

ENERGY EXP

“Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро”



15-18 октября 2013

г. Минск, пр. Победителей 20/2 (футбольный манеж)

9 - ая специализированная выставка
светотехнического оборудования
“ЭкспоСВЕТ”

exp  light

8 - ая специализированная выставка
“Водные и воздушные технологии”



Water & Air
technologies



ЗАО “ТЕХНИКА И КОММУНИКАЦИИ”

тел.: (+375 17) 306 06 06, www.tc.by, energy@tc.by

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Министерство энергетики Республики Беларусь,
Департамент по энергоэффективности Госстандарта,
Министерства промышленности, жилищно-коммунального хозяйства,
природных ресурсов и охраны окружающей среды,
Национальная академия наук Беларуси, Минский горисполком.

научно-практический журнал
**Энергетическая
Стратегия**

009382

Подписной индекс

**Продолжается подписка
на 2-е полугодие 2013 года**

Оформить подписку можно:

● в любом почтовом отделении
(подписной индекс 009382)

● позвонив по тел./факсу:

(+375 17) 286-08-28

(+375 17) 293-46-82

VELCOM (+375 29) 399-11-04

МТС (+375 33) 319-11-04

● на сайте www.energystrategy.by

Учредитель
**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

Редакционная коллегия:

Закревский В.А.	к.т.н., заместитель Министра энергетики Республики Беларусь (председатель)
Каранкевич В.М.	заместитель Министра энергетики Республики Беларусь
Гребень С.Н.	начальник главного управления стратегического развития и инвестиций
Малашенко М.П.	начальник управления государственного энергетического и газового надзора и охраны труда
Свечко М.В.	начальник главного управления энергоэффективности, науки и государственного надзора
Герман М.Л.	к.ф.-м.н., директор РУП «БЕЛТЭИ»
Клявза В.И.	начальник отдела охраны труда ОАО «Центроэнергомонтаж»
Кордуба В.Г.	инженер-теплоэнергетик, заслуженный работник промышленности Республики Беларусь
Кундас С.П.	д.т.н., профессор, ректор Международного государственного экологического университета имени А.Д. Сахарова
Лиштван И.И.	академик НАН Беларуси, главный научный сотрудник Института природопользования НАН Беларуси
Майоров В.В.	генеральный директор ОАО «Белтрансгаз»
Рудинский Л.И.	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
Русан В.И.	д.т.н., профессор 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»
Якубович П.В.	первый заместитель начальника Главного управления промышленности и ТЭК аппарата Совета Министров Республики Беларусь

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ

ТЭК Беларуси	4
Каракулько Г.А. Мировая энергетика. Прогнозы. Аналитика. Факты	7

ПРИОРИТЕТЫ

Закревский В.А., к.т.н., заместитель Министра энергетики Республики Беларусь Аспекты повышения рейтинга Республики Беларусь по показателю «подключение к системе электроснабжения» отчета Всемирного банка «Ведение бизнеса»	12
Ковалев В.В., заместитель генерального директора ГПО «Белтопгаз» Роль торфяной отрасли в обеспечении энергетической безопасности Беларуси	15

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Дулинец Л.В., начальник отдела международного сотрудничества Департамента по ядерной энергетике Минэнерго О сотрудничестве государств – участников СНГ в области мирного использования атомной энергии	18
Гурко О.Б., к.т.н., ведущий научный сотрудник ГНУ «Объединенный институт энергетических и ядерных исследований – Сосны» НАН Беларуси, Казазян В.Т., к.т.н., заведующий лабораторией, Малыхин А.П., к.т.н., ведущий научный сотрудник, Козел М.А., научный сотрудник Конвенция о физической защите ядерного материала и ее выполнение в Республике Беларусь	21
Украинский путь развития ядерной энергетики	26

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОНАДЗОР

Лосенков Д.М., начальник управления государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго» – старший государственный инспектор по энергетическому надзору Республики Беларусь Практика подключения новых электроустановок к электрическим сетям энергоснабжающей организации в Грузии	30
Дейко О.В., заместитель начальника энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Брестэнерго» Эффективность автоматического регулирования в системах отопления и горячего водоснабжения	32
Подобед В.С., ведущий инженер энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Могилевэнерго» Проблемы допуска объектов в эксплуатацию	35

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Кордуба В.Г., инженер-теплоэнергетик, заслуженный работник промышленности Республики Беларусь Создана первая полнотекстовая электронная база действующих нормативных технических документов по электроэнергетике	38
---	-----------

Колик В.Р., начальник отдела учета и качества электроэнергии
РУП «Белэнергосетьпроект»,
Орлова В.П., ведущий инженер по стандартизации технического отдела
Новые методы расчета ТРЭТ при расчетах за потребляемую электроэнергию
Комментарии к новому техническому кодексу установившейся практики ТКП 460-2012 (02230)41

ПРЕЗЕНТАЦИЯ

Холдинг «Энергостройинвест» приглашает к сотрудничеству!
Проектирование и строительство автоматизированных котельных,
поставка оборудования для котельных и отопительных систем44

СОБЫТИЕ

Кондратьев М.П., генеральный директор концерна «Белэнергострой»
с 1985 по 2003 год, заслуженный строитель Республики Беларусь,
почетный энергетик СССР, профессор
У истоков строительно-монтажного комплекса республики
К 55-летию РУП «Белэнергострой»46

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

Моисеева Е.Н.
Строительство АЭС должно стать прорывным этапом в технологическом развитии народного хозяйства
По итогам 5-го Международного форума «Атомэкспо-Беларусь-2013»49
Белорусский промышленный форум – 2013 приглашает53
Календарь выставок (июнь/декабрь 2013 года)55

ЭНЕРГОРЕСУРСЫ

Степанов В.А., начальник отдела твердых горючих ископаемых филиала «Белгео» ГП «БелНИГРИ»
Перспективы и проблемы освоения Лельчицкого месторождения бурого угля59

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ

Авчинников А.Б., ст. преподаватель Международного государственного экологического университета имени А.Д. Сахарова
Энергетическая безопасность Польши: реальность и перспективы65
Губанов А.В., инженер-конструктор, независимый аналитик
Ветроиндустрия как проект развития.
Концептуально-прикладные контуры и аспекты69

БИБЛИОТЕКА ЭНЕРГЕТИКА

Республиканская научно-техническая библиотека предлагает72

Энергетическая безопасность

Традиционная и ядерная энергетика

Газовая и торфяная промышленность

Транспорт газа и газоснабжение

Альтернативная и малая энергетика

Энергоэффективность и экология

Редакция:

Главный редактор	Федосеенко Н.В.
Редактор	Гончар О.В.
Технический редактор	Данюкова А.В.
Корректор	Сараева С.О.
Корреспондент	Моисеева Е.Н.
Выпускающий редактор	Варламова С.Д.

Уважаемые рекламодатели!

По вопросам размещения рекламы
обращайтесь по тел.: (+375 17) 286-08-28
VELCOM (+375 29) 399-11-04
МТС (+375 33) 319-11-04

Адрес редакции:

220029, г. Минск, ул. Чичерина, 19
Тел./факс: (+375 17) 286-08-28
Тел.: (+375 17) 293-46-82
e-mail: info@energystategy.by
www.energystategy.by

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала
№ 931 от 27.08.2010.

Публикуемые материалы отражают мнение их авторов.
Редакция не несет ответственности за содержание
рекламных материалов. Перепечатка информации
допускается только с разрешения редакции.

Отпечатано в типографии: РУП «Минсктиппроект»,
220123, г. Минск, ул. В. Хоружей, 13/61
ЛП №02330/0494102 от 11.03.2009.
Печать офсетная. Бумага мелованная.
Подписано в печать 22.04.2013 г., формат 60х90%,
тираж 1400 экз., заказ № 943.

© «Информационно-издательский центр»
ОАО «Экономэнерго», 2013

ТЭК БЕЛАРУСИ

О работе Белорусской энергосистемы в январе–марте 2013 года

По информации ГПО «Белэнерго», в первом квартале текущего года энергетики Беларуси успешно справились с основной задачей и обеспечили все категории потребителей тепловой и электрической энергией в необходимых объемах. Согласно оперативным данным, потребление электроэнергии в Республике Беларусь за I квартал 2013 года составило 10,4 млрд кВт·ч, что соответствует уровню прошлого года, выработка электроэнергии источниками ГПО «Белэнерго» – 8,2 млрд кВт·ч, а отпуск тепла электростанциями и котельными – 15,4 млн Гкал.

Благодаря энергосберегающим мероприятиям, реализации мероприятий Отраслевой программы мер по экономии и рациональному использованию топливно-энергетических и материальных ресурсов, денежных средств на 2013 год, а также оптимальному составу и режимам работающего оборудования в январе–марте 2013 года удельный расход топлива, по оперативным данным, снижен на 7,2 г у.т./кВт·ч относительно аналогичного периода прошлого года. Ожидаемое выполнение задания по энергосбережению в I квартале текущего года составляет 95 тыс. т у.т., или 112 % от плана.

Уставные фонды РУП «Гомельэнерго» и РУП «Гродноэнерго» будут увеличены

Принято постановление Совета Министров от 3 апреля 2013 года № 253 «Об увеличении уставных фондов отдельных республиканских унитарных предприятий электроэнергетики». Согласно документу до 1 мая уставные фонды РУП «Гомельэнерго» и РУП «Гродноэнерго» будут увеличены соответственно на 55 и 80 млрд руб. за счет средств республиканского бюджета, предусмотренных на увеличение доли государства в уставных фондах (в том числе приобретение акций), вложение средств в ценные бумаги (облигации).

В постановлении также оговорено, что средства внесены в уставные фонды предприятий для финансирования проектирования и строительства (реконструкции) объектов инженерной инфраструктуры к деревообрабатывающим производствам. В частности, РУП «Гомельэнерго» будет осуществлять строительство ПС 110/10 кВ «Ритм» и линий электропередачи напряжением 110 кВ, а также реконструкцию ПС 110/10 кВ «Мозырь – Северная», РУП «Гродноэнерго» – реконструкцию ПС 110 кВ «Мосты».

Через Беларусь пройдет вторая нитка газопровода – Ямал – Европа

5 апреля Председатель Правления ОАО «Газпром» А. Миллер и глава EuRoPol Gaz М. Добрут подписали в Санкт-Петербурге меморандум о взаимопонимании, предусматривающий реализацию проекта Ямал – Европа – 2 мощностью не менее 15 млрд м³ газа в год. Документом определено, что в течение шести месяцев должно быть подготовлено технико-экономическое обоснование этого проекта.

Следует отметить, что в течение последних лет ОАО «Белтрансгаз» в рамках развития практического сотрудничества в энергетической сфере со странами Евросоюза и Российской Федерацией неоднократно ставило вопрос о проработке со всеми заинтересованными сторонами вопроса строительства второй нитки газопровода Ямал – Европа.

Вторая нитка магистрального газопровода Ямал – Европа пройдет через Беларусь. На сегодняшний день транзит российского газа через территорию республики по трубопроводу Ямал – Европа-1 является самым коротким путем доставки голубого топлива европейским потребителям. Газотранспортная система Беларуси находится в собственности «Газпрома», и, с точки зрения логистики, именно этот маршрут поставок природного газа из России в Западную Европу считается самым экономически эффективным.

К тому же, благодаря наличию развитой инфраструктуры, реализовать данный проект возможно в минимальные сроки и с минимальными затратами, так как газопровод Ямал – Европа изначально проектировался как двухниточная система. С учетом расширения обеспечены электроснабжение и телемеханизация линейных объектов, построены подъездные дороги и системы связи, смонтированы узлы подключения и технические переключки для компрессорных агрегатов и др.

При строительстве газопровода будут созданы дополнительные рабочие места для строителей, а в дальнейшем – для эксплуатационного персонала. В связи с увеличением объемов транзита газа через территорию Беларуси увеличатся налоговые поступления в бюджет республики.

Минэнерго планирует реализовать в гидроэнергетике ряд проектов с привлечением прямых иностранных инвестиций

Министерство энергетики планирует реализовать в гидроэнергетике ряд проектов с привлечением прямых иностранных инвестиций. Это строительство каскада гидроэлектростанций на р. Днепр – Оршанской, Шкловской и Могилевской ГЭС, а также возведение на р. Неман Немновской ГЭС. В ходе встречи с заместителем Министра энергетики Беларуси М.И. Михадюком и председателем ГКНТ И.В. Войтовым технический директор итальянской компании PVB Group SPA Пламен Дилков заявил о готовности компании построить сеть гидроэлектростанций на этих реках.

PVB Group SPA – многофункциональная компания, которая работает в нефтяном секторе, в области возобновляемых источников энергии, проектирования промышленных объектов. В настоящее время компания реализует около 30 энергетических проектов в разных странах. При строительстве ГЭС в Беларуси PVB Group предполагает использовать собственную инновационную разработку высокопроизводительной гидротурбины.

Заместитель Министра энергетики Беларуси М.И. Михадюк сообщил, что опыт PVB Group SPA в области гидроэнергетики интересен для республики, а новейшие технологии строительства ГЭС – приемлемы на реках Беларуси, которые имеют равнинный характер.

Реконструкция котельного цеха № 3 (РК-3) Жодинской ТЭЦ в г. Борисове идет по графику

Реализация проекта реконструкции котельного цеха № 3 (РК-3) Жодинской ТЭЦ в г. Борисове со строительством парогазовой установки предусмотрена Государственной программой развития Белорусской энергосистемы на период до 2016 года.

По результатам международных конкурсных торгов победителем тендера признано ОАО «Группа Е4» (Российская Федерация). Контрактом предусматривается установка ПГУ мощностью 65 МВт в составе ГТУ SGT-800 Siemens мощностью 45 МВт (Швеция), ПТУ SST-400 Siemens мощностью 20 МВт (Чехия), котла-утилизатора

Aalborg Engineering (Дания). Данное оборудование по технико-экономическим показателям соответствует современному уровню, а предлагаемые технологии – мировой тенденции повышения эффективности производства тепловой и электрической энергии за счет комбинированного цикла. Электрический КПД этого комплекса в конденсационном режиме составляет 54 %.

Финансирование контракта осуществляется за счет кредита Международного банка реконструкции и развития с погашением полугодовыми платежами в течение шестнадцати лет, включая льготный период сроком на шесть лет, а также средств пополнения уставного фонда предприятия за счет республиканского бюджета согласно постановлению Совета Министров Республики Беларусь от 18 февраля 2013 года № 103.

За счет собственных средств РУП «Минскэнерго» выполняет работы подготовительного периода, строительство объектов вспомогательного назначения (очистные сооружения, здание АБК, реконструкция трубопровода технического водоснабжения), а также присоединение к электрическим сетям энергосистемы на напряжение 110 кВ.

По основным показателям эффективности использования инвестиционных ресурсов – чистому дисконтированному доходу (NPV), внутренней норме рентабельности (IRR) и динамическому сроку окупаемости – проект отвечает всем требованиям, предъявляемым к инвестиционным проектам при отборе их для финансирования.

Реализация данного проекта позволит повысить эффективность работы энергоисточника, ежегодно дополнительно отпускать в энергосистему 491,85 млн кВт·ч и экономить до 56 тыс. т у.т.

На основании утвержденного архитектурного проекта ОАО «Группа Е4» разработан уточненный график выполнения работ по объекту с вводом блока в эксплуатацию в марте 2014 года. В настоящее время работы подготовительного периода выполнены и площадка под строительство ПГУ передана ОАО «Группа Е4».

С ноября 2012 года ведутся работы основного периода строительства (сооружение свайного основания, устройство

фундаментов под главный корпус и основное оборудование), выполнена поставка котла-утилизатора и газовой турбины.

**Заместитель генерального директора
РУП «Минскэнерго» А.В. Жуковский**

Специалисты Гродненской ТЭЦ-2 прошли обучение в Индии

В соответствии с контрактом, заключенным между РУП «Гродноэнерго» и индийской компанией Bharat Heavy Electricals LTD (BHEL), которая является поставщиком основного энергетического оборудования по проекту «Гродненская ТЭЦ-2. Реконструкция с установкой ГТУ», группа технических работников парогазотурбинного цеха Гродненской ТЭЦ-2 прошла обучение в Индии, в городах Нью-Дели, Бангалор и Хайдарабад.

В соответствии со специальной программой специалисты детально изучили компоненты, конфигурацию, конструктивные эксплуатационные особенности устанавливаемой на Гродненской ТЭЦ-2 индийской газотурбинной установки вспомогательного оборудования и особенности программного обеспечения автоматизированной системы управления ГТУ. В ближайшее время им предстоит эксплуатировать строящуюся на станции газотурбинную установку мощностью 121,7 МВт, которую предполагается ввести в эксплуатацию в первом полугодии 2013 года.

Техническое перевооружение Гродненской ТЭЦ-2, которая является крупнейшим генерирующим источником Гродненской области, осуществляется в соответствии с Государственной программой развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года. Проект реализуется с привлечением кредитных средств Экспортно-импортного банка Индии. В результате реконструкции мощность станции возрастет до 302,45 МВт.

**Подготовлено по материалам Минэнерго,
ГПО «Белэнерго», информагентств,
собственных корреспондентов**

Исполнительным комитетом СНГ отмечена деятельность Минэнерго по развитию сотрудничества в области мирного атома

28 марта в ходе совместного заседания Совета постпредов и Комиссии по экономическим вопросам при Экономсовете СНГ председатель Исполнительного комитета СНГ С.Н. Лебедев вручил Грамоту Исполнительного комитета СНГ заместителю Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюку и благодарность начальнику отдела международного сотрудничества Департамента по ядерной энергетике Л.В. Дулинец за активную работу по развитию сотрудничества государств – участников СНГ в области мирного использования атомной энергии.



Сердечно поздравляем с высокой оценкой деятельности по развитию сотрудничества государств – участников СНГ!

Беларусь, Россия и Казахстан прорабатывают пути создания общего электроэнергетического рынка

26 марта в г. Минске состоялось 2-е заседание Консультативного комитета по электроэнергетике при Коллегии Евразийской экономической комиссии (ЕЭК). Заседание прошло под председательством министра по энергетике и инфраструктуре Даниила Ахметова с участием членов Консультативного комитета, представителей профильных министерств стран Таможенного союза и ЕЭП, энергетических компаний и научных организаций. От Республики Беларусь в мероприятии приняли участие заместитель Министра энергетики М.И. Михадюк, генеральный директор ГПО «Белэнерго» А.Р. Ширма и и.о. генерального директора РУП «ОДУ» Д.В. Ковалев.

Приоритетным вопросом заседания стало обсуждение проекта основных принципов формирования электроэнергетического рынка стран ЕЭП, разработанного научно-исследовательским учреждением Российской академии наук «Совет по изучению производительных сил» (СОПС).

Параллельная работа энергосистем Беларуси, Казахстана и России является технологической инфраструктурой, на базе которой в настоящее время осуществляется импорт и экспорт электроэнергии хозяйствующими субъектами Беларуси и России, России и Казахстана. Подписанное 19 ноября 2010 года Соглашение об обеспечении доступа к услугам естественных монополий в сфере электроэнергетики, включая основы ценообразования и тарифной политики (Соглашение ЕЭП), открывает возможность торговли электроэнергией между Беларусью и Казахстаном, которая может быть реализована при наличии экономической целесообразности. Таким образом, уже сегодня имеются организационные, юридические и технические условия для экономически выгодных обменов электроэнергией между государствами – участниками ЕЭП.

Проектом основных принципов формирования общего рынка предусмотрена более глубокая интеграция электроэнергетики государств – участников ЕЭП, связанная с выходом национальных производителей и потребителей на рынки других стран и включающая три этапа. Задача первого этапа – гармонизация существующей законодательной и нормативной правовой базы трансграничной торговли электроэнергией и частичный вы-

ход субъектов национальных рынков на другие рынки. На втором этапе предполагается расширить взаимодействие сторон, обеспечив всем субъектам хозяйствования право доступа на рынки других стран ЕЭП. На третьем, завершающем, этапе планируется создание общей рыночной структуры с единым оперативно-диспетчерским управлением, единой торговой площадкой и системой финансовых расчетов.

Между тем, на пути реализации предложенного СОПС проекта создания общего электроэнергетического рынка существуют препятствия, в частности – отсутствие единого рынка первичных энергоресурсов (газ, нефть), разные структуры энергетических объединений, отличающиеся методики определения тарифов и существование в России и Беларуси перекрестного субсидирования.

По мнению министра ЕЭК Д.К. Ахметова, в результате объединения электроэнергетических систем стран ЕЭП будет создана более эффективная система ценообразования, решена проблема перекрестного субсидирования, увеличено производство электроэнергии и усилена экспортная составляющая энергосистем трех стран. Тем не менее ввиду сложности и масштабности поставленных задач и с учетом высказанных на заседании критических замечаний было принято решение о представлении сторонами предложений и замечаний по проекту основных принципов для их учета в дальнейшей работе.

В ходе заседания Консультативного комитета также обсуждался проект технического задания на выполнение научно-исследовательской работы «Анализ законодательства, технических норм и правил в области электроэнергетики в целях их поэтапной гармонизации, документов, необходимых для реализации Соглашения об обеспечении доступа к услугам естественных монополий в сфере естественных монополий».

Во время пребывания в Беларуси министр ЕЭК Д.К. Ахметов встретился с Министром энергетики Республики Беларусь. Основной темой обсуждения стали вопросы гармонизации нормативной правовой базы государств – членов Таможенного союза и Единого экономического пространства, ход реализации соглашений об обеспечении доступа к услугам естественных монополий в сфере электроэнергетики и транспортировки газа по газотранспортным системам, включая основы ценообразования и тарифной политики в краткосрочной и среднесрочной перспективе.

РУП «Белэнергострой» стал победителем конкурса «На лучшее достижение в строительной отрасли Республики Беларусь за 2012 год»

По итогам конкурса «На лучшее достижение в строительной отрасли Республики Беларусь за 2012 год», организованного Министерством строительства и архитектуры Республики Беларусь, Союзом строителей Республики Беларусь и Республиканским комитетом Белорусского профсоюза работников строительства и промстройматериалов, одна из ведущих строительных организаций энергетической отрасли – РУП «Белэнергострой» – признана победителем в номинации «Организация года» в категории «Генподрядные организации».

От всей души поздравляем коллектив РУП «Белэнергострой» с этой победой, желаем дальнейших профессиональных успехов и новых трудовых свершений!



МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ПРОГНОЗЫ. АНАЛИТИКА. ФАКТЫ

Мировой рынок энергетического угля в 2012 году

Bloomberg

Дешевизна природного газа в США, вызвавшая рост потребления этого энергоресурса и упадок на национальном рынке угля, по мнению специалистов из Peabody Energy, является не долгосрочной тенденцией, а временной флуктуацией, обусловленной избыточным объемом добычи сланцевого газа в конце прошлого десятилетия.

Спрос на природный газ в США быстро увеличивается. Некоторые компании разрабатывают проекты строительства заводов по сжижению газа с целью его экспорта в Европу и страны Азиатско-Тихоокеанского региона. В то же время темпы роста добычи газа падают. По данным Министерства энергетики США, если в 2011 году этот показатель составлял 7,9 %, то в 2012-м он уменьшился до 4,8 %, а в 2013 году сократится практически до нуля. Соответственно, цены на природный газ в США постепенно поднимаются. По состоянию на начало декабря 2012 года уровень газовых котировок колебался на отметке \$ 3,6 за 1 млн БТЕ (около \$ 127 за 1 тыс. м³). Между тем аналитик Seeking Alpha Пауло Сантос считает, что при цене газа выше \$ 3 за 1 млн БТЕ он становится менее выгодным для энергетиков, чем уголь. С этой оценкой согласны и другие специалисты, поэтому, по их мнению, в 2013 году американская угольная отрасль получит шанс на восстановление.

Несмотря на достаточно неприязненное отношение к углю со стороны американских властей, национальная энергетика не обойдется без расширения использования этого ресурса.

Пока основные надежды американских угольщиков связаны с перспективами расширения поставок в Европу, где уголь буквально переживает второе рождение, так как высокие цены на газ привели к падению его конкурентоспособности по сравнению с углем. По данным Bloomberg, по состоянию на ноябрь 2012 года использование газа на европейских энергоблоках приносило региональным энергетическим компаниям убыток в среднем € 11,25/МВт·ч, в то время как сжигание импортного угля давало прибыль € 14,2/МВт·ч.

В 2012 году основной прирост поставок угля в Европу происходил за счет США. В I полугодии американские компании продали своим европейским клиентам на 34,2 % больше угля, чем за тот же период годом ранее. В то же время в южноафриканской угольной отрасли наблюдается стагнация. На 2013 год правительство Колумбии прогнозирует увеличение добычи до 98 млн т, но этот показатель останется относительно постоянным до 2015 года.

Впрочем, экономический кризис будет сдерживать спрос на уголь в странах ЕС. Поэтому основные надежды

угледобывающие компании возлагают на Индию. Правительство этой страны, в последние годы испытывающей острый дефицит электроэнергии, недавно приняло масштабную программу развития энергетической отрасли. До 2017 года совокупные генерирующие мощности планируется увеличить на 44 %, или до 288 ГВт. Большинство новых энергоблоков будут угольными. Вследствие этого спрос на энергетический уголь должен возрасти. В соответствии с планами правительства страны в 2017 году потребление угля (энергетического и коксующегося) составит 980 млн т, из которых 795 млн т будет добыто внутри страны и 185 млн т импортировано.

Между тем индийская угледобывающая отрасль испытывает огромные проблемы, связанные с невозможностью получить разрешения на разработку новых месторождений. Против появления новых угольных карьеров на месте полей и лесов возражают как местные власти, так и государственные агентства по охране окружающей среды. Ряд угледобывающих предприятий были вынуждены прекратить работу вследствие проводимой в стране кампании по борьбе с незаконной (то есть без получения всех необходимых разрешений и лицензий) добычей природных ископаемых. Таким образом, в ближайшие годы Индия будет вынуждена наращивать импорт угля и тем самым оказывать весомую поддержку мировому рынку.

В целом уголь в обозримом будущем должен сохранить свои позиции в мировой экономике и энергетической сфере. Согласно оценкам World Coal Association, его доля в глобальном энергобалансе в 2011 году составляла около 30 %. По меньшей мере, до 2035 года этот показатель останется относительно постоянным. Peabody Energy оценивает мировой спрос на уголь в 2016 году на уровне 8,9 млрд т, что почти на миллиард тонн больше, чем в 2012 году. Основной прирост потребления придется на Китай и Индию.

Конечно, у глобальной угольной отрасли немало проблем. Как считают аналитики из французской компании Axa Investment Managers, самые серьезные из них заключаются в истощении наиболее богатых месторождений, падении качества добываемого угля и увеличении затрат. Большая часть доступных ресурсов представлена в настоящее время углем с относительно низкой теплопроизводительной способностью, добыча и перевозка которого и сейчас находится на грани нулевой рентабельности. Если же правительства развивающихся стран (прежде всего Китая и Индии) ужесточат свое экологическое законодательство и введут плату за выбросы углекислого газа, мировая угольная промышленность может оказаться под угрозой глобального спада. Но, скорее всего, эта опасность преувеличена. Даже в Европе, где власти уделяют наибольшее внимание борьбе с глобальным потеплением и считают сокращение выбросов CO₂ одним из своих приоритетов, ни одно правительство не выступает против

строительства новых угольных энергоблоков (по крайней мере, на своей территории, а не у соседей). Ведь при всех своих недостатках уголь остается самым массовым, доступным, дешевым и поэтому выгодным энергоресурсом.

Европейский выбор

<http://www.uaenergy.com.ua/>

Наиболее глубокие реформы в сфере электроэнергетики переживают страны Европейского союза. Там происходит сразу несколько процессов, которые не всегда гармонично сочетаются друг с другом: опережающий рост использования возобновляемых источников энергии, создание общего энергорынка в масштабах ЕС, продолжение спора о будущем атомной энергетики в регионе.

Развитие альтернативной энергетики, опирающейся на энергию ветра и солнца, уже давно является одним из приоритетов политики ЕС. В настоящее время Евросоюз руководствуется в данной области программой «20–20–20» (принята в 2007 году, и предусматривает сокращение выбросов CO₂ на 20 % и доведение доли альтернативных источников энергии в энергобалансе до 20 % к 2020 году), а также долгосрочной дорожной картой (устанавливает основные ориентиры на период до 2050 года).

К середине текущего столетия страны ЕС планируют сделать возобновляемые источники основой своей энергетики, обеспечивающей до 70 % выработки электроэнергии. Определенные успехи на этом пути уже есть. В последние годы, когда потребление электроэнергии во многих странах ЕС уменьшилось из-за экономического кризиса, а необходимость в строительстве новых энергоблоков соответственно сократилась, на альтернативную энергетику приходилось около 70 % от общего объема вводимых в строй генерирующих мощностей. В Германии уже в 2011 году 20 % потребленной в стране электроэнергии было выработано с использованием возобновляемых источников.

Однако как раз в 2012 году в Европе стали проявляться проблемы, связанные с опережающим развитием альтернативной энергетики. Это обусловлено крайней нестабильностью выработки электроэнергии ветровыми и солнечными электростанциями, объем которой в течение одного дня может колебаться в пределах десятков про-

центов. Для оперативного сглаживания этих колебаний необходимы резервные мощности. Пока доля возобновляемых источников в энергобалансе была невелика, эта проблема была не слишком острой и решалась в рабочем порядке. Но когда солнечные и ветровые станции начали занимать достаточно серьезное место в энергосистеме, трудности стали возрастать лавинообразно.

Поставщики альтернативной электроэнергии пользуются субсидиями и льготами. В частности, генерируемая из возобновляемых источников энергия приобретается в первую очередь. В результате газовые и угольные энергоблоки в ряде стран (прежде всего в Германии, Испании, Италии) вынуждены играть роль резервных, у них увеличивается время простоев, резкие колебания в объемах выработки электроэнергии приводят к повышенному износу оборудования, из-за чего энергокомпании несут убытки.

Проблема избытка производства альтернативной энергии впервые возникла в Германии и Италии в 2012 году. В лексикон европейских энергетиков вошел термин «солнечное воскресенье», когда выработка электроэнергии солнечными электростанциями оказывается настолько большой, что в отдельные часы превышает потребности всей энергосистемы. В результате излишки приходится сбрасывать в энергосистемы соседних стран, что совсем не нравится последним, так как им приходится останавливать собственные энергоблоки.

В последнее время противоречия в этой сфере нарастают. Правительства Польши и Чехии уже предупредили Германию о недопустимости значительных трансграничных перетоков электроэнергии. Обе страны даже приступили к установке на границах специальных трансформаторов и фазорасщепителей, чтобы при необходимости создать барьер энергоперетокам. Правда, ввод в строй этих защитных систем состоится не раньше 2017 года.

Для правительств Германии и Италии появление новых проблем, связанных с возобновляемыми источниками энергии, стало неприятным сюрпризом. Пока они стараются притормозить развитие этой подотрасли, снижая «зеленые» тарифы и отменяя часть льгот, но эти меры вступают в противоречие с политикой ЕС, требующей продолжения развития альтернативной энергетики.

Европейская комиссия видит выход в формировании общеевропейского энергорынка, который планируется создать уже к 2014 году. Предполагается, что к этому времени произойдет объединение региональных энергетических бирж, а все потребители в ЕС получат возможность свободного выбора поставщика электроэнергии. По словам еврокомиссара по энергетике Гюнтера Эттингера, это покончит с нынешним господством крупных интегрированных энергокомпаний на национальных рынках и создаст действующую и эффективную систему свободной конкуренции. Кроме того, возможность свободного перетока электроэнергии от Лапландии до Сицилии и от Шотландии до Эстонии позволит ликвидировать дисбалансы, связанные с избыточным производством альтернативной электроэнергии в различных странах.

Однако на пути к созданию общего европейского энергорынка еще слишком много проблем, которые вряд ли удастся решить к 2014 году. Прежде всего, для этого еще нет технических условий. Чтобы электроэнергия могла свободно циркулировать по единой европейской сети, включающей десятки тысяч мелких поставщиков



альтернативной электроэнергии, необходимо масштабное строительство новых магистральных линий и интерконнекторов, а также массовое внедрение технологий интеллектуальных сетей (smart grids).

По данным Еврокомиссии, уже обнародованные планы предусматривают прокладку около 28 тыс. км линий электропередачи, что соответствует 11 % от совокупной длины имеющихся сетей. В одной только Испании предполагается увеличить протяженность электросетей на 23 % (или на 8 тыс. км). Но в условиях кризиса трудно сказать, будут ли планы реализованы в полной мере.

Помимо технических проблем создание единого европейского энергорынка столкнется и с институциональными. Согласно Лиссабонскому договору, энергетическая политика относится к прерогативе национальных органов власти. В каждой европейской стране действуют свои правила, законы и стандарты, регулирующие деятельность энергорынков, свои тарифы, схемы стимулирования альтернативной энергетики и т.д.

Еврокомиссия стремится привести европейское энергетическое законодательство к общему знаменателю и заставить всех соблюдать общие правила. В настоящее время разрабатывается Директива по альтернативной энергетике, которая должна унифицировать национальное регулирование этой отрасли. Однако многие европейские страны не желают отказываться от суверенитета в энергетической сфере, не говоря уже об особой позиции Польши и Великобритании. Выработка общей энергетической политики станет одним из приоритетных направлений работы Еврокомиссии в 2013 году, но пока действия Брюсселя в этой сфере не пользуются поддержкой со стороны большинства национальных правительств. Так что противоречия в европейской энергетике, скорее всего, будут нарастать.

Литва внедряет правила третьего энергетического пакета ЕС

Lietuvos Dujos

Литовская газовая компания Lietuvos Dujos подтвердила, что до конца июля выделит в самостоятельную структуру свое газотранспортное подразделение. Новая операционная структура под названием Amber Grid получит 57,4 % активов Lietuvos Dujos стоимостью более \$ 602 млн. Руководитель компании Йохим Хокерц заявил в интервью Reuters, что в результате этой реструктуризации российское ОАО «Газпром» и немецкая компания E.ON будут вынуждены до октября продать свои доли в Lietuvos Dujos. Это означает, что Литва приняла решение осуществить на своей территории самый радикальный вариант третьего энергетического пакета.

Юридически третий энергетический пакет Евросоюза (ТЭП) является набором директив в сфере поставок электроэнергии и газа, регламентирующих вопросы владения и использования газопроводов и электросетей, а также предусматривающих учреждение Агентства по энергетике. В его основе лежит принцип разделения. При этом страны ЕС могут выбрать один из трех вариантов реформы распределительных сетей. Первый из них предполагает принудительное разделение собственности вертикально интегрированных холдингов: энергетические компании должны продать свои транспортные сети независимому оператору и не смогут иметь в нем контрольного пакета.

Второй вариант позволяет добывающим компаниям оставаться владельцем транспортных сетей. Однако управлением сетью в этом случае должен заниматься специально созданный «независимый оператор системы». Третий вариант также предполагает сохранение вертикально интегрированных корпораций, но их деятельность будет контролировать специальный «наблюдательный орган».

Литовский институт свободного рынка еще в ноябре 2009 года заявил о том, что ТЭП является логическим продолжением европейской энергетической политики, а затем Литва объявила о том, что намерена разделить свою компанию «Литовский газ», акционером которой является «Газпром», на компании, которые будут заниматься продажей газа и останутся под контролем государства, и компании, которые будут владеть распределительными сетями. Но «Газпром» утверждает, что литовское правительство таким образом пытается лишь оправдать национализацию его активов.

Литва могла выбрать более мягкий вариант, при котором российско-немецкий альянс остался бы собственником газопроводов, но без права управления активами. Именно так произошло в Польше, где «Газпром» остался совладельцем польского участка газопровода Ямал – Европа, хотя управление перешло компании Gaz-System.

Аналитики дают противоречивые прогнозы цен на нефть до 2020 года

Reuters

Значительная часть международного экспертного сообщества сомневается в перспективах существенного роста цен на нефть до конца текущего десятилетия. Такие выводы делает агентство Reuters со ссылкой на Deutsche Welle по результатам анализа прогнозов экспертов 20 ведущих банков и аналитических центров Европы, Америки, Азии и Австралии, касающихся динамики цен на нефть до 2020 года.

