных документах, определяются в терминах максимального расчетного землетрясения (МРЗ) и проектного землетрясения (ПЗ). При этом под ПЗ понимается землетрясение с максимальными сейсмическими воздействиями повторяемостью один раз в 100 лет. Величина ПЗ принимается ниже значения МРЗ на один

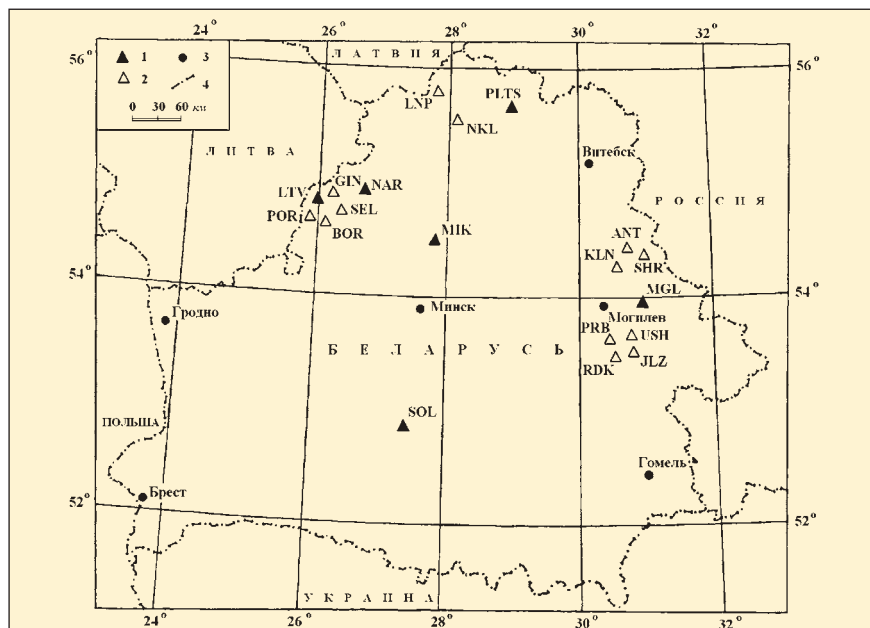


Рис. 2. Сеть сейсмических станций Беларуси:

1 – сейсмические станции постоянные: МИК – Минск, NAR – Нарочь, SOL – Солигорск, PLTS – Полоцк, MGL – Могилев, LTV – Литвяны; 2 – сейсмические станции временные: Быховский пункт – PRB – Прибережье, USH – Усушек, J LZ – Железинка, RDK – Радьков; Шкловско-Горечкий пункт – SHR – Широкие, ANT – Антипенки, KLN – Клин; Островецкий пункт – GIN – Гинкишки, SEL – Селище, POR – Поракиты, BOR – Бояры; Верхнедвинский пункт – LNP – Леонполь, NKL – Николаево; 3 – город; 4 – государственная граница

балл. В соответствии с требованиями общих положений обеспечения безопасности атомная электростанция должна быть безопасной при сейсмических воздействиях до МРЗ включительно, а выработку электрической и тепловой энергии обеспечивать вплоть до уровня ПЗ включительно.

В качестве нормативной основы для оценки степени сейсмической опасности была принята карта общего сейсмического районирования Северной Евразии ОСР-97-D масштаба 1:10 000 000, где представлена и территория Беларуси [18]. Карта соответствует повторяемости сейсмического эффекта в среднем один раз в 10 000 лет (среднегодовой риск – 10^{-4}) и вероятности $P = 0,5\%$ возникновения и возможного превышения в течение 50 лет сейсмического эффекта, указанного на ней в баллах шкалы MSK-64, и предназначена для оценки сейсмической опасности районов расположения атомных станций, радиоактивных захоронений и других чрезвычайно ответственных сооружений. Эта карта разработана в ОИФЗ РАН (1991–1997 годы) с участием белорусских специалистов и в 2001 году принята в качестве нормативной (приложение к СНиП II–7–81*) для Российской Федерации в пределах ее территории. В нашей республике фрагмент этой карты, включающей территорию Беларуси и прилегающих районов, был принят в качестве временной нормативной основы в 2008 году [4]. Уровень вероятности данной карты соответствует уровню максимального расчетного землетрясения. Детализация исследований основана на карте сеймотектонического районирования западной части Восточно-Европейской платформы с выделенными зонами ВОЗ масштаба 1:1500000 [19].

Расчеты по оценке сейсмических воздействий от сильных Карпатских землетрясений и ближайших зон возможных очагов землетрясений показали, что для Быховского пункта с Краснополянской площадкой величина проектного землетрясения ПЗ составила 5 баллов, а величина максимального расчетного землетрясения МРЗ – 6 баллов. Для Шкловско-Горецкого пункта с Кукшиновской площадкой соответственно ПЗ – 5 баллов, МРЗ – 6 баллов, для Островецкого пункта с площадкой ПЗ – 6 баллов, МРЗ – 7 баллов, для Верхнедвинского пункта (площадка не выбиралась) ПЗ – 6 баллов, МРЗ – 7 баллов.

В соответствии с национальным нормативным документом ТКП 098-2007 «Размещение атомных станций. Основные критерии и требования по обеспечению безопасности» не допускается размещение АЭС на площадках, сейсмичность которых характеризуется интенсивностью максимального расчетного землетрясения МРЗ более 9 баллов по 12-балльной шкале MSK-64, а неблагоприятными – районы, сейсмичность которых характеризуется интенсивностью МРЗ более 7 баллов. При этом под МРЗ понимается землетрясение с максимальными сейсмическими воздействиями повторяемостью один раз в 10 тыс. лет. Таким образом, для всех рассматриваемых пунктов возможного размещения АЭС запрещающих и ограничивающих факторов, связанных с сейсмической опасностью, не установлено.

Полученные значения сейсмических воздействий являются исходными для проведения дальнейших исследований по сейсмическому микрорайонированию (СМР) площадки строительства АЭС с целью уточнения величин ПЗ и МРЗ в зависимости от конкретных грунтовых условий. Основным результатом работ по СМР является построение соответствующей карты сейсмического микрорайонирования площадки строительства масштаба 1:10 000, на которой выделяются участки с различной интенсивностью прогнозируемых сейсмических воздействий в баллах сейсмической шкалы. Создание карты микрорайонирования площадки строительства станет завершением очередного этапа оценки сейсмической опасности при выборе площадки для размещения АЭС в Республике Беларусь.

Список литературы

1. Руководство по безопасности. Оценка сейсмической опасности участков размещения ядерно и радиационно опасных объектов на основании геодинамических данных (РБ-019-01) / Федеральное надзор России по ядерной и радиационной безопасности (Госатомнадзор России). – М., 2001. – 29 с.
2. Технический кодекс установившейся практики. Размещение атомных станций. Основные критерии и требования по обеспечению безопасности (ТКП 097-2007 (02300)) / Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь. – Минск, 2007. – 26 с.
3. Технический кодекс установившейся практики. Размещение атомных станций. Основные требования по составу и объему изысканий и исследований при выборе пункта и площадки АС (ТКП 098-2007 (02250/02300)) / Министерство архитектуры и строительства, Министерство

по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь. – Минск, 2007. – 75 с.

4. Технический кодекс установившейся практики. Высотные здания. Строительные нормы проектирования (ТКП 45-3.02-108-2008 (02250)) / Министерство архитектуры и строительства РБ. – Минск, 2008. – 85 с.
5. Аронов, А.Г. Сейсмичность территории Беларуси / А.Г. Аронов, Р.Р. Сероглазов, Т.И. Аронова // Землетрясения и микросейсмичность в задачах современной геодинамики Восточно-Европейской платформы: в 2 кн. – Кн. 1: Землетрясения / под ред. Н.В. Шарова, А.А. Маловичко, Ю.К. Шукина. – Петрозаводск: Карельский научный центр РАН, 2007. – С. 357–364.
6. Аронов, А.Г. Сеймотектонические критерии долгосрочного прогноза Калининградских землетрясений / А.Г. Аронов, Т.И. Аронова // Калининградское землетрясение 21 сентября 2004 года / А.Г. Аронов [и др.]; отв. ред. А.В. Николаев. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2009. – С. 136–150.
7. Аронов, А.Г. Сейсмичность Беларуси / А.Г. Аронов, Р.Р. Сероглазов, Т.И. Аронова [и др.] // Природные ресурсы. – 2009. – № 2. – С. 90–97.
8. Аронов, А.Г. Некоторые аспекты сейсмической безопасности при строительстве ответственных сооружений в Минске / А.Г. Аронов, Р.Р. Сероглазов, Т.И. Аронова [и др.] // Литасфера. – 2009. – № 2 (31). – С. 119–125.
9. Мушкетов, И.В. Каталог землетрясений Российской империи / И.В. Мушкетов, А.П. Орлов // Записки Императорского русского географического общества. По общей географии. – 1893. – Т. XXVI. – С. 125–255.
10. Мушкетов, И.В. Материалы для изучения землетрясений России / И.В. Мушкетов // Приложение к XXXV тому Известий Императорского русского географического общества. – СПб., 1899. – С. 91–102.
11. Kurjor Litewshi Tuzesienic Ziemli u nas // – N 11 (24). – 1909.
12. Doss, B. Die Erdstosse in der Ostseeprovinzen in Dezember 1908 und Anfang 1909 / B. Doss // Korrespondenzblatt der Naturforscher - Vereins zu Riga. LIII. – 1910. – S.73–107.
13. Журнал Гудагай // Наша Ніва. – N 3. – 1909. – С.43
14. Аронов, А.Г. Сейсмическая активность разломов / А.Г. Аронов, Т.И. Аронова // Разломы земной коры Беларуси / Р.Е. Айзберг [и др.]; под ред. Р.Е. Айзберга. – Минск: Красико-Принт, 2007. – С. 331–340.
15. Аронов, А.Г. Сеть сейсмических станций Беларуси / А.Г. Аронов, Р.Р. Сероглазов, Т.И. Аронова // Землетрясения и микросейсмичность в задачах современной геодинамики Восточно-Европейской платформы: в 2 кн. – Кн. 1: Землетрясения / под ред. Н.В. Шарова, А.А. Маловичко, Ю.К. Шукина. – Петрозаводск: Карельский научный центр РАН, 2007. – С. 350–353.
16. Медведев, С.В. Шкала сейсмической интенсивности MSK-64 / С.В. Медведев, В. Шпонхойер, В. Карник под ред. С.В. Медведева – М.: МГК АН СССР, 1965. – 11 с.
17. Москаленко, Т.П. Карты изосейст Карпатского региона / Т.П. Москаленко // Карпатское землетрясение 4 марта 1977 г и его последствия. – М.: Наука, 1981. – С. 86–105.
18. Уломов, В.И. Сейсмогеодинамика и вероятностное сейсмическое районирование Северной Евразии / В.И. Уломов, Л.С. Шумилина // Геофизика на рубеже веков: избр. тр. ученых ОИФЗ РАН. – 2000. – С. 216–252.
19. Айзберг, Р.Е. Сеймотектоника Беларуси и Прибалтики / Р.Е. Айзберг, А.Г. Аронов, Р.Г. Гарецкий [и др.] // Литасфера. – Минск, 1997. – № 7. – С. 5–18.

ЦЕНА ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА И ЕЕ СТРУКТУРА

Цена ядерного топлива является одним из основных параметров, определяющих экономику ядерного топливного цикла. Необходимо различать цену естественного урана и цену ядерного топлива, в которую цена урана входит как одна из составляющих. Иногда ценой урана называют стоимость единицы веса соединения U_3O_8 . В данной работе ценой естественного урана будем называть стоимость единицы веса урана в закиси-окиси урана U_3O_8 .

Любое топливо, используемое для получения электроэнергии или тепла, имеет свой собственный топливный цикл. Однако урановый, или ядерный, топливный цикл, в отличие от топливного цикла традиционного органического топлива, гораздо сложнее. Подготовка урана для загрузки в ядерный реактор включает стадии добычи и мельничной переработки урановой руды, конверсии (U_3O_8 в U_3F_8), обогащения и изготовления ядерного топлива в виде тепловыделяющих сборок (ТВС). ТВС состоят из твэлов – тепловыделяющих элементов, в которых заключена в виде таблеток двуокись урана UO_2 .

После использования в реакторе отработанные ТВС проходят стадии временного и окончательного хранения в открытом (незамкнутом) топливном цикле или временного хранения, переработки, повторного использования в реакторе и окончательного захоронения как радиоактивные отходы (РАО) в замкнутом топливном цикле. Поскольку замкнутый ядерный топливный цикл в настоящее время не реализован в полной мере, дальнейшее изложение будет касаться незамкнутого цикла.

Ценой ядерного топлива будем называть здесь отношение затрат на прохождение единицы веса урана по всем стадиям топливного цикла, отнесенное к количеству тепловой энергии, которое может быть получено из этого урана. Цену, отражающую стадии топливного цикла до загрузки в реактор, будем называть *номинальной ценой* ядерного топлива. Цену, в которой нашли отражение все стадии топливного цикла, будем называть *полной ценой*. Полная цена будет учитывать, таким образом, отложенные на будущее, или

«спрятанные», затраты на обращение с радиоактивными отходами на всех стадиях топливного цикла и захоронение отработанного топлива.

Для расчета цены ядерного топлива воспользуемся методикой, изложенной в работе [1]. Результаты расчета цены ядерного топлива будут зависеть от ряда технико-экономических параметров ядерной энергетической установки, в которой это топливо используется, и топливного цикла. Типичные для водо-водяных реакторов на тепловых нейтронах характеристики и параметры топливного цикла, использованные при расчете цены ядерного топлива, приведены в табл. 1. Для удобства расчетов выработка электроэнергии принята равной 1000 ГВт·ч.

Общепринято, что цена обогащения урана измеряется в долларах за единицу разделительной рабо-



Б. И. ПОПОВ, к. т. н.,
ведущий научный сотрудник
ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны»
НАН Беларуси

ты (ЕРР). Величина цены урана варьировалась в довольно широких пределах – от 52 до 208 \$/кг в связи с тенденцией последних лет к ее существенному увеличению.

Цена ядерного топлива может быть легко получена с использованием результатов табл. 2. В таблице приведены результаты расчета материального баланса, соответствующего выработке электроэнергии в 1000 ГВт·ч, стоимость отдельных стадий топливного цикла и в разделе «стоимость»

Таблица 1. Техничко-экономические параметры, использованные при расчете цены ядерного топлива

Параметры расчета	Размерность	Величина			
Технические					
Выработка электроэнергии	ГВт·ч	1000	1000	1000	1000
Выгорание топлива	МВт·сут/т U	42000	42000	42000	42000
КПД		0,34	0,34	0,34	0,34
Обогащение топлива по U-235	%	4	4	4	4
Остаточное содержание U-235	%	0,3	0,3	0,3	0,3
Потери при конверсии U_3O_8 в UF_6	%	0,5	0,5	0,5	0,5
Потери при изготовлении топлива	%	1	1	1	1
Стоимостные					
Цена закиси-окиси урана	\$/фунт U_3O_8	20	40	60	80
Цена естественного урана	\$/кг U	52	104	156	208
Цена конверсии	\$/кг U	11,5	11,5	11,5	11,5
Цена обогащения	\$/ЕРР	120	120	120	120
Цена изготовления топлива	\$/кг U	275	275	275	275
Цена обращения с РАО при добыче U_3O_8	\$/кг U	26	26	26	26
Цена обращения с РАО при обогащении	\$/кг U	180	180	180	180
Цена захоронения отработанного топлива	\$/кг U	840	840	840	840

Таблица 2. Результаты расчета материального баланса и стоимости стадий топливного цикла

Результаты расчета	Размерность	Величина			
Выработка электроэнергии	ГВт·ч	1000	1000	1000	1000
Цена естественного урана	\$/кг U	52	104	156	208
Материальный баланс					
Количество U ₃ O ₈	т U3O8	31,523	31,523	31,523	31,523
Количество естественного U	т U	26,731	26,731	26,731	26,731
Количество UF ₆	т UF6	4,359	4,359	4,359	4,359
Количество обогащенного U	т U	2,947	2,947	2,947	2,947
Количество разделит. работы	ЕРР	15569	15569	15569	15569
Количество РАО при обогащении	т UF6	34,978	34,978	34,978	34,978
Стоимость					
<i>1. Номинальная</i>					
Естественный уран	\$ тыс.	1390	2780	4170	5560
Конверсия	\$ тыс.	307	307	307	307
Обогащение	\$ тыс.	1868	1868	1868	1868
Изготовление топлива	\$ тыс.	802	802	802	802
Полная номинальная	\$ тыс.	4368	5758	7148	8538
<i>2. «Скрытая»</i>					
Обращение с РАО при добыче U	\$ тыс.	695	695	695	695
Обращение с РАО при обогащении	\$ тыс.	3848	3848	3848	3848
Захоронение отработанного топлива	\$ тыс.	2451	2451	2451	2451
Полная «скрытая»	\$ тыс.	6994	6994	6994	6994
Полная	\$ тыс.	11362	12752	14142	15532
Топливная составляющая себестоимости электроэнергии					
Номинальная	цент/кВт·ч	0,437	0,576	0,715	0,854
Полная	цент/кВт·ч	1,136	1,275	1,414	1,553

Таблица 3. Структура номинальной цены ядерного топлива

Составляющая	Стоимость урана, \$/кг U							
	52		104		156		208	
	цент/Гкал	%	цент/Гкал	%	цент/Гкал	%	цент/Гкал	%
Стоимость естественного урана	55	32	110	48	165	58	220	65
Стоимость конверсии	12	7	12	5	12	4	12	4
Стоимость обогащения	74	43	74	32	74	26	74	22
Стоимость изготовления топлива	32	18	32	14	32	11	32	9
Номинальная цена	173	100	228	100	283	100	338	100

Таблица 4. Структура полной цены ядерного топлива

Составляющая	Стоимость урана, \$/кг U							
	52		104		156		208	
	цент/Гкал	%	цент/Гкал	%	цент/Гкал	%	цент/Гкал	%
Стоимость естественного урана	55	12	110	22	165	29	220	36
Стоимость конверсии	12	3	12	2	12	2	12	2
Стоимость обогащения	74	16	74	15	74	13	74	12
Стоимость изготовления топлива	32	7	32	6	32	6	32	5
Обращение с РАО при добыче U	27	6	27	5	27	5	27	4
Обращение с РАО при обогащении	152	34	152	30	152	27	152	25
Захоронение отработанного топлива	97	22	97	19	97	17	97	16
Полная цена	449	100	504	100	559	100	614	100

– затраты на всех стадиях топливного цикла. Видно, что полные затраты значительно превосходят номинальные: при цене урана 52 \$/кг U – в 2,6 раза,

при цене 208 \$/кг U – в 1,8 раза. Соответственно образом ведет себя топливная составляющая себестоимости, которая представляет собой

отношение затрат топливного цикла к количеству выработанной электроэнергии.

Структура номинальной цены ядерного топлива приведена в табл. 3, структура полной цены ядерного топлива – в табл. 4. Как видно из этих данных, доля стоимости естественного урана в *номинальной цене* ядерного топлива довольно высока – от 32 до 65 %. В *полной цене* ядерного топлива доля стоимости урана значительно меньше из-за вклада в цену топлива послереакторной части топливного цикла – она изменяется от 12 до 36 %.

Абсолютное значение полной цены ядерного топлива в рассмотренном диапазоне цен на уран и принятых технико-экономических параметрах топливного цикла меняется, как видно из табл. 4, от 449 до 614 центов за Гкал. Для сравнения отметим, что цена природного газа в Беларуси в настоящее время равна около 1853 центов за Гкал (\$ 150 за 1000 м³). Это создает хорошие предпосылки для использования ядерного топлива в целях производства электроэнергии.

Выводы

1. Полная цена ядерного топлива с учетом обращения с радиоактивными отходами и захоронения отработанного топлива значительно превышает номинальную цену (без учета обращения с радиоактивными отходами и захоронения отработанного топлива) – в 1,8 – 2,6 раза в зависимости от цены урана.

2. Для принятых параметров расчета (выгорание – 4,2 %, КПД ядерной энергетической установки – 0,34) номинальная цена ядерного топлива меняется от 173 цент/Гкал при цене урана 52 \$/кг до 338 цент/Гкал при цене урана 208 \$/кг.

3. Полная цена ядерного топлива меняется от 449 цент/Гкал при цене урана 52 \$/кг до 614 цент/Гкал при цене урана 208 \$/кг.

4. Доля в полной цене ядерного топлива обращения с радиоактивными отходами и захоронения отработанного топлива составляет 62 % при цене урана 52 \$/кг и 45% при цене урана 208 \$/кг.

Список литературы

1. The Economics of Nuclear Fuel Cycle / OECD Nuclear Energy Agency. – Paris, 1994. – 180 p.

РАЗВИТИЕ ГИДРО- И ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В ГРОДНЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Использование местных видов топлива, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии является одним из важных направлений обеспечения энергетической безопасности республики. В рамках программы строительства и восстановления гидроэнергетических объектов до 2012 года планируется ввести в эксплуатацию 24 ГЭС. Есть потенциал и у белорусской ветроэнергетики. В республике выявлено 1,8 тыс. площадок, перспективных для использования энергетического потенциала ветра.

Развитием собственных источников, использующих энергию воды и ветра, РУП «Гродноэнерго» занимается с 1995 года. За это время восстановлен целый ряд ранее действовавших малых гидроэлектростанций, а в мае 2008 года на реке Неман начато строительство первой в энергосистеме и в Республике Беларусь гидроэлектростанции средней мощности – Гродненской ГЭС. Изучение вопроса показало, что наиболее удачным вариантом использования потенциала реки Неман является создание каскада из двух ГЭС – Гродненской и Немновской, створы которых будут располагаться соответственно выше и ниже г. Гродно. Строительство такого каскада позволит Гродненской энергосистеме в период половодья получить в целом до 38 МВт электрической мощности и минимизировать размывы и заиление берегов реки за счет поддержания в районе города постоянного уровня воды.

СТРОИТЕЛЬСТВО НЕМНОВСКОЙ ГЭС

Построить Немновскую ГЭС намечено в 20 км от Гродно ниже по течению Немана и в 100 м к северу от н. п. Плебанское. Обоснование инвестиций по данному объекту выполнил проектный институт РУП «Белгипроводхоз». В нем определены основные технико-экономические показатели проекта (см. таблицу). Нормативная продолжительность строительства гидроэлектростанции составляет 48 месяцев.

При проектировании Немновской ГЭС рассмотрены варианты строительства здания ГЭС с установкой

пяти горизонтальных шахтных агрегатов типа Pit – Каплан с установленной мощностью каждого 4,167 МВт. Данные турбины имеют двойную регулировку – регулируемые лопасти рабочего колеса и направляющего аппарата. Диаметр рабочего колеса турбины составляет 3 м. Для обеспечения пропускной способности реки Неман рассматривается возможность строительства в створе ГЭС судоходного шлюза.

Предусмотрены мероприятия по снижению вредного воздействия на компоненты окружающей среды – берегоукрепительные работы на участках, примыкающих к населенным пунктам, переустройство коммуникаций и сооружений, попадающих в зону затопления и подтопления, строительство защитных ограждающих дамб и насосных станций.

Согласно Международной конвенции об оценке воздействия на



В.И. МИКУЛИЧ, начальник службы перспективного развития РУП «Гродноэнерго»

окружающую среду (ОВОС) в трансграничном контексте строительство Немновской ГЭС подлежит обсуждению и согласованию с населением Гродненской области и с затрагиваемой стороной (в данном случае с Литовской Республикой). Выполненные исследования и расчеты оценки воздействия Немновской ГЭС на окружающую среду показали, что по основным компонентам трансграничное влияние отсутствует либо будет незначительным. В разработке ОВОС приняли участие коллективы РУП «Центральный НИИ ком-

Основные технико-экономические показатели проекта строительства Немновской ГЭС

Мощность устанавливаемого оборудования	19,8 МВт
Выработка электроэнергии для среднего по водности года	Около 113 млн. кВт·ч
Гарантированная электрическая мощность	7,6 МВт
Общая сметная стоимость строительства	\$ 138,846 млн.
Срок окупаемости	27,2 лет
Динамический срок окупаемости	Более 30 лет
Экономия топлива	35 тыс. т у. т./год
Характеристики создаваемого водохранилища:	
объем	38 млн.м ³
площадь зеркала	720,0 га
средняя ширина	225 м
максимальная ширина	630 м
длина	38 км
средняя глубина	5,2 м
максимальный перепад уровней между нижним и верхним бьефами	9 м
максимальная площадь затоплений	До 590 га

плексного использования водных ресурсов», институтов истории и экспериментальной ботаники Национальной академии наук Беларуси и ГНПО «Научно-практический центр НАН Беларуси по биоресурсам».

В октябре 2009 года Министерством природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь совместно с РУП «Гродно-

энерго» организовано проведение общественных слушаний с участием литовской стороны по обсуждению отчета об «Оценке воздействия на окружающую среду Немновской ГЭС на реке Неман». В ходе общественных слушаний на территории Литовской Республики представители РУП «Гродноэнерго» совместно с разработчиками обоснования инве-

стиций по данному объекту и представителями Минприроды Республики Беларусь дали исчерпывающие ответы на вопросы литовских специалистов в области охраны природы и окружающей среды. В ближайшее время общественные слушания по вопросу строительства Немновской ГЭС с литовской стороны будут завершены. Их проведение с населением Гродненской области РУП «Гродноэнерго» планирует в первом квартале 2010 года.

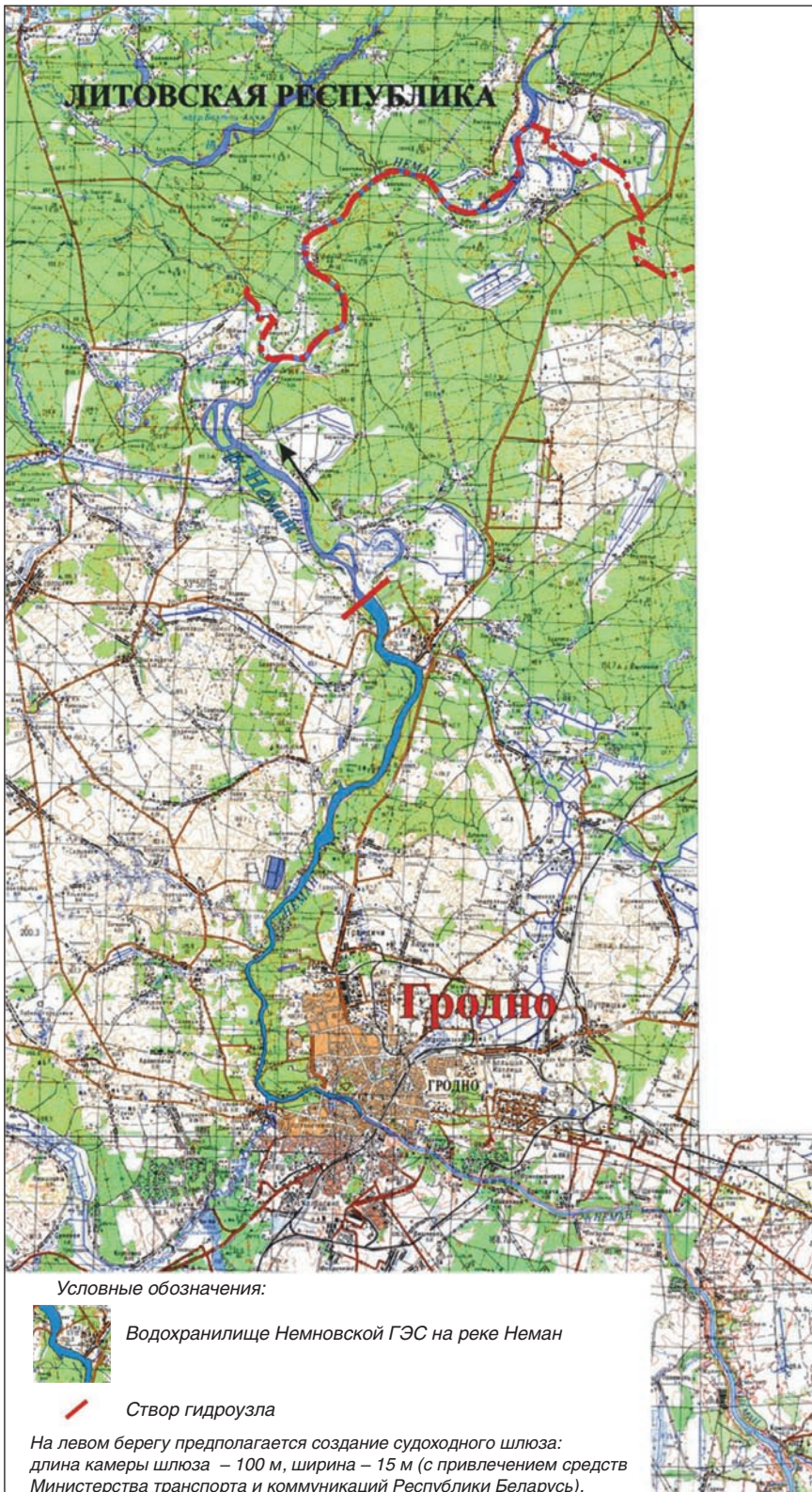
После проведения всех процедур, определенных международным законодательством и законодательством Республики Беларусь, РУП «Гродноэнерго» предполагает реализовать данный проект с привлечением иностранных инвестиций путем создания совместного предприятия.

РАЗВИТИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В ГРОДНЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Вторым альтернативным направлением развития Гродненской энергосистемы является ветроэнергетика. В настоящее время в Республике Беларусь действует несколько небольших опытно-промышленных ветроэнергетических установок (ВЭУ) и одна ветростанция, состоящая из двух установок мощностью 250 и 600 кВт. В то же время предварительное изучение данных метеостанций и замеров скорости ветра на отдельных площадках позволяет сделать вывод о том, что Республика Беларусь располагает значительными ветроэнергетическими ресурсами. Строительство ветропарков на наиболее перспективных площадках даст возможность получить еще один дополнительный источник экологически чистой энергии.

Анализ ветровых условий в целом по Гродненской области показывает, что среднегодовые фоновые скорости ветра составляют 3,4–4,6 м/с. Внедрение серийных ВЭУ мегаваттного класса западноевропейских производителей возможно с фоновыми скоростями ветра не менее 4,0–4,5 м/с. Такие условия в Гродненской области имеются на площадках в окрестностях городов Новогрудок, Ошмяны, Волковыск.

Наиболее изученным с точки зрения метеорологических и географических условий, величины



Место расположения створа Немновской ГЭС

фоновых значений скорости ветра является Новогрудский район, поэтому для внедрения первой в Республике Беларусь ветроэнергетической установки мегаваттного класса была выбрана площадка в этом районе вблизи н. п. Грабники, имеющая высоту над уровнем моря 315 м.

На данной площадке по заданию РУП «Гродноэнерго» в 2007–2008 годах НПО «Малая энергетика» выполнило оценку ветроэнергетического потенциала. Проведено натурное и картографическое обследование территории размещения ВЭУ, а также параллельный мониторинг параметров ветра на рассматриваемой площадке и на территории опорной метеостанции «Новогрудок». Для исследования ветрового режима на территории предполагаемого места строительства ВЭУ была установлена автоматическая метеорологическая станция на высоте 30 м над поверхностью земли, позволяющая в непрерывном режиме фиксировать среднюю скорость и направление ветра за 10-минутный интервал времени.

Результаты мониторинга и исходных статистических данных ветровых режимов метеостанции «Новогрудок» показали, что среднегодовая фоновая скорость ветра в зоне возведения ВЭУ составила 5,1 м/с, а расчетная скорость ветра на высоте $h = 62–100$ м (высота расположения оси ветроколеса) – 7,0–7,5 м/с. Исходя из сопоставительного анализа энергетического потенциала ветра на месте возведения ВЭУ и технико-энергетических характеристик установок европейского производства с рабочей номинальной скоростью ветра 12–14 м/сек, мощностью 1200–2000 кВт определена предполагаемая выработка электроэнергии ВЭУ установленной мощностью 1,5 МВт. Полная среднегодовая выработка электроэнергии составит около 3,5–4,0 млн. кВт·ч, что соответствует экономии условного топлива около 1100–1250 т у. т.

После получения результатов мониторинга, подтверждающих целесообразность сооружения в данной точке ветроэнергетической установки, разработан архитектурный проект «Строительство ветроэнергетической установки в районе н. п. Грабники Новогрудского района». В данном проекте в качестве аналога рассматривалось применение оборудования чешской фирмы VENSYS с установленной электрической мощностью 1,5 МВт (диаметр ветроколеса 77 м). Согласно архитектурному проекту выработка электроэнергии составит 3,8 млн. кВт·ч, общая стоимость – 8–9 млрд. рублей, нормативная продолжительность строительства – 4 месяца.

В настоящее время ОАО «Белэнергоснабкомплект» завершает процедуру выбора типа ветроустановки для

данной площадки. Поставщиком ветроустановки с предоставлением технического кредита определена Китайская компания HEAG HUAYI ELECTRIC CO., LTD. Планируемый срок реализации проекта – 2012 год.

Естественно, при реализации данного проекта придется решать много технических проблем. Среди них монтаж ветроустановки (высота мачты составляет порядка 90 м, длина каждой из трех лопастей ветроколеса – около 40 м, вес достигает нескольких десятков тонн), обучение персонала по обслуживанию данного оборудования и, наконец, решение вопроса о создании белорусских специализированных организаций по монтажу ветроэнергетического оборудования.

Результаты предварительного обследования территории, непосредственно прилегающей к рассматриваемой площадке, показали, что здесь может быть размещен ветропарк с установкой 7–8 ВЭУ, суммарная ориентировочная среднегодовая выработка электроэнергии которого составит около 25–30 млн. кВт·ч. Для реализации этого проекта совместно с Департаментом по энергоэффективности проводится работа по определению потенциального инвестора для создания совместного предприятия.



Ветроэнергетическая электростанция Vensys –CKD70 чешского производства мощностью 1500 кВт



Комплект измерительного оборудования на базе метеоконцентра Weather Monitor 2 (США) с GSM – модемом Wavcom и СИМ-картой Velcom, собранные в щиток навесной. Для электропитания измерительного комплекса использовались съемные аккумуляторы



КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

март/апрель 2010 года

БЕЛАРУСЬ

АТОМЕХРО Проектирование и строительство АЭС, монтажные и пусконаладочные работы основного оборудования. Ядерные реакторы и оборудование	Дата проведения: 10.03.2010 – 12.03.2010	Город: Минск Место проведения: Выставочный павильон, пр. Победителей, 14	www.expolist.by
АВТОМАТИЗАЦИЯ. ЭЛЕКТРОНИКА 13-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 16.03.2010 – 19.03.2010	Город: Минск Место проведения: Выставочный павильон, пр. Победителей, 14	www.expolist.by
ВОДА И ТЕПЛО Технологии, оборудование, материалы для добычи воды, водоподготовки, водоотведения и очистки стоков. Системы тепло- и энергосбережения	Дата проведения: 27.04.2010 – 30.04.2010	Город: Минск Место проведения: Выставочный павильон «Экспофорум», ул. Я. Купалы, 27	www.expolist.by
ЭЛЕКТРОТЕХ – 2010 6-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 16.03.2010 – 19.03.2010	Город: Минск Место проведения: Выставочный павильон, пр. Победителей, 14	www.greenexpo.by

РОССИЯ

Усинск. Нефть и Газ. Энерго – 2010 Специализированная выставка	Дата проведения: 03.03.2010 – 04.03.2010	Город: Усинск	www.exponet.ru
Газ. Нефть. Новые технологии. Экология. Охрана природы – 2010 6-я Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 17.03.2010 – 18.03.2010	Город: Новый Уренгой	www.exponet.ru
Саха. Нефть. Газ. Уголь. Энерго – 2010 11-я Специализированная выставка	Дата проведения: 25.03.2010 – 27.03.2010	Город: Якутск	www.exponet.ru
Энергетика в промышленности и ЖКХ Закамья – 2010 Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 12.03.2010 – 14.03.2010	Город: Нижнекамск Место проведения: Дом народного творчества «Техник»	www.exponet.ru
Экология большого города - 2010 Международный экологический форум	Дата проведения: 17.03.2010 – 19.03.2010	Город: Санкт-Петербург Место проведения: выставочный комплекс «Ленэкспо»	www.exponet.ru
Энергосбережение и электротехника. Жилищно-коммунальное хозяйство - 2010 7-я Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 17.03.2010 – 19.03.2010	Город: Белгород Место проведения: выставочный комплекс «Белэкспо-центр»	www.exponet.ru

Промышленная экология – 2010 Международная специализированная выставка	Дата проведения: 23.03.2010 – 26.03.2010	Город: Челябинск Место проведения: выставочный павильон Центра международной торговли	www.exponet.ru
Энергетика и ЖКХ. Альтернативные источники энергии. Экология. Техноген – 2010 Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 07.04.2010 – 09.04.2010	Город: Екатеринбург Место проведения: ГРВЦ (выставочный центр «ИнЭкспо»)	www.exponet.ru
Энергетика. Экология. Энергосбережение – 2010 Южнороссийская выставка–форум	Дата проведения: 14.04.2010 – 16.04.2010	Город: Пятигорск Место проведения: торгово-выставочный центр «Планета»	www.exponet.ru
Энерго- и ресурсосбережение. Экология – 2010 Ежегодная межотраслевая выставка	Дата проведения: 14.04.2010 – 16.04.2010	Город: Ярославль Место проведения: Ярославский центр научно-технической информации	www.exponet.ru
ГЕО-Сибирь. Горное дело. Сибнефтегаз – 2010 Международная специализированная промышленная выставка и 6-й научный конгресс	Дата проведения: 27.04.2010 – 29.04.2010	Город: Новосибирск Место проведения: международный выставочный центр «ГЕ Сибирская Ярмарка»	www.exponet.ru
Алтай: Строительство. Энергетика. ЖКХ. Газификация Алтая – 2010 7-я Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 04.03.2010 – 06.03.2010	Город: Горно-Алтайск	www.exponet.ru
МАТТЕХ 2010. Вода и тепло в Вашем доме Международная специализированная выставка	Дата проведения: 09.03.2010 – 12.03.2010	Город: Москва Место проведения: центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»	www.exponet.ru
Отопление. Вентиляция – 2010 Специализированная выставка	Дата проведения: 12.03.2010 – 14.03.2010	Город: Нижнекамск Место проведения: Дом народного творчества «Техник»	www.exponet.ru
Сабех (кабели, провода и аксессуары) – 2010 Международная специализированная выставка кабелей, проводов, арматуры, соединительных устройств, кабельных систем и техники и технологии прокладки и монтажа кабельно-проводниковой продукции	Дата проведения: 16.03.2010 – 19.03.2010	Город: Москва Место проведения: КВЦ «Сокольники»	www.exponet.ru
Электро – 2010. Энергосбережение 10-я Всероссийская специализированная выставка	Дата проведения: 16.03.2010 – 18.03.2010	Город: Волгоград Место проведения: Волгоградский Дворец спорта (универсальный спортивно-зрелищный комплекс Волгоградских профсоюзов)	www.exponet.ru
Энергосиб – 2010 Специализированная выставка	Дата проведения: 17.03.2010 – 19.03.2010	Город: Омск	www.exponet.ru
Энергосбережение – Дорога – Тоннель – 2010 Специализированная выставка	Дата проведения: 18.03.2010 – 20.03.2010	Город: Сочи Место проведения: выставочный центр гостиничного комплекса «Жемчужина»	www.exponet.ru
Энергетика. Энергосбережение. Электротехника – 2010 10-я Юбилейная межрегиональная специализированная выставка энергетического оборудования, электротехнической продукции, энергосберегающих технологий	Дата проведения: 23.03.2010 – 25.03.2010	Город: Волгоград Место проведения: Волгоградский Дворец спорта (универсальный спортивно-зрелищный комплекс Волгоградских профсоюзов)	www.exponet.ru
Саха. Строительство. Энергоресурсосбережение – 2010 11-я Специализированная выставка	Дата проведения: 25.03.2010 – 27.03.2010	Город: Якутск	www.exponet.ru
Энергетика. Газификация. Городское хозяйство – 2010 Специализированная выставка	Дата проведения: 30.03.2010 – 01.04.2010	Город: Тюмень	www.exponet.ru

Энергетика. Энергоэффективность - 2010 12-я Специализированная выставка с международным участием	Дата проведения: 06.04.2010 – 08.04.2010	Город: Саратов	www.exponet.ru
Строительство. Энергоресурсосбережение – 2010 9-я Специализированная выставка	Дата проведения: 14.04.2010 – 15.04.2010	Город: Норильск	www.exponet.ru
Ресурсосбережение и экология – 2010 13-я Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 21.04.2010 – 23.04.2010	Город: Пенза Место проведения: ДК «40 лет Октября»	www.exponet.ru
ЭнергоРесурсОсбережение – 2010 Специализированная выставка	Дата проведения: 21.04.2010 – 23.04.2010	Город: Калуга Место проведения: выста- вочный зал Администрации Калужской области	www.exponet.ru
Russia Power 2010 8-я Международная конференция и выставка «Электроэнер- гетика России»	Дата проведения: 24.03.2010 – 26.03.2010	Город: Москва	www.exponet.ru
Петербургский международный форум ТЭКО Международный форум	Дата проведения: 24.03.2010 – 26.03.2010	Город: Санкт-Петербург	http://expo.all-biz. info
АтомТЭК 6-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 24.03.2010 – 26.03.2010	Город: Санкт-Петербург	http://expo.all-biz. info
МРЕхро – Энергомаш России Международная специализированная выставка Оборудование и технологии для генерирующих, сетевых и энергооб- ытовых компаний	Дата проведения: 24.03.2010 – 26.03.2010	Город: Санкт-Петербург, Россия Место проведения: ЛенЭкспо	www.expolife.ru
Современная энергетика Выставка и 9-я международная специализированная конфе- ренция Проводится в рамках Петербургского международного форума ТЭК	Дата проведения: 24.03.2010 – 26.03.2010	Город: Санкт-Петербург, Россия Место проведения: ЛенЭкспо	www.expolife.ru

СНГ

Oil & Gas Kazakhstan 2010 2-я Международная выставка по корпоративной ответственности недропользователей, социально-экономическому и экологическому развитию нефтегазовых регионов Казахстана	Дата проведения: 20.04.2010 – 22.04.2010	Город: Астана, Казахстан	www.exponet.ru
GIOGIE 2010 9-я Грузинская международная конференция «Нефть, газ, энергетика и инфраструктура»	Дата проведения: 24.03.2010 – 25.03.2010	Город: Тбилиси, Грузия	www.exponet.ru
Энергетика. Энергосбережение. Электротехника – 2010 Специализированная выставка	Дата проведения: 16.03.2010 – 18.03.2010	Город: Ташкент, Узбекистан Место проведения: ОАО НБК «Узэкспоцентр»	www.exponet.ru
ElectroExpo Uzbekistan 2010 Специализированная выставка	Дата проведения: 07.04.2010 – 09.04.2010	Город: Ташкент, Узбекистан	www.exponet.ru
Elcom Ukraine 2010 14-я Международная выставка энергетики, электротехники, энергоэффективности	Дата проведения: 13.04.2010 – 16.04.2010	Город: Киев, Украина Место проведения: выста- вочный центр «КиевЭкспо- Плаза»	www.exponet.ru
PowerKyrgyzstan 2010 2-я Кыргызская международная выставка энергетики «Возоб- новляемые и нетрадиционные источники энергии»	Дата проведения: 14.04.2010 – 16.04.2010	Город: Бишкек, Кыргызстан Место проведения: Дворец спорта им. Кожомкула	www.exponet.ru
TGC 2010 1-й Международный газовый конгресс Туркменистана и меж- дународная выставка Нефтегазовая и нефтехимическая, газовая промышленность	Дата проведения: 13.04.2010 – 15.04.2010	Город: Ашхабад, Туркменистан	www.expoclub.ru
Газ–Экспо Международная специализированная выставка	Дата проведения: 16.03.2010 – 19.03.2010	Город: Киев, Украина	http://expo.all-biz. info

ЭнергоПром Специализированная выставка энергетики и электротехнического оборудования	Дата проведения: 17.03.2010 – 19.03.2010	Город: Днепропетровск, Украина	http://expo.all-biz.info
OilTech Kazakhstan Казахстанская технологическая конференция по нефти и газу	Дата проведения: 06.04.2010 – 07.04.2010	Город: Атырау, Казахстан	http://expo.all-biz.info
elcomUkraine. НКAT. EIA Международная выставка энергетики, электротехники, энергосбережения	Дата проведения: 13.04.2010 – 16.04.2010	Город: Киев, Украина	http://expo.all-biz.info
Тепло. Вода. Воздух Специализированная выставка	Дата проведения: 14.04.2010 – 16.04.2010	Город: Львов, Украина	http://expo.all-biz.info

В МИРЕ

Expo-Russia 2010 9-я Ежегодная российская промышленная выставка	Дата проведения: 24.03.2010 – 26.03.2010	Город: Амман, Иордания	www.exponet.ru
CENERG 2010 Ярмарка, посвященная экологически чистой энергетике	Дата проведения: 04.03.2010 – 06.03.2010	Город: Варшава, Польша	www.exponet.ru
Energiesparmesse 2010 Выставка энергосберегающих технологий	Дата проведения: 05.03.2010 – 07.03.2010	Город: Вельс, Австрия	www.exponet.ru
Targi Energii Odnawialnej 2010 Специализированная ярмарка возобновляемых источников энергии	Дата проведения: 19.03.2010 – 21.03.2010	Город: Быдгощ, Польша	www.exponet.ru
EWEC 2010 Европейская конференция энергии ветра	Дата проведения: 20.04.2010 – 23.04.2010	Город: Варшава, Польша	www.exponet.ru
LIGHT 2010 Международная выставка электрического оборудования и систем безопасности	Дата проведения: 04.03.2010 – 06.03.2010	Город: Вроцлав, Польша	www.exponet.ru
PV+Solar India Expo 2010 Международная выставка и конференция фотоэлектрической энергетики, гелиоархитектуры, оборудования, материалов и систем	Дата проведения: 04.03.2010 – 06.03.2010	Город: Мумбай, Индия	www.exponet.ru
Electro, Automation Industrielle & Energy 2010 4-я Международная выставка электротехники, промышленной автоматизации и энергетики	Дата проведения: 14.03.2010 – 17.03.2010	Город: Алжир	www.exponet.ru
SINE & HVAC 2010 10-я Китайская международная выставка технологий отопления, вентиляции и кондиционирования	Дата проведения: 15.03.2010 – 17.03.2010	Город: Пекин, Китай	www.exponet.ru
APPEX 2010 Международная выставка нефтегазовой отрасли	Дата проведения: 02.03.2010 – 04.03.2010	Город: Лондон, Великобритания	www.expoclub.ru
Oil & Gas Libya 2010 3-я Международная выставка по нефти, газу, нефтехимии	Дата проведения: 08.03.2010 – 11.03.2010	Город: Триполи, Ливия	www.expoclub.ru
InterPipe 2010 6-я Китайская международная выставка трубной промышленности и трубопроводов	Дата проведения: 31.03.2010 – 02.04.2010	Город: Ланфанг, Китай	www.expoclub.ru
OGWA 2010 Международная выставка и конференция по нефти, газу, нефтехимии	Дата проведения: 11.04.2010 – 13.04.2010	Город: Маскат, Оман	www.expoclub.ru
LNG-16 16-я Международная конференция и выставка по сжиженному природному газу (СПГ)	Дата проведения: 18.04.2010 – 21.04.2010	Город: Оран, Алжир	www.expoclub.ru

CERAWeek 2010 29-я Ежегодная неделя КЭРА. Энергия: строим новое будущее	Дата проведения: 08.03.2010 – 12.03.2010	Город: Хьюстон, США	www.expoclub.ru
OIL AFRICA 2010 4-я Международная конференция и выставка нефтегазовой, нефтехимической промышленности суб-Сахарной части Африки	Дата проведения: 16.03.2010 – 18.03.2010	Город: Кейптаун, ЮАР	www.expoclub.ru
TUROGE 2010 9-я Международная нефтегазовая выставка и конференция Турции	Дата проведения: 16.03.2010 – 18.03.2010	Город: Анкара, Турция	www.expoclub.ru
IRAN OIL SHOW 2010 15-я Международная выставка «Нефть, газ и нефтехимия Ирана»	Дата проведения: 20.04.2010 – 23.04.2010	Город: Тегеран, Иран	www.expoclub.ru
LED China 2010 8-я Китайская международная выставка светодиодных технологий Светодиоды (LED), освещение, оптика, лазерные технологии, фотоника, электроника и электроэнергетика	Дата проведения: 02.03.2010 – 05.03.2010	Город: Гуанчжоу, Китай	www.expoclub.ru
Gunes Enerjisi (Solar Energy) 2010 3-я Международная выставка технологий солнечной энергетики	Дата проведения: 11.03.2010 – 14.03.2010	Город: Стамбул, Турция	www.expoclub.ru
ENEREXPO Vietnam 2010 1-я Международная выставка технологий возобновляемой энергетики и децентрализованного (распределенного) производства энергии	Дата проведения: 17.03.2010 – 19.03.2010	Город: Ханой, Вьетнам	www.expoclub.ru
New energy husum 2010 Международная выставка новой энергетики ХУСУМ	Дата проведения: 18.03.2010 – 21.03.2010	Город: Хусум, Германия	www.expoclub.ru
AMPER 2010 18-я Международная ярмарка электротехники и электроники	Дата проведения: 13.04.2010 – 16.04.2010	Город: Прага, Чехия	www.expoclub.ru
CoilTechnica Выставка оборудования и технологий производства катушек, трансформаторов и электромоторов	Дата проведения: 19.04.2010 – 23.04.2010	Город: Ганновер, Германия	www.expoclub.ru
ENEX Международная выставка энергетики	Дата проведения: 03.03.2010 – 05.03.2010	Город: Кельце, Польша	http://expo.all-biz.info
ENERGETHICA Выставка возобновляемых источников энергии	Дата проведения: 04.03.2010 – 06.03.2010	Город: Генуя, Италия	http://expo.all-biz.info
Exproenergy Инновационные технологии энергетической промышленности, альтернативные источники энергии, измерительные приборы и системы разработки энергетических комплексов	Дата проведения: 13.04.2010 – 16.04.2010	Город: София, Болгария	http://expo.all-biz.info
Energy. Miedzynarodowe Targi Szczecinskie Возобновляемые источники энергии. Эффективное использование энергии.	Дата проведения: 12.03.2010 – 14.03.2010	Город: Щецин, Польша	www.expolife.ru
RACIOENERGIA 20-я Международная выставка энергосбережения	Дата проведения: 23.03.2010 – 27.03.2010	Город: Братислава, Словакия Место проведения: Bratislava Exhibition Ground – Incheba Expo	www.expolife.ru
ECODOM Международная выставка измерений и технологии экономии теплоэнергии	Дата проведения: 16.04.2010 – 18.04.2010	Город: Катовице, Польша Место проведения: MTK International Katowice Fair – Miedzynarodowe Targi Katowickie	www.expolife.ru
Выставка Power Plant Technology Международная выставка технологий и систем для трубопроводной промышленности	Дата проведения: 19.04.2010 – 23.04.2010	Город: Ганновер, Германия Место проведения: Deutsche Messe	www.expolife.ru

«АТОМЭКСПО–БЕЛАРУСЬ» ПРИГЛАШАЕТ

В условиях, когда доля энергоресурсов, импортируемых в Республику Беларусь, составляет более 80 %, практически весь потребляемый в стране газ, большая часть нефти завозятся из одной страны – Российской Федерации, а на оплату импортируемых энергоресурсов расходуется значительная часть бюджета государства, роль ядерной энергетики возрастает как никогда. Ее развитие наряду с модернизацией энергосистемы, использованием возобновляемых источников энергии, сокращением энергоемкости ВВП и диверсификацией топливно-энергетического баланса – важнейший фактор обеспечения энергетической безопасности страны.