Средний показатель всех 20 прогнозов по марке Brent составляет \$ 118/барр. Большинство аналитиков прогнозируют нормализацию котировок нефти WTI и лишь незначительное подорожание Brent – до \$ 118/барр. к концу текущего десятилетия. Примерно такую цифру предсказывают, в частности, французский банк Societe Generale (\$ 116) и японский брокер Nomura (\$ 115).

Выводы агентства опровергают, таким образом, широко распространенное мнение о неизбежном удорожании важнейшего энергоносителя. Тем самым ставится под сомнение перспективность целого ряда дорогостоящих инвестиционных проектов по добыче нефти в особо труднодоступных регионах мира. Если учесть, что в настоящее время ведущий европейский сорт колеблется чуть ниже \$ 108, то получается, что в ближайшие восемь лет рост котировок составит меньше 10 %.

Более серьезную динамику аналитики предсказывают американскому сорту WTI: выведенная из всех прогнозов средняя величина составила \$ 116/барр. Приблизительно такого уровня ожидают, к примеру, американская энергетическая компания First Energy Group и японский Institute of Energy Economics (оба – \$ 115). Несколько выше – \$ 125 – прогноз National Australia Bank. Однако, по мнению некоторых экспертов, удорожание барреля WTI с нынешних \$ 86 до \$ 116 в 2020 году выглядит не столько как рост, сколько

как нормализация цен, как преодоление того разрыва в котировках, который вот уже несколько лет наблюдается между американскими и европейскими сортами.

Аналитики швейцарского банка UBS, напротив, в ближайшие годы предсказывают падение цен на европейскую нефть. В UBS исходят из того, что баррель Brent будет стоить \$ 95. Аналитики второго по величине банка Швейцарии – Credit Suisse – полагают, что цена этой марки нефти снизится до \$ 90. Тем не менее существенного подорожания к 2020 году, причем обеих марок, ожидают в британском банке Barclays – до \$ 184–185/барр.

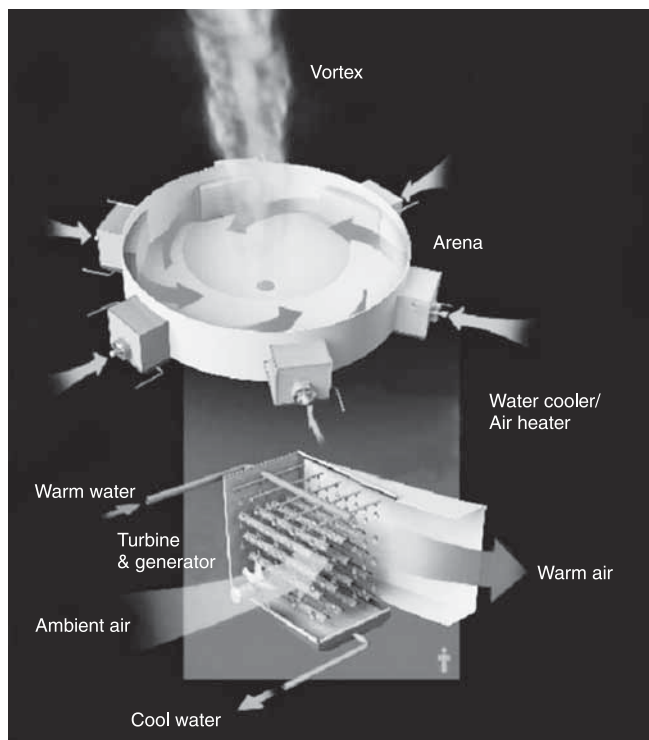
Таким образом, можно исходить из того, что крупные международные банки будут достаточно критически относиться к кредитованию нефтяных проектов, бизнес-концепции которых основаны на ожидании существенно-го удорожания нефти.

Искусственные торнадо – новое слово в альтернативной энергетике

ScienceDaily

Представьте себе источник энергии, который характеризуется нулевым уровнем выброса вредных веществ, не требует отдельной подсистемы хранения энергии, его можно включать и выключать по желанию, при этом генерируемое электричество обходится всего в три цента за кВт·ч. Канадский инженер Луи Мишо считает, что такой в некотором роде утопический сценарий вполне возможен благодаря технологии создания искусственных торнадо. Мишо строит прототип подобной системы в партнерстве с учеными из колледжа Лэмбтона (Lambton College), провинция Онтарио (Канада).

Проект начал развиваться во многом благодаря тому, что основанный Мишо стартап AVEtec получил грант на сумму в \$ 300 тыс. от инвестфонда Thiel Foundation, который способствует развитию передовых идей и достижений в области науки и техники.



Технология Мишо называется двигателем атмосферных завихрений (Atmospheric Vortex Engine; AVE). Система AVE использует низкотемпературное отходящее тепло для создания атмосферных завихрений наподобие торнадо, чтобы производить исключительно дешевую и экологически чистую энергию. В отличие от реального торнадо, завихрения контролируются, то есть они не могут двигаться самопроизвольно, нанося вред имуществу, они привязаны строго к своему источнику тепла.

Мишо проверил свои идеи путем анализа результатов компьютерного моделирования, а также создал четырехметровый прототип в 2009 году, который призван продемонстрировать возможности и уровень безопасности двигателя атмосферных завихрений.

Реальные преимущества технологии можно будет оценить при создании крупномасштабных систем AVE, которые будут приводить в движение турбины генераторов, считает Мишо. Использование низкотемпературного отходящего тепла от тепловой электростанции мощностью в 500 МВт поможет генерировать дополнительные 200 МВт электроэнергии, то есть речь идет об увеличении генерирующей мощности на 40 %.

Следующий прототип будет иметь восьмиметровый диаметр и сможет генерировать 40-метровое завихрение с диаметром в 30 см. Атмосферное явление будет приводить в движение турбины метрового диаметра, созданные специально для тестирования AVE. Инженер считает, что коммерциализация станет экономически целесообразной, когда компания построит прототип с диаметром в 40 м. Произойдет это не раньше 2015 года.

Япония начинает трезво оценивать свое энергетическое будущее

The Washington Post

New Scientist

Два года спустя после аварии на АЭС «Фукусима-1» Япония начинает приходить в себя и трезво оценивать свое энергетическое будущее. Несмотря на митинги протеста против атомной энергетики, прошедшие в Японии, и невероятно сложный процесс очистки АЭС «Фукусима-1» от радиоактивных отходов, отмечается осторожное возвращение Японии к обсуждению возможности сохранить атомную энергетику для страны.

Газета The Washington Post пишет о возобновлении строительства атомной станции в японском городе Ома. Ее сооружение было начато в 2008 году и приостановлено после аварии на АЭС «Фукусима-1». Газета отмечает, что оператор проекта – компания J-Power – идет на риск, учитывая антиатомные настроения населения. Однако те же самые японцы все активнее поддерживают традиционно проатомную Либерально-демократическую партию. Член партии, а ныне премьер-министр Синдзо Абэ заявил в конце февраля, что он изыскал бы возможность возобновить работу существующих реакторов, как только страна укрепит «новую культуру безопасности» с новыми мерами, введенными правительством, пишет The Washington Post.

Reuters также упоминает, что победа либерал-демократов, издавна поддерживавших атомную энергетику и укреплявших связи между политиками, чиновниками и энергоснабжающими компаниями, станет поводом

для серьезного беспокойства оппонентов атомной энергии. Недавний опрос показал, что около 70 % японцев хотят рано или поздно избавиться от атомной энергии. Такая же доля населения поддерживает Абэ, который хочет возобновить работу приостановленных реакторов, если они будут соответствовать новым стандартам безопасности, отмечает Reuters.

Руководитель бюро радиостанции Deutsche Welle в Азии Александр Фройнд считает, что у Японии нет другого выбора, кроме как вернуться к атомным станциям. Он отмечает, что японцев заставили осознать, что экономика, которая уже и так снижает свои показатели, попросту не может позволить себе отойти от атомной энергетики, особенно учитывая, что в спину дышит Китай, и напоминает, что Япония не располагает большими объемами природных ресурсов, и для нее было бы слишком дорого импортировать все энергоносители – уголь из Австралии, газ – из США, нефть – из стран Ближнего Востока и Юго-Восточной Азии. «Таким образом, Япония остается с атомной энергетикой не из чистой веры в технологии, но потому, что у нее нет другого выбора», – заключает журналист.

Научно-популярные СМИ также предлагают свою трактовку последствий аварии на «Фукусиме». Британский журнал New Scientist отмечает, что атомная энергетика в мире развивается, причем в основном в странах Азии. Большинство новых атомных станций сейчас строится в Китае, Индии и России, пишет New Scientist. «Атомное будущее выглядит все более азиатским, в том числе, возможно, и японским. Большинство атомных станций Японии могут открыться в следующем году после дорогостоящих мер по укреплению безопасности АЭС», – считает журнал. При этом аналитики издания сожалеют, что мир все еще боится атомной энергии больше, чем изменения климата, вызванного экспансией угольных и газовых электростанций, рост количества которых намного превышает увеличение мощностей атомных станций в мире. «Очень вероятно, что это ошибка», – пишет New Scientist.

Тем не менее все страны, имеющие атомные станции, извлекли уроки из катастрофы двухлетней давности. В частности, комиссия по контролю за атомными станциями США опубликовала отчет, в котором из 104 ядерных реакторов США работа всех, кроме пяти, была признана приемлемой в отношении безопасности. В то же время, сообщает газета Japan Times со ссылкой на Associated Press, комиссия выработала новые правила, которые обязывают операторов атомных станций до 2016 года установить или усовершенствовать системы безопасности, чтобы ограничить ущерб в случае аварии, а также установить оборудование для мониторинга уровня воды в бассейнах с отработанным ядерным топливом.

Операторы атомных станций активно работают над приведением станций в соответствие с новыми правилами безопасности и уже потратили на эти цели \$ 40 млн.

Энергию собираются качать прямо с орбиты

«Известия»

Главное научное учреждение Роскосмоса – ЦНИИмаш – выступил с инициативой создания российских космических солнечных электростанций (КСЭС) мощностью 1–10 ГВт с беспроводной передачей электроэнергии наземным потребителям.

Идея состоит в том, чтобы разместить на геостационарной орбите отражатели, которые будут улавливать солнечную энергию, преобразовывать ее и отправлять на Землю. В новых экономических условиях становление технологий по созданию КСЭС может определять в перспективе темп развития космической техники.

В США консорциум, в который входят Lockheed Martin, Boeing, JPL, Центр Маршалла, Центр Гленна, а также ряд университетов, планирует создать коммерческую КСЭС гигаваттного уровня к 2016 году. В этом проекте намерен принять участие и Китай. Группа японских корпораций во главе с Mitsubishi Corporation предполагает построить КСЭС гигаваттного уровня к 2025 году в рамках проекта Solarbird. Общая сумма инвестиций в создание станции оценивается в \$ 24 млрд.

Разрабатываемая зарубежными компаниями концепция космических электростанций состоит в следующем: от солнечной батареи большой площади (несколько квадратных километров), расположенной в космосе, электроэнергия собирается и преобразуется в СВЧ-сигнал, который передающей антенной транслируется на наземную антенну. На Земле происходит преобразование СВЧ-сигнала в электричество с приемлемыми параметрами.

В последние годы в мире резко возрос интерес к КСЭС с лазерным каналом передачи энергии в связи с успешным развитием инфракрасных полупроводниковых и особенно волоконных лазеров. Концепция лазерной КСЭС близка к СВЧ-варианту: солнечные батареи питают твердотельные лазеры, распределенные по их площади. От лазеров по волоконным световодам энергия собирается к центральной оптической системе, передающей энергию на Землю, где она фотоэлектрическими преобразователями снова превращается в электричество.

Инфракрасные твердотельные лазеры дают ряд существенных преимуществ. Значительно меньшая расходимость лазерного луча по сравнению с СВЧ-сигналом дает на порядки меньшую площадь передающих и приемных систем, а малая площадь приема дает возможность энергоснабжения высокоширотных регионов России, Канады, Гренландии и ряда островов в северных широтах, а также Антарктиды от КСЭС, находящейся на геостационарной орбите.

В ЦНИИмаше обращают внимание на то, что американские и японские разработчики пошли по пути использования СВЧ-преобразования, которое сегодня представляется значительно менее эффективным, чем лазерное. Их разработки базируются на многокилометровых каркасных конструкциях, значительно менее эффективных, чем бескаркасные центробежные, опыт создания которых имеется только в России.

В феврале 1993 года на транспортно-грузовом корабле «Прогресс» был проведен космический эксперимент «Знамя-2» по раскрытию тонкопленочного центробежного отражателя диаметром 20 м и массой 4 кг. Эксперимент стал базой для создания центробежных солнечных батарей и других космических крупногабаритных конструкций. Для России открывается возможность путем создания КСЭС с лазерным каналом передачи энергии от бескаркасных центробежных солнечных батарей занять лидирующее место в мировом процессе разработки промышленных КСЭС.

Подготовил Геннадий КАРАКУЛЬКО

АСПЕКТЫ ПОВЫШЕНИЯ РЕЙТИНГА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ ПО ПОКАЗАТЕЛЮ «ПОДКЛЮЧЕНИЕ К СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ» ОТЧЕТА ВСЕМИРНОГО БАНКА «ВЕДЕНИЕ БИЗНЕСА»

В докладе Всемирного банка и Международной финансовой корпорации «Ведение бизнеса – 2013: разумный подход к регулированию деятельности малых и средних предприятий» Беларусь заняла 58-е место, улучшив свой рейтинг на две позиции по сравнению с прошлым годом. Согласно данным отчета рейтинг Беларуси вырос по пяти категориям из десяти. Между тем по такому значимому показателю, как «подключение к системе электроснабжения», Беларусь не входит даже в первую сотню стран, принимавших участие в исследовании, что обусловлено как объективными, так и субъективными причинами.

Ежегодно Всемирный банк представляет вниманию общественности доклад «Ведение бизнеса», в рамках которого оцениваются условия регулирования, в том числе нормативно-правового, предпринимательской деятельности в той или иной стране. Результаты этого глобального исследования представляются в виде рейтинга, высокая позиция которого свидетельствует о благоприятных условиях ведения бизнеса.

Показатель «подключение к системе электроснабжения» был впервые включен в отчет Всемирного банка «Ведение бизнеса» в 2011 году. Для Республики Беларусь по этому по-

- выполнение электромонтажных работ;
- получение справки о выполнении технических условий и акта разграничения балансовой принадлежности;
- допуск в эксплуатацию электроустановок;
- подключение к системе электроснабжения (осмотр, параметризация и опломбировка средств расчетного учета, заключение договора).

С целью изучения процесса подключения к электрическим сетям экспертами Всемирного банка проводится анкетирование независи-



**В.А. ЗАКРЕВСКИЙ, к.т.н.,
заместитель Министра
энергетики Республики
Беларусь**

«В докладе Всемирного банка и Международной финансовой корпорации «Ведение бизнеса – 2013: разумный подход к регулированию деятельности малых и средних предприятий» Беларусь заняла 58-е место, улучшив свой рейтинг на две позиции по сравнению с прошлым годом»

казателю экспертами Всемирного банка выделено семь процедур:

- получение технических условий;
- разработка и согласование проекта электроснабжения;
- получение разрешения на проведение раскопок;

мых специалистов, проектных и электромонтажных организаций. Результаты их оценки не радуют белорусских энергетиков: по итогам отчета за 2012 год («Ведение бизнеса – 2013») наша республика по показателю «подключение к си-

стеме электроснабжения» занимает 171-е место из 185 стран. Вместе с тем Министерство энергетики и ГПО «Белэнерго» считают такую оценку Всемирного банка не соответствующей действительности.

В рамках выполнения поручений Правительства Министерством энергетики в течение 2011–2012 годов проводилась работа по улучшению рейтинга Республики Беларусь по показателю «подключение к системе электроснабжения» отчета Всемирного банка «Ведение бизнеса». В республике осуществлен ряд реформ, направленных на совершенствование законодательства и упрощение процедуры подключения к системе электроснабжения, а именно:

- с 9 июня 2011 года организациям, выполняющим работы по строительству воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением до 10 кВ, нет необходимости получать разрешение на производство строительно-монтажных работ;
- со 2 февраля 2012 года после вступления в силу Правил электроснабжения, утвержденных постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 года, юридическому лицу (индивидуальному предпринимателю) не требуется получение в энергоснабжающей организации справки о выполнении технических условий;
- постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 февраля 2012 года № 156 введена единая процедура по подключению электроустановок к электрическим сетям энергоснабжающей организации. В соответствии с этой процедурой юридическое лицо или индивидуальный предприниматель после выполнения электромонтажных работ обращается в энергоснабжающую организацию ГПО «Белэнерго» с соответствующим заявлением на подключение и ему оказывается комплексная услуга, включающая выдачу акта разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон; осмотр электроустановок с оформлением акта осмотра; проверку, параметризацию и опломбировку средств расчетного учета электрической энергии; заключение договора электроснабжения; непосредственное подключение электроустановок;
- сокращены сроки выдачи разрешения на проведение земляных работ с 9 до 5 календарных дней;
- сокращены до 10 календарных дней сроки осуществления административной процедуры по подключению электроустановок объекта с одним источником питания к электрическим сетям энергосистемы.

«... по показателю «подключение к системе электроснабжения» (отчет Всемирного банка «Ведение бизнеса – 2013») наша страна занимает 171-е место из 185 стран»

Министерство энергетики и ГПО «Белэнерго» активно информировали экспертов Всемирного банка о результатах проделанной работы. В адрес банка было направлено более 15 обращений, организованы две видеоконференции (19 апреля и 5 июня 2012 года), проведены переговоры под руковод-

структуре. Между тем в соответствии с белорусским законодательством процедуры по получению технических условий и выполнению проекта на электроснабжение не должны учитываться Всемирным банком при расчете показателя «подключение к системе электроснабжения» на основании того, что они уже выполнены до строительства склада.

При этом экспертами была высказана следующая позиция: процедуры по получению технических условий и выполнению проектной

«В течение 2011-2012 годов в республике осуществлен ряд реформ, направленных на совершенствование законодательства и упрощение процедуры подключения к системе электроснабжения...»

ством Первого заместителя Министра Э.Ф. Товпенца с Директором отдела Украины, Беларуси и Молдовы Всемирного банка Чимьяо Фаном (14 августа 2012 года).

Тем не менее экспертами Всемирного банка не учтена ни одна из проведенных в республике реформ, направленных на упрощение процедуры по подключению к системе электроснабжения. По их мнению, реформы на момент проведения анкетирования респондентов (февраль–март 2012 года) не были реализованы на практике.

Не была также принята во внимание позиция Минэнерго о необходимости корректировки данных, содержащихся в докладе, с учетом действующего законодательства и практики его применения в части организации работ по подключению к инженерной инфра-

структуры для Республики Беларусь искусственно включены в расчет показателя «подключение к системе электроснабжения» с целью отслеживания всего процесса по подключению, начиная

Справочно

При среднем курсе доллара США 8630 руб. за январь 2013 года стоимость строительства ВЛ (КЛ) без ТП составляет примерно \$ 7 тыс., стоимость строительства ВЛ (КЛ) с ТП – примерно \$ 70 тыс.

С учетом среднедушевого дохода \$ 5830 (согласно отчету «Ведение бизнеса – 2013») стоимость работ по строительству ВЛ (КЛ) без ТП и с ТП составляет соответственно 120 и 1200 % от его величины. Это оказывает существенное влияние на рейтинг при одинаковом количестве процедур и дней:

- 7 процедур, 179 дней, 120 % – 152-е место, 1200 % – 173-е место;
- 5 процедур, 112 дней, 120 % – 73-е место, 1200 % – 120-е место.

с получения необходимых технических данных и заканчивая непосредственно подключением.

«В целях улучшения рейтинга Беларуси по показателю «подключение к системе электроснабжения» Министерством энергетики Беларуси разработан соответствующий План действий на 2013–2015 годы, мероприятия которого находятся в стадии реализации»

С учетом проведенных в республике реформ и изложенной выше позиции экспертов Всемирный банк в отчете «Ведение бизнеса» по показателю «подключение к системе электроснабжения» должен в настоящее время отражать 5 процедур с ориентировочными временными затратами 112 дней.

В целях улучшения рейтинга Беларуси по показателю «подключение к системе электроснабжения» Министерством энергетики Беларуси разработан соответствующий План действий на 2013–2015 годы, мероприятия которого находятся в стадии реализации.

Так, направлены обращения в Представительство Всемирного банка в Республике Беларусь, штаб-квартиру Всемирного банка в г. Вашингтон, МИД и Посольство Республики Беларусь в США с просьбой об организации встречи представителей Министерства энергетики с руководством Всемирного банка, курирующим проект «Ведение бизнеса».

В целях информирования юридических лиц и индивидуальных предпринимателей об условиях подключения к электрическим сетям, а также повышения уровня доступности информации, в том числе для экспертов Всемирного банка, на сайтах Минэнерго и ГПО «Белэнерго» созданы разделы «подключение к системе электроснабжения», в которых раз-

мещены сведения о порядке осуществления процедуры, информация о нормативных правовых актах, регламентирующих подключение, сроках его осуществления и т.д.

Минэнерго подготовлен и направлен на согласование с заинтересованными проект нормативного правового акта, предусматривающего отмену государственной

экспертизы проектной документации на электроснабжение зданий и сооружений установленной мощностью до 250 кВА включительно (в том числе в случае установки столбовой, мачтовой комплектной трансформаторной подстанции), разработанной за счет собственных средств юридических лиц и индивидуальных предпринимателей.

Минэнерго также прорабатывается вопрос снижения стоимости работ по подключению к системе электроснабжения за счет исключения затрат на установку трансформаторной подстанции.

В соответствии с законодательством республики и с учетом проведенных реформ фактически для подключения к системе электроснабжения, согласно условиям, за-

«Улучшение рейтинга республики по показателю «подключение к системе электроснабжения» отчета Всемирного банка «Ведение бизнеса» приблизит Беларусь к достижению одной из стратегических целей инвестиционной политики республики – вхождению в тридцатку стран с наиболее благоприятными условиями ведения бизнеса»

данным методологией Всемирного банка, необходимо осуществить две процедуры:

- до 35 календарных дней сократить сроки выполнения электро-монтажных работ подрядной ор-

ганизацией, в том числе получения разрешения на проведение раскопок;

- до 20 календарных дней сократить сроки подключения электроустановок к электрическим сетям энергоснабжающей организации по принципу «одно окно». Эта комплексная услуга включает выдачу акта разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон; осмотр электроустановок с оформлением акта; проверку, параметризацию и опломбировку средств расчетного учета электрической энергии, заключение договора электроснабжения и непосредственное подключение электроустановок.

«...на сайтах Минэнерго и ГПО «Белэнерго» созданы разделы «подключение к системе электроснабжения», в которых размещены сведения о порядке осуществления процедуры, информация о нормативных правовых актах, регламентирующих подключение, сроках его осуществления...»

На протяжении последних десяти лет Беларусь входит в тройку стран, которые активно модернизируют свои инвестиционные возможности и условия ведения бизнеса. Повышение рейтинга республики по показателю «подключение к системе электроснабжения» отчета Всемирного банка «Ведение бизнеса» приблизит Беларусь к достижению одной из стратегических целей инвестиционной политики республики – вхождению в тридцатку стран с наиболее благоприятными условиями ведения бизнеса.

* * *

В апреле в штаб-квартире Всемирного банка в г. Вашингтоне состоялась встреча представителей Минэнерго во главе с заместителем Министра энергетики В.А. Закревским с руководством Всемирного банка. О результатах встречи читайте в ближайших номерах журнала.

(Примечание редакции)

РОЛЬ ТОРФЯНОЙ ОТРАСЛИ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ БЕЛАРУСИ

В Беларуси находится около 9 тыс. торфяных месторождений. Общие геологические запасы торфа в республике составляют около 4 млрд т, балансовые (разведанные и утвержденные) – 940 млн т, в том числе извлекаемые – около 600 млн т. Эта оценка основана на результатах геолого-разведочных мероприятий, проводившихся в первой половине прошлого века, и является приблизительной.

Несмотря на то что со времени последнего геологоразведочного исследования прошло более полувека, объем природных запасов торфа, по мнению специалистов, не мог существенно измениться, поскольку торфяники в среднем прирастают всего на 1 мм в год. Однако осушение земель с запасами торфа, сельскохозяйственная деятельность, промышленная добыча и ряд других факторов способны существенно повлиять на количество и качество данного вида сырья. Ученые считают, что за период освоения торфяных месторождений в Беларуси вследствие добычи, потерь по условиям добычи, от минерализации, ветровой и водной эрозии и пожаров запасы торфа уменьшились примерно на 1,4 млрд т. Но это прогнозные данные, которые могут не соответствовать действительности.

Надо иметь в виду, что расхождения в оценках геологических запасов торфа в Беларуси могут дорого обойтись не только торфяной отрасли, но и государству, так как при составлении программ и бизнес-планов могут использоваться различные цифры. Более точные сведения о наличии торфа на разведанных месторождениях необходимы как белорусским ученым, так и предприятиям ГПО «Белтопгаз». Возможно, этот вопрос может быть решен с помощью белорусского спутника дистанционного зондирования Земли, который был запущен 22 июля 2012 года с космодрома «Байконур» в Казахстане. Переда-

ваемая им информация позволила бы составить более достоверную картину о наличии торфа на разведанных месторождениях. Но это вопрос ближайшего будущего. Между тем проблеме рационального использования этого природного ресурса уделялось серьезное внимание уже в прошлом веке.

В период с 1991 по 2010 год в республике действовала Схема рационального использования и охраны торфяных ресурсов Республики Беларусь на период до 2010 года, которая была утверждена постановлением Правительства в ноябре 1991 года № 440. Согласно Схеме все торфяные месторождения были распределены по целевым фондам: природоохранному, запасному, земельному, разрабатываемому, нераспределенного остатка и выработанному (см. таблицу).

Торфяной промышленности для добычи отведено 15 тыс. га торфяных



В.В. КОВАЛЕВ,
заместитель
генерального директора
ГПО «Белтопгаз»

месторождений с запасами торфа в количестве 30 млн т. В настоящее время организациями ГПО «Белтопгаз» используется менее 1 % от всего торфяного фонда Республики Беларусь. Поскольку в сельском хозяйстве задействовано около 40 %, к выработанным относится около 9 %, месторождений с запасами торфа в количестве 30 млн т. В настоящее время организациями ГПО «Белтопгаз» используется менее 1 % от всего торфяного фонда Республики Беларусь. Поскольку в сельском хозяйстве задействовано около 40 %, к выработанным относится около 9 %,

Распределение запасов торфа по целевым фондам

Наименование фонда	Площадь		Запасы	
	тыс га	%	млн т	%
Природоохранный	312,6	13,0	771	18,8
Запасной	32,1	1,3	103,4	2,5
Земельный	963,1	40,2	1375	33,5
Разрабатываемый	109,0	4,5	223	5,4
Нераспределенный остаток	771,4	32,3	1478,9	36,2
Выработанный	209,5	8,7	145,8	3,6
Всего	2396,7		4097	

Справочно

Ежегодно в мире добывается порядка 30 млн т торфа. Мировыми лидерами в этой области являются Финляндия (10–15 млн т в год), Ирландия (5 млн т), Беларусь (3 млн т), Германия (2,5 млн т), Россия (2 млн т), Канада (2 млн т), Швеция (до 1 млн т), страны Балтии (до 1 млн т). В таких странах, как Финляндия, Ирландия, Беларусь и Швеция, торф используется в основном в качестве топлива.

Для обеспечения добычи торфа в Финляндии и Ирландии торфодобывающим компаниям отведено по 80 тыс. га земель месторождений, что в 5 раз больше, чем предоставляется белорусским торфопредприятиям.

то около 50 % площади всех торфяных месторождений фактически выполняют природоохранные функции (природоохранный и запасной фонды, нераспределенный остаток).

В настоящее время в республике ежегодно добывается порядка 3 млн т торфа. Он используется в качестве топлива для мини-ТЭЦ и котельных, для изготовления продукции сельскохозяйственного назначения, пищевых добавок к кормам, сорбентов, но его основная часть применяется для производства топливных брикетов, ежегодный объем которых составляет в республике 1,3–1,4 млн т.

В соответствии с Директивой Президента Республики Беларусь от

14 июня 2007 года № 3 в целях обеспечения энергетической безопасности была разработана и утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23 января 2008 года № 94 Государственная программа «Торф» на 2008–2010 год и на период до 2020 года. Программой предусматривается увеличение добычи торфа к 2020 году до 5 млн т.

Максимальный объем добычи торфа в республике был достигнут в 60–70-е годы XX века. В этот период добыча торфа составляла более 35 млн т и около 20 млн т торфа использовалось для сельскохозяйственных нужд (приготовления компостов и подстилки).

Торфяная промышленность в настоящее время занимает важное место в обеспечении энергетической безопасности Республики Беларусь. Ее составляющая в общей доле использования местных видов топлива (МВТ) достигает порядка 15 %. Это при том, что к МВТ относятся также добываемая в республике нефть и весьма значительная доля древесного топлива (дрова, топливная щепка, пеллеты). В отрас-

ли работает более 6 тыс. человек, а в поселках, для которых торфопредприятия являются градообразующими, проживает более 30 тыс. человек.

Сравнительный анализ показывает, что если бы в Беларуси не существовало торфяной промышленности, республике пришлось бы закупать за рубежом дополнительно более 800 млн м³ природного газа ежегодно на сумму около \$ 150 млн. Альтернативой могло бы стать использование в стране бурых углей, но на сегодняшний день это менее экологичный вид топлива, так как уголь имеет более высокое, по сравнению с торфом, содержание оксида серы.

С 2005 года начата поставка торфяного топлива на энергоисточники республики. В настоящее время оно используется Жодинской ТЭЦ, Речицкой, Осиповичской и Пружанской мини-ТЭЦ, а также Бобруйской ТЭЦ-1. До 2015 года планируется ввести в эксплуатацию новый котел на Мозырской ТЭЦ, который также будет работать на торфяном топливе. Только за 2012 год на энергоисточники республики было поставлено торфяного топлива в объеме, эквивалентном 24 тыс. т у.т. Планируется, что к 2020 году этот показатель составит 175 тыс т у.т.

Экономический эффект от использования торфа на энергообъектах (мини-ТЭЦ, котельных) достаточно высок. Так, средняя стоимость 1 т торфа с доставкой до энергообъекта составляет около 150 тыс. руб. При этом по тепловому эквиваленту



3,5 т торфа заменяют 1 тыс. м³ природного газа (цена 1 тыс. м³ газа составляет около 2,4 млн руб.). Таким образом, применение торфяного топлива на энергообъектах более чем в 4,5 раза выгоднее, чем использование природного газа.

Хотелось бы отметить, что с 2011 года начаты поставки топливных брикетов на цементные заводы республики, заявленная потребность которых в этом виде топлива, по прогнозам, составит 220 тыс. т в 2015 году, а к 2020 году возрастет до 300 тыс. т.

Основной объем торфяного топлива (более 50 %) реализуется населению, оно также используется коммунально-бытовыми потребителями (котельные школ, больниц и др.). До 30 % топливных брикетов поставляется на экспорт в страны Евросоюза.

По результатам неоднократных согласительных совещаний с участием представителей Минприроды, Минэнерго, облисполкомов, Национальной Академии наук Беларуси, а также представителей общественных экологических организаций Правительством республики было принято постановление Совета Министров Республики

Беларусь «О некоторых вопросах добычи торфа и оптимизации системы особо охраняемых природных территорий» от 17 июня 2011 года № 794. Постановлением было закреплено выработанное в ходе совещаний компромиссное решение о том, что

исключению из особо охраняемых природных территорий (ООПТ) подлежат только те торфяные месторождения, которые являются сырьевыми базами действующих торфопредприятий и необходимы им для продления срока работы.

Данным нормативным актом предусмотрено исключение земель торфяных месторождений из восьми особо охраняемых природных территорий, пять из которых являются заказниками местного (областного и районного) значения и три – республиканского. Следует особо отметить, что площадь планируемых к исключению из заказников для добычи торфа земельных участков составляет 3350 га при об-

щей площади ООПТ 108 807 га, то есть всего около 3 % от особо охраняемых природных территорий, указанных в Постановлении, или около 0,1 % от общей площади торфяных месторождений республики.

Принятие такого решения имеет жизненно важное значение для восьми организаций торфяной промышленности, в которых работает порядка 1400 человек. Кроме того, данное решение, безусловно, окажет свое влияние на жизнь населения поселков, для которых эти предприятия являются градообразующим. А это около 9400 человек, что сопоставимо с численностью населения таких районных центров, как г. Крупки или г. Столин.

Справочно

1 т торфа = 0,34 т у.т.;

1 т топливных брикетов = 0,6 т у.т.;

1000 м³ газа = 1,15 т у.т.;

цена реализации 1 т торфа фрезерного = 100–150 тыс. руб.;

цена реализации 1 т топливных брикетов = 350–500 тыс. руб.;

цена реализации природного газа = 2 млн 400 тыс. руб.

НОВЫЕ ТИПА



Технический кодекс установившейся практики

ТКП 459-2012 (02230) «Правила техники безопасности при эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей»

Официальное издание



Технический кодекс установившейся практики

ТКП 458-2012 (02230) «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей»

Официальное издание

Технический кодекс установившейся практики

ТКП 427-2012 (02230) «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок»

Официальное издание



ЗАКАЗАТЬ документы можно:

- в редакции по тел./факсу: (+ 375 17) 286-08-28 (опт);
- на сайте www.energystategy.by (опт);
- у региональных представителей в РБ (розница)

О СОТРУДНИЧЕСТВЕ ГОСУДАРСТВ – УЧАСТНИКОВ СНГ В ОБЛАСТИ МИРНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ

Динамичное и устойчивое развитие любой страны, повышение уровня жизни населения неразрывно связаны с ее энергетической и экономической безопасностью. Как показывает мировой опыт, одним из основных направлений обеспечения энергетической безопасности является развитие атомной энергетики. Это один из ключевых инструментов оптимизации топливно-энергетического баланса и важнейшее условие экономического роста как отдельных стран, так и мира в целом.

Развитие мирной атомной энергетики и решение проблем в этой сфере невозможны без формирования партнерских отношений как между странами, имеющими развитую ядерную энергетику, так и между государствами, вступившими на путь реализации ядерных программ. Особая роль во взаимодействии и налаживании такого сотрудничества отводится Содружеству Независимых Государств (СНГ).

В целях совершенствования сотрудничества в рамках СНГ, поиска приемлемых путей решения комплекса проблем экономического характера, создания реальных условий для устойчивого развития экономики государств – участников СНГ и эффективного развития мирной атомной энергетики реализуется Рамочная программа сотрудничества государств – участников СНГ в области мирного использования атомной энергии на период до 2020 года «Сотрудничество «Атом – СНГ».

Рамочная программа была принята решением Совета глав правительств СНГ 19 мая 2011 года и является международным нормативным правовым актом, который юридически закрепляет приоритетные направления развития сотрудничества в сфере атомной энергетики, принципы взаимодействия, механизмы реализации программных мероприятий и координации сотрудничества государств – участников СНГ на ближайшее десятилетие.

Рамочная программа также обобщает принципы взаимодействия государств – участников СНГ в области развития мирной атомной энергетики, которые предусматривают:

- оценку потенциальных возможностей мирной атомной энергии как альтернативного источника энергии в системе общего энергопотребления в государствах – участниках СНГ;
- создание единых условий по обеспечению безопасной эксплуатации АЭС;
- анализ инвестиционных возможностей в рамках частного и государственного партнерства в развитии мирной атомной энергетики и другие важные направления.

Основным механизмом выполнения Рамочной программы является обеспечение эффективной координации совместных действий государств – участников СНГ и организаций по осуществлению двух- и многосторонних проектов в области использования атомной энергии в мирных целях. С целью реализации Рамочной программы принят План первоочередных мероприятий, среди которых приоритетными являются следующие:

- совершенствование правовой и нормативной базы;
- обеспечение безопасности использования атомной энергии в мирных целях;
- сотрудничество в области обращения с отработавшим ядерным топливом и радиоактивными от-



**Л.В. ДУЛИНЕЦ, начальник
отдела международного
сотрудничества
Департамента по ядерной
энергетике Минэнерго**

ходами, вывода из эксплуатации объектов атомной отрасли;

- сотрудничество в сфере добычи урановых руд и производства топлива;
- научно-техническое сотрудничество государств – участников СНГ;
- сотрудничество в решении экологических проблем и вопросов рекультивации территорий, подвергшихся радиоактивному загрязнению;
- сотрудничество в области применения ядерных и радиационных технологий в различных отраслях народного хозяйства (медицине, сельском хозяйстве и т.д.);
- подготовка кадров для атомной энергетики;
- информационно-аналитическое обеспечение сотрудничества го-



Руководители и эксперты профильных министерств и ведомств, члены Комиссии государств – участников СНГ по использованию атомной энергии в мирных целях на конференции, посвященной 15-летию деятельности названной Комиссии

сударств – участников СНГ в области мирного атома.

Для решения этих задач из представителей заинтересованных стран – участниц СНГ создано 11 рабочих групп и экспертная группа по координации выполнения Рамочной программы, в функции которой входят контроль и содействие процессу реализации плана первоочередных мероприятий. Каждая рабочая группа, решая вопросы, относящиеся к ее компетенции, исходит из их актуальности с учетом потребностей представленных в группе стран и при этом использует потенциал всех входящих в ее состав специалистов.

Так, рабочая группа по гармонизации нормативной правовой и нормативной технической баз собрала и проанализировала информацию о состоянии нормативной базы в области мирного использования атомной энергии в Украине, Республике Беларусь, Российской Федерации. Результаты анализа используются при подготовке положения о межгосударственном интеграционном центре, который создается для решения задач по сбору, анализу информации и методическому обеспечению вопросов нормативного правового и нормативного технического регулирования в государствах – участниках СНГ в области использования атомной энергии в мирных целях.

Рабочая группа по созданию регионального центра СНГ по повышению квалификации медицинских физиков строит свою работу ис-

ходя из первоочередности вопросов внедрения и развития применения радиоизотопов и неэнергетических мирных технологий, особенно в медицине. Члены этой рабочей группы также занимаются вопросами подготовки кадров для радиационной онкологии, ядерной медицины, радиофармацевтики и медицинской физики.

С целью привлечения молодых ученых и специалистов, студентов профильных вузов и колледжей стран Содружества в молодежные учебные и творческие коллективы создана рабочая группа в рамках проекта «Атомное содружество XXI» на базе НИЯУ «МИФИ», в которую наряду с молодежью вошли преподаватели и специалисты ведущих профильных вузов, научных организаций и промышленных предприятий ядерной сферы стран Содружества. Задачей данной рабочей группы является опережающая целевая подготовка кадров для национальных программ развития ядерных технологий государств – участников СНГ.

Для освещения происходящих в рамках сотрудничества государств – участников СНГ мероприятий в сфере мирного использования атомной энергии открыт информационный портал в сети интернет (www.sng-atom.com). Портал содержит сведения об основных нормативных правовых актах СНГ в области использования атомной энергии в мирных целях, принятых в этой сфере решениях, деятельно-

сти рабочих групп и другую полезную информацию.

Координация хода реализации Рамочной программы осуществляется Комиссией государств – участников СНГ по использованию атомной энергии в мирных целях, отметившей в этом году 15 лет со дня своего основания. В состав Комиссии входят Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Российская Федерация, Республика Таджикистан и Украина. Участники конференции «Пятнадцать лет деятельности Комиссии государств – участников СНГ по использованию атомной энергии в мирных целях. Итоги и перспективы», которая состоялась в декабре прошлого года на площадке Белорусской АЭС, единодушно отметили значительный практический вклад Комиссии Атом-СНГ в укрепление сотрудничества государств – участников СНГ в сфере мирного использования атомной энергии и обсудили перспективы его углубления, отметив, что мирное использование атомной энергии является органичной частью инновационно-индустриального развития государств СНГ.

Основой для перспективного развития сотрудничества атомных отраслей государств – участников СНГ и дальнейшего роста их совокупного потенциала станет Соглашение о координации межгосударственных отношений в области



Заседание Комиссии государств – участников СНГ по использованию атомной энергии в мирных целях в Информационном центре по атомной энергетике в г. Острове

использования атомной энергии в мирных целях на территории СНГ, которое планируется подписать на Совете глав правительств СНГ в этом году. Соглашение направлено на обеспечение эффективной координации совместных действий государств – участников СНГ и должно способствовать устойчивому развитию приоритетных направлений сотрудничества в области использования атомной энергии в мирных целях.

Существенное внимание планируется уделять развитию системы нормативного правового и нормативного технического регулирования в области использования атомной энергии в мирных целях, выработке единых подходов к установлению норм, требований и правил, регламентирующих дея-

тельность в данной сфере, с учетом интеграционных процессов на территории СНГ и вступления ряда стран в ВТО. Реализация этой задачи станет основной функцией базовой организации, в рамках которой будет создан уже упомянутый центр по сбору, анализу информации и методическому обеспечению вопросов нормативного правового и нормативного технического регулирования в государствах – участниках СНГ.

В перспективе предполагается разработать проект Концепции модернизации и развития атомной медицины в государствах – участниках СНГ и вынести его на рассмотрение высших органов Содружества. Планом деятельности Комиссии Атом-СНГ также предусмотрена разработка совместной программы

научных исследований на экспериментальном казахстанском комплексе «Токамак», предназначенном для исследований и испытаний перспективных материалов термоядерных реакторов.

В сфере подготовки кадров для национальных программ развития ядерных технологий государств – участников СНГ предполагается создать Межгосударственный институт государств – участников СНГ по направлениям ядерного

образования на базе Национального исследовательского ядерного университета «МИФИ». Ведется практическая отработка регламента подготовки кадров, планируется к выпуску концепция создания этого института.

Республика Беларусь ведет активную работу в рамках сотрудничества стран Содружества в сфере мирного использования атомной энергии. Представители государственных органов управления и организаций республики входят в состав десяти рабочих групп и экспертной группы по координации выполнения Рамочной программы, принимают участие в разработке межправительственных соглашений, в том числе в доработке проекта Соглашения о координации межгосударственных отношений государств – участников СНГ в области использования атомной энергии в мирных целях.

В 2012 году в Беларуси завершены внутригосударственные процедуры, необходимые для вступления в силу Соглашения о сотрудничестве по формированию и обмену информационными ресурсами, а также созданию и развитию информационных систем государств – участников СНГ в сфере мирного использования атомной энергии. В целях реализации положений данного соглашения и информационно-аналитического обеспечения сайта Комиссии Атом-СНГ белорусская сторона регулярно предоставляет необходимую информацию и материалы.



Участники заседания Комиссии государств – участников СНГ по использованию атомной энергии в мирных целях на строительной площадке Белорусской АЭС

КОНВЕНЦИЯ О ФИЗИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЕ ЯДЕРНОГО МАТЕРИАЛА И ЕЕ ВЫПОЛНЕНИЕ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

В современных условиях вопрос физической защиты ядерного материала приобретает особую значимость для всего международного сообщества, которому далеко не безразлично, каким образом и насколько то или иное государство выполняет свои обязанности в этой сфере. С целью оказания помощи в укреплении физической защиты в отдельных странах и содействия достижению большей согласованности требований и процедур в этой области в последние три десятилетия был разработан целый ряд международных документов. Среди них одним из основополагающих является Конвенция о физической защите ядерного материала, к которой в 1993 году присоединилась и Республика Беларусь.

Конвенция о физической защите ядерного материала 1980 года

Присоединение Республики Беларусь к Конвенции о физической защите ядерного материала 1980 года было закреплено постановлением Президиума Верховного Совета Республики Беларусь от 14 июня 1993 года № 2381-XII «О правопреемственности Республики Беларусь в отношении Конвенции о физической охране ядерного материала».

В связи с присоединением республики к Конвенции принято постановление Совета Министров Республики Беларусь от 24 мая 1993 года № 338 «О мерах по физической защите ядерных материалов». Во исполнение данного постановления было разработано Положение по обеспечению физической защиты ядерных материалов при их использовании, хранении и транспортировке, утвержденное протоколом Госпроматомнадзора от 28 января 1994 года № 1, которое являлось единственным регулирующим документом в области обеспечения физической защиты и действовало до настоящего времени.

Положение 1994 года основывалось на рекомендациях МАГАТЭ по организации физической защиты, изложенных в INFCIRC/225/Rev.2 «Физическая защита ядерного материала». Им были установлены требования к физической защите ядерных материалов при хранении,

использовании и транспортировке в зависимости от их категории, а также определены функции ведомств в этой сфере.

Конвенция о физической защите ядерного материала 1980 года применялась к ядерному материалу, используемому в мирных целях и находящемуся в международной перевозке, а также к ядерному материалу при использовании, хранении и перевозке внутри государства.

Приложение I документа устанавливает уровни физической защиты ядерного материала в зависимости от его категории в процессе хранения, связанного с международной перевозкой:

- для материалов категории III – хранение в пределах зоны, доступ в которую контролируется;
- для материалов категории II – хранение в пределах зоны, находящейся под постоянным наблюдением охраны или электронных приборов, окруженной физическим барьером с минимальным количеством входов, которые контролируются, или в пределах любой зоны с аналогичным уровнем физической защиты;
- для материалов категории I – хранение в пределах защищенной зоны, как она определена выше для материалов категории II, доступ в которую разрешен только лицам, чья благонадежность установлена, и которая находится под наблюдением охраны,



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



В.Т. КАЗАЗЯН, к.т.н.,
заведующий лабораторией



А.П. МАЛЫХИН, к.т.н.,
ведущий научный сотрудник



М.А. КОЗЕЛ,
научный сотрудник

поддерживающей постоянную связь с силами реагирования.

Также определяются регулирующие требования к уровням физической защиты ядерного материала во время международной перевозки [1]:

- для материалов категорий II и III перевозка осуществляется с соблюдением специальных мер, включая предварительную договоренность между отправителем, получателем и перевозчиком, которые находятся под юрисдикцией экспортирующих и импортирующих государств;
- для материалов категории I перевозка осуществляется с соблюдением специальных мер предосторожности, как это определено выше для перевозки материалов категорий II и III, и, кроме того, под постоянным наблюдением охраны и в условиях, которые обеспечивают тесную связь с силами реагирования;
- для природного урана в форме, отличной от руды или рудных остатков, защита перевозки материала в количестве, превышающем 500 кг, включает предварительное уведомление о перевозке, в котором указывается вид транспорта, предполагаемое время прибытия и подтверждение о получении груза.

Поправка к Конвенции о физической защите ядерного материала

В ноябре 1999 года под эгидой МАГАТЭ было проведено неформальное совещание экспертов для обсуждения вопроса о необходимости пересмотра Конвенции 1980 года. Международное сообщество было обеспокоено тем, что в Конвенции отсутствовали обязательства сторон по обеспечению того, чтобы применяемый в мирных целях ядерный материал при использовании, хранении и перевозке внутри страны был защищен в соответствии с предписанными уровнями. Кроме того, документ не применялся к ядерным установкам (включая их защиту против диверсий) и к физической защите ядерного материала, используемого в военных целях.

В июле 2005 года были одобрены изменения и приняты поправки к Конвенции о физической защите

ядерного материала, после чего документ получил новое название – Конвенция о физической защите ядерного материала и ядерных установок.

Ключевым является дополнение ст. 2 Конвенции о физической защите ядерного материала статьей 2А, которая, в частности, содержит пункт, предусматривающий, что каждое государство-участник создает, вводит и поддерживает надлежащий режим физической защиты, применимый к ядерному материалу и ядерным установкам, находящимся под его юрисдикцией.

Вторым пунктом этой статьи оговорены мероприятия, которые необходимо осуществить для достижения целей, определенных п. 1. Так, каждое государство-участник:

- создает и поддерживает законодательную и регулируемую основу для организации управления физической защитой;
- учреждает или назначает компетентный орган или компетентные органы, который(-ые) несет(-ут) ответственность за реализацию законодательной и регулирующей основы;
- принимает другие надлежащие меры, необходимые для физической защиты ядерного материала и ядерных установок.

Особенно важным стало принятие ст. 3, в которой изложены основополагающие принципы обеспечения физической защиты ядерного материала и ядерных установок, получившие широкое признание во всем мире:

- **ответственность государства** (предусматривает, что ответственность за создание, введение и поддержание режима физической защиты внутри государства целиком возлагается на это государство);
- **ответственность при международной перевозке** (устанавливает, что ответственность государства за обеспечение того, что ядерный материал в достаточной мере защищен, распространяется на его международную перевозку до того момента, пока эта ответственность в надлежащих случаях не передается должным образом другому государству);
- **законодательная и регулирующая база** (постулирует ответ-

ственность за создание законодательной базы и системы регулирования физической защиты);

- **компетентный орган** (определяет необходимость наличия компетентного органа, ответственного за реализацию государственной политики в области регулирования физической защиты и наделенного надлежащими полномочиями, компетенцией и кадрами для выполнения поставленных задач);
- **ответственность обладателей лицензий** (устанавливает, что страна должна создать условия, при которых основная ответственность за реализацию мероприятий по обеспечению физической защиты ядерного материала или ядерных установок возлагалась бы на обладателей соответствующих лицензий (лицензиатов) или других разрешительных документов (например, на операторов или грузоотправителей));
- **культура безопасности** (определяет, что все организации, занимающиеся в государстве обеспечением физической защиты, обязаны уделять должное внимание культуре безопасности, ее развитию и поддержанию);
- **угроза** (устанавливает, что государственную систему физической защиты следует основывать на проводимой государством оценке угрозы ядерным материалам и ядерным установкам, включая угрозу совершения актов ядерного терроризма);
- **дифференцированный подход** (гласит, что требования к физической защите должны зависеть от текущей оценки угрозы, относительной привлекательности и природы материала, а также возможных последствий несанкционированного изъятия ядерного материала или диверсии относительно ядерного материала и ядерной установки);
- **глубокоэшелонированная защита** (предписывает в требованиях государства к физической защите отразить концепцию нескольких эшелонов и методов защиты (конструктивных или других инженерно-технических, кадровых и организационных));
- **обеспечение качества** (обязывает проводить политику обеспе-

чения качества и применять для этой цели соответствующие программы);

- **планы чрезвычайных мер** (требует, чтобы государство разработало планы мероприятий на случай несанкционированного изъятия ядерного материала или совершения диверсии относительно ядерных установок или ядерных материалов);
- **конфиденциальность** (устанавливает, что информация, разглашение которой может снизить защищенность ядерного материала и ядерных установок, должна быть защищена).

Нынешняя редакция ст. 5 требует от государств-участников определить свои пункты связи, через которые будет осуществляться информирование других государств (непосредственно или с помощью МАГАТЭ) по вопросам, касающимся действия Конвенции. Кроме того, здесь устанавливаются механизмы сотрудничества государств-участников в случае незаконных или несанкционированных действий или угрозы таких действий в отношении ядерного материала. При этом необходимо подчеркнуть, что данное сотрудничество осуществляется в соответствии с национальным законодательством.

В ст. 7 Конвенции расширяется и уточняется круг наказуемых согласно национальным законодательствам правонарушений относительно ядерного материала и ядерных установок.

Новым текстом п. 3 ст. 14 Конвенции 1980 года определено, что государство-участник не обязано предоставлять информацию относительно уголовного судебного разбирательства, если предполагаемый нарушитель и ядерный материал или ядерная установка остаются на территории государства-участника, на которой было совершено правонарушение [2].

Нормативное правовое регулирование обеспечения физической защиты в Республике Беларусь

В Беларуси требования к обеспечению физической защиты ядерного материала, ядерных установок,

отработавшего ядерного материала на законодательном уровне впервые были установлены **Законом Республики Беларусь от 30 июля 2008 года «Об использовании атомной энергии»**.

Статья 5 Закона гласит, что Правительство Республики Беларусь в области обеспечения физической защиты:

- определяет условия и порядок обеспечения физической защиты объектов использования атомной энергии;
- определяет порядок осуществления государственного надзора за обеспечением физической защиты объектов использования атомной энергии;
- принимает меры по обеспечению выполнения международных договоров Республики Беларусь в этой области.

Статья 22 Закона устанавливает цели физической защиты объектов использования атомной энергии, а именно:

- предотвращение несанкционированного проникновения на территорию ядерной установки и (или) пункта хранения, несанкционированного доступа к ядерным материалам, отработавшим ядерным материалам и (или) эксплуатационным радиоактивным отходам, их хищения или повреждения;
- своевременное выявление, предупреждение и пресечение угроз безопасности объектов использования атомной энергии, в том числе террористического и диверсионного характера;
- обнаружение и возврат пропавших или похищенных ядерных материалов, отработавших ядерных материалов и (или) эксплуатационных радиоактивных отходов.

В соответствии со ст. 23 Закона меры по обеспечению физической защиты ядерной установки и (или) пункта хранения должны предусматриваться на всех этапах проектирования, сооружения, ввода в эксплуатацию, эксплуатации, ограничения эксплуатационных характеристик, продления срока эксплуатации, вывода из эксплуатации, а также при обращении с ядерными материалами, отработавшими ядерными материалами и (или) эксплуатационными радиоактивными отходами.

Физическая защита объектов использования атомной энергии обеспечивается эксплуатирующими организациями и республиканскими органами государственного управления в пределах их компетенции. Запрещается эксплуатация ядерной установки и (или) пункта хранения, а также проведение любых работ по использованию ядерных материалов либо обращению с отработавшими ядерными материалами и (или) эксплуатационными радиоактивными отходами, находящимися в любой форме и на любой стадии обращения, если не приняты необходимые меры по выполнению требований по обеспечению их физической защиты.

Согласно ст. 24 Закона в целях обеспечения физической защиты объектов использования атомной энергии и безопасности работников (персонала) эксплуатирующих организаций перемещение и действия лиц, в том числе работников (персонала), находящихся на территории расположения ядерной установки и (или) пункта хранения, а также в их санитарно-защитных зонах, могут быть ограничены.

В целях выявления веществ, материалов и изделий, которые могут быть использованы для незаконного вмешательства в работу ядерной установки и (или) пункта хранения, с применением специальных средств осуществляется досмотр вещей и (или) транспортных средств, работников (персонала) эксплуатирующих организаций и граждан, посещающих указанные объекты, и другие процедуры контроля. Порядок осуществления досмотра и других процедур контроля определяется в соответствии с законодательством об охранной деятельности.

В соответствии со ст. 32 Закона осуществление физической защиты объектов использования атомной энергии возлагается на эксплуатирующую организацию.

Обеспечение физической защиты является обязательным условием при лицензировании деятельности в области использования атомной энергии и источников ионизирующего излучения. Так, согласно Положению о лицензировании отдельных видов деятельности, утвержденному Указом Президента Республики Беларусь от 1 сентября 2010 года № 450, для

получения специального разрешения (лицензии) на деятельность в области использования атомной энергии обязательным условием является обеспечение соответствующей требованиям нормативных правовых актов, в том числе технических нормативных правовых актов, физической защиты ядерных установок, источников ионизирующего излучения, пунктов хранения, ядерных материалов и радиоактивных веществ.

В рамках реализации требований Закона «Об использовании атомной энергии» разработаны и вступили в действие Положение о проектной угрозе, утвержденное приказом Министерства внутренних дел Республики Беларусь в 2010 году, и Положение о физической защите объектов использования атомной энергии, утвержденное постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 27 сентября 2010 года № 1385.

Положение о проектной угрозе разработано с целью формирования единых подходов к определению возможных угроз, моделей нарушителей, уязвимых мест объектов использования атомной энергии и является основой для проектирования системы физической защиты.

Положение о физической защите объектов использования атомной энергии определяет условия и порядок обеспечения физической защиты объектов использования атомной энергии, а также устанавливает ряд требований.

Так, в целях поддержания физической защиты в состоянии, при котором возможно эффективное

реагирование на проектную угрозу, эксплуатирующая организация разрабатывает и после согласования с республиканскими органами государственного управления, осуществляющими государственное регулирование деятельности по обеспечению безопасности при использовании атомной энергии, утверждает программы обеспечения качества физической защиты.

В целях установления требований к физической защите для каждого объекта использования атомной энергии эксплуатирующей организацией определяется проектная угроза в порядке, установленном Министерством внутренних дел. На основании проектной угрозы и с учетом категории последствий несанкционированных действий для каждого объекта использования атомной энергии эксплуатирующей организацией разрабатывается физическая защита. Также эксплуатирующая организация производит категорирование помещений, зданий и сооружений на ядерной установке, в пункте хранения исходя из категории находящихся в нем отдельных ядерных материалов с учетом их совокупности и результатов анализа уязвимости. Категории ядерных материалов устанавливаются на основании степени их потенциальной опасности исходя из типа и количества ядерных материалов, их изотопного состава, физической и химической формы, степени обогащения, уровня радиоактивного излучения.

Эксплуатирующая организация по согласованию с республиканскими

ми органами государственного управления, осуществляющими государственное регулирование деятельности по обеспечению безопасности при использовании атомной энергии, отвечает за создание защищенных, внутренних, особо важных зон и размещение объектов использования атомной энергии в указанных зонах. Согласно Положению доступ в такие зоны ограничивается и контролируется, а кандидатуры лиц, претендующих на получение доступа в эти зоны, согласовываются с органами государственной безопасности после их предварительной проверки.

В рамках Государственной программы «Научное сопровождение развития атомной энергетики в Республике Беларусь на 2009–2010 годы и на период до 2020 года», утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 28 августа 2009 года № 1116, ГНУ «Объединенный институт энергетических и ядерных исследований – Сосны» НАН Беларуси разработаны следующие технические нормативные правовые акты, учитывающие требования международных договоров Республики Беларусь, Закона «Об использовании атомной энергии», постановлений Совета Министров Республики Беларусь и иных органов государственного управления:

- **ТКП 356-2011 (02300) «Система физической защиты ядерных материалов и ядерных установок. Инструкция по организации проектирования».** ТКП устанавливает порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на систему физической защиты. Требования ТКП распространяются на вопросы по созданию систем физической защиты, рассматриваемые на проектом этапе строительства ядерных объектов, а также на производство проектных работ по реконструкции и техническому перевооружению систем физической защиты действующих ядерных объектов;
- **ТКП 357-2011 (02300) «Основные правила безопасности и физической защиты при перевозке ядерных материалов».** ТКП устанавливает требования



Транспортный контейнер TN-13/2 производства Франции для перевозки ОЯТ

к обеспечению ядерной и радиационной безопасности и физической защиты при перевозке ядерных материалов, которые распространяются на перевозки ядерных материалов автомобильным, железнодорожным, водным и воздушным видами транспорта. В ТКП содержатся общие требования к обеспечению физической защиты при перевозке ядерного материала и конкретизируются требования к физической защите ядерного материала в зависимости от его категории с учетом рекомендаций МАГАТЭ, изложенных в документе INFCIRC/225/Rev.5 «Рекомендации по физической ядерной безопасности, касающиеся физической защиты ядерного материала и ядерных установок» [3]. Также ТКП определены требования к физической защите ядерного материала при международной перевозке и требования к грузоперевозчику;

- **ТКП 358-2011 (02300) «Система физической защиты ядерных материалов и ядерных установок. Требования к проектным решениям».** ТКП устанавливает требования к проектированию систем физической защиты ядерных объектов. Документ определяет необходимый объем проектных решений, закладываемых в проекты физической защиты (ее составных элементов), реализация которых позволяет обеспечить выполнение возлагаемых на систему физической защиты задач.

В ТКП также определены требования к генеральному плану площадки ядерного объекта, архитектурно-строительным и конструктивным решениям зданий и сооружений, выбору и размещению технических средств физической защиты, инженерным сетям и коммуникациям системы физической защиты, мероприятиям по защите информации;

- **ТКП 359-2011 (02300) «Требования к программе обеспечения качества систем физической защиты ядерных объектов».** ТКП устанавливает требования к содержанию программы обеспечения качества систем физической защиты ядерных объектов, которые распространяются на си-

стемы физической защиты ядерных объектов на всех этапах жизненного цикла: проектирование, конструирование, изготовление систем и оборудования физической защиты, сооружение, ввод в эксплуатацию, эксплуатация и вывод из нее. Также ТКП содержит требования к документации организаций, осуществляющих проектирование и конструирование систем и оборудования физической защиты, и организаций-изготовителей;

- **ТКП 360-2011 (02300) «Положения об общих требованиях к системам физической защиты ядерных объектов».** ТКП устанавливает требования к комплексу технических и организационных мер, направленных на предотвращение несанкционированных действий, угрожающих безопасности ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов. В техническом кодексе определены цели и задачи системы физической защиты, общие принципы ее построения и порядок категорирования ядерных объектов. Также в ТКП содержатся требования к проведению анализа уязвимости ядерного объекта, структуре системы физической защиты, ее структурным компонентам и элементам инженерно-технических средств, охраняемым зонам, порядку создания и совершенствования системы физической защиты, планированию и организации ее функционирования, эксплуатации инженерно-технических средств физической защиты, организации и проведению учений по проверке и отработке взаимодействия в этой сфере, а также к персоналу физической защиты и подразделениям охраны, контролю за обеспечением физической защиты ядерных объектов;

- **ТКП 361-2011 (02300) «Порядок определения уровня физической защиты ядерных объектов».** ТКП устанавливается порядок определения уровня физической защиты ядерного объекта на основании концептуального проектирования ее системы. Результаты концептуального проектирования используются при раз-

работке технических заданий на создание (совершенствование) систем физической защиты и проектирование комплекса инженерно-технических средств физической защиты, а также при подготовке акта межведомственной комиссии по организации охраны ядерного объекта;

- **ТКП 426-2012 (02300) «Правила физической защиты ядерных установок и ядерных материалов при использовании и хранении».** ТКП устанавливает требования по организации и обеспечению физической защиты ядерных установок и ядерных материалов при их использовании и хранении. Его требования распространяются на обеспечение физической защиты ядерных установок и ядерных материалов на всех этапах их жизненного цикла: при проектировании, сооружении, вводе в эксплуатацию, эксплуатации и выводе из эксплуатации ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов, при производстве, использовании, переработке и хранении ядерных материалов. Также ТКП определяет требования к обеспечению физической защиты ядерных установок и ядерных материалов с учетом их категории.

Государственной программой «Научное сопровождение развития атомной энергетики в Республике Беларусь на 2009–2010 годы и на период до 2020 года» предусмотрена разработка ряда технических нормативных правовых актов, регламентирующих требования к техническим средствам физической защиты, защите информации в системе физической защиты, порядку проведения анализа уязвимости ядерных объектов и оценке эффективности их системы физической защиты.

Список литературы

1. Конвенция о физической защите ядерного материала. МАГАТЭ. INFCIRC/274/Rev1, 1980.
2. Поправка к Конвенции о физической защите ядерного материала. МАГАТЭ, 2005.
3. Рекомендации по физической ядерной безопасности, касающиеся физической защиты ядерного материала и ядерных установок. INFCIRC/225/Rev.5. МАГАТЭ, 2012.

УКРАИНСКИЙ ПУТЬ РАЗВИТИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Осень 2012 года стала значимой для дальнейшего развития ядерной энергетики в Украине: Верховная Рада дала разрешение на достройку энергоблоков № 3 и 4 Хмельницкой АЭС, а также состоялась торжественная церемония начала строительства завода по фабрикации ядерного топлива в Кировоградской области.

Украина, достаточно серьезно испытывавшая на себе последствия чернобыльской аварии 1986 года, остается в восьмерке мировых лидеров (а среди европейских стран – даже в пятерке) по использованию атомной энергии. На четырех АЭС Украины, в числе которых и крупнейшая в Европе Запорожская АЭС, эксплуатируются 15 энергоблоков.

Новые энергоблоки АЭС Украина продолжала интенсивно вводить в эксплуатацию уже после чернобыльской аварии: третий, четвертый и пятый энергоблоки Запорожской АЭС (1986, 1987, 1989 годы), третий – Южно-Украинской (1989 год), третий – Ровенской (1986 год), первый энергоблок Хмельницкой АЭС (1987 год). Более того, длительное время продолжалась эксплуатация уцелевших энергоблоков Чернобыльской АЭС: к концу 1986 года возобновили работу первый и второй энергоблоки, а в 1987 году к ним присоединился третий, расположенный практически через стенку от аварийного четвертого.

После обретения независимости Украины мораторий на развитие атомной энергетики просуществовал недолго: с 1990 по 1993 год. Вскоре после его отмены Украина продолжила успешно достраивать и вводить в эксплуатацию атомные энергоблоки: шестой – на Запорожской АЭС (1995 год), четвертый – на Ровенской (2004 год), второй – на Хмельницкой АЭС (2004 год). Сегодня атомные станции Украины вырабатывают почти половину всей электроэнергии в стране.

Энергетической стратегией Украины на период до 2030 года предусматривается, что доля атомной электрогенерации сохранится на существующем уровне – около 50 %. Среди приоритетных направлений развития атомной энергетики следующие:

- повышение безопасности АЭС;
- продление расчетных сроков эксплуатации 11 действующих энергоблоков на 10–20 лет;
- строительство двух энергоблоков на Хмельницкой АЭС;
- обеспечение АЭС топливом собственного производства.

Кроме того, рассматривается возможность строительства до 2030 года новых атомных энергоблоков суммарной мощностью 3–5 ГВт – решение об этом будет принято до 2018 года. Среднегодовой КИУМ (коэффициент использования установленной мощности) планируется поднять до 78–80 %, а для новых блоков он составит 82–85 %.

Для того чтобы обеспечить бесперебойные поставки ядерного топлива для АЭС, Украина стала владельцем 10 % акций российского ОАО «Международный центр по обогащению урана» (МЦОУ), а также совместно с Россией приступила к созданию на своей территории завода по производству ядерного топлива. Рассматривается возможность участия Украины в строительстве АЭС в странах-партнерах (например, в Турции), а также в подготовке для них персонала. Топливо, производимое новым заводом (после обеспечения потребностей АЭС Украины), также может быть предложено другим странам.

Оператором четырех ныне действующих АЭС Украины: Запорожской, Ровенской, Южно-Украинской, Хмельницкой (Чернобыльская АЭС после вывода из эксплуатации была передана в ведение МЧС) является Национальная атомная энергогенерирующая компания «Энергоатом» (НАЭК «Энергоатом»), созданная 17 октября 1996 года. Она включает в себя группу предприятий по обеспечению и поддержке эксплуатации станций: «Атомпроектинжиниринг», «Атомремонтсервис», «Научно-технический центр», «Аварийно-технический центр», «Атомэнергомаш», «Атомкомплект» и «Управление делами». В отличие от России предприятия НАЭК «Энергоатом» не являются филиалами центральной компании, а имеют свои расчетные счета и платят налоги в местные бюджеты, тем самым повышая заинтересованность населения в размещении АЭС на территории региона.

В работе сегодня находится 13 энергоблоков с водо-водяными реакторами ВВЭР-1000 и два – с реакторами ВВЭР-440. Первая в Украине атомная станция – Чернобыльская (пуск первого энергоблока состоялся в 1977 году) – была оснащена реакторами РБМК-1000, однако больше реакторов канального типа на территории страны нет, и их строительство не предусмотрено.

Основными направлениями деятельности в ближайшее время НАЭК «Энергоатом» определяет для себя достройку энергоблоков № 3 и 4 Хмельницкой АЭС, создание централизованного хранилища отработанного ядерно-

го топлива (ОЯТ) Хмельницкой, Южно-Украинской и Ровенской АЭС, а также промышленную эксплуатацию подобного хранилища на Запорожской АЭС. Кроме того, реализуется Комплексная (сводная) программа повышения безопасности энергоблоков АЭС Украины.

Запорожская АЭС

Запорожская АЭС – крупнейшая в Европе станция установленной мощностью 6000 МВт. Она имеет шесть энергоблоков с реакторами ВВЭР-1000, включенных в энергосистему в период с 1984 по 1995 год. На нее приходится почти половина электроэнергии, вырабатываемой АЭС Украины, и более 21 % – всей электроэнергии страны.

Отличительная особенность Запорожской АЭС – внедрение впервые в Украине сухого хранения ОЯТ. Поиск решения проблемы хранения отработавших сборок начался в 1992 году – в противном случае уже к 1998 году из-за дефицита места в бассейнах выдержки энергоблоки пришлось бы остановить. Был выбран американский проект сухого вентилируе-

мого контейнерного хранения. В течение 3–5 лет сборки с ОЯТ содержатся в приреакторных бассейнах выдержки. Затем, когда снизится остаточное тепловыделение, они помещаются в вентилируемые бетонные контейнеры и устанавливаются на специальную площадку в периметре АЭС. Каждый контейнер состоит из двух частей: многоместная герметичная корзина и вентилируемая бетонная оболочка. Подобная технология успешно опробована в США, Канаде, Германии, Швейцарии, Великобритании.

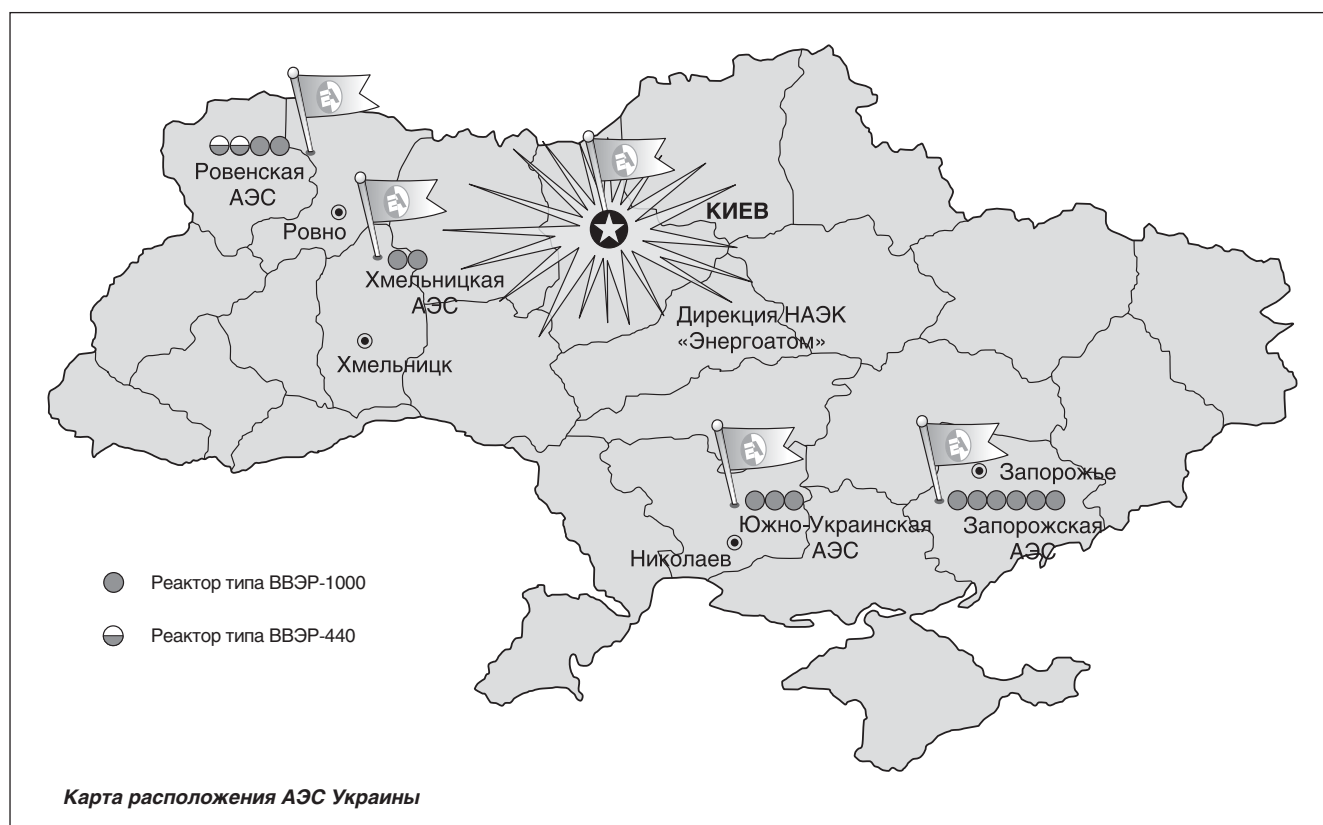
Проблема Запорожской АЭС – «запертая мощность»: из-за диспетчерских ограничений станция вынуждена порой разгружаться по мощности на 10 %. Воздушная ЛЭП напряжением 750 кВ Запорожская АЭС – Каховская, строительство которой на средства Европейского инвестиционного банка также одобрила нынешней осенью Верховная Рада, позволит перебросить атомное электричество на энергодефицитный юг Украины.