Президентом и Правительством Республики Беларусь принят ряд основополагающих документов о строительстве в республике собственной атомной электростанции. В связи с этим в 2009 году Министерство энергетики выступило с инициативой о проведении в г. Минске специализированной выставки и конференции, посвященной атомной энергетике, – «Атомэкспо–Беларусь». Этот форум уже стал традиционным событием политической и экономической жизни республики. Во второй раз «Атомэкспо–Беларусь» открывает двери для всех, кого интересуют стратегические вопросы государственной политики по развитию атомной энергетики, научные и технические достижения в этой области, проблемы обеспечения энергетической безопасности страны. Проведение форума особенно актуально сейчас, когда в Беларуси завершился еще один этап общественных слушаний предварительного отчета об оценке воздействия на окружающую среду (ОВОС) деятельности по строительству и эксплуатации атомной электростанции.

В организации и проведении форума примут участие Министерство энергетики Республики Беларусь, Национальная академия наук, Госпромнадзор, Министерство образования, Министерство информации, Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды,

Министерство строительства и архитектуры, Международный государственный экологический университет им. А. Д. Сахарова, Белорусский национальный технический университет, ООО «Атомэкспо» – официальный выставочный оператор Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» и организаций атомной отрасли Российской Федерации и другие заинтересованные организации.

Среди основных целей форума «Атомэкспо–Беларусь» – представление новейших технологий проектирования, строительства, эксплуатации и обеспечения безопасности АЭС, привлечение инвесторов для финансирования строительства станции, формирование общественного мнения в поддержку строительства в республике собственной АЭС, стимулирование проведения в республике научно-исследовательских работ в области атомной энергетики, содействие формированию собственной системы подготовки кадров для атомной отрасли.

ОСНОВНЫЕ ТЕМАТИЧЕСКИЕ РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ

- Проектирование и строительство АЭС, монтажные и пусконаладочные работы основного оборудования





International Specialized Exhibition
CONFERENCE

АТОМЭКСПО Belarus

- Ядерные реакторы и оборудование
- Ядерный топливный цикл: добыча и обогащение урана, материалы ядерной энергетики, фабрикация топлива, обращение с ядерными материалами и радиоактивными отходами
- Атомное машиностроение: турбины, теплообменники, насосы, трубопроводы, запорная арматура
- Приборы и оборудование для сооружения АЭС: системы управления, датчики, системы контроля, аппаратура для неразрушающего контроля материалов и изделий
- Безопасная эксплуатация АЭС
- Ядерная и радиационная безопасность: оборудование и технологии переработки и хранения РАО и ОЯТ, транспортировка радиоактивных материалов, средства радиационной защиты, вывод из эксплуатации ядерных объектов
- Охрана окружающей среды
- Изотопная продукция
- Медицинские аспекты ядерной энергии
- Подготовка кадров для атомной энергетики, правовые вопросы атомной энергетики
- Атомная энергетика и общество, системы информирования общественности

Проведение Международной специализированной выставки и конференции «Атомэкспо–Беларусь» открывает широкие горизонты для пропаганды новых возможностей по обеспечению энергетической безопасности и надежности функционирования энергетической системы Республики Беларусь, появляющихся в связи со строительством белорусской АЭС. В рамках выставки будет работать специальный пресс-центр, а также пройдут специализированные пресс-конференции руководителей отраслевых министерств, специалистов научно-исследовательских институтов и учебных заведений, посвященные всему спектру вопросов обеспечения экономической и энергетической безопасности республики.



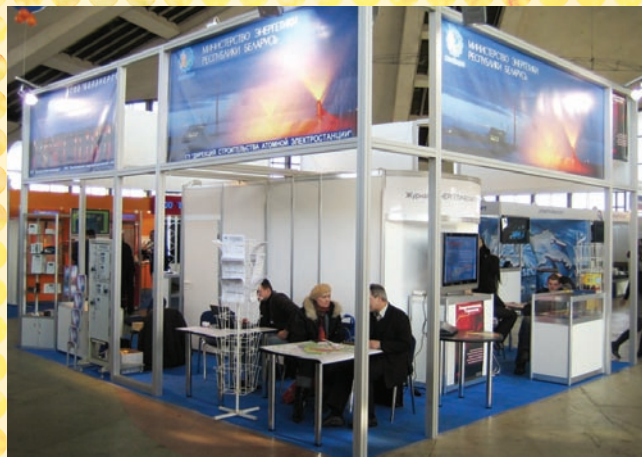
Целью конференции, которая состоится в ходе форума «Атомэкспо–Беларусь», является обсуждение стратегии развития атомной энергетики в Республике Беларусь. В ее рамках ожидаются следующие мероприятия:

- пленарное заседание, посвященное обсуждению стратегических вопросов государственной политики по развитию атомной энергетики и обеспечению энергетической безопасности;
- секционные заседания по основным тематическим направлениям выставки;
- семинары-презентации компаний – участников выставки;
- круглые столы по обсуждению концептуальных вопросов проектирования, строительства и обеспечения безопасности функционирования белорусской атомной электростанции.

Над формированием программы конференции работает программный комитет, в состав которого входят представители организаторов выставки, ведущие белорусские ученые и специалисты в области атомной энергетики.

II-я Международная специализированная выставка и конференция «Атомэкспо–Беларусь», посвященная атомной энергетике, пройдет в г. Минске с 9 по 12 марта в выставочном павильоне НВЦ «Белэкспо» (проспект Победителей, 14).

Более подробную информацию о выставке и конференции можно запросить по электронной почте energy@tc.by, тел. (+375 17) 306 06 06, 203 68 69, 203 68 67.



О СОСТОЯНИИ ЭЛЕКТРОТРАВМАТИЗМА В БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Травматизм был и остается важнейшей социальной проблемой. Органы Госэнергонадзора и охраны труда постоянно осуществляют надзор и контроль за обеспечением надежности и безопасности энергооборудования и электросетей на всех этапах – от проектирования, монтажа и наладки электрооборудования до организации работ по его эксплуатации. Вместе с тем для решения этой актуальной проблемы необходимы усилия всех ответственных организаций и лиц, имеющих отношение к электрооборудованию, а также реализация комплекса технических, организационных, экономических, административных, профилактических и общеобразовательных мер.

За 2009 год в организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго», произошли 4 несчастных случая со смертельным исходом, связанных с поражением электрическим током, что в два раза превышает уровень электротравматизма прошлого года (за 2008 год в электрических сетях погибли 2 электромонтера). В чем же причина такого роста?

Анализ информации о квалификации и образовании потерпевших, обеспеченности их защитными средствами, выполнении оргтехмероприятий при подготовке рабочих мест и производстве работ (см. табл.) показал, что квалификационная группа по электробезопасности у потерпевших довольно высокая (III – IV группа). Требования к персоналу, имеющему такие квалификационные группы по электробезопасности, предполагают:

- наличие элементарных знаний общей электротехники, знания электроустановок и порядка их технического обслуживания;
- умение обеспечить выполнение работ и ведение надзора за работающими в электроустановках;
- знание правил применения средств защиты в электроустановках;
- знание правил освобождения потерпевшего от действия электрического тока, умение оказать доврачебную помощь.

Кроме того, в двух последних несчастных случаях со смертельным исходом потерпевшие имели IV группу по электробезопасности и были наделены правами выполнения функций производителя работ при работах по нарядам или распоряжениям в электроустановках напряжением

выше 1000 В, что подразумевает полное представление об опасности при работах в электроустановках, знание технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ, умение проводить инструктаж, организовывать безопасное проведение работ, осуществлять надзор за членами бригады.

Надо отметить, что погибшие имели достаточный стаж работы и профессиональную подготовку, необходимый уровень образования (среднеспециальное и профессионально-техническое), прошли обучение на курсах повышения квалификации, проверку знаний по вопросам охраны труда и специальных требований, участвовали в противоаварийных и противопожарных тренировках, своевременно проходили медицинские осмотры и психофизические обследования. Таким образом, требования Правил работы с персоналом в организациях электроэнергетической отрасли (введены в действие постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 22 февраля 2006 года № 16) были выполнены полностью.

Кроме того, в организациях, где работали погибшие, были разработаны и сертифицированы системы управления охраной труда с учетом требований государственного стандарта Республики Беларусь СТБ 18001-2005 «Системы управления охраной труда. Общие требования», разработаны и утверждены инструкции по охране труда для соответствующих профессий. Инструкции выданы всем работающим и изучены ими. Однако все это не стало гарантией снижения электротравматизма.



В. И. КЛЯВЗА,
начальник управления
Госэнергонадзора и
ОТ Минэнерго – Главный
государственный инспектор
по энергетическому надзору
Республики Беларусь

Совместным постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь и Министерства энергетики Республики Беларусь (постановление от 30 декабря 2008 года № 205/59) утверждены Межотраслевые правила по охране труда при работе в электроустановках (МПОТЭ), которые введены в действие с 1 июля 2009 года. Для безопасного производства работ в МПОТЭ предусмотрен комплекс организационных и технических мероприятий, при безусловном выполнении которых исключается попадание работающих под напряжение.

Организационные мероприятия включают в себя:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдачу разрешения на подготовку рабочего места и допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление переводов, перерывов и окончания работ.

Основные технические мероприятия проводятся перед допуском бри-

Сведения о потерпевших в результате поражения электрическим током в ГПО «Белэнерго» за 2009 год

Наименование организации	Квал. группа по электробезопасности	Возраст (лет)	Образование	Стаж работы в энергосистеме	Повышение квалификации	Разряд по профессии	Прохождение инструктажей по ОТ	Обеспеченность защитными средствами	Наличие инструкций по ОТ	Выполнение оргтехмероприятий					
										наряд	подготовка рабочего места и допуск	надзор во время работы	инструктаж на рабочем месте	соблюдение технологий, прим. СИЗ	обязанности по наряду
РУП «Брестэнерго» (Пинские электрические сети)	III	24	Проф-фес.-техническое	3 года 3 мес.	в 2007 г.	3	Пройдены	Обеспечены полн.	Имеются	Выписан	Допуск без подготовки рабочего места	Отсутствует	Не проведен	Работа в каске без сигнализ.	Член бригады
РУП «Брестэнерго» (Брестские электрические сети)	III	20	Проф-фес.-техническое	1 год	–	4	Пройдены	Обеспечены полн.	Имеются	Выписан	Допуск без средств защиты	Отсутствует	Проведен	Неприменение диэл. перчаток	Член бригады
РУП «Витебскэнерго» (Полоцкие электрические сети)	IV	54	Средне-специальное	8 лет 6 мес.	в 2006 г.	5	Пройдены	Обеспечены полн.	Имеются	Выписан	Недостаточно подготовлено рабочее место	Отсутствует	Проведен	Расширение рабочего места	Член бригады
РУП «Минскэнерго» (Молодечненские электрические сети)	IV	35	Средне-специальное	7 лет 6 мес.	в 2009 г.	6	Пройдены	Обеспечены полн.	Имеются	Выписан	Недостаточно подготовлено рабочее место	Отсутствует	Проведен	Расширение рабочего места	Производитель работ

гады к работе в электроустановках и заключаются в:

- производстве необходимых отключений;
- принятии мер, препятствующих подаче напряжения на место работы;
- проверке отсутствия напряжения на токоведущих частях и установке (включении) заземлений;
- ограждении рабочего места и вывешивании (установке) плакатов и знаков безопасности.

При выполнении работ по наряду определяются лица, ответственные за их безопасность, среди которых:

- лицо, выдающее наряд;
- руководитель работ;
- лицо, допускающее к работам;
- лицо из числа оперативного персонала, дающее разрешение на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- производитель работ;
- члены бригады.

Обязанности и ответственность указанных лиц четко определены МПОТЭ, инструкциями и другими техническими нормативными правовыми актами (ТНПА). Невыполнение требований ТНПА является нарушением производственной дисциплины и рано или поздно приводит к печальным последствиям – несчастным случаям на производстве.

Возвращаясь к анализу состояния электротравматизма, надо отметить, что во всех четырех случаях были назначены лица, ответственные за безопасное выполнение работ в электроустановках, оформлены наряды на их выполнение. Количественный состав бригад соответствовал требованиям МПОТЭ. Бригады были укомплектованы необходимыми защитными средствами, инструментом, приспособлениями и возглавлялись мастерами (руководителями) и производителями работ, однако возложенные на них обязанности ими не были выполнены в полном объеме так же, как и потерпевшими, грубейшим образом нарушившими требования безопасности.

При расследовании данных несчастных случаев во всех из них отмечены недостатки в подготовке рабочих мест, которые не были устранены руководителем и производителем работ. Работы выполнялись по недостаточно отработанной технологии и без применения необходимых средств защиты. Руководители работ не организовали безопасное ведение работ.

Необходимо отметить, что производители работ несут ответственность за подготовку рабочего места, четкость и полноту целевого инструк-

тажа членов бригады, наличие, исправность и правильное применение средств защиты, соблюдение технологий выполнения работ, а также должны осуществлять постоянный контроль за членами бригады. Во всех случаях производители работ свои прямые обязанности не исполнили.

Почему подобное происходит и что нужно делать, чтобы этого избежать? Ответить на эти вопросы более точно, чем сказано в Директиве Президента Республики Беларусь от 11 марта 2004 года № 1 «О мерах по укреплению общественной безопасности и дисциплины», трудно: «Во многих организациях пренебрегают элементарными требованиями техники безопасности, не соблюдают технологические нормы производства, смирились с низкой трудовой и исполнительской дисциплиной, упускают из виду, что укрепление дисциплины и правопорядка – важнейшая основа обеспечения общественной безопасности, ускорения социально-экономического развития страны, улучшения жизни людей». Каждое нарушение техники безопасности может привести к безвозвратной потере близких людей, кормильца семьи, сиротству детей, то есть принести семьям неизгладимое горе. Для организаций и обще-

ства потеря работников влечет за собой значительный материальный и моральный ущерб.

Самый простой и верный способ предотвратить тяжелые последствия электротравматизма – это безусловное и немедленное расторжение контрактов с работниками за нарушение правил охраны труда и техники безопасности, а с руководителями – за неспособность обеспечить должную трудовую и производственную дисциплину подчиненных, за сокрытие фактов указанных нарушений или бездеятельность. Однако это крайние меры.

Как вести себя руководителям, чтобы сохранить квалифицированных работников и жизни вверенных в подчинение людей, остаться на должности в нынешних экономических условиях? Для этого необходимо:

- осуществлять переход от техники безопасности к безопасной технике. Это правильный, новационный путь, позволяющий наряду с безопасностью повысить экономичность работы оборудования, уменьшить численность обслуживающего персонала, однако он требует значительных капитальных вложений и времени;
- совершенствовать технологические процессы обслуживания и ремонта оборудования. Эта работа ведется на недостаточном уровне и требует значительного

ускорения, в первую очередь улучшения работы технических служб аппарата управления, их нацеленности на конечный результат;

- повышать управляемость производственным процессом, так как поручения Министерства энергетики выполняются зачастую некачественно и не в установленный срок;
- значительно повысить спрос с персонала. Это необходимо в связи с тем, что в его деятельности присутствует формализм, не хватает чувства ответственности за порученную работу, потерян профессионализм в первую очередь со стороны отдельных руководителей организаций и структурных подразделений;
- задействовать экономические рычаги управления производством, особенно на том уровне, где люди непосредственно работают с опасными производственными факторами (высокое напряжение, сверхкритические температуры и давление, взрывоопасные среды, верхолазные работы и др.). В настоящее время оплата труда руководителя работ (мастера, прораба) приравнена к работе конторского работника, который и близко не соприкасается с опасными факторами, не несет непосредственной ответственности за людей. Нет градации в оплате

труда производителя работ и рабочего с таким же разрядом, не стимулируется должным образом труд бригадира;

- использовать накопленный опыт и технические возможности организаций ГПО «Белэнерго» в части поддержания необходимых практических навыков персонала, работающего в электроустановках. Необходимо эффективнее использовать технические классы, которые пока задействованы не в полном объеме, проводить отработку практических навыков на полигонах, организовывать работу бригад непосредственно на производстве под руководством начальников цехов, их заместителей, руководителей служб и лабораторий.

Приведенный перечень мероприятий по исключению электротравматизма не является окончательным и требует комплексного подхода к его реализации, а также участия в организации производства всех звеньев управления – от подбора, подготовки и расстановки кадров, организации обучения на рабочем месте до разработки и освоения новых технологических процессов, соблюдения производственной дисциплины, поддержания готовности персонала к работе в среде опасных факторов.

Вниманию индивидуальных предпринимателей, руководителей предприятий малого и среднего бизнеса!

Готовится к выпуску новое производственно-практическое издание «Вопросы электробезопасности в поддержке предпринимательства Республики Беларусь». Автор – начальник управления Госэнергонадзора и охраны труда Минэнерго – Главный государственный инспектор по энергетическому надзору Республики Беларусь В. И. Клявза.

В издании разъясняется порядок применения «Межотраслевых правил по охране труда при работе в электроустановках», введенных в действие с 1 июня 2009 года, индивидуальными предпринимателями, а также руководителями предприятий малого и среднего бизнеса – в частности, порядок организации эксплуатации электроустановок, обязанности руководителей (владельцев) организации по обеспечению надежной и безопасной работы электроустановки, меры по устранению выявленных неисправностей, степень уголовной и административной ответственности за нарушение правил и невыполнение предписаний органов государственного энергетического надзора, а также содержится другая полезная информация.

Объем издания – 20 стр., формат А5, цена 11 400 рублей, в том числе с НДС.

С целью определения тиража
просим направлять заявки по тел./факсу: 017 293 47 18

ПРОБЛЕМЫ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Условия эксплуатации электроустановок в сельском хозяйстве значительно хуже, чем в промышленности. Это связано с наличием на предприятиях агропромышленного комплекса повышенной влажности, пыли, агрессивных паров и газов, разрушающих электрическую изоляцию. Кроме того, наряду с обеспечением электробезопасности людей в отрасли необходимо принимать меры для защиты от электропатологии и поражения электрическим током сельскохозяйственных животных. Соответственно и требования к организации эксплуатации и техническому состоянию электроустановок сельхозпотребителей предъявляются повышенные.

Среди поднадзорных потребителей электрической энергии Глубокского МРО около 12 % составляют сельскохозяйственные предприятия различных форм собственности, у которых имеется 516 животноводческих ферм (более 1000 животноводческих помещений), в том числе 16 крупных животноводческих комплексов, птицефабрика, 185 объектов уборки урожая.

К сожалению, результаты обследований электроустановок сельскохозяйственных предприятий показывают, что на большинстве из них организация эксплуатации находится на низком уровне,

вследствие чего выявлено большое количество нарушений действующих Правил. За десять месяцев 2009 года в электроустановках предприятий агропромышленного комплекса обнаружено 2520 нарушений, выдано 78 предписаний о запрещении эксплуатации электроустановок сельхозпотребителей, отстранены от работы 36 работников из числа электротехнического персонала, 25 должностных лиц за допущенные нарушения правил технической эксплуатации электроустановок были привлечены к административной ответственности по статье 20.12 Кодекса Респуб-



В. Г. ЛАТЫШОНОК,
начальник Глубокского МРО
филиала «Энергонадзор»
РУП «Витебскэнерго»



А. М. ГОЛУБЕНОК, заместитель
начальника Глубокского МРО
филиала «Энергонадзор»
РУП «Витебскэнерго»



Зерносушильный комплекс КЗСВ-30 ОАО «Глубокская птицефабрика»

ки Беларусь об административных правонарушениях.

Наиболее характерны для сельскохозяйственных предприятий следующие нарушения:

- отсутствие необходимой технической документации;
- неудовлетворительная организация проведения технического обслуживания и ремонтов электрооборудования;
- недостатки в техническом состоянии электроустановок: наличие токоведущих частей, доступных

для случайного прикосновения, обрывы цепей зануления и заземления оборудования, неисправность устройств выравнивания электрических потенциалов в животноводческих помещениях, неудовлетворительное состояние электропроводок, применение некалиброванных плавких вставок предохранителей и др.;

- невыполнение организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность при работе в электроустановках.

Следствием неудовлетворительной организации эксплуатации электроустановок стал несчастный случай, происшедший в сентябре 2008 года с формовщицей колбасных изделий СПК «Комайский» Поставского района. В результате несвоевременного технического обслуживания и ремонта электроустановок электромясорубка в колбасном цеху эксплуатировалась при сниженном сопротивлении изоляции и отсутствии надежного заземления. Проведившие накануне несчастного случая осмотр электромясорубки электромонтеры не смогли обнаружить неисправность, так как не были знакомы со схемой ее подключения и не имели необходимых измерительных приборов. В результате работница получила тяжелую электротравму.

Руководители сельхозпредприятий в основном ссылаются на тяжелое финансовое положение, в результа-

те чего финансирование электрохозяйства осуществляется по остаточному принципу, электроустановки зачастую не обеспечены необходимыми материалами, инструментом, средствами защиты. Кроме того, значительная часть электрооборудования сельхозпредприятий имеет длительные сроки эксплуатации, что отрицательно сказывается на его техническом состоянии. Более 50 % имеющегося зерносушильного оборудования эксплуатируется более 20 лет, до сих пор его основную часть составляют зерносушилки М819, смонтированные в 1980-е годы.

Но все же основной проблемой в обеспечении надежной и безопасной эксплуатации электроустановок сельскохозяйственных предприятий является недостаточное количество электротехнического персонала. Обеспеченность предприятий агропромышленного комплекса кадрами, имеющими электротехническую подготовку, составляет около 60 %, что не позволяет своевременно и качественно проводить техническое обслуживание и ремонт электроустановок. Недостаточна и квалификация электротехнического персонала. Это касается в том числе и лиц, ответственных за электрохозяйство предприятий. Только 15 % из них имеют высшее образование. Как правило, это выпускники учебных заведений, направленные в хозяйства по распределению. Они не имеют опыта работы и обычно после окончания обязательной отработки на предприятиях не задерживаются. Вместе с тем с вводом в эксплуатацию совре-

менных зерносушильных комплексов, молочно-товарных ферм повышаются и требования к качеству обслуживания оборудования и соответственно к квалификации электротехнического персонала.

Для того чтобы повысить уровень эксплуатации электроустановок сельхозпредприятий, а также квалификацию персонала, на базе районных инспекций энергонадзора регулярно проводятся семинары для лиц, ответственных за электрохозяйство. Информация о неудовлетворительном состоянии электроустановок направляется в районные исполнительные комитеты для принятия мер воздействия к руководителям сельхозпредприятий. Вопросы состояния электробезопасности на предприятиях агропромышленного комплекса регулярно рассматриваются районными комиссиями по охране труда.

В целях обеспечения надежной работы электрических сетей сотрудниками энергонадзора накануне посевной и уборочной кампаний распространяются информационные письма-предписания об обеспечении электробезопасности при выполнении сельскохозяйственных работ вблизи воздушных линий электропередач, на объектах уборки урожая. Каждому механизатору выдается памятка



Пульт управления зерносушильного комплекса КЗСВ-30



Трансформаторная подстанция МТФ «Шепелево» СПФ «Мнюто» ОАО «Глубокский МКК»

КОРРЕЛЯЦИОННЫЙ АНАЛИЗ В ЗАДАЧАХ ВЫЯВЛЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТИ НАПРЯЖЕНИЯ

Одной из самых сложных задач при обеспечении электромагнитной совместимости электрических сетей систем электроснабжения общего назначения и электрических сетей потребителей электрической энергии остается анализ качества электроэнергии. Применительно к несинусоидальности напряжения проблема определения источников кондуктивных электромагнитных помех еще более усложняется ввиду распространения высших гармоник на значительные расстояния от мест генерации и возможных резонансных явлений в сети [1]. При этом, как показывает обобщенный анализ результатов контроля качества электроэнергии на объектах Гомельской области, значительная часть выявленных нарушений норм ГОСТ 13109-97 [2] приходится именно на показатели несинусоидальности напряжения.

В последнее время все более широкое применение находят методики выявления источников искажения синусоидальности кривой напряжения, базирующиеся на анализе потоков мощности искажения или определении угла между искажающим током и напряжением в узле [3]. Несмотря на основательную теоретическую проработку и простоту, они имеют ряд существенных недостатков и ограничений при практическом использовании.

Во-первых, для их использования необходимы специализированные средства анализа качества электроэнергии, позволяющие измерять

угол между напряжением и током n -й гармонической составляющей. В условиях мирового финансового кризиса не у всех лабораторий есть средства для приобретения подобного оборудования иностранного производства.

Во-вторых, из-за недостаточно исследованных и ненормируемых частотных характеристик трансформаторов напряжения и тока невозможно гарантировать объективность результатов анализа качества электроэнергии, полученных с помощью данных методов в электрических сетях выше 1 кВ. Именно из-за больших угловых погрешностей



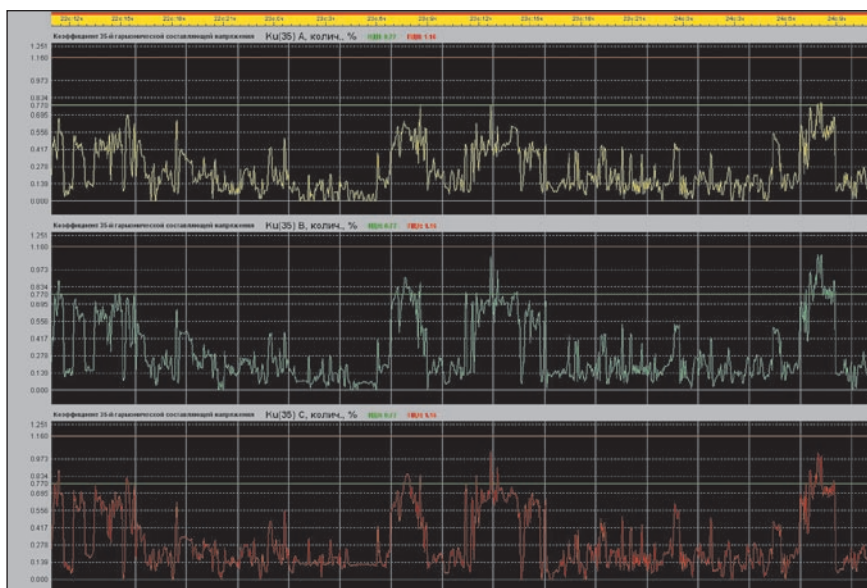
О. В. ЛЫМАРЬ, инженер
производственной лаборатории
диагностики энергооборудования
и качества энергии
филиала «Энергонadzор»
РУП «Гомельэнерго»

измерительных трансформаторов наблюдались противоречия в распределении потоков мощностей от искажающих потребителей при исследовании несинусоидальности напряжения в электрических сетях Ленэнерго [4].

Таким образом, на настоящий момент сферой применения указанных методов пока остаются электрические сети 0,4 кВ, и то при условии использования специализированных трансформаторов тока или измерительных клещей, входящих в комплект приборов анализа качества электроэнергии.

Принимая во внимание все вышеизложенное, а также то, что большинство лабораторий оснащены приборами контроля качества электроэнергии (например, отечественного производства УК1), становятся актуальными альтернативные методы выявления источников несинусоидальности напряжения.

Наиболее простой способ состоит в сравнении показателей несинусоидальности напряжения, измеренных в точке общего присоединения при отключенном потребителе и во время его работы. Для реализации этого метода необходимо отключе-



Графики изменения во времени коэффициента 35-й гармонической составляющей напряжения, построенные в программе УК1

ние нагрузок потребителя на время измерений, что может привести к неоправданным потерям производства или нарушению технологического процесса предприятия в целом [5].

В [6] рассмотрена методика, состоящая в определении направления передачи вторичного потока мощности искажений по значениям напряжений высших гармоник на первичной и вторичной стороне трансформаторов связи предприятий с энергосистемой. Она предельно проста, не требует отключений нагрузки потребителей, однако для ее практического использования необходимо, чтобы сопротивление элемента системы электроснабжения было достаточным для регистрации разницы значений коэффициентов n -х гармонических составляющих напряжения, измеренных на его входе и выходе. Например, при наличии силового трансформатора с относительно большими индуктивностями рассеяния обмоток данный метод будет эффективен. Если же стоит задача определения источника несинусоидальности напряжения во внутризаводских сетях 6–10 кВ, то падение напряжения для n -й гармонической составляющей на участке кабельной линии такой сети в большинстве случаев не будет превышать погрешности измерений приборов контроля качества электроэнергии.

Именно с таким случаем столкнулся персонал производственной лаборатории диагностики энергооборудования филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» на одном из крупных предприятий г. Гомеля. Несмотря на достаточно значительную протяженность кабельных линий между центром питания (ГПП) и распределительными пунктами предприятия, разность измеренных в этих точках коэффициентов n -й гармонической составляющей напряжения находилась в пределах погрешности использованных устройств контроля параметров качества электроэнергии УК1. В данной ситуации для определения источников несинусоидальности напряжения был использован метод, основанный на корреляционном анализе.

Корреляция в широком смысле слова означает связь, соотношение

между объективно существующими явлениями и процессами. Корреляционный анализ позволяет установить степень такой стохастической (вероятностной) связи [7]. Первое применение он получил в области естественных наук, прежде всего биологии. Лишь позднее методы корреляционного анализа нашли применение в инженерной практике, в том числе в задачах выявления источников кондуктивных электромагнитных помех.

Доминирующий вклад потребителя в ухудшение показателей несинусоидальности напряжения может быть оценен по коэффициенту корреляции ρ между контролируемыми коэффициентами n -й гармонической составляющей напряжения и мощностью нагрузки потребителя [8]. Как известно, коэффициент корреляции может изменяться в диапазоне $-1 \leq \rho \leq 1$, при этом возможны три случая:

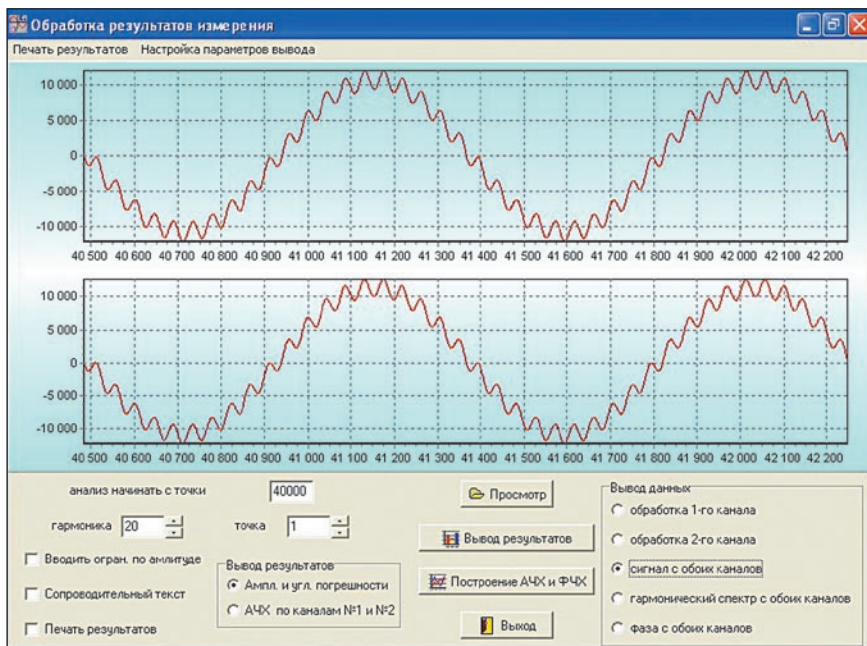
- $\rho \rightarrow 1$ – наблюдается прямая зависимость между изменением нагрузки потребителя и напряжением искажения, то есть при увеличении нагрузки потребителя увеличивается уровень напряжения искажения;
- $\rho \rightarrow -1$ – при увеличении нагрузки уровень напряжения искажения в точке контроля снижается, то есть нагрузка оказывает компенсирующее влияние на качество электроэнергии в контрольной точке, улучшая его;

- $\rho \rightarrow 0$ – не наблюдается зависимость между рассматриваемыми параметрами, что может быть вызвано либо отсутствием такой зависимости, либо незначительными изменениями одного из параметров.

Преимущество данного метода состоит в том, что измерения производятся с помощью приборов контроля качества электроэнергии без отключения нагрузки потребителей. Информация о потребляемой мощности в разрезе суток по каждому подразделению потребителя может быть получена с помощью автоматизированных систем технического учета электроэнергии. При этом вместо полной мощности нагрузки можно непосредственно использовать потребленную электроэнергию. Однако необходимо учитывать, что приборы контроля качества электроэнергии должны быть синхронизированы по времени с системой технического учета электроэнергии, а временной интервал усреднения коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения должен совпадать с интервалом измерений потребленной электроэнергии. Единжды измерив коэффициенты n -х гармонических составляющих напряжения в центре питания (точке общего присоединения), корреляционный анализ целесообразно производить сразу для всех точек учета электроэнергии (подразделений) потребителя.



Закрытое распредустройство 6 кВ



Окно обработки результатов измерений программы Harmonics 3 (разработана в УО ГГТУ им. П.О. Сухого) с осциллограммами полигармонических сигналов

Область применения данного метода не ограничивается только несинусоидальностью напряжения, он может использоваться и для выявления источников других видов кондуктивных электромагнитных помех, например несимметрии напряжений [8].

Так как выражения для определения коэффициента корреляции общеизвестны, то нет необходимости приводить их в рамках данной статьи. Более того, во многих программных математических пакетах есть специальные функции по его нахождению. Например, в программе работы с электронными таблицами Microsoft Office Excel для этого служит функция «КОРРЕЛ», возвращающая коэффициент корреляции между заданными интервалами ячеек.

В описанном нами случае автоматизированная система технического учета электроэнергии позволяла получать значения потребленной электроэнергии за интервал 5 мин. Как известно, интервал усреднения коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения в архиве измерений устройства контроля параметров качества электроэнергии УК1 составляет 1 мин. Таким образом, потребовалось усреднить коэффициенты n -й гармонической составляющей напряжения за интервал 5 мин. В итоге использование изложенной методики позволило выявить наличие нелинейной нагрузки,

подключенной к одной из цеховых подстанций предприятия (коэффициент корреляции составил $\rho = 0,86$).

В заключение необходимо отметить, что описанный метод, как и многие другие, имеет свои ограничения по применению. Не на всех предприятиях установлены или функционируют автоматизированные системы технического учета электроэнергии. Кроме этого, доля оборудования, генерирующего помехи, может быть незначительной на фоне нагрузки других потребителей, подключенных к точке учета электроэнергии. Наличие нескольких источников помех также снижает эффективность рассмотренного метода.

Таким образом, даже $\rho \rightarrow 0$ не гарантирует отсутствие нелинейной нагрузки в точке учета и требует дополнительного анализа [8]. Однако несмотря на это данный метод может быть применен в ситуациях, когда другие методы по тем или иным причинам не могут быть использованы. Благодаря простоте его целесообразно также применять на начальном этапе работ по анализу качества электроэнергии для выявления явных источников помех, а затем, при необходимости, могут быть использованы и другие описанные выше методы.

Выводы:

- если по ряду причин применение общепринятых методов опреде-

ления источников несинусоидальности напряжения затруднено или в принципе невозможно, то в этом случае может быть использован корреляционный анализ;

- изложенный выше метод достаточно прост, предполагает использование распространенных приборов контроля качества электроэнергии и может быть использован при наличии на предприятии автоматизированной системы технического учета электроэнергии;
- как и многие другие методы, он не во всех случаях гарантирует возможность определения источников несинусоидальности напряжения.

Список литературы

1. Курбацкий, В.Г. Анализ распространения высших гармоник в электрических сетях / В.Г. Курбацкий // Энергетика. – 1993. – № 11. – С. 25–30.
2. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 13109-97. – Взамен ГОСТ 13109-87; Введ. 1.08.1999. – Минск: БелГИСС, 1999. – 31 с.
3. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Ч. 2: Анализ качества электрической энергии: РД 153-34.0-15.502-2002. – М., 2002. – 33 с.
4. Экспериментальные исследования несинусоидальности напряжения в электрических сетях Ленэнерго / В.Н. Никифорова, С.Б. Бело, Н.Ю. Карташвили [и др.] // Промышленная энергетика. – 2001. – № 8. – С. 40–50.
5. Майер, В.Я. Методика определения источников высших гармоник и величин, вносимых ими в ухудшение синусоидальности напряжений на границе раздела балансовой принадлежности электрических сетей / В.Я. Майер, А.М. Борисенко, В.П. Пономаренко // Энергетика. – 1987. – № 7. – С. 12–16.
6. Черепанов, В.В. Определение ответственности энергосистемы и потребителя за снижение качества электроэнергии / В.В. Черепанов, В.П. Каргапольцев, А.Г. Павлович [и др.] // Промышленная энергетика. – 1990. – № 3. – С. 38–40.
7. Ферстер, Э. Методы корреляционного и регрессионного анализа: руководство для экономистов / Э. Ферстер, Б. Ренц; пер. с нем. и предисл. В.М. Ивановой. – М.: Финансы и статистика, 1983. – 302 с.
8. Управление качеством электроэнергии / И.И. Карташев [и др.]; под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Изд. дом МЭИ, 2006. – 320 с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАБОТЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА В ЭНЕРГЕТИКЕ

Воздействие вредных и опасных производственных факторов создает для работников энергетических организаций и предприятий риск профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве. Только высокий уровень профессиональной квалификации специалистов, их трудовой и производственной дисциплины и ответственности способны свести этот риск до минимума. Как правило, это достигается путем проведения многоуровневой и многосторонней работы по безопасности труда в соответствии с требованиями нормативных и технических нормативных правовых актов (НПА и ТНПА) Республики Беларусь по вопросам охраны труда [1-7], а также с учетом положительного опыта работы энергетических организаций и предприятий.

При решении общей проблемы охраны труда в энергетике больше внимания уделяется работе по обеспечению безопасности труда в электроустановках и предотвращению случаев электротравматизма с тяжелыми последствиями для потерпевших. Общеизвестно, что эффективность любой работы оценивается по ее результатам и, в частности, по безопасности труда, то есть отсутствию или снижению числа несчастных случаев на производстве, в организациях и на предприятиях энергетики и в отрасли в целом. Это особенно актуально в условиях повышения требований к работе руководителей и предприятий.

В связи с Указом Президента Республики Беларусь от 16 октября 2009 года № 510 «О совершенствовании надзорной (контрольной) деятельности» [8] автором настоящей статьи, длительное время работавшим в энергетике, проведен анализ некоторых видов деятельности по охране труда на предприятиях и в организациях Минэнерго. Не претендуя на роль критика или эксперта, автор предлагает некоторые рекомендации по повышению безопасности труда, разработанные на основе анализа опубликованной информации [9, 10], личного опыта и обсуждения проблемы с руководителями и специалистами организаций энергетики Беларуси, России и других стран.

Для того чтобы получать объективные данные при проверках рабочих мест и деятельности руководителей организаций и их подразделений по соблюдению требований Трудового

кодекса, Закона Республики Беларусь «Об охране труда» и других НПА [1–4, 6], прежде всего целесообразно проводить не только количественный (сравнение числовых показателей), но и качественный (факторный) анализ работы в этой сфере. Необходимо уменьшить количество проверок, как этого требует Указ Президента Республики Беларусь [8], но осуществлять их комплексно – группами специалистов; проводить анализ работы по охране труда, начиная от рабочих мест и бригад до организаций Минэнерго.

В качестве показателей анализа можно, например, использовать:

- профессии или должности работников, нарушивших требования по охране труда, содержащиеся в НПА, ТНПА, инструкциях по охране труда;
- достоверные причины нарушения работниками требований по охране труда;
- причины, по которым работники не обеспечены средствами защиты и/или не применяли их при выполнении работы;
- повторяемость одинаковых нарушений;
- предложения работников по предотвращению аналогичных нарушений требований по охране труда.

Количественный и качественный анализ нарушений и принимаемых мер по их предотвращению на каждом уровне управления (в подразделении, филиале, на предприятии, в объединении, Минэнерго) целесообразно проводить с обязательной оценкой их эффективности, обращая



**З. Б. СЕВРЮК, к. т. н.,
консультант по охране труда
и электробезопасности
ЗАО «Техношанс»**

особое внимание на повторяющиеся нарушения и их причины. При анализе чаще должны возникать вопросы «почему?» и устанавливаться объективные ответы. Такой подход позволит определить действительные причины и выявить конкретных работников, допустивших нарушение. Это будет достоверным основанием для разработки эффективных мероприятий.

Основной целью проверок рабочих мест должно быть предотвращение повторных нарушений безопасности труда и, соответственно, травматизма работающих, а не только выполнение требований нормативных документов или указаний вышестоящих организаций.

На наш взгляд, требует пересмотра и периодичность проверок рабочих мест, на которые затрачиваются значительный труд руководителей и специалистов, финансовые средства (командировочные и прочие расходы), материальные ресурсы (автотранспорт, телефонная связь, оргтехника), так как фактически подтверждено, что многократность проверок не является гарантией уменьшения количества несчастных случаев. Общеизвестна народная мудрость: не там чисто, где часто метут, а там, где не сорят.

Вместо традиционных заслушиваний отчетов директоров органи-

заций и их филиалов о работе по охране труда на заседаниях комиссий, у руководителей Министерства энергетики, государственных производственных объединений или акционерных обществ, РУП-облэнерго и иных, на наш взгляд, было бы значительно эффективнее оперативно принимать решения о мерах по обеспечению безопасности, в том числе и касающихся непосредственно руководителей организаций, где допускаются нарушения требований по охране труда или произошли повторно несчастные случаи с тяжелыми и летальными последствиями.

В настоящее время на промышленных предприятиях Беларуси, России и других стран СНГ проводится энергоаудит для оценки и повышения энергоэффективности и разработки мероприятий, а также аудиторские проверки финансовой деятельности организаций независимо от их формы собственности. Аналогичные аудиторские проверки организаций и предприятий могли бы осуществляться независимыми экспертами по охране труда и в энергетике. Это побуждало бы руководителей и специалистов организаций и предприятий ответственнее относиться к работе по охране труда.

Привлечение независимых экспертов позволило бы экономить значительные трудовые и материальные ресурсы. Их можно было бы эффективно использовать для обучения кадров, разработки безопасных технологий, организации работ, приобретения эффективных средств защиты работающих, инструмента, приспособлений и механизмов. В этом случае руководители и специалисты организаций и их подразделений (служб, районов, отделений, цехов, участков и др.) не отвлекались бы на многочисленные проверки, составление справок, отчетов, передачу информации о проверках, а могли бы полноценно выполнять свои должностные обязанности по обеспечению безопасности труда.

По нашему мнению, требуется повышение полноты и достоверности информации о несчастных случаях на производстве, а также о некоторых особо опасных нарушениях требований безопасности или повреждениях электроустановок и энергообъектов, которые могли привести к единичным или групповым несчастным случаям. Раньше

после расследования несчастных случаев и пожаров отделом охраны труда и пожарной безопасности ГПО «Белэнерго» издавались и рассылались информационные сообщения с указанием их достоверных причин и комплекса мероприятий по повышению безопасности труда. Эта информация использовалась предприятиями для проведения внеплановых инструктажей, обучения и повышения квалификации руководителей и специалистов. Она передавалась также Минскому государственному энергетическому колледжу и кафедре «Охрана труда» Белорусского национального технического университета для обучения студентов-энергетиков и будущих молодых специалистов. Эту работу целесообразно возобновить.

Важное значение в профилактике производственного травматизма имеет своевременное и качественное обучение по вопросам охраны труда рабочих, специалистов и руководителей организаций и предприятий [3–6, 12–14]. Многократно подтверждено, что наиболее эффективно практическое обучение на рабочих местах или в условиях, наиболее приближенных к выполнению типовых или конкретных работ на энергообъектах. Во многих организациях энергетики и других отраслей экономики Беларуси, России, Польши, Германии для практических занятий выделяется 40–50 % учебного времени. К их проведению привлекаются высококвалифицированные преподаватели и мастера, имеющие опыт работы на производстве, в научно-исследовательских институтах и учреждениях образования.

Исходя из своего опыта проведения занятий в институтах повышения квалификации республики и учебных семинаров, можно отметить, что наибольший интерес у руководителей и специалистов вызывают практические занятия по выдаче нарядов-допусков для работ в электроустановках и нарядов для крановщиков при работах вблизи действующих воздушных линий электропередачи, а также по обучению проверке отсутствия и наличия напряжения современными бесконтактными и контактными указателями напряжения. Оказывается, в каждой учебной группе есть руководители и специалисты энергослужб, не выполнявшие лично эти работы,

хотя они обязаны организовывать и периодически проверять работу подчиненных.

В статье В.И. Клявзы [15] сообщается о работе Минэнерго Беларуси по осуществлению единой политики в области технических нормативов в энергетике. Можно отметить, что с 1 июня 2009 года утвержден и введен в действие важнейший документ – **Межотраслевые правила по охране труда при работе в электроустановках**. Наконец появились единые правила безопасности труда в электроустановках [4, 16] вместо четырех отдельных, принятых в 1950–60-х годах, и двух отдельных, утвержденных в 90-х годах XX столетия.

Во многих электроустановках, подстанциях и распределительных устройствах оперативные переключения, допуск к работам, кратковременные и другие работы по эксплуатации могут выполняться совместно работниками энергоснабжающей организации и потребителей, поэтому требования по безопасности труда должны быть одинаковыми. В Правила [4] включены все основные требования, выполнение которых обеспечивает безопасность труда. Дополнительные же меры безопасности при выполнении конкретных работ могут быть определены местными инструкциями по охране труда или другими локальными ТНПА.

В настоящее время вводятся в действие многие Межотраслевые типовые правила и инструкции по охране труда, гармонизируются стандарты СТБ, ГОСТ с российскими, европейскими и международными стандартами EN, МЭК и др. Надо отметить, что возникающие замечания к Правилам [4] имеют отраслевой и местный характер, тем не менее все замечания и предложения организаций и предприятий к ним целесообразно направлять непосредственно в управление государственного и газового надзора и охраны труда Минэнерго, чтобы они «не застряли» и не исчезли в вышестоящих организациях [16], тщательно проанализировать их и внести в 2010 году дополнения и изменения в Правила [4]. Можно учесть опыт разработки и введения в действие аналогичных правил в Российской Федерации. Так, Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00)

были утверждены Министерством труда и социального развития и Министерством энергетики России 5 января 2001 года и 21 декабря 2000 года, а дополнения и изменения введены в действие с 1 июля 2003 года. При пересмотре Правил [4] в Беларуси также целесообразно выполнить аналогичную работу без спешки и качественно.

Следует продолжать разработку и введение в действие унифицированных ТНПА в энергетике республики, в первую очередь:

- Межотраслевых правил охраны труда при работах в теплоэнергетических установках, объединив несколько ТНПА;
- Межотраслевых правил технической эксплуатации теплоэнергетических установок, объединив несколько ТНПА;
- Типовой инструкции по применению средств защиты работающих в электроустановках;
- Типовых и межотраслевых инструкций по охране труда для профессий и отдельных видов работ (услуг);
- Типовых технологических карт на выполнение наиболее травмоопасных видов работ в энергетике и других нормативных документов.

Многолетний опыт применения Правил устройства электроустановок (ПУЭ, последнее издание в 1986 году) подтверждает целесообразность и высокую экономическую эффективность унифицированных документов. И вряд ли кто из специалистов-электриков предложит разделить ПУЭ по отраслевым признакам.

Хотелось бы обратить внимание руководителей и специалистов организаций энергетики, особенно филиалов «Электрические сети» РУП-облэнерго, в которых произошли или имеются риски производственных электротравм работников вследствие нарушений требований безопасности и электробезопасности, на необходимость формирования у работников высокого уровня культуры безопасности, аналогичного культуре безопасности на атомных станциях [17].

М.М. Жук в этой статье отмечает: «Культура безопасности в атомной энергетике базируется на следующих установках:

- работники АЭС всех уровней и рангов должны быть привержены культуре безопасности;

- безопасность имеет приоритет перед всеми остальными производственными ценностями, целями и достижениями;
- возможность повысить безопасность есть всегда, если каждый работник проявит ответственность, высокий самоконтроль в работе, а также личную заинтересованность в повышении безопасности».

Эта информация не только может представлять интерес для работников организаций отрасли, но и практически использоваться при разработке конкретных мероприятий по формированию культуры безопасности в организациях энергетики Беларуси.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Существующая система контроля выполнения требований безопасности на рабочих местах (проверка рабочих мест) очень трудозатратна и недостаточно эффективна, поэтому целесообразно ее рационально упростить.

2. В целях усовершенствования системы необходимо:

- улучшить анализ результатов проверки рабочих мест и повысить уровень практического обучения работников по безопасности труда;
- обеспечить всех работников эффективными средствами защиты и приспособлениями;
- разработать и осуществить мероприятия по формированию культуры безопасности у работников предприятий и организаций энергетической отрасли.

Список литературы

1. Трудовой кодекс Республики Беларусь. С обзором изменений, внесенных Законами Республики Беларусь от 20 июля 2007 г. № 272-3, 6 января 2009 г. № 6-3: текст Кодекса по состоянию на 2 февр. 2009 г. / авт. обзора К.И. Кенник, Л.И. Липень. – Минск: Амалфея, 2009. – 288 с.
2. Об охране труда: Закон Респ. Беларусь от 23 июня 2008 г. № 356-3 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2008. – № 158, 2/1453.
3. Положение о системе управления охраной труда Министерства энергетики Республики Беларусь: утв. постановлением Министерства энергетики от 22.09.2008 г. № 37 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2008. – № 250, 8/19609.
4. Межотраслевые правила по охране труда при работе в электроустанов-

ках: утв. постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь и Министерства энергетики Республики Беларусь от 30 дек. 2008 г. № 205/59 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2009. – № 123, 8/20849.

5. Инструкция о порядке подготовки (обучения), переподготовки, стажировки, инструктажа, повышения квалификации и проверки знаний работающих по вопросам охраны труда: утв. постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 28 ноября 2008 г. № 175 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2009. – № 8/20209.
6. Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетической отрасли: утв. постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 22 февр. 2006 г. № 16 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2006. – № 8/14107.
7. Инструкция о порядке принятия локальных нормативных актов по охране труда для профессий и отдельных видов работ (услуг): утв. постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь 28 ноября 2008 г. № 176 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2009. – № 8/20258.
8. О совершенствовании надзорной (контрольной) деятельности: Указ Президента Респ. Беларусь, 16 окт. 2009 г. № 510 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2009. – № 1/11062.
9. Воляк, О. Выявить и устранить недочеты / О. Воляк // Энергетика Беларуси. – 2009. – № 14 (176). – 28 июля. – С. 2.
10. Томашевский, А.А. Итоги работы организаций Минэнерго по охране труда за 1-е полугодие 2009 года / А.А. Томашевский // Энергетическая стратегия. – 2009. – № 4. – С. 47–50.
11. Осипова, М. Охрана труда энергетика по международным стандартам / М. Осипова // ЭнергоINFO. – 2008. – № 4. – С. 26–27.
12. Севрюк, З.Б. Профилактика производственного электротравматизма работающих / З.Б. Севрюк // Техника без опасности. – 2004. – № 6. – С. 5–7.
13. Сысоева, С. «Образование – вот единственное, что божественно и бессмертно в нас» (Плутарх) / С. Сысоева // Энергетика Беларуси. – 2009. – 25 авг. – С. 7.
14. Энергокомпаниям – качественные образовательные услуги // ЭнергоINFO. – 2008. – № 10. – С. 54–55.
15. Клявза, В.И. О единой политике в области технических нормативов в энергетике / В.И. Клявза // Энергетическая стратегия. – 2009. – № 3. – С. 34–35.
16. Севрюк, З. Единые правила безопасности труда в электроустановках / З. Севрюк // Энергетика и ТЭК. – 2009. – № 6. – С. 24–25.
17. Жук, М.М. Культура безопасности на атомной станции / М.М. Жук // Энергетическая стратегия. – 2009. – № 4. – С. 17–19.

РАДИОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ СЖИГАНИЯ ДРЕВЕСНОГО ТОПЛИВА НА КРУПНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ БЕЛАРУСИ

С целью повышения энергетической безопасности в Беларуси реализуется программа вовлечения в топливный баланс местных видов топлива, возобновляемых и нетрадиционных источников энергии, из которых значительная часть ресурсов приходится на древесное топливо и растительную биомассу. В рамках государственной научно-технической программы «Энергетика–2010» коллективом ученых завершены исследования, ставившие целью обосновать допустимый уровень содержания радионуклидов в древесном топливе для объектов Минэнерго Беларуси.

В результате чернобыльской катастрофы часть районов республики, включая около 20 % лесного массива, была загрязнена радиоактивными веществами. Радиоэкологическую обстановку на этих территориях определяют в основном изотопы ^{137}Cs , ^{90}Sr , плутония, америция. Рост деревьев сопровождается переходом из загрязненной почвы и накоплением в биомассе водорастворимых, подвижных и обменных форм радионуклидов.

При сжигании загрязненной радионуклидами древесины из-за низкой зольности данного топлива происходит концентрация радиоактивных веществ в минеральной части отходов – золе – с повышением ее удельной активности в 20–40 раз и более (до опасного уровня радиоактивных отходов – РАО) в сравнении с удельной активностью исходной древесины. Поток активности, поступающий с топливом в топку или котел, после сжигания распределяется в следующем порядке: большая часть удаляется с подовой золой; малая часть – с золой уноса (при наличии систем газоочистки) либо сбрасывается с дымовыми газами в окружающую среду [1]; неконтролируемое количество радионуклидов оседает на ограждающих стенках топки, газоходов, поверхностей нагрева, формируя фиксированное (неудаляемое) загрязнение материалов и оборудования.

Полученные при исследованиях котлов значения коэффициентов кон-

центрации ^{137}Cs в подовой золе и золе уноса существенно различаются. Это может быть связано с различными технологиями сжигания, режимами работы котлов, видами используемого древесного топлива, различной зольностью и влажностью топлива.

В настоящее время в стране действуют республиканские допустимые уровни содержания ^{137}Cs в древесине, продукции из древесины и древесных материалов и прочей пищевой продукции лесного хозяйства (РДУ/ЛХ-2001), согласно которым концентрация ^{137}Cs в топливе древесном не должна превышать 740 Бк/кг [2]. В то же время при разработке и обосновании данного норматива не рассматривался сценарий сжигания древесины в мощных котельных установках с образованием значительных объемов зольных отходов. На некоторых энергетических объектах, расположенных на загрязненных радионуклидами и близлежащих к ним территориях, это может сопровождаться выходом радиоактивной золы категории РАО (удельная активность по ^{137}Cs 10000 Бк/кг и выше) и представлять радиационную опасность для персонала, населения и окружающей среды. Обращение с зольными отходами категории РАО требует принятия особых защитных мер (например, применения специальных технологий, оборудования, материалов, подготовки персонала). Это, в свою очередь, снижает экономическую эффективность использования местных видов

В. Н. СОЛОВЬЕВ, к.т.н., зав. лабораторией ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны» НАН Беларуси

М. Л. ЖЕМЖУРОВ, д.т.н., зав. лабораторией ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны» НАН Беларуси

А. С. ЛЕВЧУК, научный сотрудник ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны» НАН Беларуси

Н. Д. КУЗЬМИНА, младший научный сотрудник ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны» НАН Беларуси

И. Г. ПЛЕЩАНКОВ, научный сотрудник ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны» НАН Беларуси

Л. Н. КАРБАНОВИЧ, директор ГУ «Беллесрад»

топлива. Наиболее рациональным на начальном этапе использования древесного топлива в промышленных котельных и мини-ТЭЦ представляется использование топлива с уровнем содержания ^{137}Cs , обеспечивающим снижение риска выхода золы категории РАО при минимальном снижении ресурса древесного топлива в загрязненных районах.

В 2006–2009 годах в Объединенном институте энергетических и ядерных исследований – Сосны НАН Беларуси совместно с сотрудниками других министерств и организаций в рамках задания ГНТП «Энергетика-2010» были выполнены исследования уровня содержания ^{137}Cs в древесном топливе, сжигаемом в мощных энергетических котлах, направленные на снижение риска выхода золы категории РАО с учетом необходимости сохранения ресурсной базы древесного топлива.

В данной статье представлены основные результаты работы, в том числе:

- распределение активности по тракту действующих стационарных котельных установок мощностью до и свыше 1 МВт при сжи-



водительностью 10 т/ч (Пинская ТЭЦ);

- в кипящем слое смешевой композиции «щепа – фрезерный торф» на котле KE-25-24-350 MVS паропроизводительностью 25 т/ч (БелГРЭС, г. Ореховск);
- в кипящем слое на котле KE-24-25 паропроизводительностью 25 т/ч (Вилейская мини-ТЭЦ – единственный опыт).

Методика исследований включала:

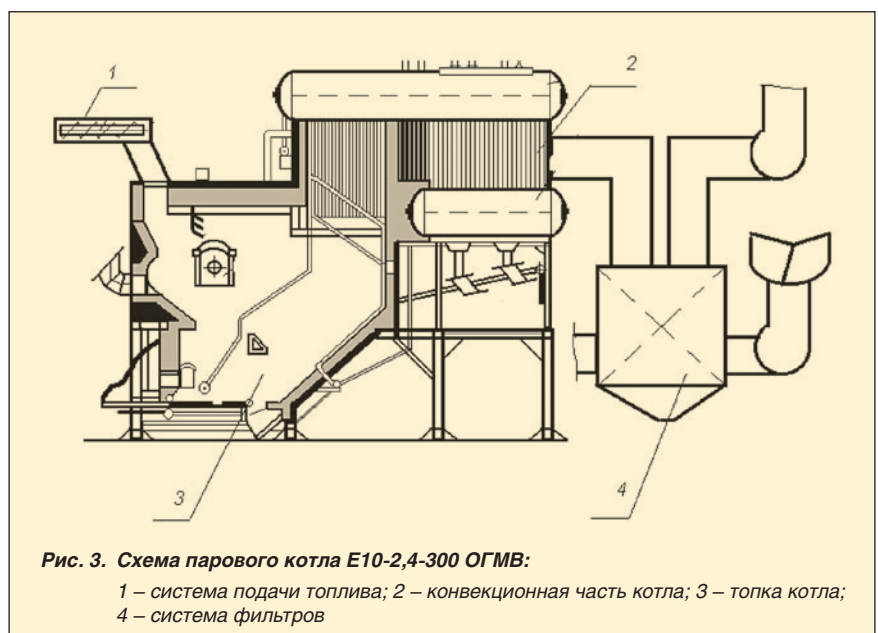
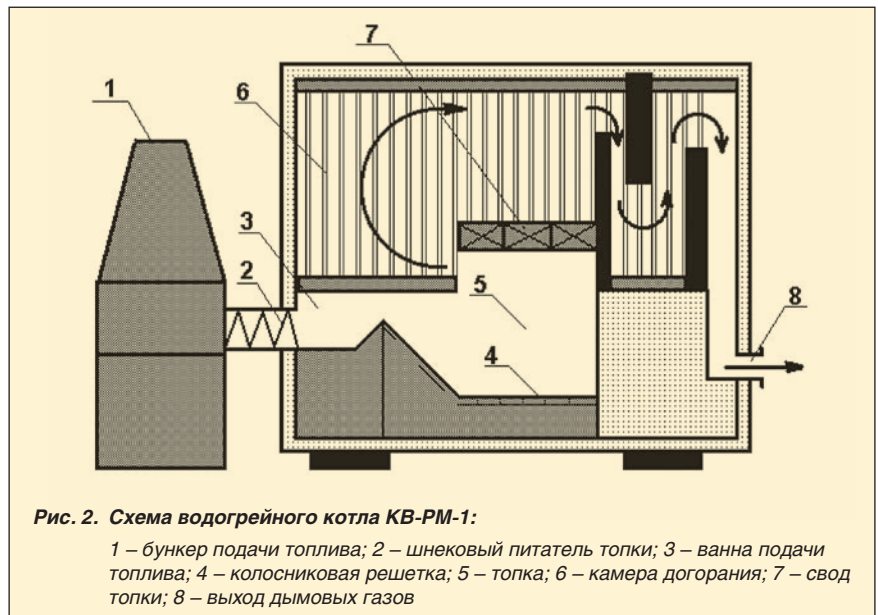
- измерение параметров работы котла;
- измерение мощности дозы гамма-излучения на рабочих местах;
- отбор проб топлива и зольных отходов в течение всего исследуемого периода работы котла через равные промежутки времени;

гании топливной щепы и отходов древесины;

- определение коэффициентов концентрации активности в золовых отходах с оценкой погрешности измерений и расчетов;
- статистический анализ результатов;
- нахождение безопасного уровня содержания ^{137}Cs в древесном топливе, при котором риск образования золы категории РАО снижается в несколько раз.

Были проведены экспериментальные исследования при сжигании древесного топлива (щепы, древесных отходов) на современных котлах, использующих различные технологии, на водогрейных мощностью до 1 МВт и на действующих энергетических котлах мини-ТЭЦ (рис. 1):

- на подвижной колосниковой решетке котла СН 70 DS Comrast номинальной мощностью 700 кВт (котельная УПП «Гомельский деревообрабатывающий завод БелОСТО») и котла СН 70 ДН Comrast номинальной мощностью 700 кВт (котельная ГЛХУ «Ельский лесхоз» Гомельского ПЛХО);
- при кучевом сжигании на котле KB-PM-1 номинальной мощностью 1000 кВт (котельная ООО «Волат-1», г. Узда) (рис. 2);
- в слое с шурующей планкой на котле E10-2,4-300 ОГМВ паропроизводительностью 10 т/ч (Осиповичская мини-ТЭЦ) (рис. 3);
- в слое на колосниковой решетке котла E10-3,9-440 ОИ паропроиз-



- определение основных характеристик топлива, включая измерение удельной активности;
- экологические показатели работы котельных установок;
- определение удельной активности зольных отходов (подовой золы и золы уноса, уловленной в системах очистки дымовых газов);
- расчет коэффициентов концентрации ^{137}Cs в зольных отходах (K_{Cs}) (определялся как отношение удельной активности подовой золы или золы уноса к удельной активности топлива);
- оценка погрешностей (проводилась с достоверностью 0,95).

Особенностью методологии проведенных исследований являлась фиксация реальных показателей работы котельных установок с реальными топливными потоками, нагрузками и топочными режимами без какого-либо вмешательства в режимы эксплуатации. Длительность каждого исследования составляла не менее 72 часов.

Результаты измерений удельной активности ^{137}Cs в топливе, подовой золе и золе уноса котлов мощностью до 1 МВт представлены в табл. 1, котлов мощностью свыше 1 МВт – в табл. 2.

Для энергетических котлов коэффициенты концентрации ^{137}Cs в по-

довой золе и золе уноса существенно ниже, чем для промышленных водогрейных котлов мощностью до 1 МВт. Вероятно, это связано с высоким содержанием горючих в золе (Осиповичская мини-ТЭЦ) либо с более высокой зольностью топлива (БелГРЭС).

На основании полученных результатов и их статистической обработки можно считать, что для котлов со слоевым способом сжигания при случайном выборе любого из пяти вариантов исследований (на Гомельском деревообрабатывающем заводе БелОСТО, Осиповичской мини-ТЭЦ, Пинской ТЭЦ, в ООО «Волат-1», ГЛХУ «Ельский лесхоз») вероятность образования отходов подовой золы с удельной активностью 10000 Бк/кг не превышает 2,5 % при удельной активности топлива 140,8 Бк/кг, 10 % – при удельной активности топлива 200 Бк/кг и 30 % – при удельной активности топлива 333 Бк/кг.

При случайном выборе любого из четырех вариантов исследований котлов со слоевым сжиганием (на Гомельском деревообрабатывающем заводе БелОСТО, Пинской ТЭЦ, Осиповичской мини-ТЭЦ, в ООО «Волат-1», ГЛХУ «Ельский лесхоз») вероятность образования золы уноса, уловленной в циклонном фильтре, с удельной активнос-

тью 10000 Бк/кг не превышает 2,5 % при удельной активности топлива 111,1 Бк/кг, 35 % – при удельной активности топлива 200 Бк/кг и 62 % – при удельной активности топлива 333 Бк/кг.

При расчете вероятностей принималось, что в диапазоне удельных активностей древесного топлива до 740 Бк/кг удельные активности зольных отходов прямо пропорциональны удельным активностям древесного топлива при прочих равных условиях, а распределение коэффициентов концентрации ^{137}Cs в золе в сериях экспериментов нормальное.

Экологические показатели сбросов дымовых газов не всех котлов соответствовали нормативным требованиям. Так, по отдельным показателям были превышены нормы по содержанию оксидов углерода и азота, содержанию твердых частиц в дымовых газах, а также по содержанию горючих в подовой золе, что свидетельствует о неоптимальности топочных режимов.

При разработке обоснований контрольного уровня были использованы результаты исследований, проведенных ранее ОИЭЯИ–Сосны, в том числе с участием зарубежных партнеров, а также данные других ведомств.

Таблица 1. Результаты измерений удельной активности ^{137}Cs в топливе, подовой золе и золе уноса котлов мощностью до 1 МВт

Наименование параметра	Марка котла		
	СН 70 DS Compact, г. Гомель	КВ-РМ-1, г. Узда	СН 70 DH Compact, г. Ельск
Удельная активность ^{137}Cs топлива, Бк/кг	165±40	44±15	388±101
Удельная активность ^{137}Cs подовой золы, Бк/кг	5050±1076	2200±480	5040±1094
Удельная активность ^{137}Cs золы уноса, Бк/кг	5070±1090	2250±504	26100±5664
Коэффициент концентрации ^{137}Cs в подовой золе, $K_{\text{под}}$	31±10	50±21	13±5
Коэффициент концентрации ^{137}Cs в золе уноса, $K_{\text{ун}}$	31±10	50±21	67±23

Таблица 2. Результаты измерений удельной активности ^{137}Cs в топливе, подовой золе и золе уноса котлов мощностью свыше 1 МВт

Наименование параметра	Марка котла		
	Е10-2,4-300 ОГМВ, г. Осиповичи	Е10-3,9-440 ОИ, г. Пинск	КЕ-25-24-350 MVS, БелГРЭС
Удельная активность ^{137}Cs топлива, Бк/кг	78±56	107±53	25±18
Удельная активность ^{137}Cs подовой золы, Бк/кг	249±68	850±189	-
Удельная активность ^{137}Cs золы уноса, Бк/кг	Не измер.	1108±234	31±17
Коэффициент концентрации ^{137}Cs в подовой золе, $K_{\text{под}}$	3,2±2,5	7,9±4,3	-
Коэффициент концентрации ^{137}Cs в золе уноса, $K_{\text{ун}}$	Не измер.	10,3±5,5	1,3±1,2*

* Серия опытов на смеси древесной щепы с добавкой фрезерного торфа.

Так, в 1999–2000 годах ОИЭЯИ–Сосны совместно с Сандиевской национальной лабораторией, Национальной лабораторией RISO и ELSAMPROJECT (Дания) на промышленном котле «Тампелла» паропроизводительностью 6 т/ч котельной АПДО «Речицадрев» (г. Речица Гомельской области) были проведены исследования при сжигании древесного топлива со средней удельной активностью по ^{137}Cs 116 Бк/кг. Средние коэффициенты K_{Cs} составили: в подовой золе – 19–22; в золе уноса, уловленной в циклонном фильтре, – 33; в золе уноса, уловленной в рукавных фильтрах, – 96 [3].

В 2002 году проведены эксперименты по сжиганию дров с уровнем радиоактивного загрязнения ^{137}Cs 60–1000 Бк/кг при колосниковом и подовом режимах сжигания древесины в печах домов населенных пунктов Лунинецкого (Добрая Воля) и Славгородского (Куликовка-1 и Куликовка-2) районов. Установлено, что зольные отходы с удельной активностью по ^{137}Cs 10000 Бк/кг и выше образуются при подовом сжигании древесины с удельной активностью более 500 Бк/кг ($K_{\text{Cs}} = 20$), при колосниковом сжигании – более 216 Бк/кг ($K_{\text{Cs}} = 44$) [4].

В 2003 году на котле Comract СН70 номинальной мощностью

700 кВт в г. Гомеле на предприятии «Гомельский деревообрабатывающий завод БелОСТО» были проведены исследования сжигания древесных отходов двух видов: опилок сосны и щепы ивы. Удельная активность исходного топлива составила 55 ± 6 Бк/кг для опилок сосны и 20 ± 2 Бк/кг для щепы ивы, средние коэффициенты K_{Cs} в подовой золе – соответственно 32 и 58, в золе уноса, уловленной в мультициклонном дымо фильтре, – 45 и 98.

В организациях Минлесхоза в 2005–2006 годах проведен анализ содержания ^{137}Cs в зольных отходах на 107 объектах сжигания

Таблица 3. Средние коэффициенты концентрации ^{137}Cs в зольных отходах для различных объектов сжигания древесного топлива

Наименование объекта	Коэффициент концентрации цезия-137 в золе	
	подовой	уноса
УПП «Гомельский деревообрабатывающий завод БелОСТО», котел СН 70 DS Compact (испытания 31.10.2006 г. – 03.11.2006 г.)	31±10	31±10 – циклон
ООО «Волат-1», котел KB-PM-1 (испытания 15.11.2006 г. – 18.11.2006 г.)	50±21	50±21 – циклон
ГЛХУ «Ельский лесхоз», котел СН 70 DH Compact (испытания 24.11.2006 г. – 27.11.2006 г.)	13±5	67±23 – циклон
Осиповичская мини-ТЭЦ, котел Е10-2,4-300 ОГМВ (испытания 22.03.2007 г. – 25.03.2007 г.)	3,2±2,5	Не измер.
Осиповичская мини-ТЭЦ, котел Е10-2,4-300 ОГМВ (однократное измерение 29.11.2006 г.)	6,2	Не измер.
Осиповичская мини-ТЭЦ, котел Е10-2,4-300 ОГМВ (однократное измерение 02.03.2007 г.)	5,4	Не измер.
Осиповичская мини-ТЭЦ, котел Е10-2,4-300 ОГМВ (однократное измерение 28.06.2007 г.)	19,3	30,0 – циклон
Осиповичская мини-ТЭЦ, котел Е10-2,4-300 ОГМВ (однократное измерение 31.01.2008 г.)	22,9	Не измер.
Осиповичская мини-ТЭЦ, котел Е10-2,4-300 ОГМВ (однократное измерение 28.02.2008 г.)	18,9	Не измер.
Осиповичская мини-ТЭЦ, котел Е10-2,4-300 ОГМВ (однократное измерение 27.03.2008 г.)	21,6	Не измер.
Осиповичская мини-ТЭЦ, котел Е10-2,4-300 ОГМВ (однократное измерение 24.04.2008 г.)	28,8	Не измер.
Пинская мини-ТЭЦ, котел Е10-3,9-440 ОИ (испытания 25.04.2007 г. – 28.04.2007 г.)	7,9±4,3	10,3±5,5 – циклон
Пинская мини-ТЭЦ, котел Е10-3,9-440 ОИ (однократное измерение 05.04.2007 г.)	3,5	7,4 – циклон
Вилейская мини-ТЭЦ, котел KE-25-24 (кипящий слой) (однократное измерение 08.06.2007 г.)	-	55,8 – электрофильтр
БелГРЭС, котел KE-25-24-350 MSV (кипящий слой) (однократное измерение 31.05.2007 г.)	-	9,1 – электрофильтр
Котельные лесхозов (2005–2006 гг.)	21,2±3,7	-
Бытовые печи лесхозов (2005–2006 гг.)	26,5±5,3	-
АПДО «Речицадрев», паровой котел «Тампелла» паропроизводительностью 6 т/ч (1999 г.)	21	33 – циклон 96 – рукавный фильтр
УПП «Гомельский деревообрабатывающий завод БелОСТО», котел СН 70 DS Compact (2003 г.)	32 58	45 – циклон 98 – циклон
Печи домашних хозяйств (2001 г.): подовое сжигание	20	-
колосниковое сжигание	46	-

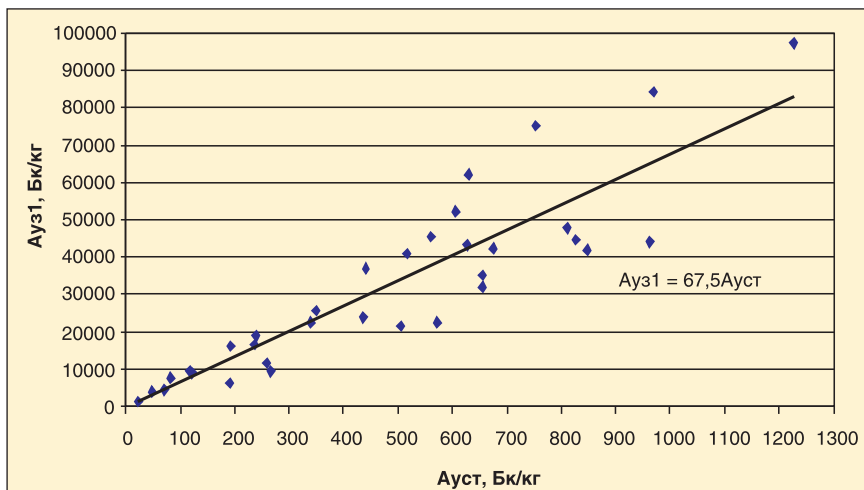


Рис. 4. Зависимость расчетной средней удельной активности угольно-золевого остатка от средней удельной активности абсолютно сухого топлива при колосниковом и подовом сжигании древесины в промышленных котлах, бытовых печах и экспериментальных топках

(представлена зависимость расчетной средней удельной активности угольно-золевого остатка $Au_{з1}^{137Cs}$, Бк/кг, приведенной к $Z = 1\%$, от средней удельной активности абсолютно сухого топлива $Au_{ст}^{137Cs}$, Бк/кг при колосниковом и подовом сжигании древесины в промышленных котлах, бытовых печах и экспериментальных топках, где Z – доля угольно-золевого остатка в топке от сухой массы топлива)

древесного топлива, в том числе 78 котельных и 29 бытовых печах. По результатам радиационного контроля древесины различных качественных категорий – лесоматериалов и дров – определены средние значения удельной активности цезия-137 в древесине для каждого лесхоза. Средний коэффициент (среднее арифметическое) концентрации цезия-137 в золевых отходах котельных с мощностью до 1 МВт составил $21,2 \pm 3,7$, в золевых отходах бытовых печей – $26,5 \pm 5,3$ (достоверность 0,95). Коэффициенты концентрации ^{137}Cs в золевых отходах рассчитывались как отношение средней удельной активности золевых отходов по объекту сжигания древесного топлива к средней удельной активности древесного топлива по лесхозу (рис. 4).

Для всех объектов и технологий сжигания загрязненного древесного топлива оценочные (среднеарифметические) значения показателей K_{Cs} в подовой золе равны $22,8 \pm 7,1$; для котельных установок промышленных, теплоснабжающих и энергетических объектов в подовой золе – $21,4 \pm 8,5$ и $42,8 \pm 19,3$ – в золе уноса, уловленной в циклонном дымофилт্রে (табл. 3).

На основании экспериментальных данных и расчетных исследований установлено, что вероятность образования подовой золы с удельной

активностью 10 000 Бк/кг (категории РАО) при сжигании древесного топлива с удельной активностью 740 Бк/кг составит более 50 %, а при сжигании древесного топлива с удельной активностью по ^{137}Cs 300 Бк/кг – менее 30 %. Ограничение удельной активности древесного топлива по ^{137}Cs уровнем 300 Бк/кг снизит среднее значение удельной активности сжигаемого древесного топлива ниже 300 Бк/кг.

Принятие в качестве допустимого уровня содержания ^{137}Cs в древесном топливе 300 Бк/кг снизит вероятность образования золевых отходов категории РАО более чем в два раза для котельных установок теплопроизводительностью 0,1 МВт и более.

Указанный допустимый уровень соответствует п. 177 ОСП-2002 [5], согласно которому не вводится никаких ограничений на использование в хозяйственной деятельности твердых материалов, сырья и изделий с удельной активностью до 300 Бк/кг и превышением над фоном менее 0,2 мкГр/ч. Для древесного топлива с удельной активностью по цезию-137 300 Бк/кг превышение мощности дозы над фоном составляет не более 0,2 мкГр/ч.

Объем поставок древесного топлива с содержанием ^{137}Cs 300 Бк/кг на крупные котельные установки в загрязненных районах республики

по оценкам снизится незначительно, при допустимом уровне содержания ^{137}Cs 740 Бк/кг могут быть сохранены ресурсы древесного топлива для других потребителей.

Ограничение содержания по удельной активности древесного топлива, например до 200 Бк/кг, приведет к заметному снижению древесно-топливных ресурсов на загрязненных лесных территориях Гомельской и Могилевской областей. Так, в 2009 году ресурсы дровяной древесины для энергетических объектов и котельных установок по Гомельской области снизились до 196,3 тыс. м³, по Могилевской области – до 291,1 тыс. м³.