Южно-Украинская АЭС

Диспетчерские ограничения не создадут проблему на Южно-

Украинской АЭС, потому что здесь имеется высокоэффективный энергетический комплекс, совмещающий базовые атомные и маневренные гидроаккумулирующие мощности. В его состав входят три электростанции: Южно-Украинская АЭС (три энергоблока с реакторами ВВЭР-1000, введенные в работу в 1982–1989 годах), Ташлыкская ГАЭС (302 МВт) и Александровская ГЭС (11,5 МВт). Их работа в комплексе позволяет оптимально решить проблемы традиционно двугорбого графика потребления электроэнергии.

Южно-Украинская АЭС работает в базовом режиме, две другие станции в маневренном режиме покрывают полупиковые и пиковые нагрузки. Кроме того, в ночное время Ташлыкская гидроаккумулирующая станция переходит в насосный режим и преобразует излишек электроэнергии, выработанной на АЭС, в запас воды, поднимаемой из нижнего водоема в верхний и пускаемой в дело во время дневных максимумов энергопотребления. Это выгодно не только технически, но и экономически. Достижение маневренности с помощью ГАЭС позволяет мощным энергоблокам





Ровенская АЭС

работать в экономичном режиме, обеспечивая экономное расходование топлива и сохраняя ресурс оборудования.

Учитывая общую эффективность энергокомплекса, возрождаются идеи по достройке на Южно-Украинской АЭС четвертого энергоблока.

Ровенская АЭС

Ровенская АЭС имеет целый ряд уникальных особенностей. Во-первых, ее энергоблоки имеют разную мощность: на первом и втором энергоблоках установлены реакторы ВВЭР-440, на третьем и четвертом – реакторы ВВЭР-1000. Во-вторых, здесь эксплуатируется самый старый энергоблок с первым реактором типа ВВЭР в Украине (ввод в эксплуатацию в 1980 году) и самый молодой из энергоблоков страны (блок № 4, октябрь 2004 года). В-третьих, Ровенская АЭС была первой атомной станцией СССР, которая прошла международную проверку МАГАТЭ (1989 год), высоко оценившего ее безопасность. В-четвертых, в декабре 2010 года решением Государственной комиссии расчетный срок эксплуатации энергоблоков № 1 и 2 был продлен сразу на 20 (!) лет. Другим АЭС Украины подобная процедура в обозримом будущем еще предстоит. В-пятых, в рамках подготовки к продлению расчетного срока эксплуатации энергобло-

ков была выполнена уникальная процедура: для преодоления критической хрупкости корпусов реакторов ВВЭР-440 (снижения содержания фосфора в сварных швах) была разработана и применена технология восстановительной термообработки – «отжиг». Стенки нагревались с определенной скоростью до нужной температуры, выдерживались в этом температурном режиме, а затем охлаждались с установленной скоростью.

Хмельницкая АЭС

Хмельницкая АЭС расположена близ г. Нетешин Хмельницкой области. Сегодня на станции эксплуатируются два энергоблока ВВЭР-1000 (подключены к энергосистеме в 1987 и 2004 годах) и планируется достройка третьего и четвертого энергоблоков. Конкурс на осуществление этих работ выиграло российское ЗАО «Атомстройэкспорт», а в кредитовании строительства примут участие российские банки. Ввести новые блоки в эксплуатацию планируется в 2018 и 2020 годах. Россия предлагает установить здесь реакторы ВВЭР-1000 усовершенствованного проекта В-392, который полностью соответствует мировым стандартам безопасности. Модификация этого проекта осуществлена на индийской АЭС «Куданкулам».

Планируется, что соорудать новые блоки будут украинские

строительно-монтажные организации. В реализации проекта предполагается задействовать украинские энергомашиностроительные предприятия, которые обеспечат производство и установку турбинной установки (ОАО «Турбоатом»), трансформаторов, насосного оборудования (Сумское НПО), АСУ ТП и т.д. Почти 60 % комплектующих будет закупаться в Украине.

Чернобыльская АЭС

Энергоблоки № 1, 2 и 3 Чернобыльской АЭС были официально выведены из работы в 1996, 1999 и 2000 годах соответственно (причем энергоблок № 2 не работал со времени пожара 1991 года). 15 декабря 2000 года Чернобыльская АЭС прекратила производство электроэнергии, хотя могла бы работать и дальше.

За все время работы АЭС произвела 308 млрд кВт·ч электроэнергии, причем до аварии – 150 млрд кВт·ч, а после – 158 млрд кВт·ч. В повышение безопасности трех оставшихся энергоблоков было вложено \$ 200 млн. Первый энергоблок по коэффициенту использования установленной мощности (около 90 %) являлся лучшим среди всех блоков (в том числе российских) с реакторами РБМК. Однако западные страны выдвинули условие: их участие в финансировании объекта «Укрытие» возможно только при останове всех блоков ЧАЭС.

После принятия политического решения об остановке станции активные зоны реакторов были выгружены во временное хранилище отработанного ядерного топлива, туда же перемещено все кондиционное топливо из бассейнов выдержки. Цель – из четырех ядерных установок сделать одну, в форме хранилища ОЯТ. Разработан план снятия ЧАЭС с эксплуатации: к 2024 году – консервация, до 2045 года – выдержка, к 2064 году – завершение демонтажа.

На площадке за четвертым энергоблоком развернулось строительство нового защитного конфайнмента «Арка»: его надвинут на ранее созданный объект «Укрытие»,

заклучивший в себе аварийный энергоблок. Конфайнмент рассчитан на 100 лет и не только обеспечивает безопасное хранение четвертого блока и укрывших его конструкций, но и позволяет вести полный мониторинг их состояния, а также, при необходимости, осуществлять демонтаж и сортировку материалов и оборудования.

Централизованное хранилище ОЯТ

Сооружение централизованного хранилища ОЯТ Ровненской, Южно-Украинской и Хмельницкой АЭС является одним из приоритетов НАЭК «Энергоатом».

Ядерное топливо для АЭС Украины поставляет Россия, поэтому ОЯТ отправляется на Горнохимический комбинат (г. Железнодорожск, Красноярский край) на технологическую выдержку с последующей переработкой. Все высокоактивные отходы, полученные после переработки ОЯТ, со временем будут возвращены в Украину. На их хранение и захоронение понадобятся дополнительные средства. Немаловажно и то, что в составе отработанного ядерного топлива содержатся ядерные материалы, которые могут быть использованы в реакторах будущего поколения.

В связи с этим «Энергоатом» готовится к сооружению на территории Украины централизованного хранилища ОЯТ по американской технологии с проектным сроком эксплуатации 100 лет.

Продолжая курс на развитие атомной энергетики, Украина сталкивается с топливной зависимостью от зарубежных поставщиков. Основной объем топлива для реакторов ВВЭР советского (по преемственности – российского) дизайна традиционно поставляет российская компания «ТВЭЛ» (тепловыделяющие сборки ТВС-М и ТВС-А). Западная компания Westinghouse попыталась производить подобное топливо, но не справилась с непривычными параметрами: геометрией (в реакторах ВВЭР используются топливные сборки шестигранного сечения, а в западных – квадратно-



Чернобыльская АЭС

го) и другой скоростью теплоносителя. В 2012 году возникла серьезная проблема: из-за неполадок с несколькими тепловыделяющими сборками ТВС-В два энергоблока Южно-Украинской АЭС были остановлены на длительный срок, недоработанное топливо досрочно выгружено.

Привязка к одной компании-поставщику топлива не устраивает украинских государственных деятелей, особенно после газовых конфликтов между Россией и Украиной. Тем более что Украина обладает крупнейшими в Европе запасами собственной урановой руды в Кировоградской области. Обогащение и конверсия урана могут проводиться в России (для чего Украина стала совладельцем российского МЦОУ), однако весь остальной производственный цикл украинцам хотелось бы иметь на своей территории.

Близ п. Смолино Кировоградской области, где расположены все три урановые шахты Украины, 4 октября 2012 года был торжественно заложен первый камень нового завода по производству топлива. Теперь, после первичного обогащения в г. Желтые Воды (Днепропетровская область) и окончательного обогащения в России, урановая руда будет возвращаться в Украину для фабрикации топлива. Украинский государственный концерн «Ядерное топливо» и российский «ТВЭЛ»

(топливная компания «Росатом») подписали учредительный договор, по которому украинская сторона получила 50 % +1 акция за вода, а российская – оставшиеся 50 % – 1 акция.

Опасения и надежды

Не все в Украине поддерживают начавшуюся активную интеграцию с российскими атомщиками. Опасения скептиков вызывает то, что Россия все больше «привязывает» к себе Украину: и новыми атомными блоками с российскими реакторами, и совместным производством топлива, и российскими кредитами на строительство атомных объектов.

С другой стороны, интересы России понятны и не противоречат интересам Украины: возможность приобретения урановой руды и производства топлива для российских АЭС (в связи с начавшимся ренессансом атомной энергетики Росатом активно ищет доступ к месторождениям урана по всему миру), а также размещения заказов в атомном машиностроении (например, харьковский Турбоатом имеет большой опыт изготовления турбин для АЭС), продвижение российских атомных технологий на новые рынки сбыта.

Руслан НОВОРЕФТОВ,
EnergyLand.info

ПРАКТИКА ПОДКЛЮЧЕНИЯ НОВЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ В ГРУЗИИ

По результатам исследований экспертов Всемирного банка Грузия продемонстрировала лучшие позиции по показателю создания благоприятных условий для ведения бизнеса среди постсоветских стран, заняв девятое место в мировом рейтинге (среди 185 стран). Особый интерес для специалистов представляет практика осуществления в стране процедуры подключения электроустановок к сетям энергоснабжающей организации. Статья знакомит читателей с опытом реализации этой процедуры одной из крупнейших сетевых компаний, осуществляющей распределение и сбыт электроэнергии, – АО «Теласи».

С целью разработки дополнительных мероприятий по упрощению процедуры подключения электроустановок к сетям энергоснабжающей организации специалисты ГПО «Белэнерго» изучают опыт распределительных компаний других стран в этой сфере. По информации Всемирного банка, лучшие результаты среди бывших стран СССР по показателю «подключение к системе электроснабжения» показала Грузия. Она улучшила свой рейтинг на 38 позиций по сравнению с 2012 годом и заняла 50-е место. В феврале 2013 года белорусские специалисты посетили АО «Теласи» – сетевую

компанию, осуществляющую электроснабжение столицы Грузии – Тбилиси – и ее пригородов, реализуя около 80 % потребляемой столичным регионом электроэнергии.

В Грузии основным документом, регулирующим подключение потребителей к электрическим сетям, являются Правила поставки и потребления электроэнергии (мощности), утвержденные постановлением Национальной комиссии по регулированию энергетики и водоснабжения Грузии. Действие данного документа распространяется на подключение как юридических, так и физических лиц. Энергоснабжающая организация выполняет все работы, необходимые для присоединения до принадлежащей новому потребителю территории, в том числе прокладку распределительной сети, приобретение материалов и оборудования, проектные и строительные работы, получение связанных с их выполнением согласований и разрешений, а также все иные необходимые действия и работы (включая обустройство узла учета и начало снабжения электроэнергией).

Для подключения к электрическим сетям потребитель должен подать лично (или по элек-



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

тронной почте) заявление в установленной форме и представить документ, подтверждающий право собственности на участок (здание), где находится электрооборудование. Как правило, заявление подается лично. Согласно Правилам поставки и потребления электроэнергии (мощности) недопустимо, чтобы заявитель приобретал необходимые для присоединения оборудование и материалы и/или производил работы по обеспечению затребованного присоединения к распределительной сети, а также участвовал в связанных с этим проектных и строительных работах или в получении какого-нибудь согласования либо разрешения. Заявитель не обязан предоставлять энергоснабжающей организации дополнительную документацию или информацию какого-либо вида (за исключением имеющейся в заявлении).

После получения заявления в течение нескольких дней представителем АО «Теласи» с выездом на место

Справочно

АО «Теласи» обслуживает более 454 тыс. абонентов. Общая протяженность воздушных ЛЭП напряжением 110 кВ составляет 247 км, 35 кВ – 88 км. На балансе компании находится 35 понизительных подстанций 35 кВ и выше и 1613 трансформаторных подстанций 10/6/0,4 кВ. 75 % акций АО «Теласи» принадлежит ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», 24,53 % – находится в собственности государства и 0,47 % акциями владеют физические лица. Основные виды деятельности: закупка и продажа электроэнергии; обслуживание и эксплуатация электрических сетей; услуги по транзиту электроэнергии и техническому обслуживанию абонентов; администрирование единой интегрированной и координированной системы электроснабжения в Тбилиси.

В компании трудится более 2100 человек.

проводят осмотр объекта в присутствии заявителя. В ходе осмотра определяются условия подключения, по результатам выезда устанавливается стоимость процедуры в соответствии с утвержденными расценками и выдаются технические условия.

Реализация технических условий, изготовление проектной документации и выполнение строительно-монтажных работ по внешнему электроснабжению начинаются после оплаты 50 % стоимости данного подключения.

Стоимость присоединения к распределительной сети нового потребителя напряжения 0,4 и 6/10 кВ устанавливается в зависимости от уровня напряжения и присоединяемой мощности в соответствии с предлагаемым пакетом условий подключения (см. таблицу).

Указанные в таблице условия распространяются на присоединение нового потребителя к распределительной сети при наличии возможности подключения в радиусе до 800 м для потребителя напряжением 0,4 кВ; в радиусе до 6 км – для потребителя напряжением 6/10 кВ. Если затребовано иное присоединение или присоединение потребителей напряжением 35 кВ и выше, то обустройство системы электроснабжения такого объекта и/или строительство присоединения к существующей распределительной сети осуществляется по взаимной договоренности между энергоснабжающей организацией и желающим присоединения заявителем, а в случае, если такая договоренность не достигнута, лицо, желающее присоединения, само обеспечивает необходимые проектные и строительно-монтажные работы.

АО «Теласи» может своими силами изготовить проект (имеется проектная группа из девяти человек) и выполнить строительно-монтажные работы либо нанять другие организации по результатам конкурса. При этом ответственность за выполнение работ и окончательное подключение к электрическим сетям несет АО «Теласи». В нормируемый срок не включается время, необходимое компании для приобретения земельного участка под трассу линии. Если подключение не будет реализовано в указанные в таблице сроки, вто-

Временные и стоимостные условия подключения к распределительной сети нового потребителя

Степень напряжения, кВ	Мощность, кВт	Период обеспечения присоединения нового потребителя к распределительной сети, календарные дни	Стоимость присоединения нового потребителя к распределительной сети, включая НДС, лари (1,6 лари = 1 USD)
0,22	1–10	35	400
0,38	1–10	35	1200
	11–30	40	4700
	31–50	40	7000
	51–80	45	10500
	81–100	45	12000
	101–125	45	14000
	126–200	45	21500
	201–320	60	33000
	321–500	60	50500
	501–800	90	80000
	801–1000	90	100000
6–10	1–500	60	48500
	500–1000	90	94000
	1001–1500	90	137000
	1501–2000	90	177000
	2001–3000	90	257500
	3001–5000	90	416000

рую часть платы за подключение (50 %) потребитель не оплачивает.

Согласование выполнения земляных работ с заинтересованными (водоканал, городская телефонная сеть, мэрия и др.) выполняется АО «Теласи» (или подрядчиком) самостоятельно и в отдельную процедуру в отчете Всемирного банка не выделяется.

При расчете указанного в таблице срока обеспечения подключения не учитывается период просрочки выдачи административным органом какого-либо согласования или разрешения (без которого недопустимо производство проектных, строительных и/или монтажных работ, необходимых для затребованного присоединения).

После выполнения работ по внешнему электроснабжению (или представления документов, подтверждающих, что электроустановки готовы к подключению от подрядчика), сотрудники АО «Теласи» проверяют выполнение технических условий и оформляют соответствующий акт. В присутствии потребителя устанавливается счетчик и подается напряжение. В связи с тем что государственный энергетический надзор (как и другие надзорные органы) в Грузии упразднен, внешний осмотр внутренних сетей электроснабжения выполняет служба техники безопасности АО «Теласи». По результатам

осмотра составляется акт о возможности подачи напряжения.

Характерными для Грузии особенностями электроснабжения также являются:

- отсутствие требования об обязательном заключении договора на электроснабжение в письменной форме (оформляется только по желанию потребителя);
- отсутствие категорирования потребителей по надежности электроснабжения. Установлено единое время восстановления электроснабжения при перерыве – 24 часа.

Применяемый в Грузии способ подключения новых потребителей имеет ряд преимуществ, обусловленных в основном тем, что на законодательном уровне установлена плата за технологическое присоединение. Такой подход делает возможным осуществление всех работ энергоснабжающей организацией по подключению новых потребителей по принципу «одного окна». Существующий порядок подключения позволяет сразу оставлять на балансе энергоснабжающей организации вновь построенные сети внешнего электроснабжения, при этом упрощается возможность подключения новых потребителей, отсутствует необходимость выполнения длительной процедуры по передаче сетей на баланс энергоснабжающей организации.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В СИСТЕМАХ ОТОПЛЕНИЯ И ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Основная задача автоматического регулирования систем отопления и горячего водоснабжения – повышение эффективности работы систем теплоснабжения, что в конечном итоге приводит к снижению расхода тепловой энергии при соблюдении нормативов государственных социальных стандартов. Установка автоматических регуляторов при сложившемся уровне тарифов выгодна и потребителю, и энергоснабжающей организации, так как отпускная цена тепловой энергии значительно ниже ее себестоимости.

Установка автоматических регуляторов приводит к снижению расхода теплоносителя, что улучшает гидравлический режим тепловых сетей (большее количество сетевой воды поступает конечным абонентам), способствует снижению расхода топлива на нагрев теплоносителя, уменьшению потерь в тепловых сетях; при этом значительно снижается удельная циркуляция, которая является одной из значимых характеристик работы теплоисточника. Применение систем автоматического регулирования также позволяет снизить температуру обратной сетевой воды, которая является для энергоснабжающих организаций неуправляемым параметром и регламентируется режимом работы всей системы теплоснабжения (источник теплоты + тепловые сети + потребитель).

Рассмотрим экономическую эффективность автоматического регулирования на примере жилого дома № 6 по ул. Гвардейской в г. Бресте, подключенного к тепловым сетям Южной районной котельной Брестских тепловых сетей и оборудованного автоматическими регуляторами систем отопления и горячего водоснабжения.

Расчетные тепловые нагрузки системы отопления жилого дома составляют 0,16267 Гкал/ч, системы горячего водоснабжения – 0,36555 Гкал/ч. Соответственно, расходы теплоносителя на отопление достигают 3,2534 т/ч, на горячее водоснабжение – 7,3110 т/ч, а суммарный расход – 10,5644 т/ч.

Согласно показаниям установленного в тепловом пункте жилого дома прибора учета тепловой энергии за месяц (с 1 по 31 января 2013 года) объем потребления тепловой энергии составил 99,429 Гкал, средний расход теплоносителя – 6,480 т/ч.

Значение величины, на которую снизилось потребление тепловой энергии вследствие установки автоматических регуляторов, должно находиться в пределах разницы между расчетным и фактическим потреблением тепловой энергии. Проверим.



О.В. ДЕЙКО,
заместитель начальника
энергоинспекции филиала
«Энергонадзор»
РУП «Брестэнерго»

Потребление тепловой энергии по расчетным нагрузкам в системах отопления равно

$$Q_o = 0,16267 \cdot 24 \cdot 31 \cdot \frac{18 - (-4,1)}{18 - (-21)} = 68,582 \text{ Гкал,}$$

в системах горячего водоснабжения –

$$Q_{гвс} = \frac{0,36555}{2,4} \cdot 16 \cdot 31 = 75,547 \text{ Гкал.}$$

Соответственно, суммарный его показатель имеет следующую величину:

$$Q = 68,582 + 75,547 = 144,129 \text{ Гкал.}$$

Разница между расчетным и фактическим потреблением составляет

$$Q_{разн} = 144,129 - 99,429 = 44,7 \text{ Гкал,}$$

или 45 % от фактического потребления.

Согласно Инструкции о порядке расчета потерь тепловой энергии в теплоустановках и тепловых сетях потребителей, выявляемых органами госэнергонадзора при проведении обследований потребителей тепловой энергии, утвержденной приказом концерна «Белэнерго» от 13 августа 2001 года № 116, потери тепловой энергии при отсутствии приборов регулирования в системах

отопления и горячего водоснабжения определяются в пределах 15 % от фактического ее расхода, то есть

$$Q_n = 0,15 \cdot 99,429 = 14,914 \text{ Гкал.}$$

Расчетное значение экономии тепловой энергии находится в обоснованных пределах. В финансовом выражении экономия для потребителя за январь месяц составила

$$\Xi_n = 63\,150 \cdot 14,914 = 941\,820 \text{ руб.}$$

Учитывая, что себестоимость тепловой энергии в январе 2013 года по Брестским тепловым сетям составляла 262 896,6 руб. за Гкал, а тариф для населения – 63 150 руб. за Гкал, то экономия, полученная энергоснабжающей организацией за счет снижения отпуска тепла в январе, равна

$$\Xi_3 = (262\,896,6 - 63\,150) \cdot 14,914 = 2\,979\,020 \text{ руб.}$$

Экономия топлива на теплоисточнике за счет установки систем регулирования при удельном расходе 164,8 кг/Гкал в том же месяце достигла значения

$$B_T = 0,1648 \cdot 14,914 = 2,458 \text{ т у.т.}$$

Снижение часового расхода теплоносителя в рассматриваемом жилом доме приводит к экономии электрической энергии, затрачиваемой на циркуляцию теплоносителя, и согласно Инструкции составляет

$$E_{CB} = 0,03 \cdot (10,5644 - 6,480) \cdot (6,5 - 4,2) \cdot 24 \cdot 31 = 210 \text{ кВт·ч.}$$

Следует подчеркнуть, что установка систем автоматического регулирования приводит не только к фактической экономии, но и к снижению температуры обратной сетевой воды (T_{OCB}), возвращаемой потребителем в тепловую сеть, а также предотвращает превышение этой температуры.

Оценить экономический эффект от снижения T_{OCB} для одного потребителя не представляется возможным, однако в масштабах всего теплоисточника он выглядит весьма существенно.

Известно, что превышение температуры обратной сетевой воды способствует возникновению ряда серьезных проблем. В частности, растут тепловые потери в обратном трубопроводе тепловых сетей, в то время как при снижении температуры обратной сетевой воды на 5 °С (с 55 до 50 °С) потери изолированным трубопроводом уменьшаются (за месяц в зависимости от диаметра в расчете на 1 км тепловой сети):

$$\varnothing 630 \quad q_n = 0,00575 \cdot 24 \cdot 31 = 4,278 \text{ Гкал/км,}$$

$$\varnothing 529 \quad q_n = 0,00500 \cdot 24 \cdot 31 = 3,720 \text{ Гкал/км,}$$

$$\varnothing 426 \quad q_n = 0,00450 \cdot 24 \cdot 31 = 3,348 \text{ Гкал/км,}$$

$$\varnothing 325 \quad q_n = 0,00400 \cdot 24 \cdot 31 = 2,976 \text{ Гкал/км,}$$

$$\varnothing 219 \quad q_n = 0,00275 \cdot 24 \cdot 31 = 2,046 \text{ Гкал/км.}$$

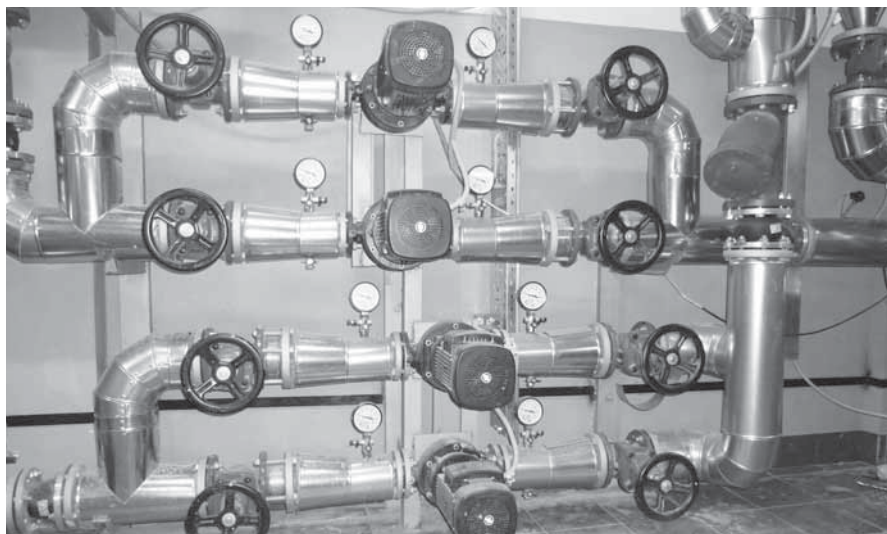
Специалисты знают, что превышение температуры обратной сетевой воды – первый признак завышенной циркуляции, которая вызывает рост расхода электроэнергии на привод сетевых насосов на теплоисточнике. Этот факт имеет определяющее значение для систем горячего водоснабжения (ГВС), так как в дневное время при отсутствии водоразбора из систем ГВС потребителей, не оборудованных автоматическими регуляторами, сетевая вода проходит через водоподогреватели, не отдавая тепло. Обратная сетевая вода возвращается с той же температурой, что и в подающем трубопроводе. Следовательно, прибор учета не регистрирует потребления, в то время как затраты энергоснабжающей организации на ее перекачку весьма существенны. Так, объем циркуляции через водоподогреватели системы горячего водоснабжения центрального теплового пункта № 3-3, подключенного к Южной районной котельной Брестских тепловых сетей, составляет 267,6 т/ч. Это более 10 % от общего количества циркуляции сетевой воды по теплоисточнику, объем которой составляет около 2480 т/ч.

Кроме того, завышение температуры обратной сетевой воды снижает пропускную способность сетей, как следствие – вызывает нарушение их гидравлического режима и, соответственно, недоотпуск тепла конечным потребителям системы. Отсюда возникает риск

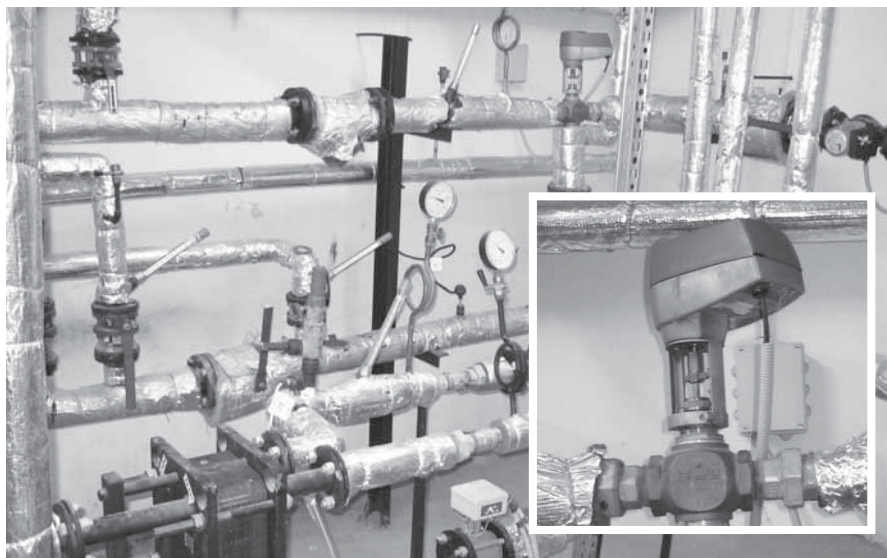
предъявления регрессных исков к нарушителям режима в связи с нанесением ущерба третьим лицам (конечным потребителям) в результате бездействия нерадивых абонентов.

Согласно теоретическим расчетам при превышении T_{OCB} , если теплоисточником является ТЭЦ, ухудшается вакуум в хвосте турбины, падает выработка электроэнергии и, соответственно, растут удельные расходы топлива. Расчеты этих величин выполнить довольно сложно, но сам факт подтверждается аналитическим методом.

Если же в качестве теплоисточника выступает водогрейная котельная, то рост температуры



Насосы системы автоматического регулирования в центральном тепловом пункте



Трехходовой клапан регулятора системы отопления

обратной сетевой воды на входе в водогрейный котел приводит к повышению температуры уходящих газов, а значит, падению КПД котлов. В абсолютных значениях, по данным академической науки, объем перерасхода топлива незначителен: около 0,02 % от количества сожженного топлива, но за отопительный сезон в масштабах теплоисточника эта величина может исчисляться тоннами условного топлива.

В то же время нормативное и сверхнормативное понижение температуры обратной сетевой воды в теплом магистралях не только нивелирует перечисленные проблемы, но и приводит к повышению эффективности работы теплоисточника и самой тепловой сети, так как все эксплуатационные энергетические характеристики (удельный расход электроэнергии, удельный расход сетевой воды, тепловые потери, потери сетевой воды) значительно понижаются. Кроме того, снижение температуры обратной сетевой воды в открытых системах теплоснабжения, например, с 60 °С (максимум величины скорости коррозии) до 40 °С скорость внутренней кислородной коррозии труб уменьшается практически в два раза, что увеличивает срок службы тепловых сетей и снижает эксплуатационные расходы.

Мы выяснили, что использование автоматических регуляторов системы теплоснабжения способствует экономии финансовых средств потребителей и снижению затрат энергоснабжающих организаций. На практике системы автоматического регулирования довольно часто выходят из строя, в основном из-за отсутствия у потребителей квалифицированного обслуживающего персонала.

Ответственность за использование неработающих систем регулирования подачи тепловой энергии либо их отсутствие предусмотрена ч. 3 ст. 20.1 Кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях, причем действие этой статьи распространяется только на многоквартирные жилые дома и центральные тепловые пункты. В то же время энергоснабжающие организации не получают от потребителей никаких дополнительных выплат за нарушение режима

теплопотребления. В Республике Беларусь в типовых договорах на теплоснабжение имеется пункт о необходимости соблюдения потребителем $T_{\text{осв}}$, однако санкции за нарушение этого требования и соответствующая методика их расчета отсутствуют.

Для сравнения, в типовых договорах на теплоснабжение большинства энергоснабжающих организаций Российской Федерации регламентируется, что фактическая среднесуточная температура обратной сетевой воды не должна превышать заданную температурным графиком более чем на 3 °С. В противном случае даже при наличии у абонента узла учета тепловой энергии расчет отпу-

щенной теплоты осуществляется энергоснабжающей организацией по температурному перепаду, предусмотренному графиком, при фактических величинах среднесуточной температуры прямой сетевой воды и среднесуточному ее расходу. Таким образом, за расчетный ежемесячный период абонент оплачивает использованную тепловую энергию по показаниям узла учета тепла, а также производит дополнительную оплату за «недоиспользованную» тепловую энергию, величину которой рассчитывает энергоснабжающая организация по формуле

$$\Delta Q_{\text{недоисп.}} = \frac{G_2 \cdot [T_2_{\text{факт.}} - (T_2_{\text{график}} + 3)]}{1000},$$

где $\Delta Q_{\text{недоисп.}}$ – величина «недоиспользованной» тепловой энергии за расчетный ежемесячный период, Гкал; G_2 – количество теплоносителя, возвращенного энергоснабжающей организации по обратному трубопроводу за расчетный ежемесячный период по показаниям узла учета тепла, т; $T_2_{\text{факт.}}$ – фактическая среднесуточная температура в обратном трубопроводе по показаниям узла учета тепла, °С; $T_2_{\text{график}}$ – температура сетевой воды в обратном трубопроводе по температурному графику при фактической среднемесячной температуре сетевой воды в подающем трубопроводе по показаниям узла учета тепла, °С; 3 °С – допустимая величина превышения температуры в обратном трубопроводе. Соответствующие методические указания утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации.

Введение в Республике Беларусь аналогичной нормы принесло бы определенные финансовые поступления, частично покрывающие затраты энергоснабжающих организаций, вызванные завышением температуры обратной сетевой воды потребителями тепловой энергии и стимулировало бы потребителей к установке устройств автоматического регулирования на всех системах теплопотребления и повышению качества эксплуатации установленных автоматических регуляторов.

ПРОБЛЕМЫ ДОПУСКА ОБЪЕКТОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

В настоящее время в связи с отсутствием полномочий по проведению плановых проверок работа энергонадзора в основном сосредоточена на профилактике электро- и теплотравматизма, контроле за соблюдением правил пользования тепловой и электрической энергии, работе по регистрации паспортов готовности к осенне-зимнему периоду, допуске в эксплуатацию электро- и теплоустановок.

Среди всего разнообразия функций энергонадзора допуск в эксплуатацию является наиболее квалифицированной и ответственной работой, ведь она требует больших знаний и твердости в отстаивании интересов, которые преследует энергонадзор в решении этой задачи, а именно обеспечение надежности, безопасности и качества электро- и теплоснабжения, эффективности транспортировки и использования тепловой и электрической энергии. Здесь деятельность энергонадзора иногда подвергается критике со стороны как проектных и строительных организаций, так и заказчиков строительства и потребителей. Наличие такой критики предопределено, ведь энергонадзор не является коммерческой организацией и, находясь на стыке нового строительства и эксплуатации, призван не допустить игнорирования и вольной трактовки требований нормативных документов. И от того, насколько набор заложенных в новом строительстве технических средств, возможностей схем и качества использованных материалов соответствует этим требованиям, зависит надежная, безопасная и эффективная эксплуатация объекта. Остановимся на теплотехнической части этой работы.

Работа по допуску в эксплуатацию теплоиспользующих установок начинается с согласования проектной документации (проектов). На этом этапе задачей энергонадзора является проверка проекта на соответствие требованиям нормативных документов по безопасности эксплуатации, надежности теплоснабжения и эффективности при транспортировке и использовании тепловой энергии (ТЭ). Между тем существует ряд причин, препятствующих решению этой задачи.

Одной из таких причин является **желание заказчика и проектной организации удешевить проект за счет применения более дешевых,**

но чаще всего небезопасных и ненадежных материалов в изделиях и оборудовании или вообще за счет отказа от необходимого оборудования. Примеров тому множество, но особо показательным может служить проект строительства второй технологической линии по производству цемента на ПРУП «Белорусский цементный завод». При рассмотрении этого проекта энергонадзором было выявлено следующее:

- проектные решения не отвечали требованиям нормативных правовых актов по обеспечению надежности теплоснабжения и безопасности эксплуатации оборудования, а именно:
 - расчет на компенсирующую способность гибких компенсаторов и углов поворота тепловой сети был выполнен на более низкие параметры, чем требуют технические условия;
 - планировалось применение в тепловых сетях и на вводах в тепловые пункты запорной арматуры из чугуна;
 - предполагалась установка в качестве запорной арматуры на вводе тепловой сети части объектов в обратном трубопроводе балансировочных клапанов из чугуна или цветных сплавов;
 - не были предусмотрены стационарные площадки для обслуживания и ремонта арматуры тепловых сетей на высоких опорах;
 - планировалось размещение оборудования части индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) на проходах;
 - предполагалось размещение части узлов автоматики и оборудования систем кондиционирования воздуха в недоступных для обслуживания и контроля местах;
- проект содержал нарушения, способствующие снижению эффек-



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

тивности использования тепловой энергии, а именно:

- отсутствие автоматики регулирования теплоснабжения системами отопления всех объектов линии;
- использование запорных вентилей в качестве регулирующей арматуры в двухтрубных системах отопления с большим количеством отопительных приборов в местах, где запорная арматура не требуется вообще (вместо двух запорных вентилей можно было предусмотреть один регулирующий);
- в системе отопления были предусмотрены теплоотдающие приборы разного функционального назначения (часть теплоотдающих приборов в системе отопления должны компенсировать теплотери здания, а часть размещенных возле технологической установки устройств — не допустить налипания меркеля на ленту транспортера).

Кроме прямых нарушений требований нормативных правовых актов проектом предусматривались решения по тепловым сетям, способствующие увеличению боковых напряжений в стенках труб и арматуры (применение неравноплечных П-образных компенсаторов). Подобные проектные решения и применение чугунной запорной арматуры существенно увеличивали вероятность разрушения корпуса

арматуры и, как следствие, нарушения теплоснабжения.