Результаты исследований были использованы при разработке нормы содержания ^{137}Cs в щепе топливной [6], а также в рекомендациях санитарных органов по содержанию ^{137}Cs в древесном топливе, направленных во все заинтересованные организации и ведомства.

Список литературы

1. Соловьев, В.Н. Образование радиоактивных аэрозолей в высокотемпературных газовых потоках котельно-топочных устройств, использующих загрязненное радионуклидами биотопливо / В.Н. Соловьев [и др.] // Сахаровские чтения 2008 г.: экологические проблемы XXI века: труды 8-й междунар. конф., Минск, 22–23 мая 2008 г. – Минск, 2008. – С. 211–212.
2. Республиканские допустимые уровни содержания цезия-137 в древесине, продукции из древесины и древесных материалов и прочей непищевой продукции лесного хозяйства (РДУ/ЛХ-2001): гигиенические нормативы ГН 2.6.1.10-1-01-2001 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2001. – № 20. – 8/4937. – 3 с.
3. Power Production from Radioactively Contaminated Biomass and Forest Litter in Belarus – Phase 1b. / J. Roed [et al.] // Riso National Laboratory. – Roskilde, Denmark, 2000. – 93 p.
4. Исследования в обоснование обращения с низкоактивными коммунально-бытовыми золевыми отходами / А.В. Башарин. – Минск, 2002. – 24 с. – (Препринт-2 / НАН Беларуси, Объед. ин-т энергет. и ядер. исслед. – Сосны).
5. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСП-2002): постановление Главного санитарного врача Респ. Беларусь, 22 февраля 2002 г., № 6 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2002. – № 35. – 8/7859.
6. Щепы топливная: ТУ ВУ 100145188.003-2009. – Введ. 07.04.09 г. – Минск: Гос. комитет по стандартизации Респ. Беларусь, 2009. – 16 с.

ПЕРЕВОД ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОТЫ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ТЕПЛОНАСОСНЫЕ СТАНЦИИ С ГАЗОМОТОРНЫМИ ТНУ

Теплофикационная система одновременно с теплоснабжением осуществляет функции электроснабжения. Проблема покрытия графиков электрической нагрузки характерна для любой энергосистемы. Она решается, как правило, тремя основными путями: созданием в энергосистеме оптимальной структуры генерирующих мощностей, использованием перетоков с соседними энергосистемами и привлечением потребителей к выравниванию графика нагрузки энергосистемы за счет различных ограничивающих и (или) стимулирующих мероприятий [1].

После ввода АЭС структура электрогенерирующих мощностей Республики Беларусь резко изменится, что потребует поставить в новые условия работу теплофикационных источников. В сложившейся ситуации актуальным становится поиск альтернативных источников теплоты систем централизованного теплоснабжения, строительство которых позволит снизить общесистемный расход топлива без негативного влияния на работу действующих электростанций.

В настоящее время актуальным является вопрос выбора варианта реконструкции действующих источников централизованного теплоснабжения на базе отопительных котельных и ТЭЦ малой мощности. При этом, как правило, используются следующие типовые подходы:

- для систем централизованного теплоснабжения с отопительными котельными – реконструкция в мини-ТЭЦ с установкой электрогенерирующего оборудования на базе газотурбинных, газопоршневых и паротурбинных установок. После реконструкции электрическая энергия и часть тепловой вырабатываются комбинированным способом. Полученная электроэнергия используется для покрытия собственных нужд котельной и частично отпускается в энергосистему;
- для систем централизованного теплоснабжения с ТЭЦ малой мощности с паротурбинными установками – различные варианты реконструкции, как правило, с увеличением выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Системную экономию топлива от теплофикации по сравнению с отдельным теплоснабжением, выраженную в кг у. т. на 1 кВт·ч отпущенной теплоты, определяют из выражения [2]

$$\Delta B_{\text{тф}} = 0,123 \cdot \left(\left(\frac{W}{\eta_{\text{кэс}} \cdot \eta_{\text{лэп}}} \right) + \frac{1}{\eta_{\text{ка}}} \right) - \frac{(W+1)}{\varphi}, \quad (1)$$

где W — удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении ТЭЦ; φ — коэффициент использо-

В.А. СЕДНИН, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой промышленной теплотехники и теплоэнергетики БНТУ

А.В. СЕДНИН, к.т.н., доцент кафедры тепловых электрических станций БНТУ

М.Л. БОГДАНОВИЧ, младший научный сотрудник НИИЦ АСУ ТЭП БНТУ

Д.И. ШКЛОВЧИК, научный сотрудник НИИЦ АСУ ТЭП БНТУ

А.А. ШИМУКОВИЧ, магистр техн. наук, младший научный сотрудник НИИЦ АСУ ТЭП БНТУ

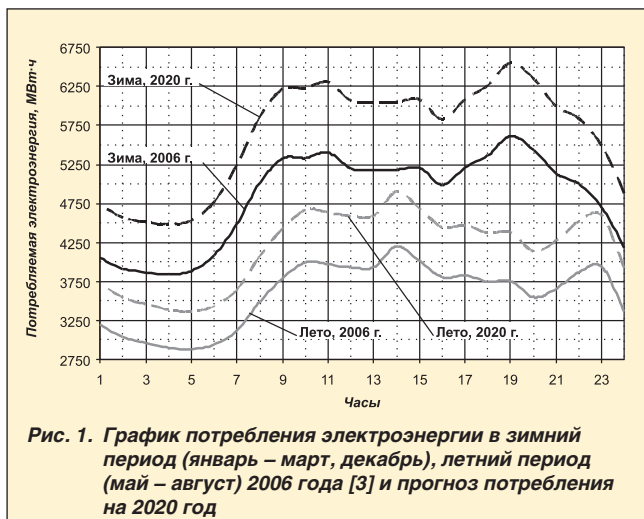
И.Н. ПРОКОПЕНЯ, магистр техн. наук, младший научный сотрудник НИИЦ АСУ ТЭП БНТУ

вания топлива (в данном случае ТЭЦ); $\eta_{\text{кэс}}$, $\eta_{\text{лэп}}$, $\eta_{\text{ка}}$ — соответственно КПД КЭС, ЛЭП и котельной.

Из (1) следует, что основным направлением повышения системной экономии топлива при комбинированном способе энергоснабжения потребителей является совершенствование ТЭЦ, то есть увеличение W и φ .

Проведение реконструкции ТЭЦ с заменой генерирующего оборудования на более совершенное приводит к увеличению доли отпускаемой электроэнергии в сеть и, соответственно, к изменению структуры генерирующих мощностей энергетической системы. В связи с этим существуют ограничения при проведении реконструкции ТЭЦ с повышением удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Для выбора варианта реконструкции в этом случае необходимо рассчитывать системный расход топлива с учетом режимов работы генерирующего оборудования всей энергосистемы.

Одним из факторов, который может привести к ограничению выработки электроэнергии на базе теплового потребления, может стать планируемое строительство и запуск в эксплуатацию белорусской АЭС. Предполагается, что АЭС будет состоять из двух энергоблоков, ее установленная мощность составит около 2400 МВт и производимая электроэнергия будет потребляться внутри страны. Ввод в эксплуатацию АЭС непосредственно скажется на изменении базовой части графика электрических нагрузок (рис. 1) и ограничит ввод электрических мощностей за счет развития



паротурбинных (ПТ) и парогазовых (ПГ) технологий на ТЭС [3].

Таким образом, планируемое в республике развитие энергоисточников на базе когенерационных технологий, мини-ТЭЦ на МВТ и ГЭС в связи с последующим строительством АЭС сделает нецелесообразным развитие существующих ТЭЦ и КЭС, работающих на природном газе и мазуте на основе ПТ (на ССК параметры) и ПГ технологий, так как ограничится возможность использования этих источников для покрытия базовой части графика электрических нагрузок [3].

В таких условиях одним из направлений развития систем централизованного теплоснабжения может служить перевод отопительных котельных и ТЭЦ малой мощности, требующих замены отработавшего свой ресурс оборудования, в теплонаносные станции (ТНС), состоящие из компрессионной теплонаносной установки (ТНУ) с газомоторным приводом, котла-утилизатора выхлопных газов и водогрейных котлов (рис. 2).

Впервые такая схема была предложена в 1940-е годы советским ученым-теплоэнергетиком В.А. Зысиным [4, 5], однако широкое применение она нашла за рубежом, особенно в Германии [6] и Нидерландах. Как видно из рис. 2, сетевая вода нагревается последовательно в ТНУ, рубашке охлаждения ГПД, котле – утилизаторе выхлопных газов и, в период низких температур наружного воздуха, в водогрейных котлах.

Размещение тепловых насосов на ТЭЦ может быть осуществлено в машинном зале на месте демонтируемого паротурбинного оборудования. В такой ситуации необходимым условием модернизации является наличие низкопотенциального источника теплоты. Таковыми могут оказаться водооборотные циклы и водоочистные сооружения близлежащих промышленных предприятий, а также естественные водоемы.

При переводе отопительных котельных в ТНС, который подробно рассмотрен в [2], достигаются две основные цели:

- снижается расход топлива непосредственно на источнике (системная экономия топлива), так как отпуск теплоты от ТНУ эффективнее, чем от парового или водогрейного котлов [8], даже без учета утилизации теплоты выхлопных газов;

- структура генерирующих мощностей энергосистемы не изменяется, так как нет отпуска электрической энергии в энергосистему. В отдельных случаях ее потребление может несколько возрасти, что более характерно для ТНУ с приводом от ГТД, так как потребуются установка дожимного компрессора с электродвигателем при отсутствии газопровода высокого давления.

Рассмотрим эффективность перевода ТЭЦ малой мощности в ТНС с газомоторными ТНУ.

Предварительно определим условия целесообразности проведения реконструкции ТЭЦ в ТНС с газомоторными ТНУ по величине системной экономии топлива при помощи уравнения [2]

$$\Delta B_c = 0,123 \cdot \left(\frac{1}{\eta_{ка}} - \frac{1}{\eta_d \cdot (k-1) + \varphi} \right) \cdot (1 - \rho) , \quad (2)$$

где η_d – абсолютный эффективный КПД ГТД или ГПД; k – коэффициент преобразования энергии ТНУ; ρ – доля теплоты, отпущенной от водогрейных котлов ТНС.

Системную экономию топлива при установке дополнительного генерирующего оборудования на ТЭЦ оценим по уравнению (1).

Результаты расчетов системной экономии топлива представлены на рис. 3. Их анализ показывает, что пророст системной экономии топлива в результате роста электрического КПД теплового двигателя для ТЭЦ выше, чем для ТНУ с газомоторным приводом. Системная экономия топлива при переводе ТЭЦ в ТНС существенным образом зависит от коэффициента преобразования энергии (КПЭ) ТНУ, что накладывает определенные ограничения по выбору низкопотенциального источника теплоты. При определенных условиях перевод ТЭЦ в ТНС с газомоторным приводом может быть более эффективным, то есть достигается большее значение системной экономии топлива. Это характерно для тепловых двигателей с низким электрическим КПД.

Таким образом, предварительная оценка значения системной экономии топлива позволяет определить условия,

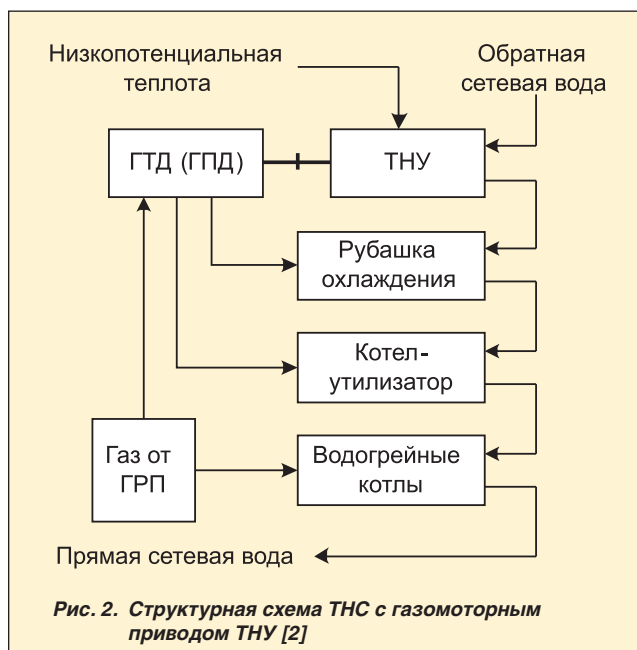


Таблица 1. Основные технико-экономические показатели вариантов реконструкции Могилевской ТЭЦ-1 при фиксированном расчетном периоде 16 лет [8]

Рассматриваемый вариант	Экономия топлива, т у.т.	Чистый дисконтированный доход (ЧДД), тыс. у.е.	Внутренняя норма доходности (ВНД), %	Срок окупаемости (Т), лет	Индекс доходности (ИД)
Вариант 1: ПТУ ТЭЦ	5158,5	812,2	11,97	13,86	1,22
Вариант 2: ГТУ ТЭЦ	52659,5	6805,3	14,40	13,68	1,41
Вариант 3: ГПА ТЭЦ	24495,0	9537,6	15,76	9,09	1,91
Вариант 4: ПГУ ТЭЦ	58760,2	7717,9	14,11	13,72	1,39

при которых перевод ТЭЦ в ТНС с газомоторным приводом по энергетическому критерию может быть выгодным.

Для оценки экономической целесообразности проведения реконструкции рассмотрим возможность перевода Могилевской ТЭЦ-1 в ТНС с газомоторным ТНУ (в дальнейшем – Могилевская ТНС-1). В качестве исходных данных для проведения расчетов принимаем тепловые нагрузки, температурный график отпуска теплоты и температуры наружного воздуха, соответствующие реальным значениям в 2005 году. Такое допущение позволит провести сравнительный анализ экономических показателей Могилевской ТНС-1 с прочими вариантами реконструкции Могилевской ТЭЦ-1, которые подробно рассмотрены в [8] и основные технико-экономические показатели которых представлены в табл. 1. В расчетах принималось, что низкопотенциальным источником теплоты служит река Днепр, протекающая вблизи ТЭЦ.

В состав Могилевской ТНС-1 входят два тепловых насоса единичной тепловой мощностью 14000 кВт. В качестве привода тепловых насосов рассматриваются два газопоршневых двигателя единичной мощностью 3000 кВт. Предусматривается также установка трех водогрейных котлов: двух единичной мощностью 11642 кВт и одного мощностью 23284 кВт. Водогрейные котлы являются пиковыми и резервными источниками теплоснабжения. Тепловая схема Могилевской ТНС-1 структурно соответствует схеме, представленной на рис. 2.

Расчеты выполнялись при условии, что расчетный период составляет 16 лет, а цена природного газа колеблется в диапазоне от \$ 150 за 1000 м³ в начале экс-

плуатации до \$ 270 за 1000 м³ в конце расчетного периода. Основные экономические показатели Могилевской ТНС-1 представлены в табл. 2 (вариант 1).

Дополнительно был проведен экономический анализ этих показателей при начальной стоимости природного газа \$ 450 за 1000 м³ (табл. 2, вариант 2). Исследование полученных значений позволяет сделать заключение об экономической привлекательности перевода Могилевской ТЭЦ-1 в ТНС с газомоторными ТНУ.

Проведем сравнительный анализ экономической привлекательности Могилевской ТНС-1 по сравнению с другими вариантами реконструкции. По динамическому сроку окупаемости Могилевская ТНС-1 уступает варианту реконструкции по паротурбинному циклу на 9,47 %*, по газотурбинному – на 10,65 %, по парогазовому – на 10,39 %, по газопоршневому – на 17,44 %.

По ЧДД Могилевская ТНС-1 уступает варианту реконструкции по паротурбинному циклу на \$ 557,2 тыс., по газотурбинному – на \$ 6550 тыс., по парогазовому – на \$ 7463 тыс., по газопоршневому – на \$ 9283 тыс.

По ВНД Могилевская ТНС-1 уступает варианту реконструкции по паротурбинному циклу на 15,5 %, по газотурбинному – на 39,0 %, по парогазовому – на 36,2 %, по газопоршневому – на 52,1 %.

По ИД Могилевская ТНС-1 уступает варианту реконструкции по паротурбинному циклу на 9,91 %, по газотурбинному – на 27 %, по парогазовому – на 18,9 %, по газопоршневому – на 72,1 %.

Полученные результаты говорят о том, что перевод Могилевской ТЭЦ-1 в ТНС с газомоторными ТНУ уступает по экономической привлекательности прочим вариантам реконструкции, однако при этом достигается системная экономия топлива без изменения структуры генерирующих мощностей Белорусской энергетической системы. В случае роста цены на природный газ до

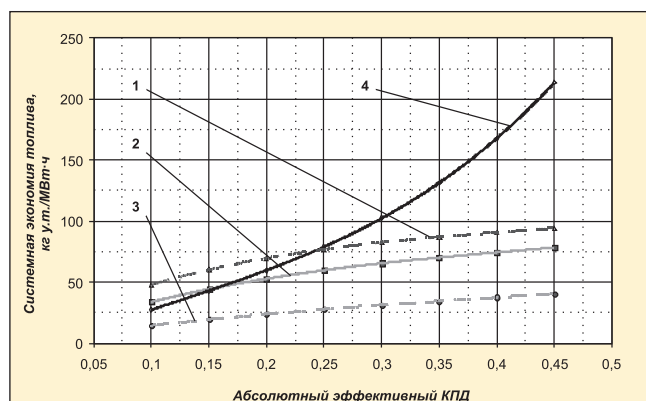


Рис. 3. Системная экономия топлива в зависимости от абсолютного эффективного КПД для различных вариантов реконструкции ТЭЦ с отработавшим свой ресурс оборудованием:

1 – для ТНС при k = 6; 2 – для ТНС при k = 4; 3 – для ТНС при k = 2; 4 – для ТЭЦ

Таблица 2. Основные технико-экономические показатели (расчетный период τ = 16 лет)

Вариант	Затраты, \$ тыс.	Экономия топлива, т у.т.	Простой срок окупаемости, лет	Динамический срок окупаемости, лет	ЧДД, \$ тыс.	ВНД, %	ИД	Предельные затраты, \$ тыс.
1	10980	7200	5,7	15,31	255	10,36	1,11	11234
2	10980	7200	3,4	5,13	11260	25,18	2,28	22238

* Здесь и далее в сравнительном анализе используется относительное значение.

\$ 450 за 1000 м³ экономическая привлекательность перевода ТЭЦ малой мощности в ТНС с газомоторными ТНУ существенно увеличивается (см. табл. 2).

После ввода в эксплуатацию белорусской АЭС можно прогнозировать снижение ночной стоимости электроэнергии. Соответственно у потребителей появится стимул к смещению производственной нагрузки в течение суток. В таких условиях могут быть оправданы ТНС с ТНУ с электроприводом, работающие параллельно с баком-аккумулятором сетевой воды. Баки-аккумуляторы позволят в ночной период работать ТНУ на дешевой электроэнергии, а в дневное время, в период разрядки, отключать ТНУ. Это мероприятие может также рассматриваться с точки зрения «оздоровления» воздушного бассейна городов, особенно с тяжелой экологической обстановкой.

ВЫВОДЫ

1. При разработке схем теплоснабжения городов Республики Беларусь целесообразно рассматривать вариант строительства ТНС с газомоторным приводом, позволяющим сохранить структуру генерирующих мощностей энергосистемы, что особенно актуально в связи с разуплотнением графика электрических нагрузок и планируемым строительством АЭС.

2. Возможность использования ТНУ с ГПД (ГТД) необходимо рассматривать как один из вариантов рекон-

струкции действующих источников централизованного теплоснабжения.

3. Необходимо выполнить сравнительную оценку экономической эффективности ТНС с различными типами привода ТНУ с учетом экологических факторов и сценарного подхода к развитию Белорусской энергетической системы.

Список литературы

1. Гуртовцев, А. Выравнивание графика электрической нагрузки энергосистемы / А. Гуртовцев, Е. Забелло // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 7/8. – С. 13–20.
2. Богданович, М.Л. Перевод отопительных котельных в теплонаносные станции с газомоторными ТНУ / М.Л. Богданович // Энергия и менеджмент. – 2009. – № 4. – С. 18–22.
3. Седнин, А.В. Влияние АЭС на перспективное развитие Белорусской энергетической системы / А.В. Седнин, М.Л. Богданович // Энергия и менеджмент. – 2007. – № 4. – С. 3–5.
4. Янговский, Е.И. Парокомпрессионные теплонаносные установки / Е.И. Янговский, Ю.В. Пустовалов. – М.: Энергоиздат, 1982. – 144 с.
5. Зысин, В.А. Комбинированные парогазовые установки и циклы / В.А. Зысин. – М.–Л.: Госэнергоиздат, 1962. – 186 с.
6. Шарапов, В.И. Регулирование нагрузки систем теплоснабжения / В.И. Шарапов, П.В. Ротов. – М.: Новости теплоснабжения, 2007. – 164 с.
7. Рей, Д. Тепловые насосы / Д. Рей, Д. Макмайкл; пер. с англ. – М.: Энергоиздат, 1982. – 224 с.
8. Седнин, А.В. Анализ технических решений реконструкции ТЭЦ со средними параметрами свежего пара / А.В. Седнин, М.Л. Богданович // Энергия и менеджмент. – 2007. – № 6. – С. 24–28.

13-я международная специализированная выставка



ХИМИЯ НЕФТЬ и ГАЗ

25-28.05.2010

Минск, ул. Я. Купалы, 27

Организаторы:



ЗАО "ТЕХНИКА И КОММУНИКАЦИИ"
www.tc.by



ЭКСПОФОРУМ
выставочное предприятие
www.expoforum.by

+375 17 299 84 99
+375 17 299 82 99

УП «Экспофорум», УНН 100702781

ПРИРАСТАЕМ ПОДЗЕМНЫМИ КЛАДОВЫМИ ГАЗА

Согласно стратегическим документам, определяющим основные направления развития отраслей топливно-энергетического комплекса Беларуси, одним из приоритетов является наращивание возможностей подземных хранилищ природного газа (ПХГ) как важнейшей составляющей энергетической безопасности, повышения надежности газотранспортной системы, покрытия сезонной неравномерности потребления газа в стране и транзитных поставок.

В государствах Европы расширению подземных газохранилищ уделяется самое серьезное внимание. Например, на территории Российской Федерации в эксплуатации находятся 25 объектов ПХГ с объемом товарного газа 64 млрд. м³, максимальной суточной производительностью на начало осенне-зимнего периода 2009/2010 года 620 млн. м³ и среднесуточной производительностью в декабре–феврале 500 млн. м³. Кроме того, ОАО «Газпром» хранит газ в ПХГ на территориях Латвии, Германии, Австрии и Великобритании. «Газпром» участвует в акционерном капитале компаний ЗАО «АрмРос-Газпром» (Армения), АО «Латвияс газе» (Латвия), ВИНГАЗ ГмбХ (Гер-

мания), ФНГ АГ (Германия), которые эксплуатируют ПХГ.

Мировой опыт показывает: оптимальный активный объем газовых хранилищ должен приближаться к 20–30 % годового потребления газа, что для Беларуси при условии диверсификации потребляемых энергоресурсов по видам к 2020 году составит около 4 млрд. м³.

В связи с этим становится очевидным, что развитие системы ПХГ до необходимых объемов не только будет позитивно влиять на повышение надежности поставок газа потребителям республики, но и окажет стабилизирующую поддержку транзитным потокам, особенно в случаях возникновения каких-либо нестандартных ситуаций.



В.И. СУХАЧЕВ, начальник управления подземного хранения газа ОАО «Белтрансгаз»

Анализ работы систем газоснабжения различных государств свидетельствует, что в современных условиях наряду с общим объемом запасов газа в ПХГ важное значение для энергетической безопасности страны имеет также способность системы ПХГ нести пиковые нагрузки, то есть обеспечивать такую суточную производительность по отбору газа, которая способна поддержать жизнедеятельность народного хозяйства в условиях резкого колебания поставок газа.

РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОВЫХ ХРАНИЛИЩ В БЕЛАРУСИ

До 2009 года в действующих ПХГ Республики Беларусь (Осиповичском и Прибугском) запас активного газа на зимний период создавался в объеме 0,7 млрд. м³, что составляет 3 % от годового потребления. Суммарная максимальная суточная производительность обоих ПХГ составляла только 8 млн. м³. В то же время потребление газа в Республике Беларусь в зимний период колеблется в пределах 70–90 млн. м³ в сутки. Расчеты показывают, что для надежного обеспечения жизнедеятельности народного хозяйства в критических ситуациях система



Схема расположения подземных хранилищ газа в Республике Беларусь



Промплощадка Мозырского ПХГ

ПХГ должна обеспечить подачу газа в газотранспортную систему не менее 35–45 млн. м³ в сутки.

Задачи по развитию системы определены в Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь, утвержденной Указом Президента Республики Беларусь № 433 от 17 сентября 2007 года, где в качестве приоритетного направления определено ускоренное наращивание суточной производительности ПХГ за счет расширения действующих и строительства новых хранилищ. На основании положений Концепции разработаны мероприятия по строительству и вводу в эксплуатацию очередей Мозырского и Прибугского ПХГ в 2007–2012 годах, утвержденные Первым заместителем Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко. Документом предусмотрено развитие Прибугского и строительство Мозырского ПХГ.

МОЗЫРСКОЕ ПОДЗЕМНОЕ ХРАНИЛИЩЕ ГАЗА

В целях создания в максимально сжатые сроки высокоэффективного пикового ПХГ в отложениях каменной соли специалистами ОАО «Белтрансгаз» по согласованию с концерном «Белнефтехим» был рассмотрен вариант сооружения такого ПХГ на базе существующего предприятия «Неман» (г. Мозырь), созданного в 1980–1985 годах как нефтехранилище (хранилище светлых нефтепродуктов) методом на-

мывки каверн в каменных солях. Реальная возможность создания здесь ПХГ была подтверждена специалистами института «Укргазпроект», проектировавшими данный объект.