Данные замечания энергонадзор передал разработчикам проектной документации, которые в ответ немотивированно отказались изменить проект.

Следует пояснить, что вторая технологическая линия ПРУП «Белорусский цементный завод» была построена под ключ из материалов и оборудования КНР по проекту китайской компании, адаптированного для наших условий белорусской проектной организацией. Проектирование и строительство в соответствии с договором велось по нормам КНР с учетом только небольшой части требований нормативных правовых актов Республики Беларусь (так декларировалось китайской стороной). Опытные испытания линии выявили низкое качество материалов и малые запасы прочности оборудования из КНР, не соответствующие нашим условиям эксплуатации: не выдерживает нагрузок металл, разрушаются подшипники технологического оборудования, и их меняют на однотипные российского производства. Причем то же самое происходит на подобных объектах и в Российской Федерации, построенных компаниями из КНР.

Опыт эксплуатации линии, убедительные аргументы Госэнергонадзора подтолкнули руководство ПРУП «Белорусский цементный завод» начать переработку проектной документации.

Еще одной проблемой, осложняющей работу энергонадзора по допуску объектов в эксплуатацию, является **непоследовательность и противоречия в нормативных правовых актах**. Примером этому могут послужить требования по обеспечению теплоснабжения 1-й категории надежности для медицинских учреждений. Так, п. 5.2 ТКП 45-4.02-182-2009 «Тепловые сети» требует не допускать снижения температуры воздуха в помещениях зданий 1-й категории надежности по теплоснабжению ниже предусмотренных ГОСТ 30494 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях». ГОСТ 30494, в свою очередь, классифицирует помещения по категориям в зависимости от состояния здоровья человека и рода его деятельности в помещениях, определяет требуемые параметры микроклимата и предлагает закрепить их в нормативных правовых актах. Что и было сделано в ТКП 45-4.02-87-

2009 «Здания и помещения лечебно-профилактических организаций. Санитарно-технические системы», п. 4.3.1 которого устанавливает, что к 1-й категории надежности теплоснабжения относятся больницы, корпуса с постоянным пребыванием больных, родильные дома, диспансеры со стационаром, детские молочные кухни. В то же время п. 11.1 СНиП II-35-76 «Котельные установки» требует создания перечней потребителей тепла 1-й категории, утвержденных республиканскими органами государственного управления по согласованию с Министерством экономики и Министерством архитектуры и строительства Республики Беларусь. Между тем таких перечней в настоящее время нет.

Резервное теплоснабжение (резервные трубопроводы, резервная котельная или другой резервный источник тепловой энергии) не является чем-то новым, оно раньше предусматривалось при строительстве крупных лечебных учреждений стационарного типа. Поскольку содержание резервного теплоснабжения было крайне нерентабельно, эксплуатирующие и энергоснабжающие организации его порой ликвидировали, ведь Правилами пользования тепловой энергией не предусмотрено наличие потребителей тепла 1-й категории надежности с набором определенных требований по теплоснабжению в договоре на поставку ТЭ.

В условиях, когда нет утвержденных перечней потребителей ТЭ 1-й категории, отсутствуют четкие взаимные договорные обязательства между энергоснабжающими организациями и потребителями ТЭ 1-й категории надежности теплоснабжения. Также неясно, кто должен во время эксплуатации обеспечивать требуемое резервное теплоснабжение – энергоснабжающие организации или сами потребители.

Есть вопросы и к объемам резервирования. В случае нарушения теплоснабжения при наличии четкого плана действий в подобных ситуациях МЧС и местных властей, должной организации работ по эвакуации больных и ликвидации аварийных ситуаций можно резервировать подачу тепла не для всего стационара в целом, а только для крайне необходимой части помещений (предоперационной, операционной, реанимации и некоторых помещений для нетранспортабельных больных).

Хочу подчеркнуть, что не всегда существующие системы теплоснаб-

жения городов, особенно райцентров, способны осуществлять теплоснабжение объектов 1-й категории надежности (отсутствуют или не в полной мере есть в наличии резервные трубопроводы, нет переемычек тепловых районов и т.д.). В этих условиях проектные организации с целью экономии денежных средств в качестве резервных предусматривали передвижные котельные, которые СНиП II-35-76 «Котельные установки» вообще не рассматривает.

Имели место случаи, когда передвижная котельная, находящаяся на балансе сторонних организаций, предусматривалась в качестве резервной для проектируемого объекта и аварийной для других объектов области, для которых эта организация являлась энергоснабжающей. В такой ситуации неясно, предъявлять ли к этой котельной требования, как к источнику тепловой энергии 2-й категории надежности (по составу оборудования, электро- и водоснабжению, запасам топлива, месту нахождения и т.д.), изложенные в СНиП II-35-76 «Котельные установки»? Непонятно также и то, имеет ли значение место базирования передвижной котельной, может ли она использоваться в случае возникновения аварийной ситуации для теплоснабжения других объектов и на каком расстоянии эти объекты могут находиться от объекта 1-й категории надежности?

Без ответа на эти вопросы передвижная котельная может рассматриваться только как аварийный источник тепловой энергии, при использовании которого нельзя гарантировать соблюдение температур внутреннего воздуха в помещениях в соответствии с ГОСТ 30494.

Обсуждение этой проблематики с проектными организациями, заказчиками и энергоснабжающими организациями существенно повлияло на подходы к проектированию и реализации схем теплоснабжения хирургического корпуса Могилевской областной детской больницы, палатного корпуса Могилевского областного онкологического диспансера, Кричевской центральной районной больницы, где были учтены аргументы энергонадзора. Но вопрос организации теплоснабжения потребителей 1-й категории надежности теплоснабжения остается открытым – слишком много неясностей в требованиях к его обеспечению, и, самое главное, решение этого вопроса с учетом существующих норм

обходится недешево как при строительстве, так и при эксплуатации.

Нельзя умолчать и о таких взаимосвязанных проблемах, как недостаточная **квалификация персонала монтажных организаций и низкое качество контроля за ходом строительства со стороны технадзора заказчика**. К сожалению, приходится констатировать снижение технического уровня специалистов, осуществляющих монтаж и контроль за строительством. Примеров можно привести множество, но самым вопиющим является строительство второй технологической линии по производству цемента на ПРУП «Белорусский цементный завод». При обследовании объекта выявлены следующие нарушения:

- при монтаже тепловых сетей использовались трубы китайского производства с неизвестным химическим составом;
- не установлены регуляторы перепада давлений во всех ИТП;
- не полностью выполнен монтаж системы отопления двух цехов;
- не во всех ИТП установлены внутренние строительные ограждения;
- трассировка трех участков тепловых сетей без согласования с проектной организацией смонтирована по существующей эстакаде, а не на собственных высоких опорах;
- не установлена проектная запорная арматура на ответвлениях к части объектов, что понижает оперативность в локализации и устранении повреждений на ответвлениях, а при значительных повреждениях может привести к продолжительным перерывам в теплоснабжении технологического процесса и, как следствие, остановке технологической линии;
- не выполнена тепловая изоляция трубопроводов и оборудования в части ИТП;
- на вводе тепловой сети в ИТП смонтированы перемычки между подающим и обратным трубопроводами, что может привести к дополнительным издержкам энергоснабжающей организации;
- врезка в существующую тепловую сеть выполнена с отступлениями от проекта;
- не на всех объектах смонтированы регулирующие клапаны автоматики регулирования расхода тепловой энергии в установках кондиционирования воздуха;
- во всех системах отопления цехов не смонтированы тройники с за-

глушками для слива теплоносителя из отопительных приборов;

- в трубопроводах ИТП полностью или частично не смонтированы устройства для слива теплоносителя;
- отсутствовали детали и крепежные элементы неподвижных опор, трубопроводы тепловых сетей были приварены к закладным деталям или к металлическим обрамлениям несущих конструкций, что ставит под большое сомнение сохранение целостности трубопроводов тепловых сетей при их максимальных удлинениях;
- в половине ИТП установлена не предусмотренная проектом трубопроводная арматура с электроприводом (на ее месте должен стоять гидравлический РПД) непонятного назначения (отсутствуют электронные блоки, датчики, линии связи), что привело к необоснованному удорожанию строительства.

Указанные отступления от проекта существенно снизили уровень надежности теплоснабжения, оперативности в локализации и устранении аварийных ситуаций, эффективности транспортировки и использования ТЭ, поставили под сомнение безопасность эксплуатации тепловых сетей и, как следствие всего перечисленного, привели к необоснованным и излишним капитальным вложениям и дополнительным затратам энергоснабжающей организации на осуществление теплоснабжения данной линии. А ведь строительство проходило на виду у заказчика (в будущем – эксплуатирующей организации), акты выполненных работ подписывали ответственные лица, закрывавшие глаза на очевидные недостатки и в качестве оправданий ссылавшиеся на условия договора и китайские нормы. И только твердая позиция энергонадзора заставила руководство ПРУП «Белорусский цементный завод» учесть замечания наших специалистов и начать работы по приведению системы теплоснабжения в соответствие с проектом.

Серьезную проблему порождает **несоблюдение заказчиком процедуры согласования и прохождения вневедомственной экспертизы проектных решений**. Дело в том, что очень часто проект попадает в органы энергонадзора, когда строительство уже закончилось и надо вводить объект в эксплуатацию. При этом вневедомственная экспертиза проекта проведена и стоимость его реализации утверждена. Поэто-

му когда сотрудники энергонадзора обнаруживают отступления от требований нормативных правовых актов, устранение которых приводит к удорожанию проекта, это вызывает протест у всех участников строительства (заказчиков, монтажников и проектных организаций). А если это недовольство накладывается на стремление отдельных представителей местных органов власти получить от энергонадзора заключение о завершении строительства в нужный срок, то ситуация достигает точки кипения. Зачастую заключение все же подписывается, а потом объект еще долго доводят до необходимой степени готовности для допуска в эксплуатацию. В результате из-за несоблюдения процедуры согласования проектной документации все участники процесса остаются недовольны друг другом. Между тем очевидно, что процедура согласования проектной документации в органах энергонадзора должна проводиться перед прохождением государственной вневедомственной экспертизы проекта.

Все сказанное выше свидетельствует о том, что в нынешних экономических условиях, когда во главу угла зачастую ставится прибыль, а снижение капвложений и издержек пытаются достичь за счет безопасности, надежности и эффективности, необходим орган, пресекающий эти попытки. В ситуации, когда вневедомственная экспертиза имеет коммерческий характер и может по-разному трактовать требования нормативных правовых актов Министерства энергетики и Министерства архитектуры и строительства, только энергонадзор в цепочке заказчик – проектная организация – энергонадзор (согласование проектов) – экспертиза – монтажная организация – энергонадзор (допуск в эксплуатацию) – эксплуатирующая организация, являясь некоммерческой структурой, способен беспристрастно подходить к решению этих задач. Другими словами, энергонадзор стоит на том последнем рубеже, который препятствует реализации небезопасных, ненадежных и неэффективных решений с точки зрения нормативных документов. Никто не знает, сколько еще аварийных ситуаций и трагедий произошло бы на предприятиях, сколько случилось бы отключений объектов от электро- и теплоснабжения, какова была бы себестоимость электрической и тепловой энергии, не будь такой организации, как энергонадзор.

СОЗДАНА ПЕРВАЯ ПОЛНОТЕКСТОВАЯ ЭЛЕКТРОННАЯ БАЗА ДЕЙСТВУЮЩИХ НОРМАТИВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

«Информационно-издательский центр» ОАО «Экономэнергo» завершил разработку и создание первой полнотекстовой электронной базы действующих нормативных технических документов по электроэнергетике ЭИС «Энергодokument» и информационно-поисковой системы ее использования. Основой ЭИС «Энергодokument» являются отраслевые технические документы: типовые инструкции, отраслевые правила, методические рекомендации, другие документы по техническому регулированию, а также НПА и ТНПА в области энергетики.



В.Г. КОРДУБА, инженер-теплоэнергетик, заслуженный работник промышленности Республики Беларусь

Нормативная техническая документация – один из важнейших инструментов, обеспечивающих эффективное функционирование каждого производства, предприятия, организации, разработку и внедрение любого технологического процесса. Ни одну сферу профессиональной деятельности невозможно представить без четкого регламентирования различных ее видов и этапов: разработки, проектирования, изготовления, строительства, перемещения, утилизации, использования различных материалов, предметов, изделий, внедрения технологий, оперативных действий. Изучение и соблюдение требований нормативных технических документов на всех стадиях развития техники позволяет обеспечить технологическую и экологическую безопасность каждого члена общества, вовлеченного в этот процесс. Сказанное выше в полной мере относится и к нормативной технической документации по электроэнергетике, в которой отражен более чем столетний опыт становления, развития и функционирования одной из ведущих отраслей экономики государства.

В свое время в Министерстве энергетики СССР действовала четкая система разработки, утверждения, обновления, распространения, контроля исполнения требований нор-

мативной технической документации по электроэнергетике. В создании этой документации был задействован передовой научно-технический потенциал академических, отраслевых, вузовских, специализированных институтов и организаций, заводов-изготовителей, а также практический опыт энергетических предприятий страны. Абсолютное большинство созданной в советский период истории нормативной технической документации, изданной на бумажных носителях, используется в Белорусской энергосистеме и в настоящее время.

Когда Беларусь стала независимым государством, возникли определенные трудности в адаптации нормативной технической документации по электроэнергетике к потребностям изменившихся реалий, в силу определенных обстоятельств замедлились темпы разработки новых документов.

К формированию своей системы функционирования базы нормативных технических документов и ее сопровождения руководство Белорусской энергосистемы привлекло специалистов научных, проектных и наладочных организаций отрасли. Однако из-за большого объема документации, ее разнонаправленности и отсутствия необходимого научного потенциала в полной мере такую систему создать не удалось.

Введенный в действие в 2006 году стандарт СТП 09110.01.101-06 «Порядок разработки стандартов концерна «Белэнерго» определил порядок разработки, утверждения, учета и распространения новых и переработанных отраслевых стандартов, но это не решило проблему в целом.

Интенсивное внедрение в энергетике республики автоматизированных систем управления, развитие информационных технологий по сбору, обработке и передаче технических, хозяйственных и экономических параметров функционирования энергообъектов и управления ими, использование сети Интернет

и новых программных продуктов послужили толчком к реализации идеи о создании электронной базы технических нормативных правовых актов, действующих в электроэнергетике.

Разработка электронной информационной системы «Энергодokument» (ЭИС «Энергодokument») с использованием современных информационных технологий была поручена филиалу «Информационно-издательский центр» ОАО «Экономэнерго». Перед разработчиками поставили следующие задачи:

- создать развитую электронную базу нормативной технической документации в области электроэнергетики, позволяющую осуществлять поиск и ознакомление с текстами документов;
- поддерживать базу данных в актуализированном состоянии;
- обеспечивать информирование организаций отрасли и других заинтересованных об изменениях и дополнениях в базе данных путем предоставления пользователям удаленного доступа к ней в сети Интернет, публикаций в отраслевых СМИ;
- организовать официальное издание документов, находящихся в базе данных, с соблюдением прав их распространения.

При подготовке ЭИС «Энергодokument» учитывались требования Стратегии развития энергетического потенциала Республики Беларусь, разработанной на 2011–2015 годы и на период до 2020 года (утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 9 августа 2010 года №1180), Стратегии развития информационного общества в Республике Беларусь на период до 2015 года (утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 9 августа 2010 года № 1174), Закона Республики Беларусь от 10 января 2000 года № 361-з «О нормативных правовых актах Республики Беларусь», Закона Республики Беларусь от 10 января 2000 года № 357-з «Об электронном документообороте», Указа Президента Республики Беларусь от 16 июля 2007 года № 318 «О порядке

доведения до всеобщего сведения технических нормативных правовых актов» и др.

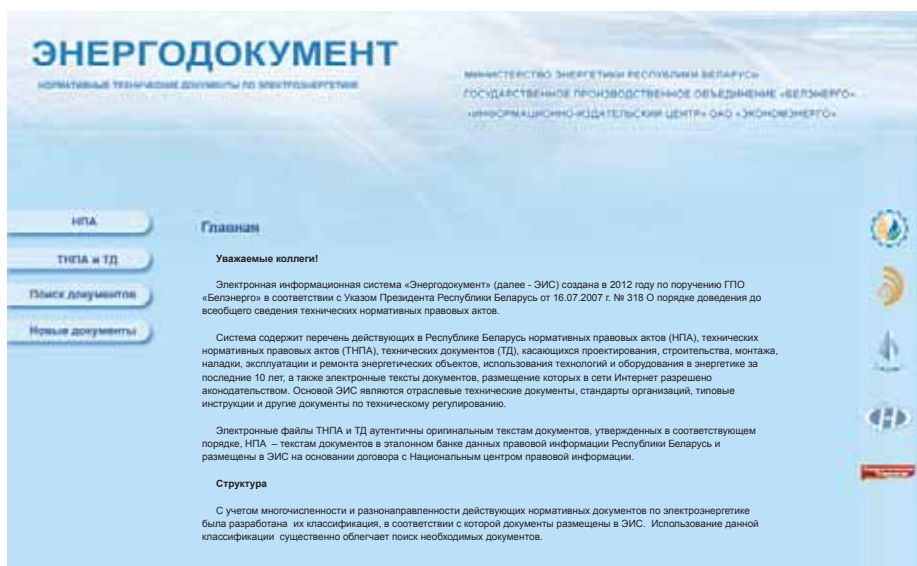
С целью создания наиболее качественного и полезного продукта специалистами Информационно-издательского центра был проведен мониторинг электронных баз данных Национального центра правовой информации Республики Беларусь, Министерства строительства и архитектуры, Министерства по чрезвычайным ситуациям, Министерства здравоохранения, Министерства труда и социальной защиты, Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь, Белорусской железной дороги, других органов государственного управления республики, Министерств энергетики Российской Федерации и Украины. В ходе мониторинга произведены отбор и систематизация действующих по состоянию на 1 января 2012 года в Беларуси нормативных правовых актов (НПА), технических нормативных правовых актов (ТНПА) и технической документации (ТД) в электроэнергетике и смежных отраслях Республики Беларусь за последние десять лет.

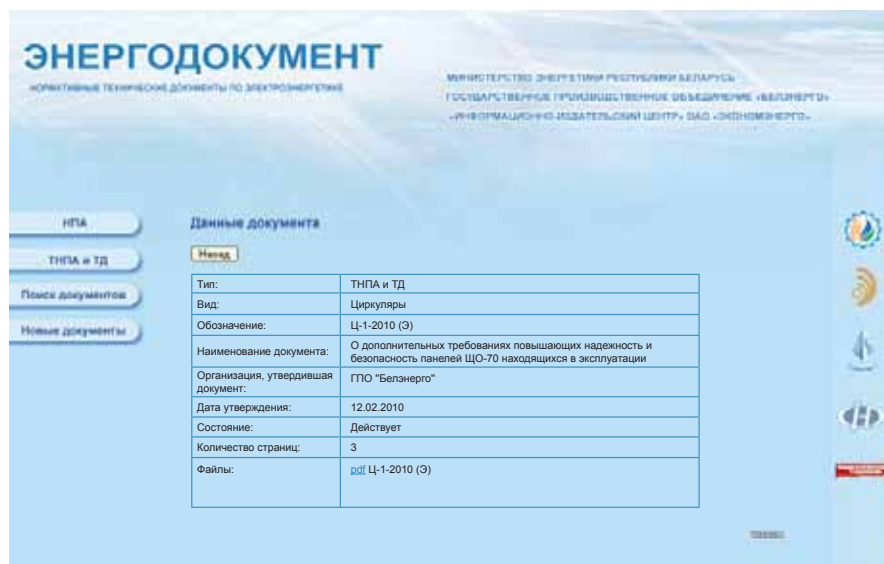
Сформированная электронная база документов содержит перечень действующих НПА, ТНПА и ТД, касающихся функционирования и развития энергетики, проектирования, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации и ремонта в энергетике и содержащих требования к оборудованию, технико-экономическим показателям оборудования и предприятий,

безопасности труда, экологические критерии, а также электронные тексты нормативных документов, размещение которых в сети Интернет разрешено законодательством.

Нормативные документы по электроэнергетике разделены на две основные группы:

- нормативные правовые акты:
 - законы;
 - концепции;
 - указы;
 - постановления;
 - государственные программы;
 - межотраслевые правила;
- технические нормативные правовые акты и техническая документация:
 - технические регламенты;
 - технические кодексы установившейся практики;
 - нормы и правила по обеспечению производственной, технической, ядерной и радиационной безопасности;
 - государственные стандарты Республики Беларусь;
 - нормы пожарной безопасности;
 - санитарные нормы, правила, гигиенические нормативы;
 - стандарты предприятия (СТП ГПО «Белэнерго»), в том числе:
 - правила отраслевые;
 - методические указания, указания;
 - инструкции технические;
 - технические условия;
 - положения;
 - требования;
 - методы, методики, порядок;
 - нормы времени, нормы, нормативы;





- технико-экономические показатели;
- типовые перечни, номенклатура;
- циркуляры;
- информационные письма;
- эксплуатационные, технологические документы.

Для осуществления электронного поиска документа разработана специальная программа поиска по заданным параметрам, значения которых могут варьироваться.

Для удобства работы с электронными документами последние разделены на следующие разделы и подразделы:

- **строительные нормы:**
 - проектирование энергообъектов, организация строительства;
 - здания и сооружения;
 - фундаменты;
 - каркасные сооружения зданий;
 - вентиляция, отопление;
 - канализация и водоотведение;
 - дымовые трубы;
 - эстакады;
 - градирни;
- **теплоэнергетика:**
 - котельное оборудование, в том числе: вспомогательное котельное оборудование, тягодутьевые механизмы, трубопроводы, арматура;
 - турбинное оборудование, в том числе вспомогательное турбинное оборудование, подогреватели, деаэраторы, баки-аккумуляторы;
 - вспомогательное общестанционное оборудование, в том

числе охлаждающие системы, береговые насосные станции, противопожарная защита объектов, сварка, термообработка, контроль металла;

- водно-химический режим и водоподготовка;
- тепловые сети;
- топливоподача;

- **электроэнергетика:**
 - оборудование электростанций и котельных;
 - оборудование подстанций;
 - электрические сети;
 - защита от перенапряжений;
- **АСУ, КИПиА, АСДУ, РЗА, АСКУЭ:**
 - АСУ, АСУ ТП, АСКУЭ;
 - КИПиА энергетических объектов;
 - АСДУ;
 - информационные системы;
 - средства связи и передачи данных;
 - метрология, сертификация;
 - релейная защита и автоматика;

- **возобновляемые источники энергии:**
 - гидроэнергетика;
 - ветроэнергетика;
 - биоэнергетика;
- **охрана труда, экология:**
 - безопасные условия труда, промсанитария;
 - экология энергетики. Охрана природы;
- **энергосбережение;**
- **эксплуатация и ремонт. Работа с персоналом.**

ЭИС «Энергодokument», в которую входит порядка 2000 документов, размещена в сети Интернет по адресу www.energodoc.by и систематически пополняется и обновляется. Вход в ее информационно-поисковую систему осуществляется прямым вводом адреса в используемом браузере, или через ссылки, которые планируется разместить на официальных сайтах Минэнерго, ГПО «Белэнерго», а также на сайтах отраслевых организаций.

Информация об обновлениях, изменениях и дополнениях ЭИС «Энергодokument» будет также систематически публиковаться в отраслевом журнале «Энергетическая стратегия» и на его официальном сайте www.energystrategy.by.

Рекомендую энергетикам ознакомиться с этим новым электронным продуктом. Надеюсь, что появление полнотекстовой электронной информационной системы «Энергодokument», ее систематическая актуализация и сопровождение позволят полностью решить проблему своевременного обеспечения предприятий, организаций и других пользователей нормативной технической документацией, регулирующей деятельность в энергетической сфере.

Филиал «Информационно-издательский центр» ОАО «Экономэнерго» выражает благодарность РУП «Белэнергоремналадка», РУП «Минскэнерго», энерготехинспекции по эксплуатации электростанций и сетей РУП «ОДУ» и другим организациям электроэнергетической отрасли за активную помощь в предоставлении текстов СТП «Белэнерго» для размещения в ЭИС «Энергодokument».

НОВЫЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА ТРЭТ ПРИ РАСЧЕТАХ ЗА ПОТРЕБЛЯЕМУЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

Комментарии к новому техническому кодексу установившейся практики ТКП 460-2012 (02230)

С 1 апреля 2013 года введен в действие ТКП 460-2012 (02230) «Порядок расчета величины технологического расхода электрической энергии на ее передачу по электрическим сетям, учитываемой при финансовых расчетах за электроэнергию между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом)», требования которого являются обязательными для энергоснабжающих организаций и потребителей электрической энергии, заключивших договор электроснабжения с энергоснабжающей организацией.

Величины технологического расхода электрической энергии на ее транспортировку (ТРЭТ) в участках электрической сети между точками раздела балансовой принадлежности и расчетного учета электроэнергии должны учитываться при несовпадении этих точек. Порядок расчета ТРЭТ в таких случаях до настоящего времени устанавливался соответствующей Инструкцией ГПО «Белэнерго» и являлся основанием для использования определяемых величин ТРЭТ в расчетах за электроэнергию между энергоснабжающими организациями и потребителями (абонентами).

Вместе с тем существует необходимость определения ряда других величин, связанных с ТРЭТ и учитываемых согласно Правилам электроснабжения при расчетах между энергоснабжающими организациями и абонентами. При этом эти величины и способ их определения не описаны в Инструкции или иных технических нормативных правовых актах. К ним относятся:

- корректирующие поправки для данных расчетного учета электроэнергии при несовпадении точек раздела балансовой принадлежности и расчетного учета электроэнергии;
- ТРЭТ от транзитных перетоков электроэнергии;

- объем увеличения ТРЭТ в сетях абонента от пропуска электроэнергии для энергоснабжения субабонента и порядок разделения дополнительных потерь электроэнергии между несколькими субабонентами.

Тем самым была вызвана необходимость создания нового технического нормативного правового акта ТКП 460-2012 (02230) «Порядок расчета величины технологического расхода электрической энергии на ее передачу по электрическим сетям, учитываемой при финансовых расчетах за электроэнергию между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом)» (ТКП 460), который вводится в действие в Республике Беларусь впервые. Документ разработан РУП «Белэнергосетьпроект» и утвержден постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 26 декабря 2012 года № 64.

Требования ТКП 460 являются обязательными для энергоснабжающих организаций и потребителей электрической энергии, заключивших договор электроснабжения с энергоснабжающей организацией. В качестве потребителей могут выступать юридические лица всех форм собственности и подчиненности, зарегистрированные на территории Республики Беларусь,



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



В.П. ОРЛОВА, ведущий инженер по стандартизации технического отдела

а также индивидуальные предприниматели и физические лица (кроме бытовых абонентов).

ТКП 460 содержит восемь разделов основной части и два обязательных приложения, в которых

Таблица 1. Значения d для разных видов потребителей

Виды потребителей	d
Предприятия, работающие в одну смену	2,70
Предприятия, работающие в две смены	1,70
Предприятия, работающие в три смены	1,35
Предприятия, работающие в три смены без выходных	1,02
Непрерывное производство	1,01

приводятся примеры, поясняющие изложенные в основной части технического кодекса порядок и методики расчета ТРЭТ для взаиморасчетов между энергоснабжающей организацией и абонентом и между абонентом и субабонентами, а также справочные данные и формы представления результатов расчета за потребляемую электроэнергию между потребителем и энергоснабжающей организацией.

В ТКП 460 определен порядок расчета:

- суммарной величины ТРЭТ и ее составляющих: условно-постоянных и условно-переменных технических потерь ЭЭ в элементах электрической сети;
- корректирующих поправок к данным учета по ТРЭТ и корректировки данных учета ЭЭ;
- ТРЭТ от транзитных перетоков;
- ТРЭТ в электрической сети абонента, связанной с передачей электроэнергии субабоненту(-ам).

Остановимся подробнее на тех аспектах, которые являются новыми или впервые отражены соответствующим образом в рамках указанного документа.

Как упоминалось выше, прежняя Инструкция регламентировала расчет ТРЭТ в участках электрической сети между точками раздела балансовой принадлежности и расчетного учета. Рассмотрим, что нового в рамках ТКП 460 было привнесено в этой части.

Во-первых, в новом техническом кодексе отдельно рассмотрены два вида случаев: с невозможностью и с возможностью реверса (изменения направления) активной мощности.

В ходе специального исследования было установлено, что в первом случае (который, к слову, является наиболее массовым) имеется возможность упрощенного расчета. В частности, при расчете переменных или нагрузочных технических потерь в линиях и трансформаторах ключевое значение имеет так называемый дисперсионный коэффициент d , учитывающий рост потерь энергии вследствие неравномерности графика нагрузки. В ходе данного исследования были уточнены значения d для различных характерных случаев, которые отражены в табл. 1.

Также с целью упрощения расчетов нагрузочных потерь в последовательных участках сети без промежуточного отбора мощности допускается применять одинаковые дисперсионные коэффициенты.

Во втором случае дисперсионные коэффициенты должны рассчитываться, иначе не обеспечивается приемлемая точность расчета, и в ТКП 460 регламентирован соответствующий метод. Указанный метод предполагает широко известное в области расчетов потерь электроэнергии описание графиков нагрузки по продолжительности формулами Россандера по трем точкам: минимальное, среднее и максимальное значения.

Потери на корону являются очень редким случаем применительно к рассматриваемым объектам, однако они также могут учитываться с применением других ТНПА, главным образом имеется в виду СТП 09110.09.455-11 «Методика расчета и обоснования нормативов

расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям».

Отдельно учтены ситуации, когда у предприятия есть своя расчетная АСКУЭ. Для таких случаев в ТКП 460 предложен новый, наиболее точный метод расчета. Поскольку при этом предполагаются расчеты в автоматизированном режиме, метод основан на использовании большого массива данных АСКУЭ, получаемых с высокой частотой опроса (от 3 с до 0,5–2 ч). Особенно важно отметить, что в данном случае на результаты расчетов определяющее влияние оказывают метрологически обоснованные данные АСКУЭ, а принимаемые по умолчанию дисперсионные коэффициенты служат для незначительного уточнения результатов.

Кроме того, ТКП 460 регламентирует расчет постоянных потерь электроэнергии в кабельных линиях электропередачи с учетом количества соединительных муфт, а также потерь во вторичных измерительных цепях (с учетом того, какая схема учета используется: полнофазная или неполнофазная).

В свою очередь, при несовпадении точек раздела балансовой принадлежности и расчетного учета электроэнергии на основе результатов расчета ТРЭТ для участков электрической сети между этими точками определяются корректирующие поправки с учетом знака, которые позволяют привести данные учета электроэнергии к точкам раздела балансовой принадлежности вне зависимости от расположения точек измерения (мест подключения трансформаторов тока или счетчиков прямого включения) и в дальнейшем применять приведенные (скорректированные) данные учета электроэнергии.

Как указывалось выше, ТКП 460 регламентирует расчет ТРЭТ от транзитных перетоков и ТРЭТ в электрической сети абонента, связанной с передачей электроэнергии субабоненту(-ам), включая принцип разделения дополнительных потерь электроэнергии между несколькими субабонентами. По сути, с физической точки зрения оба указанных случая представляют собой один и тот же – передачу электроэнер-

Таблица 2. Определение ролей субъектов А, В, С

Вид расчета	Субъект А	Субъект В	Субъект С
Расчет ТРЭТ от транзитных перетоков	Энергоснабжающая организация	Организация, в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении которой находится транзитная электрическая сеть	Абонент энергоснабжающей организации или та же энергоснабжающая организация
Расчет ТРЭТ в электрической сети абонента, связанной с передачей электроэнергии субабоненту	Энергоснабжающая организация	Абонент энергоснабжающей организации	Субабонент

гии субъектом А субъекту С через электрические сети субъекта В – различаются только роли с юридической и финансовой точек зрения (табл. 2).

Расчет ТРЭТ на передачу электроэнергии субъектом А субъекту С через электрические сети субъекта В предполагает последовательное выделение транзитной сети у субъекта В, расчет полных технических потерь электроэнергии в транзитной электрической сети и затем выделение из них искомой величины (или величин). Для случаев, когда поэлементный расчет технических потерь в транзитной сети не представляется

возможным (например, при недостаточной информационной обеспеченности) или является затрудненным в случае сложной схемы, предлагается упрощенный метод расчета.

Заключение

ТКП 460 охватывает все возможные случаи, когда при взаиморасчетах энергоснабжающих организаций, абонентов и смежных хозяйствующих субъектов за потребленную, отпущенную или пропущенную через электрические сети электроэнергию требуется расчет

ТРЭТ или его отдельных составляющих, и регламентирует соответствующие методы и алгоритмы расчета. При этом в зависимости от степени информационной обеспеченности пользователей предлагаются различные варианты алгоритмов и прилагается справочник.

Применение указанных в ТКП 460 методов расчета ТРЭТ усовершенствует систему учета электроэнергии и обусловит обоснованное проведение финансовых расчетов за потребляемую электроэнергию между энергоснабжающей организацией, потребителями (абонентами) и субабонентами.

НОВЫЕ ТИПА

С 1 АПРЕЛЯ 2013 ГОДА ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ



Технический кодекс установившейся практики

ТКП 460-2012 (02230) «Порядок расчета величины технологического расхода электрической энергии на ее передачу по электрическим сетям, учитываемой при финансовых расчетах за электроэнергию между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом)»

Официальное издание

ЗАКАЗАТЬ документ можно:

- в редакции по тел./факсу: (+ 375 17) 286-08-28 (опт);
- на сайте www.energystrategy.by (опт);
- у региональных представителей в РБ (розница)



ХОЛДИНГ «ЭНЕРГОСТРОЙИНВЕСТ»

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО

ПОСТАВКА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ

Слаженная команда
Высокий профессиональный уровень
Отличное качество работы
Эксклюзивное котельное оборудование



Генеральный директор управляющей компании холдинга «Энергостройинвест» В.И. Булло

Исполком Ленинского районного Совета народных депутатов г. Бреста решением от 6 сентября 1989 № 544 зарегистрировал кооператив «Теплоэнергетик» при Брестских тепловых сетях ПОЭИЭ «Брестэнерго», председателем которого утвержден В.И. Булло.

Основными видами деятельности кооператива «Теплоэнергетик» были гидроразмывка и опрессовка теплосетей и систем отопления, монтаж и наладка приборов учета тепла, регуляторов температуры, реконструкция тепловых пунктов, проектно-сметная работа.

На базе ПК «Теплоэнергетик» 3 апреля 1995 года создано ООО «Энергоремонт», которое продолжило развивать главные направления деятельности ПК «Теплоэнергетик», а с января 1996 года занялось проектированием, монтажом и наладкой систем отопления, водоснабжения, газоснабжения, отопительных котельных, а также поставкой оборудования фирм Buderus, Viessman, Weishaupt,

Перечень некоторых проектов, реализованных предприятиями холдинга «Энергостройинвест»

№ п/п	Наименование объекта	Тип, марка котла, фирма-изготовитель	Мощность котельной, вид топлива	Год реализации
1	Котельная производственной базы «Лунинецмежрайгаз» РУП «Брестоблгаз» в г. Лунинце	Водогрейные котлы Vaillant (2x170кВт)	340 кВт, сжиженный газ	1999
2	Котельная РУП «Брестоблгаз» в г. Бресте	Водогрейные котлы Viessmann (2x465кВт)	930 кВт, природный газ	1999
3	Котельная Дрогичинского РЭС РУП «Брестэнерго» в г. Дрогичине	Водогрейные котлы Buderus G 315 (2x230кВт)	460 кВт, дизельное топливо	2001
4	Котельная ГТПУП «Белрыба» в г. Минске	Водогрейные котлы Buderus SK 725 (2x870кВт)	1740 кВт, природный газ	2005
5	Котельная замка Радзивиллов в г. Несвиже	Водогрейные котлы Buderus SK 725 (2x1600кВт)	3200 кВт, природный газ	2008
6	Строительство новой котельной № 2 в г.п. Плещеницы	Водогрейные котлы Hamech KWH-2000 (2x2000кВт)	4000 кВт, отходы древесины	2009
7	Реконструкция котельной по ул. Войкова в г. Слониме	Водогрейные котлы Hamech KWH (2000 кВт) Buderus S825L (3050 кВт) Паровой котел Buderus SHD 615 (800 кг пара/ч)	2000 кВт, отходы древесины, 3550 кВт, природный газ	2009
8	Реконструкция системы теплоснабжения ОАО «Горынский агрокомбинат» р.п. Речица Столинского района	Паровые котлы Buderus SHD 815 (2x8т пара/час) Водогрейный котел Buderus S825L (1x1900 кВт)	11950 кВт, природный газ	2012–2013

ПРИГЛАШАЕТ К СОТРУДНИЧЕСТВУ! АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ КОТЕЛЬНЫХ, КОТЕЛЬНЫХ И ОТОПИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

Hamech, Giersch, Wilo, Danfoss для потребителей Республики Беларусь.

В 1999 году ООО «Энергоремонт» (с 2000 года ОДО «Энергостройинвест») стало авторизованным торговым представителем компании Buderus Heiztechnik. С 2006 года предприятие располагается в г. Минске.

26 апреля 2011 года в Государственном реестре за номером 27 зарегистрирован холдинг «Энергостройинвест», в который входят:

- частное проектно-строительное унитарное предприятие «Энергостройинвест-ПРО» – управляющая компания холдинга «Энергостройинвест»;
- общество с дополнительной ответственностью «Энергостройинвест».

Предприятия – участники холдинга являются официальными партнерами фирмы Bosch Thermotechnik GmbH по сбыту эксклюзивной продукции под всемирно известными торговыми марками Buderus и LOOS на территории Республики Беларусь и имеют полномочия по проектированию, поставке, монтажу, наладке и сервисному обслуживанию отопительной техники этих торговых марок, а также выступают в качестве официального представителя машиностроительного завода Hamech (Польша), производящего оборудование для энергосберегающих автоматизированных котельных, работающих на местных видах топлива.

Сфера деятельности предприятия:

- проектирование котельных и объектов газораспределительной системы;
- монтаж, наладка и обслуживание паровых котлов с давлением пара до 1,6 МПа и водогрейных котлов теплопроизводительностью до 34,8 МВт, установок докотловой обработки воды, горелочных устройств для паровых и водогрейных котлов, систем автоматики безопасности и регулирования котлов и их горелок.



Котельная ОАО «Горынский агрокомбинат»



Техническое совещание в проектом отделе

За 23 года плодотворной работы кооператив «Теплоэнергетик», ОДО «Энергостройинвест» и ЧПСУП «Энергостройинвест-ПРО» – управляющая компания холдинга собственными силами выполнили работы по проектированию, поставке оборудования, монтажу, наладке, гарантийному и сервисному обслуживанию современного энергосберегающего котельного оборудования на природном газе, жидком топливе и местных видах топлива более чем на 100 объектах Республики Беларусь суммарной мощностью около 140 МВт.

Предприятиями – участниками холдинга поставлено в республику более 40 лучших в мире по качественным характеристикам паровых и водогрейных котлов марки Buderus, LOOS на природном газе и жидком топливе, около 20 единиц котельного оборудования польской фирмы Hamech, которое работает на местных видах топлива (опилки, щепа, отходы древесины).

По вопросам приобретения, проектирования, строительства, наладки, ремонта, сервисного обслуживания котельного оборудования приглашаем обращаться по адресу:

220123, г. Минск,
ул. В. Хоружей, 29, офис 604
Тел.: (017) 283-17-79, 283-17-80,
283-17-81, факс: 283-17-82,
(+375 29) 650-77-79 (Velcom),
(+375 29) 865-00-90 (MTC)
E-mail: esi@tut.by
esi_bulo@tut.by

УНН 191277399

У ИСТОКОВ СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНОГО КОМПЛЕКСА РЕСПУБЛИКИ

К 55-летию РУП «Белэнергострой»

К началу Великой Отечественной войны генерирующая мощность всех электрических станций Беларуси достигала 120 МВт. Однако война превратила в руины все до этого созданное. Пришлось начинать сначала. Работы по восстановлению разрушенной энергетики начались в 1944 году. В них приняли участие вновь созданные строительно-монтажные организации союзного, республиканского и местного уровня. Решением Министерства энергетики СССР по согласованию с Советом Министров БССР 29 марта 1958 года был создан трест «Белэнергострой», в состав которого вошли все специализированные организации республики.

Вновь созданному тресту «Белэнергострой» было поручено строительство всех электростанций в Республике Беларусь и в трех северо-западных областях РСФСР – Смоленской, Псковской и Новгородской. В состав треста, согласно существующему в то время законодательству, были включены строительные организации и участки, уже начавшие работу по сооружению белорусских электростанций. Структурными подразделениями треста стали строительные управления Минской ТЭЦ-3, Василевичской ГРЭС, вновь созданные СУ Березовской ГРЭС и треста «Белэнергомонтаж». Если специализированные субподрядные работы по-прежнему выполняли тресты Минэнерго СССР, то тепловые электростанции возводились, как правило, силами опытных белорусских энергостроителей. Для этих целей в тресте были созданы новые строительные управления на Лукомльской ГРЭС, Новополоцкой ТЭЦ, Бобруйской ТЭЦ и т.д.

Сооружение ГРЭС, ТЭЦ шло головокружительными темпами. Электростанции вводились в эксплуатацию досрочно. Так, например, от установки первой колонны до пуска первого энергоблока мощностью 160 МВт Березовской ГРЭС прошло всего десять месяцев. Последний энергоблок и в целом первая в республике блочная электростанция суммарной мощностью 960 МВт также были сданы в эксплуатацию досрочно. Таких темпов в



М.П. КОНДРАТЬЕВ,
генеральный директор
концерна «Белэнергострой»
с 1985 по 2003 год,
заслуженный строитель
Республики Беларусь,
почетный энергетик СССР,
профессор

то время еще не знала история отечественного энергостроительства.

В мае 1966 года был вынут первый кубометр земли из котлована под главный корпус флагмана белорусской энергетики – Лукомльской ГРЭС, а 22 декабря 1969 года первый энергоблок мощностью 300 МВт уже работал в рабочем режиме и подавал электроэнергию в энергосистему. Оценку труда специалистов треста «Белэнергострой» на этом объекте дал Министр энергетики СССР П.С. Непорожний в ходе митинга, посвященного пуску станции. Он отметил: «На земле Лукомльской поистине совершен подвиг! Еще в сентябре 1971 года мощность ГРЭС достигла 1200 МВт. Такую мощность имели электростанции дореволюционной России все вместе взятые. В 1974 году с вводом последнего энергоблока № 8 Лукомльская ГРЭС достигла проектной мощности 2400 МВт, и рядом с ней вырос город энергетиков Новолукомль!».

В результате ударной работы по сооружению крупных электростанций коллективом треста «Белэнергострой» с 1958 по 1975 год в республике было построено и введено в эксплуатацию 5030 МВт новых мощностей. Однако в 1976 году все изменилось. Учитывая возросшую мощность Единой энергосистемы СССР, «Белглавэнерго» посчитало, что можно приостановить дальнейшее развитие собственной генерирующей мощности. К такому решению подтолкнуло еще и то, что Госплан СССР с 1975 года с целью экономии нефти в стране запретил сжигание мазута на тепловых электростанциях. В результате за 1976–1984 годы трест смог построить и ввести в эксплуатацию только 570 МВт.

К началу восьмидесятых годов Минэнерго СССР и Правительство БССР убедились, что подобная стратегия развития энергетики в Беларуси ошибочна. Тогда и



Генеральный директор треста «Белэнергострой» с 1985 по 2003 год М.П. Кондратьев на торжественном открытии новых сооружений, 1997 год

были приняты меры по восстановлению прежней мощности строительного-монтажного комплекса республики. Тресту было поручено строительство в г. Минске атомной ТЭЦ (МАТЭЦ) в качестве генподрядчика.

В мае 1985 года ЦК КПБ и Совет Министров БССР рекомендовали кандидатуру автора этой статьи на должность управляющего трестом «Белэнергострой» как специалиста, имеющего многолетний опыт строительства и эксплуатации крупных энергообъектов и энергосистем. В июле 1985 года я приступил к исполнению своих обязанностей. В то время уже шла работа по строительству Минской АТЭЦ под руководством опытных инженеров-энергостроителей А.Е. Жилинского и главного инженера М.В. Шаповалова. Дела на стройке в общем шли неплохо. Состояние же дел в остальной части работы треста и его организаций было незавидным.

Объем работ в течение почти десяти предшествующих лет не выполнялся практически ни по одному показателю, зарплата была низкой, персонал премиальных не получал, была большая текучесть кадров и т.д. По состоянию на 1 января 1985 года в тресте работало всего 2860 человек, а количество организаций, входящих в его состав, сократилось до 12. Плохо работала стройпроминдустрия треста, планирование велось ручным примитивно-шаблонным протокольным методом, на низком уровне осуществлялась связь между отделами и группами, а также внутри отделов. Это и многое другое не отвечало требованиям времени и задачам треста.

Пришлось срочно ломать сложившуюся и устаревшую провинциальную систему, реанимировать то, что уже было наработано, внедрять передовые подходы к работе – от научной организации труда (НОТ) до последних достижений мировой науки.

Суть принятых мер в порядке очередности заключалась в следующем. Мы создали команду единомышленников путем подбора высококвалифицированных, преданных делу специалистов с высокой степенью личной дисциплины и стремлением ко всему новому и к научно-техническому прогрессу. Был сформирован штабной центр по административно-техническому управлению всей деятельностью треста и его организаций, для чего был оборудован селекторный зал, где проводились все совещания. Причем селектор обеспечивал связь не только с персоналом аппарата треста и его организаций, но и с предприятиями заказчика по республике и за ее пределами. Из нерационального множества небольших по численности отделов и групп весь аппарат треста был преобразован в четыре комплексные службы: производственно-распорядительную, научно-производственно-техническую, финансово-экономическую и административно-хозяйственную с небольшим аппаратом при руководстве треста.

К 1 января 1991 года в составе треста функционировали дополнительно еще 12 организаций, количество персонала возросло до 6,5–7 тыс. человек, а после создания по нашей инициативе в 1992 году на базе треста концерна «Белинвестэнергострой» количество подведомственных тресту организаций достигло 47, численность сотрудников – 12,5–15 тыс. человек.

С 1987 по 1994 год трестом был создан и успешно функционировал целый ряд совместных предприятий с зару-



Земляные работы на строительной площадке Минской ТЭЦ-5 ведут специалисты РУП «Белэнергострой»

бежными компаниями «ИНТУР-КФЕ» (Польша), «Стройинтер-консалт» (Германия), «Инженеринг констракшн ЛТД» (Италия) и др. К примеру, совместное предприятие с чешским объединением RCDR в г. Брно занималось стройэнергоремонтом, реконструкцией энергетических котлов и другого станционного оборудования в странах Восточной Европы, Ближнего Востока, Азии.

Значимый эффект дало внедрение разработанных нами методик повышения эффективности управления при сооружении крупных ГРЭС, ТЭЦ, АЭС: метода дискретного использования СПУ (сетевого планирования и управления) в формате недельно-суточного планирования по недельно-суточным графикам; метода узлового управления; информационно-аналитической системы и метода совершенствования проведения контрольных штабов стройки.

С применением этих методов трест «Белэнергострой» досрочно построил и успешно ввел в действие вторую очередь Минской ТЭЦ-4, Гомельскую ТЭЦ-2, первую очередь Минской ТЭЦ-5, первую очередь Калининградской ТЭЦ-2 (ПГУ-450) суммарной мощностью 2020 МВт; опережающими темпами осуществлял строительство Минской АТЭЦ.

Одной из первоочередных мер по восстановлению производственного потенциала треста после резкого падения объемов строительства и ввода мощностей, сложившегося в 1976–1984 годах, стала активизация работы собственной стройпроминдустрии. Это дало свои результаты. В 1986–1987 годах все предприятия этого направления работали стабильно и выполняли все плановые показатели, обеспечивая при этом высокое качество продукции.

Большое внимание уделялось созданию комфортных жилищных, социальных и коммунально-бытовых условий, организации отдыха трудящихся, медицинского, торгового, общественно-транспортного обслуживания и многим другим направлениям, которые позволяли улучшить условия жизни и работы сотрудников треста.

Одним из приоритетов была нормализация правовых и обязательных взаимоотношений «заказчик – подрядчик». Мы добивались того, чтобы заказчик заблаговременно информировал подрядчика о реальных планах загрузки, что позволяло реализовывать эти планы в намеченные сроки.

Все принятые меры дали возможность в 1985–1999 годах обеспечить устойчивую, надежную и высоко-рентабельную работу треста. Благодаря этому «Белэнергострой» в ежегодных соревнованиях (1986–1991 годы), в которых принимали участие 93 строительных треста и объединения Минэнерго СССР, равнозначных по мощности и стабильно выполняющих государственные планы, по результатам работы не опускался ниже первого–пятого мест. И когда в 2002 году РАО «ЕЭС» объявило тендер на строительство ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2, победителем единогласно был признан «Белэнергострой». И это несмотря на то, что на конкурс были поданы заявки от 17 организаций, среди которых такие гиганты, как ВО «Технопромэкспорт», строительное объединение «Братскэнергострой».

За 1985–2003 годы трест построил и ввел в эксплуатацию энергообъекты суммарной мощностью 2675 МВт, свыше 1,2 млн м² жилья, более шести спортивных объектов, в том числе в спорткомплексе «Раубичи», комфортабельный профилакторий «Высокий берег» в Столбцовском районе и многое другое. Ежегодно трестом проводились республиканские летние и зимние спартакиады, смотры художественной самодеятельности. Было установлено тесное сотрудничество с Академией наук Республики Беларусь, научно-исследовательскими институтами, учебно-академическими вузами, средствами массовой информации.

Справедливости ради надо сказать, что с 2001 по 2003 год Белэнергострой пережил еще один производственный спад, так как в это время в отрасли не проводилось строительство крупных энергообъектов. В 2001 году объем введенных в эксплуатацию мощностей снизился до 12 МВт, в 2002 году – до 16, и только в 2003 поднялся до 215 МВт.

Значимой вехой в истории треста стал 1995 год, когда трест был преобразован в открытое акционерное общество (ОАО). В этот период мы заключили договоры на выполнение работ на энергетических объектах ЕЭС России, доля которых составила 52–64 % нашего годового плана. Благодаря этому годовой объем строительно-монтажных работ, выполняемых в тресте, в 2003 году вырос более чем в три раза по сравнению с 2001 годом и достиг уровня 1985–1988 годов.



Работы по реконструкции Минской ТЭЦ-2 ведутся РУП «Белэнергострой», 2011 год

Сегодня РУП «Белэнергострой» – одна из ведущих строительных организаций в энергетической отрасли страны. За 55 лет своей деятельности коллектив предприятия построил и ввел в действие 8940 МВт генерирующих мощностей: 5030 МВт (1958–1975 годы), 570 МВт (1976–1984 годы), 2670 МВт (1985–2003 годы) и 670 МВт (2004–2013 годы). Если при этом учесть, что суммарная установленная мощность всех электростанций Белорусской энергосистемы по состоянию на 1 января 2001 года составляла 7730 МВт, то можно представить, какой значительный вклад в развитие Белорусской энергосистемы внесло наше предприятие.

Белэнергостроем построены и введены в действие основные электростанции Белорусской энергосистемы – Лукомльская и Березовская ГРЭС, Новополоцкая, Могилевская, Бобруйская, Гродненская, Гомельская ТЭЦ; Минские ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 и другие объекты энергетики, а также свыше миллиона квадратных метров жилья, ряд крупных объектов промышленного, сельскохозяйственного и культурного назначения.

Нельзя не назвать тех, кто все эти годы руководил предприятием, обеспечивая качественное и своевременное сооружение электростанций в республике. В разные годы Белэнергострой возглавляли П.И. Гольцев (1958–1959 годы), К.М. Тендытников (1959–1968 годы), В.Д. Кондратьев (1968–1975 годы), В.Н. Бобров (1975–1985 годы), М.П. Кондратьев (1985–2003 годы), М.В. Филимонов (2003–2007 годы). С 2007 года по настоящее время предприятием руководит С.Б. Шиммель.

Белэнергостроем пройден большой и сложный путь, накоплен богатый опыт, выработаны славные традиции и подготовлены высококвалифицированные кадры. Благодаря трудолюбию, ответственному отношению к делу и профессионализму специалисты Белэнергостроя хорошо зарекомендовали себя не только в нашей стране, но и за ее пределами.

За годы работы предприятия за доблестный труд 1053 его сотрудника были отмечены правительственными наградами, в том числе Золотой звездой Героя социалистического труда, Орденами Ленина, Октябрьской революции, Трудового Красного Знамени, Трудовой славы, «Знак почета» и др. Здесь невозможно поименно назвать всех, кто относился к работе как к делу всей своей жизни и был отмечен наградами разного уровня, но надо сказать, что именно такие люди и являются главной ценностью любой организации и любого трудового коллектива.

В докладе Министра энергетики Республики Беларусь об итогах работы организаций и предприятий отрасли в 2012 году приведена информация о том, что в целом за 2006–2012 годы в республике введено в эксплуатацию 950 МВт вновь построенных и реконструированных мощностей. За этот же период на объектах Белорусской энергосистемы РУП «Белэнергострой» ввел в строй 435 МВт мощностей, то есть на долю зарубежных подрядчиков приходится 515 МВт. Между тем весь многолетний опыт развития электроэнергетики свидетельствует о том, что строительно-монтажный комплекс должен быть неотъемлемой и значимой частью отрасли и обеспечивать основной объем работ по строительству и реконструкции энергообъектов в республике.

СТРОИТЕЛЬСТВО АЭС ДОЛЖНО СТАТЬ ПРОРЫВНЫМ ЭТАПОМ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ РАЗВИТИИ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА

По итогам 5-го Международного форума «Атомэкспо-Беларусь-2013»



International Specialized Exhibition
CONFERENCE

АТОМЭКСПО
Belarus

Со 2 по 4 марта в г. Минске по инициативе Министерства энергетики Республики Беларусь в пятый раз прошла Международная специализированная выставка и конференция «Атомэкспо-Беларусь-2013». Проведение этого форума особенно актуально на настоящем этапе, когда проект строительства атомной электростанции в Республике Беларусь вступил в фазу практической реализации.

В ходе торжественного открытия выставки Первый заместитель Премьер-министра Беларуси В.И. Семашко отметил прикладной характер мероприятия. Проект строительства Белорусской АЭС находится на стадии реализации, с опережением графика заканчиваются подготовительные работы к сооружению блока № 1, опережающими темпами идут подготовительные работы к строительству второго блока. Первый заместитель Премьер-министра подчеркнул, что на момент пуска Белорусская АЭС будет самой надежной атомной станцией.

Выбранный проект «АЭС-2006» является самым современным и полностью соответствует требованиям национального законодательства и рекомендациям МАГАТЭ. А максимальное использование отечественных материалов, рабочей силы, машин и комплектующих позволит снизить себестоимость сооружения станции.

В.И. Семашко проинформировал, что в настоящее время Беларусь принимает участие в строительстве двух энергообъектов в России, что позволит белорусским специалистам получить неоценимый опыт, а в дальнейшем принимать участие в возведении подобных объектов на территории других стран.

Со своей стороны вице-президент ЗАО «Русатом Оверсиз», дочерней компании Госкорпорации «Росатом», А.А. Мертен отметил, что в этом году открытие выставки совпало с празднованием Дня единения народов Беларуси и России. Это символично, поскольку строительство Белорусской АЭС является самым масштабным проектом, реализуемым нашими странами. Он подчеркнул, что выставка предоставляет ее участникам возможность для конструктивного обсуждения



вопросов и перспектив развития атомной отрасли, обмена мнениями, расширения сотрудничества. А.А. Мертен подчеркнул, что Госкорпорация «Росатом» считает Беларусь своим стратегическим партнером и строит планы по долговременной и взаимовыгодной кооперации двух стран.

На выставке были представлены известные зарубежные и белорусские компании. Свой потенциал и возможности продемонстрировали около 80 предприятий и организаций Министерства энергетики Республики Беларусь, Министерства промышленности, Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды, ГПО «Белэнерго», Национальной академии наук Беларуси и др.

Объединенный стенд ГПО «Белэнерго» и генерального информационного партнера форума – журнала «Энергетическая стратегия» – познакомил участников и гостей «Атомэкспо-Беларусь-2013» с основными направлениями деятельности Государственного производственного объединения, технико-экономическими

показателями работы Белорусской энергосистемы, перспективной структурой топливного баланса с учетом ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС, а также с тематикой освещения вопросов развития ядерной энергетики отраслевым изданием.

В ходе форума состоялась научно-практическая конференция «Перспективы развития атомной энергетики в Республике Беларусь», в рамках которой прошли пленарное и секционные заседания, круглые столы. Участники конференции обсудили основные вопросы реализации государственной политики в области атомной энергетики, аспекты проектирования и строительства АЭС, управления проектом, использования потенциала атомного машиностроения, безопасной эксплуатации будущей станции, а также такие концептуальные вопросы реализации проекта, как подготовка кадров для ядерной энергетики, общественная приемлемость Белорусской АЭС, развитие атомной энергетики в Балтийском регионе и др.

В ходе форума были оглашены результаты исследований, проводимых БГУ, с одной стороны, и Институтом социологии Национальной академии наук Беларуси – с другой. Они свидетельствуют, что произошли позитивные сдвиги в общественном сознании относительно использования ядерной энергетики. Число противников строительства в Беларуси атомной электростанции с 2005 года снизилось более чем вдвое – до 21 %, а количество сторонников на сегодняшний день составляет более 50 %. Небольшие колебания в изменении показателей общественного мнения наблюдались после аварии на японской АЭС «Фукусима-1», которая вызвала новый всплеск тревожных настроений.

Касаясь вопроса консультаций с Литвой, начальник управления государственной экологической экспертизы Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Беларуси А.А. Андреев сообщил, что они еще не завершены. Литву прежде всего интересует обоснование выбора Островецкой площадки для строительства Белорусской АЭС, а также ее радиационное воздействие на территорию и население Литвы. В настоящее время специалисты проектного института готовят ответы на все поставленные вопросы. Предпо-

лагается, что консультации с Литвой будут завершены в течение двух месяцев.

Характеризуя современный этап развития ядерной энергетики в республике, заместитель Министра энергетики М.И. Михадюк отметил, что в настоящее время завершаются подготовительные работы по сооружению АЭС, создается нормативная правовая база, продолжается создание инфраструктуры, идет формирование системы подготовки кадров.

Строительство АЭС

Для Белорусской АЭС выбран проект «АЭС-2006», разработанный СП6АЭП (г. Санкт-Петербург). По этому проекту в настоящее время возводятся Ленинградская АЭС-2, Балтийская АЭС и Нововоронежская АЭС-2.

На данном этапе полностью завершена разработка проектно-сметной документации, которая в соответствии с нормами МАГАТЭ, международной практики и белорусского законодательства направлена на государственную экспертизу. Работы непосредственно по строительству АЭС начнутся после завершения данной экспертизы и получения специального разрешения-лицензии на право осуществления деятельности в области использования атомной энергии в части выполнения работ и услуг по сооружению установок.

В настоящее время на Островецкой площадке продолжается сооружение инфраструктуры АЭС. Построены автомобильные и железные дороги, ведущие к площадке, начала работать подстанция, обеспечено внешнее электроснабжение объектов строительства. Введено в эксплуатацию несколько жилых домов, что позволило предоставить жилье всем принимающим участие в сооружении АЭС. Сегодня на стройке БелАЭС работают 1120 человек, к концу года их число увеличится до 3 тыс., а в пиковые периоды будут трудиться до 8 тыс. человек.

Благодаря качественно и своевременно проведенной подготовке, слаженному взаимодействию строительного-монтажного комплекса и генерального подрядчика строительства подготовительный этап сооружения





АЭС идет опережающими темпами. При этом все работы данного этапа, по мнению экспертов Госкорпорации «Росатом» и миссии МАГАТЭ, соответствуют стандартам качества.

Непосредственно строительство атомной станции начнется со дня первой заливки бетона в фундаментную плиту реакторного отделения. Планируется, что сооружение этого уникального монументального сооружения толщиной 8 м, на котором будут располагаться все важные для безопасности станции объекты, начнется уже в текущем году. Кроме того, в перечне запланированных на текущий год работ – начало сооружения структуры объектов, составляющих ядерный остров.

Подготовка специалистов для АЭС

В целом более 1,5 тыс. будущих белорусских специалистов получают образование по программе подготовки кадров для ядерной энергетики. Около 800 человек обучаются в учреждениях высшего образования и более 900 – в средних специальных учебных заведениях. Большое внимание уделяется подготовке профессорско-преподавательского состава. Повысили квалификацию и прошли стажировку в зарубежных учреждениях образования ядерной энергетики профессора и преподаватели Белорусского государственного университета, Белорусского национального технического университета, Белорусского государственного университета информатики и радиоэлектроники, Международного государственного экологического университета имени А.Д. Сахарова, Минского государственного политехнического колледжа. Научные работники высшей квалификации НАН Беларуси стажировались в России, Украине, Бельгии, Франции.

В текущем году состоится первый выпуск специалистов для ядерной энергетики. По ряду профессий уже прошло распределение молодых специалистов. Для выпускников предусмотрены практика за рубежом, специальная подготовка сроком до полугода в зарубежных

вузах, стажировка в учебно-тренировочных центрах и на действующих объектах ядерной энергетики сроком один-два года. После прохождения практики по итогам собеседования специалисты будут направлены на работу в регулирующие органы, Дирекцию строительства АЭС, строительные организации, а также на энергетические предприятия отрасли.

Кроме того, после окончания вуза выпускники смогут продолжить обучение в магистратуре и аспирантуре. Например, два магистранта (специалисты физфака БГУ и МГЭУ им. А.Д. Сахарова) уже обучаются в магистратуре Национального исследовательского ядерного университета «МИФИ» (Москва), один – в Обнинском институте атомной энергетики, а магистрант химического факультета БГУ – в магистратуре Санкт-Петербургского государственного университета.

Безопасность Белорусской АЭС

Санкт-Петербургский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт «Атомэнергопроект» впервые представил на выставке посетителям интерактивную трехмерную модель проекта «АЭС-2006», по которому ведется сооружение Белорусской АЭС в г. Островце. Данная модель позволяет наглядно продемонстрировать посетителям экспозиции ключевые приоритеты проекта: комбинированность систем безопасности, надежность проектных решений и адаптацию к белорусской площадке.

В проекте применены четыре активных канала систем безопасности, дублирующие друг друга: устройство локализации расплава, системы пассивного отвода тепла из-под оболочки реактора и от парогенераторов, система удаления водорода, двойная защитная оболочка здания реактора.

ЗАО «АЭМ-технологии» на промышленной площадке в г. Волгодонске (Российская Федерация) уже приступило к изготовлению корпуса реактора для первого энергоблока Белорусской АЭС. По условиям контракта заказ будет выполнен к концу 2015 года,

после чего детали корпуса реактора доставят на Островецкую площадку.

Планируется, что ЗАО «АЭМ-технологии» изготовит и поставит корпус реактора, внутрикорпусные устройства (шахту и выгородку), блок защитных труб и блок верхний, а также кольца опорные и приспособления для центровки. По информации изготовителя, вес корпуса реактора БелАЭС составит 337 т, длина – около 10 м, диаметр – около 4,8 м. Корпус имеет увеличенный ресурс по сроку службы. Расчет осуществляется на 100 лет, а срок службы устанавливается на 50 лет.

Как показали результаты обследований, подобные функционирующие корпуса российского производства очень надежны, и даже планируется подготовка к продлению расчетных сроков службы некоторых из них. В то же время корпус реактора для Белорусской АЭС имеет и свои особенности, реализация которых станет новейшим этапом эволюции водо-водяных реакторов. Белорусский реактор будет иметь большую толщину корпуса, габариты и установленную мощность, что сделает его еще надежнее.

Участие белорусских организаций в строительстве АЭС

Беларусь и Россия договорились на самом высоком уровне о допуске белорусских организаций на строящиеся российской стороной объекты атомной энергетики в России и в третьих странах. Об этом проинформировал участников форума заместитель Министра энергетики Беларуси М.И. Михадюк.

Он сообщил, что в настоящее время для участия белорусских организаций в работах по строительству АЭС и других объектов ядерной энергетики необходимо получить лицензию, создавая в России отдельное юридическое лицо. Заместитель Министра энергетики также отметил, что в ближайшее время в законодательство России будут внесены изменения, которые позволят белорусским организациям участвовать в строительстве объектов атомной энергетики, и подчеркнул, что белорусским организациям есть что предложить для реализации атомных проектов не только в Беларуси, но и по всему миру.

Белорусские предприятия в этом году поставят 28 % оборудования для АЭС. В целом российские специалисты высоко оценивают потенциал белорусских коллег, особенно в части общестроительных работ. Вице-президент ЗАО «Русатом Оверсиз» А.А. Мертон пригласил белорусских специалистов участвовать в проектах «Росатом» в третьих странах. В настоящее время компания реализует проекты по строительству 28 энергоблоков АЭС, 19 из которых – за рубежом. Кроме того, для реакторов 15 стран компанией поставляется ядерное топливо.

А.А. Мертон заверил, что все процессы строительства, монтажа оборудования, эксплуатации, которые подлежат жесткой контрактации, будут осуществляться в соответствии с достигнутыми договоренностями, при этом максимально учитывая интересы белорусской стороны. Он также отметил, что взаимодействие на всех этапах строительства и последующей эксплуатации Белорусской атомной электростанции будет взаимовыгодным для предприятий и организаций всех структур, участвующих в процессе выработки атомной энергии. Это касается в том числе таких его этапов, как производство ядерного топлива и работа с отработанными ядерными отходами.

Выставка и конференция «Атомэкспо-Беларусь-2013» стала еще одним шагом в популяризации новейших технологий проектирования и строительства атомных электростанций, обеспечения безопасной эксплуатации, эффективным инструментом формирования общественного мнения в поддержку строительства АЭС и содействия в проведении научных исследований и разработок в области ядерной энергетики. Форум позволил представителям энергетической общественности ознакомиться с мировым опытом и направлениями развития мировой ядерной энергетики, определить наиболее эффективные пути развития ядерной энергетической программы в Республике Беларусь и привлечь к строительству АЭС потенциал белорусских предприятий.

Елена МОИСЕЕВА



БЕЛОРУССКИЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ – 2013 ПРИГЛАШАЕТ

15 мая в г. Минске (пр. Победителей, 20/2, Футбольный манеж) откроется Белорусский промышленный форум – 2013, который за годы своего существования стал одним из самых авторитетных международных мероприятий. В прошлом году в форуме приняли участие белорусские предприятия всех профильных министерств и ведомств, а также более 200 компаний, организаций, предприятий и фирм из Австрии, Бельгии, Великобритании, Германии, Ирана, Италии, Китая и ряда других стран.

Ежегодно Белорусский промышленный форум открывает двери для всех предприятий и компаний, которые готовы поделиться своим опытом в решении задач по расширению выпуска высокотехнологичной конкурентоспособной продукции, внедрению новых наукоемких технологий и оборудования, развитию международной кооперации, привлечению иностранных инвестиций.

Традиционно Белпромфорум-2013 проводится под патронажем Правительства Республики Беларусь. Официальную поддержку мероприятию оказывают Совет Министров Республики Беларусь, Министерство энергетики, Министерство промышленности, Министерство экономики, Министерство торговли, Министерство иностранных дел, Министерство образования, Министерство архитектуры и строительства, Министерство жилищно-коммунального хозяйства, Министерство транспорта и коммуникаций, Министерство сельского хозяйства и продовольствия, Национальная академия наук Беларуси, Государственный комитет по науке и технологиям, Департамент по энергоэффективности Госстандарта, областные исполкомы, Минский гор-

исполком, Белорусская торгово-промышленная палата, Белорусское инженерное общество, Республиканская ассоциация предприятий промышленности «БелАПП», ОАО «Белтрансгаз».

В рамках форума пройдут такие мероприятия, как 17-я международная выставка «БелПромЭнерго», 16-й международный симпозиум «Технологии. Оборудование. Качество», 3-я конференция-выставка «Информационные технологии в промышленности «ПромИТ», 10-й международный конкурс энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий и оборудования, 9-й республиканский конкурс сварщиков, конкурс молодых сварщиков, 3-я биржа субконтрактов в промышленности.

Экспозиция 17-й международной выставки «БелПромЭнерго» имеет пять основных направлений. Специалистов энергетической сферы заинтересует раздел «Промэнерго», где будут представлены промышленные технологии топливно-энергетического комплекса, в том числе оборудование для электростанций и подстанций, сетей распределения и передачи электроэнергии, для капитального строительства



и ремонтно-эксплуатационных работ в энергетике; автоматизированные системы диспетчерского контроля и управления в электросетях и теплосетях, информационные системы, программное обеспечение; генераторы электрической и тепловой энергии; оборудование для систем тепло-, водо-, газоснабжения; технологии для монтажа и прокладки кабелей и проводов; трубы и арматура для систем тепло-, водо-, газоснабжения, электроприводы для трубопроводной арматуры; оборудование и материалы для атомной энергетики и многое другое.

Профессиональный интерес специалистов других отраслей вызовут и остальные четыре раздела экспозиции, среди которых «Промэкспо» (промышленные технологии и продукция машиностроения, приборостроения, металлургии, электротехнической, оптико-механической, электронной промышленности), «Энергосбережение» (энергоэффективные и ресурсосберегающие технологии в промышленности, энергетике, строительстве, городском и жилищно-коммунальном хозяйстве), «Наука и инновации» (научно-исследовательские и конструкторские разра-

ботки, инновационные проекты), «Сварка и резка» (оборудование и технологии, инструменты и приспособления для сварки и резки).

Энергетика Республики Беларусь будет представлена на выставке экспозициями предприятий и организаций отрасли. Объединенный стенд ГПО «Белэнерго» и журнала Минэнерго «Энергетическая стратегия» предложит вниманию участников и гостей форума новейшую информацию о развитии отрасли и предприятий, входящих в ее структуру, новых нормативных правовых и нормативных технических документах, познакомит с тематикой издания и проблемами, которые освещаются на его страницах.

Эксклюзивную экспозицию готовит ОАО «Зарубежэнергопроект» (г. Иваново, Россия). Официальное приглашение генеральному директору этой компании по дипломатическим каналам направил заместитель Министра энергетики М.И. Михадюк.

Стратегический партнер белорусских энергетиков – ОАО «Газпром», как и в прошлом году, представит свою экспозицию на выставочном стенде площадью 144 м² с оригинальным дизайном.

Обширная и насыщенная программа Белорусского промышленного форума позволит его участникам не только познакомиться с последними достижениями науки и техники в республике и других странах, но и придаст импульс деловым партнерским отношениям между белорусскими предприятиями и зарубежными компаниями, будет способствовать формированию привлекательного инвестиционного имиджа страны.

Более подробную информацию о Белорусском промышленном форуме можно узнать на сайте www.expoforum.by и по тел.: (+375 17) 314-34-35, 314-34-30.





КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

июнь/декабрь 2013 года

БЕЛАРУСЬ

Будпрагрэс - 2013 21-я международная специализированная выставка	Дата проведения: 01.09.2013– 13.09.2013	Город: Минск	www.minskexpo.com.by
ДЕРЕВООБРАБОТКА - 2013 20-я международная специализированная выставка. Специализированный салон «БИОЭНЕРГЕТИКА»	Дата проведения: 01.10.2013– 04.10.2013	Город: Минск	www.minskexpo.com.by
ЭНЕРГЕТИКА. ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ. ЭЛЕКТРО (ENERGYEXPO). ЭКСПОСВЕТ - 2013 (EXROLIGHT). ВОДНЫЕ И ВОЗДУШНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ - 2013	Дата проведения: 15.10.2013– 18.10.2013	Город: Минск	www.ekspeditor.by
БЕЛОРУССКИЙ ДОМ - 2013. ОТОПЛЕНИЕ. ВОДОСНАБЖЕНИЕ. САНТЕХНИКА. ВЕНТИЛЯЦИЯ	Дата проведения: 12.11.2013– 15.11.2013	Город: Минск	www.ekspeditor.by

РОССИЯ

ИННОПРОМ - 2013 Уральская межрегиональная выставка и форум промышленных инноваций	Дата проведения: 11.07.2013– 14.07.2013	Город: Екатеринбург	www.innopro.com
Современный город: Энергетика. Ресурсосбережение. Экология - 2013 10-я межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 07.08.2013– 09.08.2013	Город: Белгород	www.exponet.ru
Строительство. Энергетика. ЖКХ - 2013 7-я межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 23.08.2013– 25.08.2013	Город: Кызыл	www.exponet.ru
Строительство. Новый Город. Энергоресурс - 2013 37-я межрегиональная специализированная выставка с международным участием	Дата проведения: 02.10.2013– 04.10.2013	Город: Воронеж	www.exponet.ru

Стройиндустрия. ЖКХ. Энергосбережение - 2013 15-я специализированная выставка	Дата проведения: 02.10.2013— 04.10.2013	Город: Астрахань	www.exponet.ru
Строительство. Энергетика. ЖКХ - 2013 9-я межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 02.10.2013— 03.10.2013	Город: Сургут	www.exponet.ru
Строительство. Энергетика. Экология. ЖКХ. Инновационные технологии - Крайнему Северу - 2013 9-я межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 24.10.2013— 25.10.2013	Город: Новый Уренгой	www.exponet.ru
Строительство. Энергетика. ЖКХ. Газификация - 2013 Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 30.10.2013— 01.11.2013	Город: Братск	www.exponet.ru
Энергетика и электротехника - 2013 Специализированная выставка и конференция	Дата проведения: 12.11.2013— 14.11.2013	Город: Екатеринбург	www.exponet.ru
Город. Ресурсы. Энергетика - 2013 Межрегиональная специализированная выставка-ярмарка	Дата проведения: 17.11.2013— 19.11.2013	Город: Великий Новгород	www.exponet.ru
Энергетика и энергосбережение - 2013 Специализированная выставка-ярмарка технологий, оборудования, приборов и материалов для энергообеспечения и энергосбережения	Дата проведения: 26.11.2013— 29.11.2013	Город: Кемерово	www.exponet.ru
Энергетика. Ресурсосбережение - 2013 15-я международная специализированная выставка	Дата проведения: 04.12.2013— 06.12.2013	Город: Казань	www.exponet.ru
Энергосбережение и энергоэффективные технологии. Регион-Электро - 2013 10-я выставка электротехнического оборудования, электрических машин, приборов, аппаратов и современных технологий в электроэнергетике	Дата проведения: 10.12.2013— 12.12.2013	Город: Волгоград	www.exponet.ru
CityEnergy 2013 Международная специализированная выставка газового, теплоэнергетического и отопительного оборудования	Дата проведения: 15.10.2013— 17.10.2013	Город: Москва	www.exponet.ru
Газификация - 2013 13-я межрегиональная специализированная выставка-ярмарка	Дата проведения: 13.11.2013— 15.11.2013	Город: Томск	www.exponet.ru
Нефть. Газ. Экология. Энерго - 2013 Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 13.11.2013— 15.11.2013	Город: Якутск	www.exponet.ru
Экспо-Уголь - 2013 Международная выставка-ярмарка	Дата проведения: 08.10.2013— 11.10.2013	Город: Кемерово	www.exponet.ru
Российский энергетический форум - 2013 Международный специализированный форум	Дата проведения: 22.10.2013— 25.10.2013	Город: Уфа	www.exponet.ru
Электротехника. Энергетика. Автоматизация. Светотехника - 2013 Специализированная выставка	Дата проведения: 19.11.2013— 22.11.2013	Город: Красноярск	www.exponet.ru
Энергетика. Энергосбережение - 2013 4-я всероссийская специализированная выставка	Дата проведения: 03.09.2013— 06.09.2013	Город: Ижевск	www.exponet.ru

Энергетика. Энергосбережение - 2013 16-я межрегиональная специализированная выставка оборудования и технологий для эффективного производства, передачи и распределения энергии, энергосберегающего и электротехнического оборудования	Дата проведения: 24.09.2013– 27.09.2013	Город: Пермь	www.exponet.ru
Энергетическая безопасность России: Новые подходы к развитию угольной промышленности - 2013 Международная научно-практическая конференция	Дата проведения: 08.10.2013– 11.10.2013	Город: Кемерово	www.exponet.ru
Энергосбережение. Энергетика. Электротехника - 2013 16-я межрегиональная специализированная выставка-ярмарка	Дата проведения: 13.11.2013– 15.11.2013	Город: Томск	www.exponet.ru
Промэнерго. Управление отходами. Экология - 2013 8-я специализированная выставка	Дата проведения: 20.11.2013– 22.11.2013	Город: Оренбург	www.exponet.ru
Энергетика. Энергоэффективность - 2013 Специализированная выставка-форум	Дата проведения: 10.12.2013– 12.12.2013	Город: Челябинск	www.exponet.ru
Энерго- и ресурсосбережение - 2013 Всероссийская выставка научно-технического творчества студентов	Дата проведения: 18.12.2013– 20.12.2013	Город: Екатеринбург	www.exponet.ru
Энерго-Промэкспо - 2013 Универсальная выставка, посвященная профессиональному празднику «День энергетика»	Дата проведения: 18.12.2013– 20.12.2013	Город: Екатеринбург	www.exponet.ru
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ РОССИИ - 2013 16-я специализированная выставка	Дата проведения: 03.12.2013– 06.12.2013	Город: Москва	www.expoclub.ru

СНГ

Беларусьэкспо - 2013 в Казахстане Национальная выставка Республики Беларусь	Дата проведения: 05.06.2013– 08.06.2013	Город: Астана, Казахстан	www.tc.by
Топливо-энергетический комплекс Украины: настоящее и будущее - 2013 11-й международный форум	Дата проведения: 24.09.2013– 26.09.2013	Город: Киев, Украина	www.exponet.ru
Электроника и энергетика - 2013 Международная выставка энергетического и электротехнического оборудования, энергосберегающих технологий	Дата проведения: 11.09.2013– 13.09.2013	Город: Одесса, Украина	www.exponet.ru
UzEnergyExpo 2013 8-я международная специализированная выставка «Энергетика. ВИЭ. Энергосбережение. Электротехника»	Дата проведения: 18.09.2013– 20.09.2013	Город: Ташкент, Узбекистан	www.exponet.ru
Энергетика. Электротехника. Энергосбережение - 2013 16-я специализированная выставка	Дата проведения: 08.10.2013– 10.10.2013	Город: Харьков, Украина	www.exponet.ru
Международный промышленный форум	Дата проведения: 19.11.2013– 22.11.2013	Город: Киев, Украина	www.iec-expo.com.ua

Power Kazakhstan 2013 12-я Казахстанская международная выставка и конференция «Энергетика и освещение»	Дата проведения: 29.10.2013— 31.10.2013	Город: Алматы, Казахстан	www.exponet.ru
ReEnergy Kazakhstan 2013 3-я Казахстанская международная выставка	Дата проведения: 29.10.2013— 31.10.2013	Город: Алматы, Казахстан	www.exponet.ru
ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РОСТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ТУРКМЕНИСТАНА - 2013 6-я специализированная выставка и научная конференция	Дата проведения: 12.09.2013— 14.09.2013	Город: Туркменистан, Ашхабад	www.expoclub.ru

В МИРЕ

Национальная выставка Республики Беларусь	Дата проведения: сентябрь— октябрь 2013 г.	Город: Вильнюс, Литва	www.mintorg.gov.by
ECL 2013 Выставка, посвященная электроснабжению, освещению, автоматизации и охране зданий	Дата проведения: 26.09.2013— 27.09.2013	Город: Брюссель, Бельгия	www.exponet.ru
efa 2013 Выставка строительных систем, электрических сетей, автоматики и систем кондиционирования зданий	Дата проведения: 16.10.2013— 18.10.2013	Город: Лейпциг, Германия	www.exponet.ru
Environment and Energy 2013 Международная выставка энергетики, энергоэффективности и технологий использования возобновляемых источников энергии	Дата проведения: 17.10.2013— 20.10.2013	Город: Рига, Латвия	www.exponet.ru
Egetica-Expoenergetica 2013 Ярмарка, посвященная энергетике	Дата проведения: 13.11.2013— 15.11.2013	Город: Валенсия, Испания	www.exponet.ru
Expogaz 2013 Международная выставка газовой промышленности	Дата проведения: 10.09.2013— 12.09.2013	Город: Париж, Франция	www.exponet.ru
Oil and Gas 2013 Международная выставка и конференция, посвященные нефтегазовой промышленности	Дата проведения: 18.09.2013— 19.09.2013	Город: Варшава, Польша	www.exponet.ru
Eneco 2013 Международная выставка энергетики и экологии	Дата проведения: 30.09.2013— 05.10.2013	Город: Пловдив, Болгария	www.exponet.ru
Energetics 2013 Международная выставка, посвященная энергетике, энерго- эффективности и возобновляемым источникам энергии	Дата проведения: 01.10.2013— 04.10.2013	Город: Загреб, Хорватия	www.exponet.ru
For Electron 2013 3-я международная выставка тенденций в области электро- техники, электроники и энергетики	Дата проведения: 19.11.2013— 21.11.2013	Город: Прага, Чехия	www.exponet.ru
Automation, Electric, Electronic, Energy Production and Distribution Fair 2013 Выставка автоматизации производства и распределения энергии	Дата проведения: 12.09.2013— 15.09.2013	Город: Адана, Турция	www.exponet.ru
ENERGOexpo 2013 Выставка и конференция в сфере энергетической промыш- ленности	Дата проведения: 24.09.2013— 26.09.2013	Город: Дебрецен, Венгрия	www.exponet.ru

Подготовила Вероника АНТОНОВА

ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ЛЕЛЬЧИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУРОГО УГЛЯ

Бурые угли являются одним из основных энергоносителей, используемых в мире для производства тепловой и электрической энергии. С помощью этого вида топлива вырабатывается примерно 40 % всей электроэнергии. В Беларуси бурый уголь в энергетике не используется, хотя к настоящему времени на ее территории с различной степенью детальности разведано четыре месторождения. Наиболее ценным из них и по качеству угля и по запасам является Лельчицкое месторождение.

В последние десятилетия в мировой экономике наблюдается устойчивая тенденция роста цен на энергоносители. В Беларуси, по данным [1], за последние семь лет стоимость 1 т у.т. увеличилась с \$ 75 до \$ 210, то есть практически в три раза.

Учитывая тот факт, что большую часть энергоносителей Беларусь закупает за рубежом, развитие своей ресурсной базы является насущной задачей народного хозяйства республики. В русле решения этой задачи находятся, в частности, исследования Лельчицкого буроугольного месторождения, которые выполняются с 2009 года. В настоящее время закончен очередной этап исследований на этом объекте, который позволяет сделать некоторые конкретные выводы о перспективах и возможных проблемах освоения этого месторождения.

Характеристика Лельчицкого месторождения бурых углей

Лельчицкое буроугольное месторождение располагается в Лельчицком районе Гомельской области. Угольные залежи здесь прослеживаются в виде изометрической полосы шириной от 1600 до 4000 м, простирающейся к югу от районного центра г.п. Лельчицы [2]. Протяженность этой полосы составляет примерно 8 км, общая площадь месторождения – около 17,5 км². Суммарная мощность рабочих угольных пластов изменяется от 1 до 18 м (рис. 1).

Глубина залегания угольных пластов увеличивается с запада на восток от 80 до 500 м и более. Углы наклона угольных пластов на большей части месторождения составляют 3–9 и лишь на ограниченных по площади участках достигают 10–12 °С.

Лельчицкий бурый уголь как типичный представитель энергетических углей

Уголь Лельчицкого месторождения относится к классу бурых углей гумусового типа. Он характеризуется следующими основными свойствами: естественная влажность (*Wt*) – 25,1 %, зольность (*Ad*) – 29 %, выход летучих веществ (*Vd*) – 43 %, среднее содержание серы (*Sc*) – 2,3 %. Зола угля имеет алюмосиликатный состав. Основные ее компоненты представлены SiO₂ (47 %),



В.А. СТЕПАНОВ, начальник
отдела твердых горючих
ископаемых филиала
«БЕЛГЕО» ГП «БелНИГРИ»

Al₂O₃ (30 %), Fe₂O₃ (8 %) и CaO (8 %). Полезная теплотворная способность (низшая рабочая теплота сгорания) угля составляет в среднем 4000 ккал/кг, или 16,7 МДж/кг. По теплотворной способности 1 т угля Лельчицкого месторождения соответствует 0,6 т у.т. Товарная цена 1 т этого ископаемого для Беларуси с учетом доставки составляет порядка \$ 143 [3]. Запасы угля по промышленным категориям по состоянию на 1 января 2013 года предварительно оценены в 195,8 млн т, что соответствует примерно 117,5 млн т у.т. Общая стоимость разведанных запасов составляет порядка \$ 16,8 млрд.

Лельчицкий уголь является типичным представителем энергетических углей, используемых в мире в качестве топлива для получения электроэнергии на тепловых электростанциях. Низкая механическая прочность угля и хорошая размолоспособность определяют целесообразность его факельного сжигания. Кроме прямого сжигания в топках котлов возможна предварительная переработка угля в процессе низкоскоростного пиролиза (или полукоксования), то есть при нагревании угля в специальных коксохимических печах до температуры 550 °С (табл. 1).

Полукок представляет собой твердый углеродный горючий остаток, характеризующийся высокой реакционной способностью. Это легкозагорающее бездымное топливо с высокой теплотой сгорания (не менее 30 МДж/кг).

Таблица 1. Состав и объем выхода продуктов пиролиза из углей Лельчицкого месторождения

Средний выход продуктов пиролиза, %			
жидкие продукты		полукок	горючий газ
смола	пирогенетическая вода		
7,06	3,86	73,38	15,8

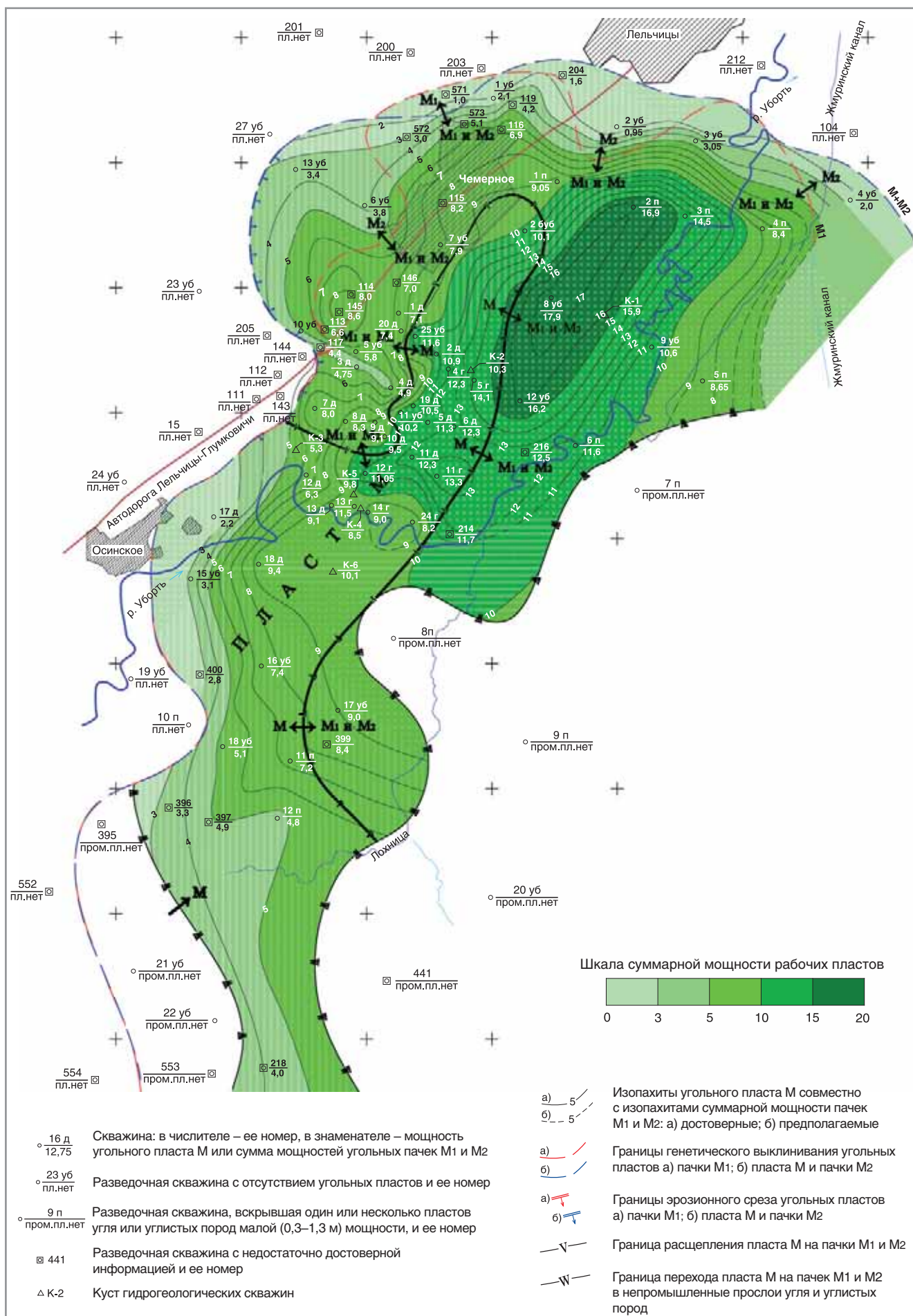


Рис. 1. Карта суммарной мощности рабочих пластов

Смола полукоксования по химическому составу близка к нефти. Из нее можно вырабатывать жидкое топливо, а также фенолы, горный воск и другие органические вещества, которые являются ценным химическим сырьем.

Пирогенетическая вода содержит ряд растворенных веществ, часть из которых также представляет ценное в технологическом отношении сырье.

Горючий газ, получаемый при пиролизе лельчицкого угля в лабораторных условиях, имеет теплоту сгорания 2766 ккал/м³. Основными его компонентами являются СО₂ (51 %) и Н₂ (17 %). Газ обычно используют на собственные нужды установки полукоксования.

В угле присутствуют редкие и рассеянные элементы (РРЭ). Среднее содержание некоторых из них превышает минимальные промышленные концентрации (табл. 2).

В 2012 году Институтом природопользования НАН Беларуси выполнены исследования по оценке возможности извлечения РРЭ из зольных остатков бурых углей Лельчицкого месторождения, которые показывают перспективность получения этих ценных компонентов на стадии утилизации золы.

Оценка возможности освоения Лельчицкого месторождения

При оценке возможности освоения месторождения рассмотрено два варианта добычи: подземный (шахтный) и открытый (карьерный).

Горнотехнические условия отработки угольных пластов *шахтным способом* относятся к особо сложным. Угольные пласты располагаются в толщах рыхлых и мягких пород. В подстилающих и перекрывающих угольные пласты отложениях присутствуют напорные водообильные водоносные горизонты. На большей части месторождения рабочие угольные пласты непосредственно перекрываются и подстилаются тонкозернистыми песками, которые в насыщенном водой состоянии обладают плавунными свойствами. Для защиты подземных горных выработок от прорывов плавуннов необходимо в их почве и кровле оставлять массив угля мощностью 2–3 м, а отработку угольного пласта производить без обрушения кровли лав или камерным способом, что предопределяет большой процент безвозвратных потерь угля в недрах. Кроме того, постоянно будет присутствовать большой риск затопления шахты за счет прорыва в нее подземных вод. По этим причинам разработка угольных залежей на Лельчицком месторождении шахтным способом признается малоперспективной.

Разработка карьером по сравнению с подземным способом в техническом отношении имеет значительные преимуще-

Таблица 2. Среднее содержание РРЭ в углях Лельчицкого месторождения

Значения	Элементы, г/т											Сумма РРЭ
	Li	Sc	Y	Zr	Hf	Nb	Ta	Mo	Th	U	Сумма лантаноидов	
Уголь глинистый, Ad = 40–60 %												
Среднее	48	6	50	406	8	100	49	156	19	71	439	1353
В золе	97	12	100	811	17	201	99	312	39	142	877	2707
Уголь, Ad до 40 %												
Среднее	24	4	39	193	5	31	7	17	12	26	372	730
В золе	80	12	129	643	17	103	23	58	40	88	1241	2432

ства. Соотношение технико-экономических показателей разработки угольных залежей обоими способами, например, для Приморского края России приводится в табл. 3 [4].

При карьерной добыче резко сокращаются потери угля в недрах. И, пожалуй, самое главное преимущество этого способа добычи – более безопасные условия труда. К его специфическим недостаткам можно отнести необходимость использования больших площадей под отвалы вскрышных горных пород.

Общим недостатком обоих способов добычи является нарушение естественного режима подземных и поверхностных вод в районе разработки угольных залежей.

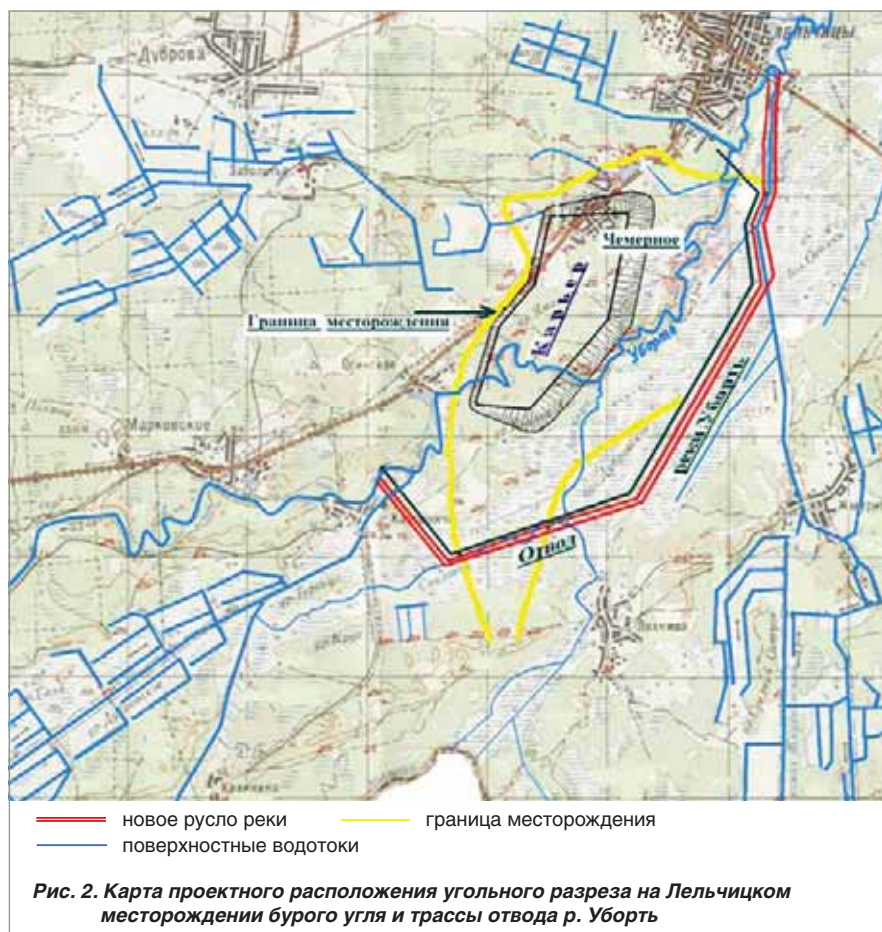
Карьерный способ разработки Лельчицкого буроугольного месторождения

Под проектное местоположение карьера в пределах месторождения выбирался участок с минимально возможным коэффициентом вскрыши (объем пустых пород, перемещаемых для добычи 1 т угля), наличием запасов угля, обеспечивающих работу угольного разреза мощностью 1,8 млн т в год на срок не менее 30 лет. Указанная мощность горно-добычного предприятия рекомендована Министерством энергетики Республики Беларусь из расчета обеспечения работы тепловой электростанции мощностью 350–400 мВт. Этим условиям отвечает участок, расположенный в крайней западной части месторождения (рис. 2).

Размеры карьера по поверхности земли при угле откосов 25° составляют примерно 2×5 км. В его пределах присутствуют от одного до четырех рабочих пластов

Таблица 3. Сравнительные технико-экономические показатели добычи угля (в ценах 1993 года)

№	Показатели	Ед. изм.	Шахта	Карьер	Карьер относительно шахты
1	Себестоимость, в том числе:	RUB/т у.т.	52,83	9,71	Ниже в 5,4 раза
1.1	зарплата	RUB/т у.т.	26,32	2,25	Ниже в 11,7 раза
1.2	амортизация	RUB/т у.т.	5,76	1,07	Ниже в 5,4 раза
1.3	электроэнергия	RUB/т у.т.	2,78	0,62	Ниже в 4,5 раза
1.4	материалы	RUB/т у.т.	16,4	5,84	Ниже в 2,8 раза
2	Численность	чел.	751	279	Ниже в 2,7 раза
3	Производительность труда на 1 чел.	т у.т./чел.	13,1	122,4	Выше в 9,3 раза
4	Фондоемкость	RUB/т у.т.	164	47,5	Ниже в 3,5 раза



с мощностью от 1,0 до 14,3 м. Запасы угля в указанных границах составляют порядка 60 млн т.

Отработку Лельчицкого карьера целесообразно проводить по технологии, используемой для разработки карьеров на Нижнерейнском угольном месторождении в Германии, где она осуществляется длинными панелями с помощью комплексов непрерывного действия (роторные экскаваторы, ленточные конвейеры, отвалообразователи). На Лельчицком карьере рекомендуется отрабатывать панели субмеридионального простирания, начиная от западной границы участка, как это показано на рис. 3.

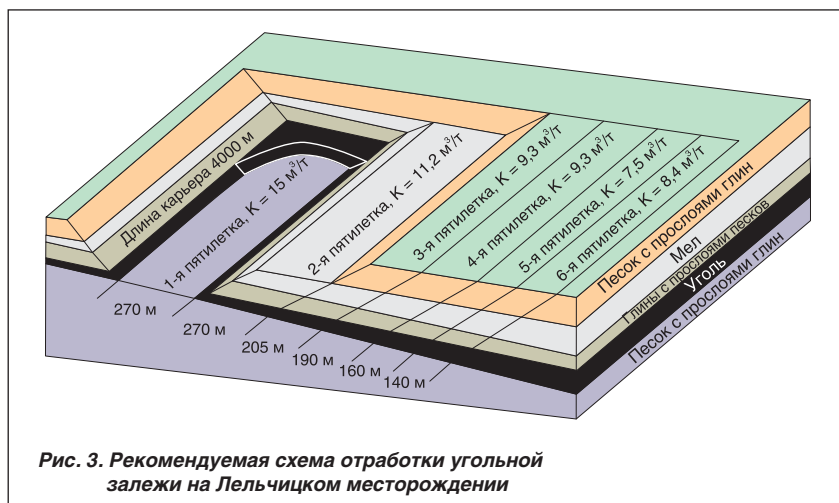
Запасы угля каждой панели должны быть достаточными для пятилетней добычи. Пока производится отработка запасов первой панели, подготавливается

добычи угля по мере продвижения на восток будет заметно снижаться.

Вскрышные породы карьера представлены рыхлыми и мягкими грунтами: песками, алевроитами, глиной и мелом. Бурый уголь также относится к породам низкой крепости. Это обстоятельство позволяет использовать для разработки вскрышных пород и угольных пластов высокопроизводительную землеройную технику – роторные экскаваторы. Использование буровзрывных работ не требуется.

В современном исполнении роторные экскаваторы имеют производительность от 0,5 до 5 тыс. м³/ч. Использование этой техники позволяет выполнять селективную выборку угольных пластов и отрабатывать в том

числе и пласты малой мощности – до 0,5 м включительно. Для вскрышных работ на Лельчицком карьере будет достаточно двух роторных экскаваторов с производительностью по 2500 м³/ч каждый и одного – с производительностью порядка 500 м³/ч. Транспортировку вскрышных пород от экскаваторов на отвалы и угля к тепловой электростанции предполагается осуществлять конвейерным транспортом, функционирующем на электричестве. Во вскрыше Лельчицкого месторождения присутствует толща мела, который является ценным строительным сырьем. Средняя мощность меловой толщи – 22 м. Содержание карбонат-



ной части меловой породы (CaCO_3) составляет 91 %. Некарбонатная часть представлена глинистым материалом. Естественная влажность мела достигает 35 %. Такой мел пригоден для производства цемента, а также строительной извести, необходимой для приготовления строительных растворов и бетонов и при выпуске силикатного кирпича и блоков. Запасы мела во вскрышной толще пород составляют порядка 200 млн т. Это обстоятельство предопределяет возможность создания в комплексе с угледобывающим предприятием и крупного цементного производства.

Условия разработки месторождения

Угольные пласты Лельчицкого месторождения залегают в сложных гидрогеологических условиях, связанных с наличием в подстилающих и перекрывающих отложениях безнапорных и напорных водоносных горизонтов. Всего в геологическом разрезе выделяется восемь водоносных горизонтов, из которых два имеют повсеместное распространение, а остальные представлены в различной степени изолированными водоносными линзами. Подземные воды до глубины примерно 800 м пресные с минерализацией от 0,1–0,7 г/л. По предварительным расчетам, для осушения карьера потребуются организовать дренажный водоотлив в объеме порядка 180–200 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$.

Основные характеристики условий разработки Лельчицкого месторождения карьерным способом в сравнении с некоторыми аналогами приводятся в табл. 4. Для корректного сопоставления выполнено приведение теплотворной способности угля к условному топливу.

Из таблицы видно, что условия разработки угля Лельчицкого месторождения карьером (в пересчете на т у.т.) по коэффициенту вскрыши практически аналогичны су-

Для справки

Для осушения Микашевичского карьера строительного камня на протяжении 35 лет регулярно откачивается 55–65 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ подземных вод с минерализацией до 4–5 г/л, из карьера «Руба» для добычи доломита в Витебской области – 500–540 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$.

ществующим в карьерах Германии и более благоприятным, чем на крупном Ерковецком карьере, действующем в России в настоящее время. По коэффициенту водообильности Лельчицкий карьер (учитывая ориентировочность оценки этого параметра для Лельчиц), по крайней мере, будет не хуже названных выше объектов. Условия разработки остальных буроугольных месторождений Беларуси значительно хуже, чем Лельчицкого, из-за большой вскрыши на 1 т у.т., а использование их углей сопряжено с большими объемами золы.

Мировая практика обеспечения возможности угледобычи

Для обеспечения возможности добычи угля на Лельчицком месторождении карьерным способом необходимо в первую очередь принять решение об отводе русла р. Уборть и осуществить осушение карьера.

Река Уборть пересекает участок, рекомендуемый под карьер, в центральной его части. В период весеннего паводка поверхность месторождения практически полностью заливается водой. Отвод реки с территории месторождения можно выполнить перепуском ее через невысокий и непротяженный водораздел между реками Уборть и Сви́довец за северной окраиной д. Карты-

ничи. Далее р. Уборть по своей же древней долине будет направлена в обход месторождения и вернется в современное русло у г.п. Лельчицы (рис. 2). Длина нового русла составит примерно 13 км. С левой стороны по течению реки необходимо будет отсыпать дамбу, защищающую месторождение от паводкового разлива, на отсыпку которой потребуется около 600 тыс. м^3 грунта. При использовании одного земснаряда типа НСС с производительностью 4000 $\text{м}^3/\text{сут}$ эта работа займет 8–9 месяцев.

Надо иметь в виду, что за счет осушения

Таблица 4. Сравнительная характеристика условий разработки некоторых буроугольных месторождений

Месторождение, карьер	Марка угля	Запасы угля, млн т	Запасы, млн т у.т.	Качество угля					Горнотехнические параметры			
				Зола, %	Влажность, %	Низшая теплота сгорания, Мдж/кг	Эквивалент условного топлива (т у.т.)	Количество золы при получении 1 т у.т., кг/т у.т.	Линейный коэффициент вскрыши		Кoeffициент водообильности	
									м³/т	м³/т у.т.	м³/т	м³/т у.т.
Беларусь												
Житковичское [8]	1Б	71	14,9	17	62	6,3	0,21	810	20	93	8	37
Бриневское [8]	1Б	40,5	9,72	26	55	7	0,24	1083	9	38	8	32
Тонежское [8]	1Б	42	7,14	24	52	5	0,17	1411	13	76	12	72
Лельчицкое, всего	3Б	195	117	29	26	17	0,6					
В том числе для открытой разработки	3Б	60	36	29	26	17	0,6	483	10	17	25	42
Россия, Амурская область												
Ерковецкий карьер [9]	2Б	590	242	18	36	12	0,41	439	9	23	26	63
Германия, Нижнерейский угольный бассейн												
Карьер компании RWE Power AG [5]	1Б			8	54	8	0,27	296	4	15	23	85

карьера прогнозируется понижение уровней подземных вод в округе Лельчицкого месторождения. В г.п. Лельчицы могут высохнуть колодцы и резко снизятся запасы подземных вод на скважинном водозаборе, эксплуатируемом для централизованного водоснабжения этого населенного пункта. Поэтому при принятии решения о строительстве карьера необходимо предусмотреть переключение централизованного водоснабжения г.п. Лельчицы на использование дренажных вод. При этом жители данного населенного пункта только выиграют, поскольку в настоящее время они пользуются водой с заметно повышенным содержанием железа, а дренажные воды, например, из надугольного горизонта, которые можно будет использовать для водоснабжения, соответствуют требованиям СанПиН 10-124 РБ 99 по всем параметрам. Дренажные воды могут быть также использованы для внутренних нужд горнодобывающего предприятия (примерно 3 тыс. м³/сут), тепловой электростанции на базе добываемых бурых углей (примерно 12 тыс. м³/сут) и цементного производства на базе попутно добываемого мела (примерно 3 тыс. м³/сут). Какая-то часть дренажных вод может быть утилизирована для реализации через торговую сеть. Остальной ее объем предполагается сбрасывать в р. Уборть или возвращать в водоносные горизонты за пределами горного отвода карьера для восполнения их запасов.

Снижение уровней подземных вод за счет осушения карьера, как правило, мало влияет на растительный покров земли в его районе. Растительность, включая и сельскохозяйственные культуры, хорошо себя чувствует даже в непосредственной близости от бортов глубоких угольных карьеров (рис. 4), так как благополучие растительного мира на поверхности земли в основном зависит от обилия атмосферных осадков. Кстати, в пределах участка под карьер в районе Лельчицкого месторождения практически отсутствуют пахотные земли. Эта территория в основном покрыта болотистой почвой с малощеточным лесом и кустарником.

Обсуждая вопрос о переносе русла р. Уборть, следует иметь в виду, что для обеспечения возможности угледобычи в мировой практике аналогичные мероприятия



Рис. 4. Растительность на борту угольного карьера, на переднем плане конвейерные линии для транспортировки угля (Германия)

не являются редким явлением. Например, в Германии при расширении границ угольного карьера «Инден» был осуществлен перенос одноименной реки в новое русло шириной 300 м и протяженностью 12 км [10]. Другим примером является перенос русла р. Кыргай, которое в настоящее время осуществляет Новокузнецкое ООО «Ресурс» (Россия) при строительстве нового угольного разреза с годовой производительностью 2,5 млн т. Эта река, как и в случае с Лельчицким месторождением, протекает прямо через угольный участок. Работы по переносу р. Кыргай включают в себя перемещение 6 млн м³ грунта и оцениваются в размере ≈ \$ 17 млн [11].

Таким образом, Лельчицкое месторождение бурого угля может рассматриваться в качестве весьма перспективного объекта, разработка которого позволит создать в этом малоосвоенном регионе Беларуси мощный промышленный комплекс в составе горнодобывающего предприятия, тепловой электростанции, цементного завода, комбината строительных изделий, а в последующем – химического производства по выработке редких и рассеянных элементов в промышленном масштабе. Однако степень разведанности этого месторождения для принятия окончательного решения о начале его освоения в настоящее время остается недостаточной. Требуется продолжить исследования для перевода примерно 25 млн т предварительно оцененных запасов угля в детально разведанные, более подробно изучить технологические свойства мела, а также уточнить некоторые вопросы гидрогеологии месторождения.