Для выработки решения о целесообразности и возможности создания Мозырского ПХГ на базе объекта «Неман» ОАО «Белтрансгаз» осуществило большой объем организационно-технических мероприятий со всеми заинтересованными министерствами и ведомствами. Результатом этой работы стало распоряжение Президента Республики Беларусь № 119 рп о передаче объемов основных средств объекта «Неман» с баланса РУП «Гомельтранснефть Друж-

ба» на баланс ОАО «Белтрансгаз», подписанное Главой государства 5 апреля 2006 года.

В соответствии с проектом «Обоснование инвестиций в строительство объекта «Мозырское подземное хранилище газа», разработанным институтом «Укргазпроект» в 2006 году, предусматривалось поэтапное создание Мозырского ПХГ.

ПЕРВАЯ ОЧЕРЕДЬ СТРОИТЕЛЬСТВА (2007 – 2008 годы)

Первый пусковой комплекс предполагал ввод в эксплуатацию ПХГ на базе всех восьми переданных резервуаров (каверн) филиала «Неман» с активным объемом 90 млн. м³, второй – подключение каверн № 4С и 8С ОАО «Мозырьсоль». Активный объем газа в ПХГ должен был составить 170–200 млн. м³.

В кратчайшие сроки (2007 – 2008 годы) была запроектирована и построена вся технологическая инфраструктура первой очереди Мозырского подземного хранилища газа, включающая в себя подводящий газопровод, установки подготовки и очистки газа, компрессорную станцию, сборный пункт газа и все другие необходимые производственные объекты, здания и сооружения.

В этот же период были выполнены работы по реконструкции и подключению 8 резервуаров филиала «Неман» и резервуара 4С ОАО «Мозырьсоль». При этом общий

К СВЕДЕНИЮ

Предприятие «Неман» – подземное хранилище нефтепродуктов в каменной соли, запроектированное в 1978–1979 годах, было предназначено для хранения государственного резерва нефтепродуктов и снабжения ими Северо-Западного региона СССР в периоды аномально высокого потребления нефтепродуктов, а также в «особый период».

Строительство было начато в 1980 году, а через шесть лет был введен первый пусковой комплекс. Общий объем готовых резервуаров к 1992 году составил 688 тыс. м³, из которого для хранения нефтепродуктов использовалось 380 тыс. м³.

До 1993 года предприятие входило в состав Госкомрезерва СССР, а после распада СССР – в состав Комитета по материальным резервам при СМ РБ. С 2003 года реорганизовано в филиал «Неман» – структурное подразделение РУП «Гомельтранснефть Дружба». Последняя партия нефтепродуктов поступила на хранение в 1995 году, после чего предприятие не использовалось.

объем Мозырского ПХГ составил 120–150 млн.м³.

Готовность основных производственных объектов технологической схемы закачки газа (включая системы автоматизации) позволила провести пусконаладочные работы и осуществить пробный цикл закачки газа в сентябре – декабре 2008 года. Камера (резервуар) № 8С находилась в выработке запасов соли до ноября 2008 года, в связи с чем работы по ее подключению были проведены в 2009 году. Объем ПХГ после ее подключения составил 170–200 млн. м³.

Начиная с июля 2009 года в Мозырское ПХГ была проведена планомерная закачка газа в соответствии с расчетными параметрами первой очереди. Объем годовой закачки составил более 100 млн. м³. В этом зимнем сезоне осуществлен первый опытно-промышленный отбор газа, который велся в соответствии с заданными параметрами.

Высокие темпы создания первой очереди ПХГ были бы невозможны без напряженной и слаженной работы служб эксплуатации (ОАО «Белтрансгаз»), проектировщика («Укргазпроект») и генерального подрядчика («Белтрубопроводстрой»).

К СВЕДЕНИЮ

Подключение каверн ОАО «Мозырьсоль» подразумевает проведение их перепрофилирования (реконструкции). В целом параметры каверн рассолопромысла удовлетворяют требованиям нормативных документов по использованию их для целей хранения природного газа. Тем не менее их использование для хранения газа реально возможно только в случае положительных результатов перепрофилирования каверн под хранение газа.

Перепрофилирование – это сложный комплекс технических работ, выполняемых в скважине, включающий в себя:

- *проведение геофизических исследований на соответствие формы, объема и глубины залегания камеры требованиям нормативных документов;*
- *проведение реконструкции скважины путем спуска и цементирования дополнительной обсадной колонны, обеспечивающей должный уровень герметичности и прочности ствола скважины. При этом следует учесть, что процесс цементирования колонны в открытом стволе каверны не имеет аналогов в странах СНГ и впервые разработан и успешно осуществлен на скважине № 4С специалистами ОАО «Белтрансгаз» и РУП «ПО «Белоруснефть»;*
- *оборудование устья скважины газовой фонтанной арматурой;*
- *испытание каверны на прочность и герметичность.*

ВТОРАЯ ОЧЕРЕДЬ СТРОИТЕЛЬСТВА (2010 – 2012 годы)

На этом этапе предполагается ввод в эксплуатацию дополнительных мощностей (объемов) за счет поэтапного подключения шести каверн ОАО «Мозырьсоль» и раз-

мыва каверн в трех существующих скважинах филиала «Неман» (№ 5, 10, 11).

Планируемый общий объем активного газа в ПХГ на момент ввода второй очереди составит 500–600 млн. м³ при суточной производительности до 50 млн. м³.



Территория расположения Мозырского ПХГ

ТРЕТЬЯ ОЧЕРЕДЬ СТРОИТЕЛЬСТВА (2013 – 2020 годы)

В этот период предполагается произвести бурение скважин, разрыв новых каверн (всего 13 шт.) и подключение к ПХГ. Общий объем активного газа в ПХГ на момент ввода третьей очереди должен составить более 1 млрд. м³, суточная производительность – до 100 млн. м³.

Немаловажным является то, что развитие Мозырского ПХГ на этапе первой и второй очередей за счет подключения каверн рассолопромысла ОАО «Мозырьсоль» является уникальной возможностью быстрого и экономичного наращивания мощностей ПХГ по активному газу. Так, например, подключение к ПХГ скважин № 4С и 8С увеличит объем хранения газа на 100 млн. м³. Выполнение работ по подключению и реконструкции скважин должно занять один год. В то же время для того, чтобы произвести бурение и разрыв двух новых каверн такого же объема с последующим их подключением к ПХГ, потребуется не менее четырех – пяти лет.

Можно констатировать, что благодаря использованию каверн № 4С и 8С ОАО «Мозырьсоль» уже в 2009 году Мозырское ПХГ обеспечило объем активного газа 170–200 млн. м³ с суточной производительностью до 20 млн. м³ при ускорении срока ввода объекта минимум на 3–4 года.

Кроме каверн №№ 4С и 8С в ОАО «Мозырьсоль» находятся в разрыве еще шесть, размеры и параметры которых реально подходят для хранения природного газа. Общий геометрический объем этих каверн составит около 3 млн. м³, что позволит увеличить объем ПХГ до 500–600 млн. м³ газа и сократить срок строительства на 8–10 лет!

Очевидно, что именно поэтапная передача всех пригодных для хранения газа каверн ОАО «Мозырьсоль» в ведение ОАО «Белтрансгаз» с целью перефилирования их для хранения газа и переход ОАО «Мозырьсоль» на намыв соли из вновь пробуренных скважин являются наиболее рациональным и обоснованным решением быстрого и экономичного



Буровая

развития Мозырского ПХГ как с технической, так и с экономической точки зрения.

В настоящее время наращивание темпов увеличения объемов ПХГ для обеспечения энергетической безопасности республики требует выработки всеми заинтересованными министерствами и ведомствами (Минэнерго, Минприроды, МЧС, Белгоспищепром) согласованного решения по передаче каверн ОАО «Мозырьсоль» в ведение ОАО «Белтрансгаз» с учетом изменений балансовых запасов полезных ископаемых по Мозырскому соляно-му месторождению.

При условии своевременного выполнения работ по подключе-

нию каверн ОАО «Мозырьсоль» к Мозырскому ПХГ его объем уже в 2011 году может составить до 300 млн. м³, при этом общий объем ПХГ в республике достигнет 1,25 млрд. м³.

Реальное выполнение положений Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь и мероприятий по строительству и вводу в эксплуатацию очередей Мозырского и Прибугского ПХГ в 2007–2012 годах позволит увеличить общий объем активного газа с 0,66 млрд. м³ в 2007 году до 1,46 млрд. м³ в 2012 году. При этом суммарная суточная производительность ПХГ возрастет с 8 млн. м³/сут. в 2007 году до 60–70 млн. м³/сут. в 2012 году.



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

НОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕГЛАМЕНТЫ

В 2010 году в республике впервые вводятся в действие **технические регламенты** – новые документы, в которых сконцентрированы все обязательные для выполнения технические требования к продукции на стадиях ее разработки и производства, включая процедуры допуска на рынок и надзора.

Одновременно с принятием технического регламента разрабатываются взаимосвязанные государственные стандарты, применение которых позволит изготовителю обеспечить соответствие продукции требованиям технического регламента. Для размещения продукции на рынке изготовители и поставщики должны провести необходимые процедуры подтверждения соответствия продукции и предусмотреть нанесение на продукцию и прилагаемые к ней документы знака соответствия техническим регламентам.

В настоящее время в республике принято 9 технических регламентов (см. www.gosstandart.gov.by/ **Техническое нормирование и стандартизация/ Технические регламенты**), три из которых (по неавтоматическим весоизмерительным приборам, информационной совместимости программных и программно-технических средств платежной системы в банковской деятельности, а также применяемым на территории республики единицам измерений) введены с 1 января этого года.

С 1 июля 2010 года вступит в силу технический регламент Республики Беларусь «**Автомобильный бензин и дизельное топливо. Безопасность**» (ТР 2008/011/ВУ), который предусматривает поэтапное установление современных требований в целях охраны окружающей среды, защиты здоровья человека и имущества, а также предупреждения действий, вводящих в заблуждение потребителей относительно назначения, качества и безопасности применения указанных видов автомобильного топлива.

Требования данного регламента гармонизированы с соответствующими европейскими директивами и стандартами, техническим регламентом Российской Федерации. Уполномоченным органом на осуществление подтверждения соответствия автомобильного бензина и дизельного топлива требованиям ТР 2008/011/

ВУ является Белорусский государственный институт стандартизации и сертификации (БелГИСС); телефоны для дополнительной информации – (017) 262 08 34, (017) 237 14 21.

С 1 января 2011 года будет введен в действие технический регламент Республики Беларусь «**Оборудование, работающее на газовом топливе. Безопасность**» (ТР 2010/019/ВУ), который распространяется на выпускаемое в обращение новое оборудование, работающее на газовом топливе, независимо от страны происхождения.

К оборудованию, работающему на газовом топливе, относятся:

- оборудование, вырабатывающее тепловую энергию от сжигания газового топлива или использующее ее, тепловой мощностью до 100 кВт включительно;
- горелки тепловой мощностью до 100 кВт включительно;
- устройства безопасности, управления и регулирования, предназначенные для встраивания в оборудование и находящиеся в обращении отдельно от него (кроме предназначенных для сервисного обслуживания оборудования специализированными организациями).

Настоящий технический регламент разработан на основе европейской Директивы 90/396/ЕЕС «Безопасность газорасходных установок» и устанавливает требования безопасности, которые включают общие требования, требования к применяемым материалам, конструированию и изготовлению оборудования и устройств.

Госстандартом совместно с министерствами промышленности, энергетики, по чрезвычайным ситуациям и другими заинтересованными организациями будут разработаны и утверждены: план мероприятий по введению в действие ТР 2010/019/ВУ, перечень технических нормативных правовых актов, взаимосвязанных с данным техническим регламентом.

Установлено также, что сертификаты соответствия, выданные до вступления в силу постановления Совета Министров Республики Беларусь от 22 января 2010 года № 67, которым утвержден ТР 2010/019/ВУ, действительны до окончания срока их действия.

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной организации по стандартизации (ISO)

ISO 9463:2009 «Энергия атомная. Технология ядерного топлива. Определение содержания плутония в растворах азотной кислоты методом спектрометрии» (введен 15 августа 2009 года);

ISO 13465:2009 «Энергия атомная. Технология получения ядерного топлива. Определение содержания нептуния в растворах азотной кислоты методом спектрофотометрии» (введен 15 мая 2009 года).

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC)

IEC/TR 61838:2009 «Электростанции атомные. Средства измерения и контроля, необходимые для обеспечения безопасности. Использование вероятностной оценки безопасности для классификации функций» (введен 14 декабря 2009 года);

IEC 61500:2009 «Электростанции атомные. Измерительные приборы и системы управления безопасности. Передача данных в системах, выполняющих функции категории А» (введен 28 октября 2009 года);

IEC 60951:2009 «Электростанции атомные. Средства измерения и контроля, необходимые для обеспечения безопасности. Мониторинг радиоактивности в условиях аварии и после нее» (введены 29 июня 2009 года):

- часть 1. Общие требования;
- часть 2. Оборудование для непрерывного мониторинга в автономном режиме за радиоактивностью газообразных выбросов и вентиляционного воздуха;
- часть 3. Оборудование широкого диапазона действия для непрерывного мониторинга гамма-излучения;
- часть 4. Оборудование для оперативного и непрерывного мониторинга радиоактивности в технологических потоках.

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.org.by

Телефон «горячей линии»
 Национального фонда ТНПА – (017) 262 14 20
 Заказ документов – тел./факс (017) 262 28 24, 262 49 31

СТАНДАРТЫ КАК ДЕЙСТВЕННЫЙ ИНСТРУМЕНТ ПРОДВИЖЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Сегодня все отрасли экономики и сферы жизнедеятельности общества тесно связаны с потреблением энергоресурсов. По данным Организации экономического сотрудничества и развития (OECD) и Международного энергетического агентства (IEA) мировой спрос на энергию к 2030 году возрастет на 45 % по отношению к сегодняшним потребностям, поэтому закономерно, что вопросы эффективного и бережливого использования энергоресурсов возведены в ранг приоритетных практически во всех странах мира, в том числе и в Республике Беларусь.

Значимый вклад в создание эффективного механизма нормативно-технического регулирования энергетического рынка вносит Программа развития системы технического нормирования, стандартизации и подтверждения соответствия в области энергосбережения, утвержденная Советом Министров Республики Беларусь в 2007 году.

За время ее реализации в республике разработано 129 технических нормативных правовых актов, обеспечивающих комплексный подход к установлению требований к топливно-энергетическим ресурсам, энергопотребляющей продукции, теплоизоляции зданий и сооружений, применяемым материалам, средствам учета и контроля, использованию отходов производства, вторичных и возобновляемых источников энергии. Более 80 из этих документов гармонизированы

с международными и европейскими требованиями.

В первую очередь следует отметить, что в рамках Программы в республике были впервые разработаны и введены в действие 16 государственных стандартов, регламентирующих основы научного и методического обеспечения в области энергосбережения. В их числе – комплекс организационно-методических государственных стандартов, которые позволили сформировать единую методологию установления показателей энергосбережения и энергоэффективности в технических нормативных правовых актах, в проектных, конструкторских, эксплуатационных документах на энергопотребляющую продукцию и подтверждения их соответствия, унифицировать подходы к проведению энергетического обследования организаций-



В.Л. ГУРЕВИЧ,
директор Белорусского государственного института стандартизации и сертификации (БелГИСС)

потребителей топливно-энергетических ресурсов.

В результате выполнения Программы существенно расширился комплекс государственных стандартов, устанавливающих гармонизированные с директивами ЕС требования к показателям и классам энергетической эффективности бытовых электрических приборов и методам их определения.

С 1 января 2010 года этот механизм энергосбережения, который позволяет «увидеть» энергетическую эффективность, запущен и на промышленное оборудование (печи, котлы, воздухонагреватели) и светильники для производственных зданий и наружного освещения. С этой даты на территории нашей республики в ряд действующих государственных стандартов введены изменения, которые устанавливают коэффициенты полезного действия указанного оборудования в зависимости от класса энергетической эффективности. Так, для светильников определены три класса (А, В, С), из которых А и В устанавливают перспективные показатели. Для печей, котлов, воздухонагревателей введены два класса (А, В), где на перспективу нацеливает класс А.



Применение новых требований будет ориентировать на выпуск и использование в республике новой, более энергоэффективной продукции, проведение модернизации, совершенствование конструкции или замены находящегося в настоящее время в эксплуатации промышленного оборудования и светильников.

В рамках Программы также разработаны свыше 20 государственных стандартов, устанавливающих современные требования к теплогенерирующему оборудованию и методам его испытаний, гармонизированные с международными и европейскими стандартами. В этой работе участвовали министерства промышленности, энергетики, природных ресурсов и охраны окружающей среды, жилищно-коммунального хозяйства, архитектуры и строительства, Национальной академии наук Беларуси и др.

Так, с 1 июля 2009 года введены в действие два государственных стандарта на технические энергетические системы. Один из них – СТБ ISO 13600-2009 – устанавливает основные положения, необходимые для определения и описания таких систем. Другой – СТБ ISO 13601-2009 – определяет структуру, используемую для описания и анализа технических энергетических систем, подсектора поставки и потребления энергопродукта, а также модельную структуру для каждого подсектора. Стандарт приводит набор стандартизованных модулей, в соответствии с которыми все данные должны быть систематизированы и представлены.

Оба стандарта гармонизированы с требованиями международных, и их использование позволит обеспечить объективную основу для рассмотрения вопроса выбора вида энергии в техническом, экономическом, экологическом и социальном аспектах и принятия согласованного решения.

В целях улучшения сельской инфраструктуры, использования возобновляемых источников энергии разработано и принято шесть государственных стандартов, гармонизированных с международными, по системам с возобновляемыми источниками энергии и гибридным системам малой мощности для электрификации села.

Большое внимание уделено повышению точности и достоверности

измерений, а также обеспечению единства измерений. Уже выполнен ряд работ по созданию и совершенствованию эталонов единиц величин, внедрению современных автоматизированных средств измерений. Разработаны и утверждены 11 государственных стандартов, устанавливающих требования к аппаратуре (счетчикам) для измерения тепловой и электрической энергии переменного тока и способствующих совершенствованию системы учета и расхода энергии.

В качестве приоритетных направлений работ, регулирующих освоение новых и перспективных видов энергоносителей, а также местных видов топлива, можно отметить разработку и применение государственных стандартов, устанавливающих требования к био- и углеводородному топливу, торфу и методам контроля их качества.

В рамках Программы разработано 10 государственных стандартов на методы контроля нефти и нефтепродуктов, гармонизированных с международными требованиями и требованиями Американского общества по испытаниям и материалам (ASTM).

Государственные стандарты на метиловые эфиры жирных кислот, биоэтанол и методы их контроля, гармонизированные с европейскими требованиями, востребованы при освоении производства биодизельного топлива на ОАО «Гродно Азот», ОАО «Могилевхимволокно» и других предприятиях.

Разработано два государственных стандарта на топливо из местных ресурсов: СТБ 1919-2008 «Брикеты топливные на основе торфа. Технические условия» и СТБ 1867-2009 «Отходы древесины для изготовления топлива. Общие технические условия».

Для эффективного пользования энергетическими ресурсами организациям сегодня необходимы не только технические решения, но и более совершенное управление, основанное на системном подходе. Отечественные организации (предприятия Минпрома, Минсвязи и др.) приступают к разработке и внедрению систем управления энергопотреблением в соответствии с СТБ 1777-2009. Данный стандарт введен в действие

с 1 сентября 2009 года и основан на передовом опыте промышленных развитых стран и европейских требованиях. Основа предложенного системного подхода выстроена на четком документировании и управлении взаимосвязанными процессами организации, которые существенным образом влияют на эффективность энергопотребления. Стандарт может применяться предприятиями широкого спектра – от жилищно-коммунального хозяйства до объектов «большой энергетики».

Энергоменеджмент стоит сегодня на повестке дня и на международном уровне. Интенсивные работы в этом направлении ведет Международная организация по стандартизации (ИСО), разрабатывая проект международного стандарта ISO 50001. В Евросоюзе в этом году вступил в действие стандарт на системы энергоменеджмента.

В настоящее время Госстандартом, БелГИСС при участии других заинтересованных организаций завершается разработка Концепции развития стандартизации и оценки соответствия в области энергосбережения на период до 2015 года, на основе которой будет разработана Программа развития стандартизации и оценки соответствия в области энергосбережения на 2011–2015 годы. В числе основных направлений обозначены: установление требований к технологии добычи, производства и использования возобновляемых источников энергии, альтернативных и других конкурентоспособных видов топлива с низким содержанием углерода, а также к ветроэнергетическому оборудованию; расширение работ по применению (классов) энергетической эффективности для бытовых электрических приборов и аппаратуры, а также промышленного оборудования; осуществление государственной экспертизы энергетической эффективности проектных решений; оценка экономической эффективности инвестиций в энергосберегающие мероприятия; внедрение эффективного энергоменеджмента и энергоаудита. При этом будут максимально учитываться международный и европейский опыт и требования, действующие в сопредельных странах.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ЛИТВЫ ПОСЛЕ ЗАКРЫТИЯ ИГНАЛИНСКОЙ АЭС

Программа остановки и дальнейшего вывода из эксплуатации первого блока Игналинской АЭС была утверждена Правительством Литовской Республики еще в феврале 2001 года. Первый блок был выведен из эксплуатации и законсервирован в 2004 году, отключение второго началось 31 декабря 2009 года, в 23.00 по местному времени он был полностью остановлен. Таким образом, Литва выполнила свои обязательства перед Европейским союзом.



ПРИЧИНЫ ЗАКРЫТИЯ ИГНАЛИНСКОЙ АЭС

Закрывать Игналинскую АЭС Литва обязалась согласно договору о вступлении в Евросоюз. Считается, что главной причиной требования ЕС закрыть станцию является тот факт, что на ИАЭС работали реакторы «чернобыльского» типа – РБМК. Так же, как и все реакторы АЭС Советского Союза, они не имели защитной оболочки (контайнмента), и в случае аварии могло произойти катастрофическое радиационное загрязнение окружающей среды. Между тем специалисты утверждают, что реакторы ИАЭС являются более современной версией «чернобыльских». Подтверждением их мнения служит то, что все годы эксплуатации Игналинская АЭС работала без перебоев. Изначально проектный ресурс Игналинской АЭС определялся в 30 лет. Генеральный директор ИАЭС Виктор Шевалдин считает, что после модернизации станция могла бы безопасно работать до 40–45 лет, а в лаборатории

К СВЕДЕНИЮ

Единственная в Прибалтике атомная электростанция отработала почти 26 лет. Проектом предусматривалось, что на Игналинской АЭС будут сооружены четыре энергоблока с типом реакторов РБМК-1500 (на тот момент самым мощным в мире). Полномасштабные работы по возведению первого блока АЭС были начаты в марте 1978 года, второго — в начале 1980 года, третьего – в 1983-м. 31 декабря того же года первый энергоблок АЭС был введен в эксплуатацию. Авария на Чернобыльской АЭС заставила пересмотреть все планы. Работы, связанные с пуском и наладкой второго блока, были перенесены на 1987 год, и его ввели в строй только 31 августа 1987 года. Из-за протестов экологических организаций и в связи с ухудшившейся экономической ситуацией в СССР в конце 1987-го работы по строительству третьего энергоблока были приостановлены несмотря на то, что его готовность составляла 60–70 %. Здание недостроенного энергоблока было демонтировано и распродано по частям. За время эксплуатации оба энергоблока ИАЭС выработали 307,9 млрд. кВт·ч электроэнергии. Второй блок станции обеспечивал 70 % потребностей Литвы в электроэнергии. Благодаря работе Игналинской АЭС Литва могла поставлять электричество в Латвию, Россию и Беларусь.

комплексных исследований Литовского института энергетики полагают, что ИАЭС исчерпала бы свой ресурс через 20 лет.



Отношение в самой Литве к закрытию ИАЭС было неоднозначным: звучали голоса «за» и «против». В течение всего 2009 года в Литве с разной степенью активности поднимался вопрос о продлении работы АЭС. Ученые и энергетики страны обращали внимание на то, что после за-

крытия Игналинской АЭС в 2009 году Литва потеряет 70 % мощностей по выработке необходимой энергии, что вызовет резкий рост в 2010 году цены на электроэнергию в стране и, соответственно, приведет к серьезным последствиям для промышленности и социального положения населения. Однако ни в Литве, ни в Европе к этим призывам не прислушались и инициативу о продлении срока работы 2-го блока ИАЭС не поддержали.

Вместе с тем премьер Литвы Андриус Кубилиус вынужден был признать, что Литва не готова к закрытию ИАЭС: ведь все проекты, способные решить проблему обеспечения страны электроэнергией, все еще находятся в перспективе.

ВЫВОД ИАЭС ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ

После закрытия Игналинской АЭС энергетикам Литвы придется решать новые задачи – обеспечить безопасную разборку станции и длительное хранение образовавшихся радиоактивных отходов. Вывод АЭС из эксплуатации – процесс длительный и дорогостоящий. В 2010 году расходы на поддержание безопасности остановленной АЭС и вывод ее из эксплуатации составят более € 100 млн., из них € 63,7 млн. выделит Евросоюз. Оставшаяся часть суммы будет покрываться из государственного бюджета. В течение трех лет ЕС должен выделить дополнительно около € 492 млн.

В результате вывода из эксплуатации двух реакторов АЭС образуется около 5 900 м³ высокоактивных радиоактивных отходов (смолы, перлит и осадки) и около 130 тыс. м³ твердых радиоактивных отходов (ТРО). Для обращения с таким количеством отходов потребуются строительство комплекса по цементированию и нескольких хранилищ ТРО. Запланировано также сооружение приповерхностного хранилища объемом 100 тыс. м³ и хранилища для сверхнизкоактивных отходов объемом 60 тыс. м³.

Особо опасный вид ядерных отходов – отработавшее ядерное топливо (ОЯТ) – перерабатывать не планируется. Оно находится в приреакторных бассейнах выдержки. Постепенно осуществляется его перегрузка в контейнеры CASTOR и CONSTOR немецкого производства и хранение на специальных площадках и во временном приповерхностном хранилище отходов.

Первый этап вывода станции из эксплуатации предположительно продлится 25–30 лет и обойдется в € 1 млрд.

ПОСЛЕДСТВИЯ ЗАКРЫТИЯ ИГНАЛИНСКОЙ АЭС

По прогнозам литовских экспертов закрытие Игналинской АЭС приведет к повышению цены на электричество на 30–40 %. Если на выходе с Игналинской АЭС стоимость электроэнергии составляла 6 литов за 1 кВт·ч и доставалась потребителям за 35 ли-



Игналинская АЭС

тов, то с начала года литовцы платят в среднем уже 45 центов (около 13 евроцентов). Подорожание особенно отразилось на тех, кто пользуется двойным тарифом, так как цена на ночное электричество ощутимо поднялась. Но сильнее всего цена ударила по предприятиям, которые потребляют большое количество электроэнергии, что автоматически понижает конкурентоспособность литовских производителей. Чтобы как-то это компенсировать, с 2010 года литовское правительство снижает налог на прибыль для предприятий с 20 до 15 %.

Аналитики утверждают, что закрытие Игналинской АЭС приведет к росту уровня инфляции в стране в 2010 году от 0,3 до 0,8 %. Естественно, подорожание электроэнергии скажется и на темпах роста экономики. Спад ВВП в стране в текущем году может составить 4 %, причем 1 % доли падения ВВП будет обусловлен влиянием на экономику закрытия ИАЭС.

Кроме того, в связи с закрытием Игналинской АЭС, по данным литовских информагентств, в прошлом году уже уволено около 600 сотрудников и еще столько же потеряют работу в текущем. Со времени остановки первого блока постоянно ведется сокращение штата примерно по 150–200 человек ежегодно.

К тому же надежды литовских политиков на то, что закрытие Игналинской АЭС принесет Литве энергетическую независимость от России, которая поставляла ядерное топливо для ИАЭС, не оправдались, так как

оставшиеся в Литве генерирующие мощности также работают на энергоресурсах, импортируемых из России.

ПЕРЕХОДНЫЙ ПЕРИОД

После закрытия Игналинской АЭС страна из крупного поставщика электроэнергии превратилась в крупнейшего ее потребителя. Планируемая потребность Литвы в электроэнергии в 2010 году составляет 9,1 млрд. кВт·ч. Правительство Литвы одобрило план обеспечения страны электроэнергией с 1 января 2010 года, согласно которому почти половина необходимой электроэнергии будет производиться внутри страны. Около 2,5 млрд. кВт·ч должна обеспечить теплоэлектростанция в Электренай, 1,5 млрд. кВт·ч произведут термофикационные электростанции, Каунасская гидроэлектростанция, гидроаккумуляционная электростанция Круониса и ветроустановки.

Для того чтобы обеспечить страну электроэнергией, предполагается повысить мощность и эффективность существующих тепловых электростанций. Если ГРЭС в Электренай в настоящее время загружена только на 20 %, то в будущем она будет вырабатывать до 70 % нужного стране электричества. Также могут быть модернизированы Вильнюсская, Каунасская, Мажейкская и другие менее мощные электростанции.

В долгосрочной перспективе Литва планирует получать более трети

электроэнергии из возобновляемых источников (ВИЭ). Большие надежды возлагаются на местное биотопливо, а также использование энергии ветра. Установленная мощность действующих ныне ветроэлектростанций страны составляет около 200 МВт. К 2020 году предполагается ввести в действие ветроустановки общей мощностью 1 000 МВт.

До 35 % необходимой государству электроэнергии в 2010 году будет закупаться на бирже электроэнергии, которая начала работать с 1 января. По прогнозам специалистов, этот показатель ежегодно будет возрастать на 10 %. В первые несколько лет около половины электроэнергии Литва будет импортировать из Скандинавии, Эстонии, Латвии, Украины, Беларуси и России.

Из Беларуси в этом году Литва планирует импортировать 0,5 млрд. кВт·ч электроэнергии, а впоследствии объемы импорта будут зависеть от цены. Соответствующий долгосрочный договор о поставках электроэнергии в Литву был подписан дочерним предприятием «Интер РАО» в Литве *Energijos realizacijos centras (ERC)* и государственным производственным объединением «Белэнерго» в начале февраля 2009 года.

Россия в 2010 году поставит в Литву от 1,3 до 3,2 млрд. кВт·ч электроэнергии. Электричество будет импортировать представитель российской энергетической компании *Inter RAO Lituva*, конкретное количество импортируемого электричества будет зависеть от результатов торгов на бирже.

Согласно portalу *Alfa.lt*, обеспечены следующие технические возможности импорта электроэнергии: из Скандинавских стран – от 0,2–0,6 млрд. кВт·ч, из Эстонии – 0,9–1,5, из Латвии – 0,1–0,2, из Украины – 0,8–1,5 млрд. кВт·ч электроэнергии.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ЛИТВЫ

Правительство Литвы надеется, что импорт электроэнергии – это временная мера. Во-первых, Литва примет участие в Балтийском энергетическом соединении. В апреле 2009 года подписана Декларация

Литвы, Латвии и Эстонии, согласно которой ЛЭП соединит Швецию и Литву. Предполагается, что мощность кабеля может достигнуть 700–1000 МВт, а его прокладку планируется осуществить за 4–5 лет. Финансовую помощь этому проекту в размере € 175 млн. собирается выделить Евросоюз.

В настоящее время ведется прокладка соединения с Финляндией через Эстонию и Латвию. Региональный проект кабельного соединения со Швецией предполагается завершить к 2016 году.

Литва намерена также сотрудничать с Польшей в соединении энергосистем двух стран. В феврале 2008 года был подписан договор о строительстве электромоста с Польшей. Общая стоимость проекта составляет € 230 млн. До 75 % его стоимости будет финансироваться за счет средств Европейского союза. К реализации проекта еще не приступили.

Существует также проект литовско-польско-немецкого электромоста, реализация которого позволит Литве подключиться к распределительной электросистеме континентальной Европы.

Кроме того, к 2018 году на месте Игналинской планируется построить новую, современную АЭС в Висагинасе расчетной мощностью 3200–3400 МВт. Закон, согласно которому в Литве будет строиться новая атомная электростанция, был подписан еще в 2007 году. Планировалось, что это будет совместный проект с Латвией, Эстонией и Польшей. Но уже сейчас польская энергетическая группа PGE заявляет, что не будет принимать участие в строительстве новой АЭС в Литве, так как срок ее строительства совпадает со сроком возведения электростанции в самой Польше. В настоящее время Литва ищет стратегического инвестора для строительства новой АЭС, стремясь привлечь партнера, имеющего опыт в сфере ядерной энергетики. В Литве уже с 2006 года проводятся и частично завершены подготовительные работы по оценке влияния проекта на окружающую среду, оценке ответственности строительных площадок требованиям МАГАТЭ, детальному планированию земельных участков.

Инвестиции в сооружение одного энергоблока АЭС в зависимости от

технологии могут составить от € 3 до 5 млрд. Завершить переговоры с партнерами – Латвией, Эстонией, Польшей, а также потенциальными инвесторами и подписать с ними договоры планируется осенью 2010 года.

РАЗВИТИЕ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РЕГИОНЕ

Закрытие Игналинской АЭС придало новый импульс развитию атомной энергетики стран – соседей Литвы. Конкурентами новой АЭС, которую Литва предполагает построить, станут Балтийская АЭС в Калининградской области, АЭС в Беларуси и две АЭС в Польше. Строить свою атомную электростанцию намеревается также Эстония. В декабре 2009 года правительство Эстонии утвердило программу развития энергетического хозяйства до 2020 года, которая предусматривает создание собственной атомной электростанции.

Для строительства атомной электростанции в Калининградской области уже выбрано место и принято окончательное решение относительно ее мощности. Станция будет сооружена в городе Немане (Рагайняй). Общая мощность двух ее реакторов превысит 2 тыс. МВт. Россияне планируют завершить ее строительство в 2014 году.

Кроме того, Балтийскую АЭС предполагается соединить электромостами с Польшей и Швецией, что подорвет конкурентоспособность будущей литовской атомной электростанции как на внутреннем, так и на внешнем рынке. Инфраструктура для моста между Польшей и Калининградом почти готова.

С особым интересом в Литве следят за продвижением проекта строительства атомной электростанции в Беларуси мощностью порядка 2,4 тыс. МВт, которую планируют возвести вблизи г. п. Островец Гродненской области, недалеко от белорусско-литовской границы. Ввод первого энергоблока белорусской АЭС ожидается в 2016-м, второго – в 2018 году. С этого времени у энергетического сотрудничества Литвы и Беларуси появятся новые перспективы.

Подготовлено по материалам СМИ и интернет-источников



ЭНЕРГЕТИКА. ОБЗОР СОБЫТИЙ В МИРЕ

РОССИЯ

ЗАКОНОПРОЕКТЫ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СФЕРЕ РОССИИ 2009 ГОДА

В 2009 году в Государственной Думе РФ находились в работе около 30 законопроектов, регулирующих энергетическую сферу. Среди них – проект федерального закона «О теплоснабжении», который принят в первом чтении. Он устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей и потреблением тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в системах теплоснабжения, а также определяет полномочия органов государственной власти и местного самоуправления по регулированию и контролю в сфере теплоснабжения. Кроме того, законопроект предлагает ввести институт саморегулируемых организаций в данной сфере.

Также приняты в первом чтении три технических регламента о безопасности электроустановок, высоко-

вольтного оборудования, электрических сетей и станций. Последний устанавливает минимально необходимые обязательные требования безопасности к энергообъектам в процессе их проектирования, производства, строительства, реконструкции, монтажа, наладки, эксплуатации и пр. На рассмотрении депутатов находятся проект закона «Об основах государственного регулирования тарифов на продукцию естественных монополий», ряд изменений в действующие нормативные акты и др. В декабре нижней палатой парламента был принят федеральный закон «О техническом регламенте «Безопасность низковольтного оборудования».

В КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕСИИ ОТКРЫТА ПЕРВАЯ МАЛАЯ ГЭС

На Эшкаконском гидроузле открыта первая малая ГЭС на территории Карачаево-Черкесии. Ее строительство началось еще в 1988 году. По разным причинам пуск в работу этой станции был осуществлен не в намеченные сроки, а спустя 20 лет.

Произведена полная реконструкция и модернизация ранее построенной станции. Ее установленная мощность составила 0,6 МВт, среднегодовая выработка – 3,3 млн. кВт·ч. В перспективе планируется передать часть электроэнергии на работу очистных сооружений Эшкаконского гидроузла. Эти сооружения фильтруют воду для курортного города Кисловодска Ставропольского края и ряда населенных пунктов Малокарачаевского района. Объем капитальных вложений компанией «РусГидро» в эту малую ГЭС в 2009 году составил 38 млн. рублей.

Ввод в эксплуатацию Эшкаконской малой гидроэлектростанции – пилотный проект. В дальнейшем реализация программы «Строительство малых ГЭС на территории КЧР» будет продолжена. На территории



Карачаево-Черкесии протекают 172 большие и малые реки, обладающие значительным гидроэнергетическим потенциалом, освоение которого на настоящий момент не превышает 17 %. Здесь может быть построено до 10 малых ГЭС. Их сооружение окажет существенное влияние на развитие изолированных районов, стимулируя их рекреационное и хозяйственное развитие.

Первый проект – малая ГЭС на реке Большой Зеленчук. Его стоимость составляет 50 млн. рублей, мощность – 1,2 МВт. Станция не имеет аналогов в мире. На одном и том же энергетическом комплексе работает и ГЭС, и аккумулирующая станция. Следующий масштабный проект – Верхнекрасногорская ГЭС.

СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ ДЛЯ ЗИМНЕЙ ОЛИМПИАДЫ–2014

Проектирование, строительство и реконструкцию в Сочинском регионе 19 энергетических объектов, предназначенных для энергоснабжения зимних Олимпийских игр 2014 года, осуществляет российское ОАО «ФСК ЕЭС». В 2009 году ОАО введена в эксплуатацию подстанция 220 кВ «Поселковая» трансформаторной мощностью 170 МВА и линия электропередачи 220 кВ «Псоу» – «Поселковая» протяженностью 46,8 км для электроснабжения курортного поселка Красная Поляна – основного места проведения Олимпийских игр 2014 года. От подстанции «Поселковая» будут запитаны строящиеся подстанции 110 кВ «Лаура», «Роза Хутор», «Мзымта», а также свыше 250 потребителей олимпийской инфраструктуры.

Ввод в эксплуатацию закрытых подстанций 110 кВ «Лаура» и «Роза Хутор» запланирован на середину 2010 года. Они обеспечат электроснабжение санно-бобслейной трассы, спортивно-оздоровительного и лыжного комплексов, спортивно-тренировочной базы, горнолыжного спуска, спортивного центра, а также системы искусственного оснежения.

В первом полугодии текущего года начнется строительство еще трех подстанций 110 кВ: «Веселое», «Ледовый Дворец» и «Мзымта». В 2010 году будет выполнена реконструкция линии электропередачи 220 кВ «Центральная» – «Шепси». Завершится строительство второй цепи линии электропередачи 220 кВ «Псоу» – «Поселковая». Также в данный момент ведется строительство кабельных линий 110 кВ, монтаж трансформаторных подстанций и распределительных узлов 10 кВ для непосредственного присоединения потребителей горного кластера.

Соединять новые подстанции будут подземные кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена – более экологичные, безопасные и надежные в работе, чем воздушные линии электропередачи. Применение комплектных распределительных элегазовых устройств позволит значительно сократить площадь подстанций, сделать их работу бесшумной. Кроме того, новые подстанции будут оснащены высоконадежным оборудованием, автоматизированной системой управления технологическими процессами, системами видеонаблюдения.

СТРАНЫ БАЛТИИ

ЛИТВА БУДЕТ ЗАКУПАТЬ НА ЭНЕРГОБИРЖЕ 35 % НЕОБХОДИМОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На открывшейся 1 января Литовской энергобирже BaltPool электроэнергию предлагают уже 27 производителей и поставщиков. Как считает Министр энергетики Литвы Арвидас Сякмокас, биржа является самым прогрессивным способом обеспечения электроэнергией, так как цену формирует баланс спроса и предложения, а не установленный заранее директивный тариф, нередко не соответствующий потребности предприятий.

Поставщиками из Беларуси, России, Украины, стран Скандинавии и Балтии через биржу за пять дней торговли продано 98,3 тыс. МВт·ч энергии. Покупать электроэнергию здесь могут только те литовские предприятия, в отношении которых не применяются регулируемые цены. Пересчет цен спроса и предложения на бирже ведется ежечасно: каждый час фиксируется новая цена, по которой в конце дня выводится средневзвешенная. Такая биржевая модель «днем ранее» применяется в Северных странах (система nord Pool Spot), т.е. сделки на ней заключаются «завтра» по результатам «сегодняшней» торговли. Торговля ведется анонимно. Известен лишь список стран и поставщиков – участников биржи, но не разглашается, кто является конкретным покупателем и продавцом.

За первые пять дней на бирже средневзвешенная цена кВт·ч выросла с 5,9 цента (1 января) до 12,1 цента (5 января). При этом нормативная себестоимость производства электроэнергии, установленная Литовской государственной комиссией по контролю за ценами и энергетикой, составляет 15,5 цента за кВт·ч.

На энергобирже в 2010 году будет закуплено до 35 % необходимой Литве электроэнергии. По прогнозам специалистов, такой показатель ежегодно будет возрастать на 10 %. Возможно, с 2015 года регулируемый тариф будет отменен и для бытовых потребителей.

СНГ

УКРАИНА ПРИНЯТА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СООБЩЕСТВО ЕВРОПЕЙСКОГО СОЮЗА

В конце декабря прошлого года на заседании Совета министров энергетики ЕС в Загребе (Хорватия) единогласно одобрено решение о принятии Украины в Энергетическое сообщество. Договор об Энергетическом сообществе вступил в силу в 2006 году с целью создания единого рынка электроэнергии и газа и включает 27 стран.

В Киеве рассчитывают, что присоединение страны к Энергетическому сообществу будет способствовать привлечению инвестиций в отрасль и позволит более эффективно использовать экспортный потенциал. Интеграция энергетических инфраструктур и энергорынков является обязательным условием и неотъемлемой составляющей полной интеграции Украины в Европейский союз.

МОЛДОВА ПРИНЯЛА НОВЫЕ ЗАКОНЫ ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

23 декабря Парламент Молдовы принял в окончательном чтении новые законы об электрической энергии и природном газе. Принятие обоих законов вписывается в процесс гармонизации молдавского законодательства в сфере энергетики с европейскими стандартами и является обязательством, взятым на себя республикой для получения полноправного членства в Договоре об энергетическом сообществе.

Цель нового закона об электроэнергии – создание законодательных рамок, необходимых для эффективного функционирования, регламентирования и поэтапного открытия рынка электроэнергии Молдовы. Новая редакция закона предусматривает, что рынок электроэнергии для бытовых потребителей Молдовы будет либерализован до 1 января 2015 года, а рынок электроэнергии для промышленных потребителей – до 1 января 2013 года.

Новый закон о природном газе устанавливает основные принципы организации и регламентирования деятельности в секторе природного газа (производство, хранение, транспортировка, распределение, поставка), а также регламентирует защиту прав потребителей.

Документом предусмотрено продвижение конкуренции на рынке природного газа путем функционального разделения деятельности по транспортировке и распределению, поставки и производства природного газа. Документ ставит целью обеспечение недискриминационного и регулируемого допуска всех физических и юридических лиц к сетям природного газа, в том числе по прозрачным и предсказуемым тарифам, обеспечение защиты прав потребителей природного газа и продвижение их интересов, функционирование независимого органа по регулированию сектора природного газа. Ожидается, что принятие закона о природном газе будет способствовать развитию сектора природного газа Молдовы, расширению сети газопроводов и созданию конкурентоспособного внутреннего рынка.

СОТРУДНИЧЕСТВО АРМЕНИИ И ТУРЦИИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СФЕРЕ

Армения ожидает эффективного сотрудничества с Турцией в энергетической сфере. Продолжаются переговоры по вопросам экспорта электроэнергии из Армении в Турцию, причем количество заинтересованных компаний с турецкой стороны растет.

Соглашение о налаживании прямых поставок электроэнергии из Армении в Турцию было подписано 4 сентября 2008 года между Министерством энергетики и природных ресурсов Армении, компанией «Высоковольтные электросети» и бельгийской компанией ЮНИТ, которая занимается импортом и распределением электроэнергии высокого напряжения в Турции.

Планировалось, что Армения начнет прямые поставки электроэнергии в Турцию с апреля 2009 года, однако из-за политических проблем в Турции реализация договора была отложена. Согласно предварительной дого-

воренности, Армения начнет поставки с 1,5 млрд. кВт·ч в год, доведя ее в последующие годы до 3,5 млрд. кВт·ч в год. Предполагалось, что стоимость электроэнергии составит \$ 57 за 1 МВт электроэнергии, однако окончательная цена будет скорректирована в связи с изменениями цен на газ и определением окончательных сроков поставок.

В КЫРГЫЗСТАНЕ СТРОИТСЯ КАМБАРАТИНСКАЯ ГЭС-2

В Кыргызстане на реке Нарын продолжено строительство Камбаратинской ГЭС-2, которая войдет в Нарынский каскад ГЭС. Проект создания этой гидроэлектростанции был разработан в 1970-х годах. Ее сооружение началось в 1986 году. В начале 90-х работы были приостановлены из-за отсутствия финансирования. Строительство возобновилось уже в XXI веке.

На строительстве Камбаратинской ГЭС-2 впервые в мире решено использовать метод смещения горной породы для создания плотины гидротехнического сооружения. Такое техническое решение позволит сэкономить значительные средства и сократить время по сравнению с возведением конструкции методом бетонной заливки. Высота образованной в результате взрыва плотины составит 60 м. Еще 10 м плотины будут возведены в виде бетонной конструкции. Согласно проекту на гидроэлектростанции будут смонтированы три агрегата по 120 МВт каждый. Спроектированы водоводы подземного типа.

В МИРЕ

ПО ИТОГАМ 20-Й ЕЖЕГОДНОЙ СЕССИИ КОНФЕРЕНЦИИ ПО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ХАРТИИ

В ходе 20-й ежегодной сессии Конференции по Энергетической хартии (ЭХ), которая состоялась 9 декабря прошлого года, были заслушаны отчеты групп Энергетической хартии по вопросам стратегии, энергетических инвестиций, торговли и транзита, энергоэффективности и т.д. Кроме того, участники Конференции рассмотрели вопрос о присоединении Королевства Иордания к Договору по Энергетической хартии.

В рамках конференции состоялась специальная сессия «Министерский диалог» под председательством Министра экономического развития Италии Клаудио Скайолы. Ключевой темой заседания стало обсуждение перспектив Договора к Энергетической хартии как правовой основы международного энергетического сотрудничества. Данный вопрос рассматривался в связи с инициативой Президента РФ Д.А. Медведева в отношении новых подходов к международному энергетическому сотрудничеству в новых условиях и письменным уведомлением Премьер-министра Российской Федерации В.В. Путина депозитария Договора к ЭХ о прекращении временного применения Россией Договора к Энергетической хартии.

Большинство руководителей делегаций, присутствовавших на заседании, выступили в поддержку существующего Договора к ЭХ как документа, определяющего правовые рамки международного энергетического сотрудничества. При этом отмечалось, что в Договоре изначально заложены возможности его совершенствования, которыми можно и должно воспользоваться для внесения изменений, диктуемых временем.

Подводя итоги заседания, Генеральный секретарь ЭХ Андре Мернье признал правомерной озабоченность России в отношении действующей редакции Договора и выразил готовность внести необходимые изменения в ДЭХ. В завершение сессии участники заседания приняли совместное заявление Римской конференции.

СТРАНЫ ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА СОЗДАЮТ ЕДИНУЮ ЭНЕРГОСИСТЕМУ

Главы Кувейта, Саудовской Аравии, ОАЭ, Бахрейна, Катара и Султаната Оман подписали в кувейтской столице соглашение о создании единой энергетической системы этих стран, входящих в Совет сотрудничества арабских государств Персидского залива. Предварительная стоимость создания единой энергосистемы арабских стран оценивается в \$ 1,6 млрд. Министр иностранных дел Султаната Оман Юсеф бен Алауи бен Абдалла назвал соглашение передовым проектом, который послужит делу экономической интеграции стран региона.

Введение в строй единой арабской энергосистемы позволит странам региона, ежегодное совокупное энергопотребление которых превышает 100 тыс. МВт, экономить около 5 тыс. МВт электроэнергии. Система вступит в строй во втором квартале 2011 года. На первом этапе обеспечивается объединение энергоресурсов Саудовской Аравии, Кувейта, Бахрейна и Катара. В последующем к системе подключаются ОАЭ и Султанат Оман.

Почти треть расходов на выполнение проекта берет на себя Саудовская Аравия. Немногим более четверти финансового покрытия обеспечивает Кувейт. ОАЭ, Катар,



Бахрейн и Султанат Оман берут на себя соответственно 15,4 %, 11, 9 и 6 % расходов.

У ПОБЕРЕЖЬЯ ВЕЛИКОБРИТАНИИ ПОЯВЯТСЯ КРУПНЫЕ ВЕТРОПАРКИ

Британское правительство решило построить у побережья страны несколько крупных офшорных ветропарков. Общая стоимость проекта оценивается в € 110 млрд. Суммарная мощность ветроустановок составит до 32 ГВт, или около четверти всей потребности Великобритании в электроэнергии. Начать строительство планируется в 2013-м, а завершить к 2020 году. Финансовую поддержку в создании ветропарков оказывает британское правительство, которое таким образом надеется значительно снизить выбросы углекислого газа в атмосферу.

В числе европейских компаний, выигравших тендеры на строительство ветропарков у побережья Великобритании, – немецкие энергетические концерны RWE и E.on, а также электротехнический концерн Siemens. Компания RWE Innogy будет участвовать в возведении крупнейшего ветропарка мощностью 9 ГВт на отмели Доггербанк в Северном море. Кроме того, RWE является одним из подрядчиков проекта в Бристольском заливе, где планируется установить парк мощностью 1,5 ГВт. Предполагается, что инвестиции в эти два проекта составят порядка € 12 млрд.

E.on получил право на строительство парка в проливе Ла-Манш недалеко от города Гастингс. Немецкий концерн уже принимает участие в нескольких крупных энергетических проектах в Великобритании, в том числе создании ветропарка London Array в устье Темзы. В свою очередь концерн Siemens в составе консорциума Smart Wind займется строительством парка Hornsea мощностью 4 ГВт в Северном море у восточного побережья страны.

В ЧЕХИИ НАЧИНАЕТСЯ СТРОИТЕЛЬСТВО КРУПНЕЙШЕЙ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Крупнейшая в Европе чешская энергетическая компания CEZ начинает строительство самой большой в Чехии солнечной электростанции, которую должны будут ввести в строй ровно через год. Для ее возведения выбран земельный участок размером в 60 га в окрестностях города Чешские Будейовице. Соляные панели займут территорию, на которой можно было бы разместить 80 футбольных полей. Мощность электростанции составит 30 МВт.

Проект строительства солнечной электростанции связан с обязательством энергетической компании CEZ инвестировать до 2020 года в создание возобновляемых источников энергии 30 млрд. чешских крон, что составит около € 1,2 млрд.

По материалам международных информационных агентств, интернет-сайтов подготовила Вероника Антонова