Список литературы

1. О стоимости 1 т у.т. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://energoeffekt.gov.by/finances/information/810--1-20132-.html/>. – Дата доступа: 10.03.2013.
2. Степанов, В.А. Отчет о результатах предварительной разведки Северного участка Лельчицкого месторождения бурого угля и детальной разведки его северо-западной части, выполненных в 2011–2012 гг., Минск, фонды ГП «БелНИГРИ», 2013 г.
3. Информация Белорусской универсальной товарной биржи о том, что в январе – августе 2012 года в РБ импортировано 648,3 т бурого угля на сумму \$ 91,9 тыс. (письмо в адрес «БЕЛГЕО» от 30.11.2012).
4. Научные сообщения Института горного дела имени А.А. Сковородинского, Москва, 1994.
5. Нижнерейнский буроугольный бассейн, 1991 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://dic.academic.ru/dic.nsf/enc_geolog/3394/. – Дата доступа: 10.03.2013.
6. Проект постоянных кондиций для подсчета запасов угля на Лельчицком месторождении. Горнотехническая часть. Минск, фонды ГП «БелНИГРИ», 2013.
7. Техно-экономический доклад комплексного освоения месторождений бурых углей в Республике Беларусь. ОАО «Белгорхимпром», Минск, 2010.
8. Полезные ископаемые Беларуси / Под ред.: П.З. Хомича [и др.]. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002. – 528 с.
9. Костылев, Ю.В. Совершенствование технологии разработки обводненных буроугольных месторождений Дальнего Востока: дисс.... на соискание ученой степени к.т.н. / Ю.В. Костылев. – Владивосток, 2010. – 145 с.
10. Tagebau Inden [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tetralab.ru/display/QW/Tagebau+Inden/>. – Дата доступа: 10.03.2013.
11. «Ресурс» переносит реку [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.avant-partner.ru/partner/4105.html/>. – Дата доступа: 10.03.2013.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПОЛЬШИ: РЕАЛЬНОСТЬ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Энергетический сектор Польши является самым значительным в Восточной Европе. Структуру генерирующих мощностей страны определяют ее энергетические ресурсы. Поскольку государство обладает значительными запасами угля, то 85 % генерации обеспечивают электростанции, работающие на этом виде топлива. Польша имеет самый высокий в Европе рост электропотребления, которое согласно прогнозам экспертов в ближайшие 20 лет должно вырасти на 50 %.

Энергетическая безопасность Польши базируется на стабильном развитии польской экономики. По объему ВВП страна входит в 20 крупнейших экономик мира и является одним из 30 крупнейших мировых экспортеров.

В отношении своей энергетической безопасности Польша характеризуется особой ситуацией: только 35 % потребностей страны в энергоносителях удовлетворяется за счет импорта, в то время как в других странах ЕС этот показатель достигает 70 %. Таким образом, республику можно охарактеризовать как страну с максимальным уровнем энергетической безопасности в Евросоюзе.

На энергетическую безопасность Польши оказывают влияние два фактора:

- сильная привязка к каменному углю и произведенной на его основе электроэнергии (85 % энергии генерируется на основе местного угля);
- сильная зависимость от импорта нефти и газа.

Пункт 31 Государственной стратегии безопасности Республики Польша, принятой в 2007 году, гласит: «Зависимость польской экономики от поставок энергоресурсов – неочищенной нефти и природного газа – из одного источника является крупной внешней угрозой безопасности государства. Для противостояния этой угрозе государству необходимо обеспечить себя альтернативными источниками энер-

гии и разнообразить поставщиков энергоресурсов».

Уголь – основа энергетики Польши

По данным МЭА, в 2011 году в структуре топливно-энергетического баланса Польши доминировал уголь (81,6 %). Далее с большим отрывом идут ВИЭ (без гидроресурсов) – 11,6 %. Доля природного газа составляет 5,6 %, гидроресурсов – 1,2 %.

В структуре потребления также лидирует уголь – 54,0 %, на нефтепродукты приходится 25,4 %, на природный газ – 12,5 % и на ВИЭ (преимущественно биомасса и отходы) – 8,1 %.

По состоянию на 2011 год запасы угля в Польше составляли 5,7 млрд т. По этому показателю страна занимала четвертое место в Европе. В последнее десятилетие для угольной отрасли характерна тенденция постоянного снижения добычи угля. Так, если в 2000 году было добыто 161,7 млн т, то к 2011 году этот показатель уменьшился на 14,4 % и составил 138,4 млн т. В связи с сокращением добычи своего основного энергоресурса и ростом его потребления (146,0 млн т в 2011 году) Польша из экспортера превратилась в импортера угля. В этом же году его импорт из России и Чехии составил 7,9 млн т.

Принятая в стране Стратегия развития угледобывающей промышленности в Польше на период 2007–2015 годы призвана стимули-



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

ровать развитие польской угольной энергетики, так как 2/3 энергоблоков, работающих на угле, имеют возраст более 30 лет, а около 30 % мощностей введены в эксплуатацию еще до начала 70-х годов XX века. Планируется до 2015 года заменить около 20 % устаревших мощностей и до 2020 года построить новые угольные энергоблоки суммарной мощностью 11,3 ГВт.

Совокупный объем затрат на техническое перевооружение энергетики страны в 2011–2020 годах оценивается в € 41–98,5 млрд. Польша не в силах профинансировать модернизацию отрасли самостоятельно. В то же время выделение средств европейскими финансовыми структурами в настоящее время ставится под сомнение. Это связано с тем,

что заявленные планы Польши вступают в противоречие с политикой ЕС в области энергетики. В частности, европейская «Энергетическая дорожная карта 2050» в качестве приоритетной цели для энергетического сектора ставит задачу обеспечить сокращение выбросов CO₂ к 2030 году на 54 % по сравнению с 1990 годом и не менее чем на 80 % – к 2050 году. В связи с этим Польша планирует сделать следующий шаг в направлении выполнения обязательств по снижению выбросов CO₂ – оснастить угольные ТЭС системами улавливания и захоронения углекислого газа.

Польша и нефть

В Польше почти нет своих запасов нефти, и она на 94 % зависит от ее импорта в основном из России по нефтепроводу «Дружба». В 2011 году страна импортировала 24,4 млн т нефти, при этом собственная добыча составила 1,7 млн т. Импорт сырой нефти из России неуклонно нарастает, что хорошо видно из табл. 1.

Таблица 1. Импорт нефти из России (в тыс. т)

2000 год	2005 год	2009 год	2011 год
16 801	17 466	18 930	24 400

Доля нефтепродуктов в топливно-энергетическом балансе страны в 2011 году составила 25,4 %. Доказанные запасы нефти в стране оцениваются от 10 до 30 млн т. Основной регион нефтедобычи – Польская низменность. Здесь находится 40 из 82 задокументированных в стране месторождений нефти, которые содержат 75 % от всего объема нефтяных национальных запасов.

Поиски нефти продолжаются и в настоящее время. Так, компания San Leon Energy обнаружила нефтяные месторождения недалеко от г. Зелена Гура, Любушское воеводство. Планируется, что промышленная добыча здесь начнется в 2013 году.

В этом районе в 70-е годы XX века нефть уже добывалась польской компанией, но, выработав неглубокие горизонты, специалисты решили, что эксплуатация глубоких скважин будет слишком дорогой, и прекратили добычу.

Польша и традиционный газ

На начало 2011 года запасы традиционного газа в Польше оценивались в 200 млрд м³, добыча составила 6,2 млрд м³, а потребление – 17,2 млрд м³. Таким образом, на импорт, преимущественно из России, приходится около 70 % внутреннего потребления. Основная газовая инфраструктура – трубопровод Ямал – Европа мощностью 32,9 млрд м³ в год.

Польша приобретает российский газ не только непосредственно у «Газпрома», но и у немецких компаний посредством так называемого «виртуального реверса». Этот газ закупают немецкие компании у российского поставщика по более низкой цене, а затем перепродают польской стороне.

Польша не планирует существенно увеличивать долю газа в энергетическом балансе. В 2011 году этот вид топлива обеспечивал производство только 2 % электроэнергии, вырабатываемой в стране. Планируется, что к 2030 году энергоблоки, работающие на природном газе, будут вырабатывать лишь около 10 % электроэнергии.

В 2010–2012 годах усилия Польши были сосредоточены на решении газовой проблемы.

Приоритетными были признаны два направления: диверсификация импорта и расширение собственного производства. Что касается диверсификации импорта газа, то в настоящее время прорабатываются следующие варианты:

- строительство терминала для сжиженного природного газа;
- подключение к норвежским источникам газа (Балтийский трубопровод);
- присоединение к проекту Nabucco;
- продление межсистемных линий газопроводов из соседних стран.

В целях диверсификации импорта начато строительство газового терминала в г. Свиноуйсьце, расположенного у Балтийского моря, недалеко от польско-немецкой границы. В 2014 году, после ввода терминала в эксплуатацию, планируется начать импорт сжиженного природного газа (СПГ) из Катара. Первоначально объем импорта должен составить около 5 млрд м³ газа, или примерно

1/3 потребляемого Польшей. Стоимость сооружения терминала оценивается в сумму около € 725 млн. После строительства в Свиноуйсьце дополнительного газового хранилища мощности хранения сжиженного газа возрастут до 7,5 млрд м³.

Выступая на официальной церемонии начала строительства терминала, польский премьер-министр Дональд Туск заявил: «Реализация этого проекта позволит Польше добиться энергетической независимости и укрепит энергетическую безопасность всей Европы».

Следует отметить, что цена газа от поставщиков СПГ для Польши составляет \$ 100–150 за 1000 м³, а цена российского газа – \$ 500 за 1000 м³.

Польша намечает расширение и своих подземных хранилищ газа (ПХГ) – в настоящее время там может храниться порядка 12 % годового потребления природного газа. Предполагается, что в будущем этот показатель достигнет 20 %.

Польский сланцевый газ

Польский сланцевый газ приурочен к трем бассейнам: Балтийскому (технически извлекаемые запасы – 3,65 трлн м³), Люблинскому (1,25 трлн м³) и Подлясскому (0,40 трлн м³). МЭА оценило суммарные запасы сланцевого газа в 5,3 трлн м³. Сама Польша оценивает их более скромно – 346–768 млрд м³.

В перспективе два крупных бассейна будут ориентированы на разные рынки сбыта: Балтийский – на обеспечение потребностей Балтийского региона, а Люблинский – потребностей Центральной и Юго-Восточной Европы.

Промышленную добычу газа Польша планирует начать в 2014 году. Государство выделило 22 компаниям по договорам концессии 90 участков для бурения, что составляет 30–40 % ее территории. По состоянию на середину 2012 года пробурено порядка 20 разведочных скважин. Но пока ни одна компания не объявила о том, что удалось найти газ в коммерческих масштабах. Наоборот, американский нефтяной гигант Exxon Mobil отказался от планов добычи сланцевого газа в Польше по этой причине.

Подводя итог по польскому сланцевому газу, следует отметить, что и результаты, и перспективы в этой области весьма туманны и противоречивы.

Газотранспортная система Польши

Государственным оператором газотранспортной системы Польши является компания Gaz-System S.A. Эта компания образована в 2005 году как дочернее предприятие PGNiG и в последующем передана в государственную собственность.

Gaz-System S.A. управляет всей газотранспортной системой Польши за исключением участка газопровода Ямал – Европа, принадлежащего компании EuRoPolGaz S.A., владельцами которой являются ОАО «Газпром» (48 %), PGNiG (48 %) и Poland Gaz-Trading S.A. (4 %). Проектная мощность газопровода Ямал – Европа составляет 32,9 млрд м³, и свое право паритетного доступа к газопроводу при соблюдении условий действующих контрактов Российская Федерация сохранит до 2045 года.

Польский оператор Gaz-System S.A. довольно активно сотрудничает в строительстве новых газопроводов с соседними странами. В 2011 году открыт интерконнектор (трубопровод двустороннего транспорта энергоресурсов) с Чехией, рассчитанный на получение для внутренних нужд Польши газа в объеме 1 млрд м³ и увеличение экспорта газа в Германию на 1,5 млрд м³ в год.

К 2018 году польский оператор планирует построить прямые газопроводы в Литву и Словакию. Это строительство будет проводиться в рамках проекта по созданию интегрированной сети газопроводов в Центральной Европе, который получил название газового коридора «Север – Юг».

Еще один проект, за который взялся Gaz-System S.A., – возобновление строительства газопровода Baltic Pipe, рассчитанного на транзит газа в объеме 5 млрд м³. В первую очередь этот газопровод будет ориентироваться на экспорт излишков газа, которые могут образоваться на строящемся СПГ-терминале в Свиноуйсьце.



Строительство газового терминала в г. Свиноуйсьце

Перспективы развития атомной энергетики

Программа развития польской атомной энергетики предполагает строительство двух АЭС с двумя энергоблоками на каждой. Мощность каждой из АЭС должна составить 3000 МВт, а оценочная стоимость строительства двух станций – € 18 млрд.

Эксплуатацию первой из двух атомных станций предполагается начать в 2020 году. Наиболее вероятной площадкой для ее размещения называют район г. Жерновец. Вторая АЭС должна быть построена к 2025 году (по другим данным – к 2030 году), и претендентом № 1 на ее размещение считается Клемпич – местечко на северо-западе Познаньского воеводства.

К 2025 году около 15 % электроэнергии должно производиться на АЭС, что позволит снизить зависимость от угля как основного источника производства электроэнергии в стране с 90 до 57 %.

Но безоблачность планов часто нарушается жизненными реалиями. Одной из таких реалий является сооружение Балтийской АЭС, начатое Россией в Калининградской области. В докладе Центра исследований Восточной Европы при Варшавском университете отмечается, что это строительство делает нерентабельным развитие собственной атомной энергетики в Польше и Литве.

Вторая проблема состоит в том, что соседи Польши неоднозначно относятся к ее атомным проектам. В начале 2012 года немецкий парламент

выступил против развития атомной энергетики в Польше. В частности, немцев не устраивает то, что АЭС будет построена в непосредственной близости от границ Германии.

Развитие возобновляемой энергетики

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2011 году доля ВИЭ в структуре производства энергии составила 11,9 %, в структуре потребления – 8,5 %. Энергетическая политика Польши предусматривает, что к 2016 году доля энергии, вырабатываемой из ВИЭ, достигнет 16 % от общего энергопотребления, а к 2030 году – 20 %. Структура парка ВИЭ Польши приведена в табл. 2.

Гидроэнергетические ресурсы Польши весьма ограничены: в стране функционируют 12 крупных ГЭС, обеспечивающих около 3,5 % всего объема производства ВИЭ.

В развитии ВИЭ Польша делает акцент на солнечную энергетику и производство энергии из биогаза, при этом инвестиции в ветроэнергетику планируется сократить.

Польша обладает одним из крупнейших в Европе потенциалов для производства биомассы и биогаза, изготавливаемых из отходов лесного хозяйства, сельскохозяйственного сырья, органических отходов производства и жизнедеятельности. На начало 2011 года в стране действовало 136 биогазовых установок, из них 87 производили электроэнергию, остальные – тепловую энергию. Наиболее перспективным

Таблица 2. Структура парка ВИЭ Польши, МВт

Вид энергетической установки	Суммарная мощность по состоянию на декабрь 2011 года	Суммарная мощность по состоянию на март 2012 года
Ветроэнергетические установки	1616,4	1968,3
Гидроэлектростанции	951,4	951,5
Электростанции, использующие биомассу	409,7	485,4
Электростанции, использующие биогаз	103,5	111,8
Солнечные установки	1,1	1,1

направлением развития является проект по совместному сжиганию твердой биомассы и угля в рамках программы по сокращению выбросов CO₂.

В последние годы страна стала ускоренными темпами развивать солнечную энергетику и в первую очередь активизировала строительство солнечных коллекторов. В середине 2011 года Польша заняла первое место в Европе по числу установленных солнечных коллекторов, обогнав признанных лидеров – Германию, Австрию, Италию, Испанию и Францию. Ударными темпами происходило наращивание общей площади солнечных коллекторов (табл. 3).

Польский Национальный институт ВИЭ «ЕС BREC IEO» прогнозирует, что к 2020 году суммарная площадь коллекторов составит 29 млн м² (прирост составляет в среднем 30–40 % в год). Прогнозы Министерства экономики более скромные – 14 млн м². При этом суммарная мощность солнечных установок может увеличиться с 633 МВт в 2010 году до 10 ГВт в 2020 году.

В настоящее время в стране свыше 2000 предприятий эксплуатируют тепловые солнечные станции, из них к национальным электросетям подключены шесть. Суммарная мощность последних составляет 1,12 МВт.

Единственное, что сдерживает дальнейшее развитие солнечной энергетики, – это цена: около 1000 злотых за 1 МВт·ч. Для сравнения, 1 МВт·ч электроэнергии, полученной на основе биомассы, стоит 487 злотых, произведенной на ГЭС – 484, на ветроустановках – 466 и самая дешевая – на тепловых (угольных) станциях – 282 злотых за 1 МВт·ч.

В последнее время развитие ветроэнергетики не входит в приоритеты польского правительства. И этому есть свои причины:

- недостаточная мощность национальных силовых сетей;
- нехватка технических возможностей для координации перетоков электроэнергии, полученной на ВЭУ, в масштабах страны;
- отсутствие у инвесторов стимулов для реализации шельфовых проектов;
- негативное отношение местных жителей к ряду реализуемых проектов;
- использование ветротурбин, бывших в эксплуатации (в 2010 году они составляли примерно 18 % всех действующих ВЭУ).

Польская энергетическая стратегия

Подытоживая, следует отметить, что Польша и ее правительство

четко представляют себе, что достижение энергетической безопасности польского государства является одной из главных целей развития энергетики. Эта цель базируется на законодательных актах в области энергоэффективности и ВИЭ, которые были разработаны и приняты в первое десятилетие XXI в. Среди них отметим следующие:

- Закон об энергетике (2007 год);
- Государственный план по развитию энергоэффективности Польши (2007 год);
- Энергетическая политика Польши на период до 2030 года (2009 год);
- Национальный план развития ВИЭ Польши (2010 год).

Польская энергетическая стратегия утверждена в ноябре 2009 года в виде закона «Энергетическая политика Польши на период до 2030 года». В этом документе определены две главные задачи:

- обеспечение потребностей экономики в энергетических ресурсах при минимизации выбросов CO₂ и выполнение природоохранных требований;
- снижение зависимости от импорта энергоносителей.

Польша работает и над вопросами диверсификации источников энергии. Начато строительство газового терминала по приему сжиженного природного газа, прорабатываются аспекты вовлечения в топливно-энергетический баланс страны сланцевого газа, активизируется развитие альтернативной и атомной энергетики. Согласно энергетической политике к 2030 году 16–17 % электроэнергии должны дать ВИЭ (биомасса, солнечная и ветроэнергетика). Один из приоритетов Польши – переход с угля на природный газ и возобновляемые источники энергии в целях удовлетворения экологических стандартов ЕС.

Таблица 3. Динамика увеличения площади солнечных коллекторов в Польше в 2002–2011 годах, тыс. м²

Характеристики	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Площадь солнечных коллекторов, установленных за год	13	26	29	28	42	68	130	144	146	248
Суммарная площадь	43	70	99	126	168	236	366	510	656	904

ВЕТРОИНДУСТРИЯ КАК ПРОЕКТ РАЗВИТИЯ. КОНЦЕПТУАЛЬНО-ПРИКЛАДНЫЕ КОНТУРЫ И АСПЕКТЫ

Ветроэнергетика является наиболее развитой сферой практического использования природных возобновляемых энергоресурсов. Суммарная установленная мощность крупных ветроэнергетических установок (ВЭУ) в мире оценивается сегодня в 44 тыс. МВт. Мировыми лидерами в этой сфере являются Китай, США, Германия, Нидерланды, Дания, Индия и др. В частности, Германия планирует к 2030 году производить при помощи ветра до 30 % всей электроэнергии страны. Вместе с тем ускоренные темпы развития мировой ветроэнергетики выявили необходимость качественной модернизации генерирующих устройств при их применении на континентальных территориях.

А.В. ГУБАНОВ,
инженер-конструктор,
независимый аналитик
(Россия)

Ветроэнергетика оффшорных зон

В настоящее время 89–91 % всех промышленных ветрогенераторов в мире представляют из себя горизонтально-осевые системы (HAWT), имеющие пропеллерно-лопастные турбины. Они сосредоточены в пределах морских побережий и шельфов с сильными (12–25 м/с), устойчивыми ветрами и получили название оффшорных (прибрежных). По данным Всемирной ветроэнергетической ассоциации (WWEA), в списке стран, ветроэнергетические мощности которых превышают 1000 МВт, только Австрия (последняя – 20-я позиция) не имеет выхода к морю. Такое положение дел является главным противоречием современной ветроэнергетики: мощности сосредоточены там, где они меньше всего нужны, так как на морские побережья легче и дешевле, чем в центральные регионы континента, доставлять традиционные энергоносители (уголь, нефтепродукты, сжиженный газ).

Область успешного применения ветрогенераторов HAWT ограничена тем, что привязана к атмосферным фронтам, формирующимся под воздействием океанских течений, например Гольфстрима, и благоприятным географическим широтам. Вот почему оффшорная ветроэнергетика на севере Западной Европы развивается динамично, а в среди-

земно- и черноморских странах прогрессирует очень медленно. Если на атлантическом побережье башням ветроэнергетических установок (ВЭУ) достаточно высоты в 40–45 м, то дислокация их же на Крымском полуострове требует вертикального подъема турбин на 100 м. А если говорить о высокоширотных побережьях российского Дальнего Востока, то на большей их части метеословия для ветрогенерации не столь благоприятны, как на юге Китая и в Индии.

Следующим природным фактором, ограничивающим применение систем HAWT в оффшорных зонах Дальнего Востока и Крайнего Севера России, является суровость и продолжительность зимнего времени года. Тихоходные (20–45 об/мин) пропеллерно-лопастные турбины промышленной мощности при отрицательных температурах подвержены обледенению, от которого на сегодняшний день не существует доступных эффективных средств и способов защиты.

В условиях континентального климата, для которого характерно преобладание среднескоростных, переменчивых по направлению и порывистых ветров, при низких температурах оффшорные системы HAWT резко утрачивают свои технико-экономические преимущества и их применение становится нецелесообразным: часть башен материковых ветропарков всегда находится в ремонте; эксплуатационный пробег

установок большой мощности падает с 20–25 до 10–12 лет; в обратном порядке возрастают сроки окупаемости капиталовложений, получение прибыли не предвидится.

Об этом свидетельствует опыт эксплуатации башкирской, калмыцкой, калининградской и других ветроэлектростанций (ВЭС) в России, аналогичных объектов материковой дислокации за рубежом. Так, Бельгия приняла решение о прекращении работы ветропарков на суше и их возвращении в благоприятные оффшорные позиции.

Между тем энергетический запрос континентальных территорий по меньшей мере в 100 раз превышает потребности оффшорных зон. Но оффшорные ветрогенераторы HAWT промышленной мощности не поддаются адаптации к материковому климату, а попытки решить проблему с помощью развития малой ветроэнергетики не приводят к успеху, так как энергоснабжение от маломощных ветряков в 10 и более раз дороже, чем от сетевых источников, а их полный износ в турбулентных потоках происходит всего за 1,5–2 года.

Весь опыт мирового энергетического развития подводит к окончательной оценке: создание материковой ветроэнергетической индустрии на базе пропеллерно-лопастных систем HAWT любого уровня мощности невозможно. С такой технологией ветроэнергетика не в состоянии вырваться из оффшорных зон.

Материковые виндроторы

В технике известны вертикально-осевые ветрогенераторы (VAWT), или виндроторы, успешно работающие на среднескоростных (6–9 м/с) ветрах в неустойчивых воздушных средах, ортогональные турбины которых самоориентируются в потоках ветра, работают в более скоростных режимах – 120–300 об/мин. Единственным слабым местом виндроторов является их недостаточная для промышленных целей мощность, которая на практике не превышает пока 15–20 кВт.

По мнению автора, создание материковой ветроэнергетики осуществимо исключительно за счет развития так называемой WR-генерации, то есть выработки электроэнергии с применением вертикально-осевых турбин, или виндроторов, на условиях их модернизации до промышленных значимых мощностей.

В свою очередь, достижение виндроторами промышленных мощностей возможно посредством совершенствования их аэродинамических качеств, а также на условиях обеспечения в 5–20 и более раз большей, чем сейчас, площади, ометаемой ортогональными турбинами, что может быть решено в двух практически исполнимых направлениях:

- усиление конструктивно-силовых схем виндроторов (рис. 1);
- применение WR-кассетных конструкций или кластерных моделей VAWT (рис. 2).

Иная стратегия развития ветроэнергетики континентальных стран, включая Россию, сегодня ошибочна в силу существующего уровня развития техники и объективных климатических условий.

Автономность ветроэнергетики

Важной особенностью ветроэнергетики является нецелесообразность подключения ВЭУ к единой энергетической системе, так как такое подключение повышает риски дестабилизации ЕЭС. Сетевая интеграция ветроустановок и станций не только сложна, с технико-экономической точки зрения неоправданна, но и практически невозможна. Автономность, являясь сильной стороной альтернативного энергоснабжения, должна не подвергаться сомнению, а всемерно использоваться на практике. В частности, ВЭУ целесообразно применять в отдаленных районах, не обеспеченных централизованным электроснабжением либо имеющих нестабильные коммуникационные связи с ЕЭС. Сегодня, по данным Научно-исследовательского института экономики строительства (Россия), к этой категории относятся 20 млн человек, живущих на селе, или 54 % всего сельского населения Российской Федерации. Эта категория граждан сезонно увеличивается в 2–3 раза за счет горожан, выезжающих на летний отдых

в сельскую местность. Согласно переписи 2010 года, в России насчитывается 102,2 тыс. сельских населенных пунктов с количеством жителей до 100 человек, или 68 % от общего числа поселений. К тому же в последние 20 лет имеет место устойчивая тенденция к снижению удельного веса крупных сельских поселений.

Цена электричества, производимого с применением крупных ветрогенерирующих объектов, в лучшем случае на 50–60 % превышает стоимость сетевого питания. С учетом иных, кроме автономности, достоинств ветрогенерации (возобновляемость, экология) данный экономический показатель принято справедливо считать приемлемым. Будет неправильным ухудшать достигнутый ценовой показатель, в том числе затратами на строительство и эксплуатацию протяженных линий электропередачи.

Если же говорить о приемлемой для населения стоимости электроэнергии, то в случае, когда разница в цене отличается на проценты, а не в десятки раз, имеется возможность решить проблему единого тарифа за счет фискальной политики государства.

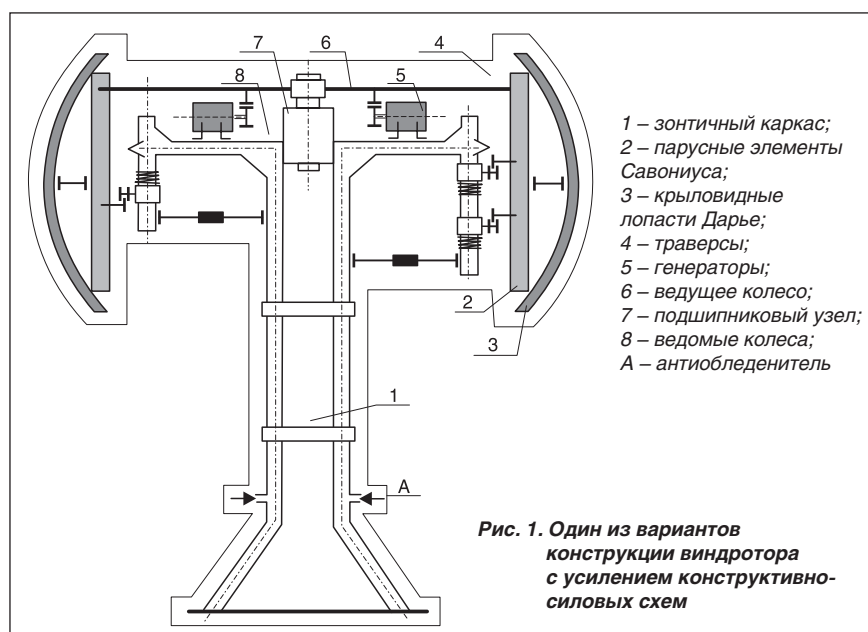
Создание материковых ветрогенерирующих мощностей в России следует начать с решения проблем сельских потребителей на принципах строительства:

- модернизированных WR-генераторов кустового энергоснабжения 10–100 домохозяйств, фермерских сельхозпроизводителей;
- WR-генераторов крупной мощности в виде автономных установок или виндроторных ветропарков модернизированного типа.

Генерирующим компаниям ЕЭС имеет смысл инвестировать в автономную ветроэнергетику либо выкупать по рыночной стоимости освободившиеся мощности.

Будущее ветроэнергетики

Согласно экспертной оценке, энергетический потенциал атмосферных потоков в пределах России составляет 30 % от достигнутой мощности всех электростанций страны, или порядка 60–70 ГВт. Минэнерго России понижает планку возможностей



ВЭИ до 14 ГВт. А по мнению Международной финансовой корпорации IFC, объем внутреннего рынка электроэнергии, производимой ветроустановками в России, составляет € 27 млрд, или 30–35 ГВт (среднее значение между теоретическими расчетами и данными Минэнерго России от регионов). При этом, называя цену вопроса, Международная финансовая корпорация исходит из того, что зависимость Российской Федерации от импортного ветроэнергетического оборудования будет и далее сохраняться на уровне существующих 80 %.

Организация автономного энергоснабжения потребителей от ВЭУ в сельской местности, в малых населенных пунктах высвобождает мощности ТЭК России для нужд больших городов, крупных промышленных объектов. На первом этапе такое решение вопроса потребует финансирования модернизации систем WR-генерации в объеме € 4–5 млрд, что сопоставимо со стоимостью ветроэнергетической программы ФРГ. Такое совпадение не случайно, поскольку расчеты основываются на ценах за оборудование, работы и услуги западноевропейских монополистов.

Данное положение может быть качественно изменено исключительно на основе международной кооперации в области промышленного освоения модернизированных систем WR-генерации материкового назначения. Вложенные средства будут пообъектно окупаться в течение 4–5 лет, чего от зарубежных технологических систем HAWT ожидать не приходится.

Экспортный потенциал инновационного ветроэнергетического машиностроения материкового назначения можно оценить в денежном выражении по меньшей мере в € 0,9 млрд за 1 ГВт мощности.

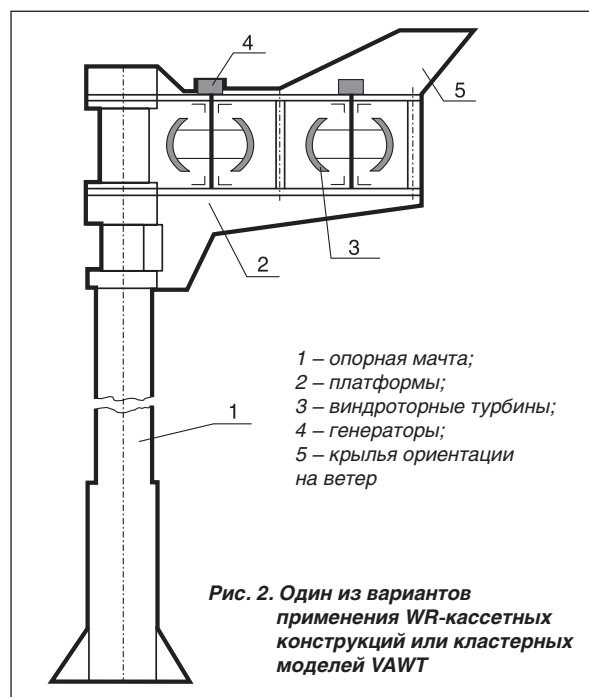
Сегодня первые российские инвестиции сделаны частным капиталом в объекты ветроэнергетики за рубежом: ОАО «Газпромбанк» и ОАО «Лукойл» приобретены ветропарки во Франции, Болгарии и Румынии. Открытые сведения о сделках не содержат признаков инвестиций в прогрессивные технологии, далеки они и от вложений в отечественную энергетику и альтер-

нативные инновации.

Следует признать, что мировая, а вместе с ней и российская ветроэнергетика не могут предложить инвесторам заманчивые инновационные проекты, так как доминирующие в ней технологии без качественных и принципиальных новаций тиражируются более 30 лет и продолжают оставаться в практически неизменном виде.

Отсутствие интеллектуального обновления, упорный отказ от модернизации и хотя бы видимости адаптации оборудования под материковые условия частично являются причинами нарастающих затруднений в области мирового ветроэнергетического машиностроения, что косвенно подтверждается политикой IFC, а именно активным предложением кредитов на условиях закупки по импорту морально устаревших неликвидов. По официальным сведениям Минсельхоза России, подобную по направленности настойчивость в масштабе 50 МВт проявляет компания ZEAG ZEITER Energie-Agentur GmbH (Германия) в отношении Саратовской области, что является не единичной попыткой в сфере межгосударственных деловых связей более низкого уровня.

Для России и других континентальных стран характерно понимание необходимости освоения ВИЭ, но нет уверенности в результативности инвестиций, вложенных в существующие технологии нематерикового назначения. Кроме того, настораживает резкий контраст между потребностями регионов в ветроэнергетических мощностях, которые, по данным форума «Атомэкспо-2012», составляют порядка 10 ГВт, и достигнутым практическим результатом, равным 14 МВт, что является сравнительно ничтожным уровнем. При этом вполне серьезно озвучены программы и планы строительства ве-



трогенерирующих объектов мощностью 50–200 МВт при фактическом и реально достигнутом неустойчивом потенциале станций на суше в пределах 0,3–2,5 МВт.

Выводы

Материковая ветроиндустрия востребована и может быть создана только посредством решительной «деофшоризации» мощностей на основе развития и применения технологии виндоторной генерации. Существующие технологии WR-генерации подлежат модернизации в целях повышения энергопотенциала автономных ВЭУ и кластерных систем.

Программы строительства объектов материковой ветроэнергетики мощностью в сотни мегаватт безосновательны и бесперспективны. Действенный проект индустриального развития предполагает использование среднечасовых установок, станций и ветропарков модернизированного типа на их основе.

Внешние финансовые заимствования на начальном этапе рассматриваемого проекта оправданны и имеют прагматический смысл только тогда, если в целевом порядке направлены на модернизацию, выполнение НИОКР и пилотные испытания индустриальных ветрогенерирующих систем, эффективно адаптированных для материкового применения.



ПРЕДЛАГАЕТ ОЗНАКОМИТЬСЯ С НОВЫМИ ИЗДАНИЯМИ ПО ЭНЕРГЕТИКЕ



- **Инженерные, экономико-правовые и гуманитарные вопросы энергетики и охраны окружающей среды = Engineering, Economical, Legal and Humanitarian Issues of Energy and Environmental Protection: материалы семинара «Энергетика и охрана окружающей среды»: при поддержке программы NEPAS. – Минск: БГАТУ, 2012. – 410 с.: ил., табл. (Бр 97493).**

В издании представлены научные работы участников семинара «Энергетика и окружающая среда», который проходил при поддержке норвежской компании NEPAS: преподавателей, магистрантов и студентов кафедры ЮНЕСКО «Энергосбережение и возобновляемые источники энергии», а также факультета технологий управления и гуманитаризации Белорусского национального технического университета. Тематика работ посвящена актуальным проблемам энергетики, охраны окружающей среды и современной науки.



- **Инновации в энергосбережении – инвестиции в будущее: международный форум, г. Витебск, 2013. – Витебск: Витебский областной центр маркетинга, 2013. – 112 с.: ил. (Бр 98319).**

Издание знакомит читателей с материалами прошедшего 6–7 февраля 2013 года в г. Витебске международного форума «Инновации в энергосбережении – инвестиции в будущее» и состоит из трех разделов.

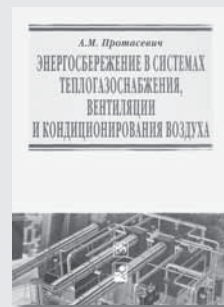
В основном разделе приведены справочные данные по истории развития энергетики Витебского региона, представлены инвестиционные проекты региона, а также информация о предпочтениях, предоставляемых инвесторам, и достижениях в области энергосбережения; приведен перечень предприятий, организаций и государственных

органов области, достигших наибольших инновационных успехов в сфере энерго- и ресурсосбережения.

В информационном разделе издания представлены доклады и тезисы участников международной конференции «Энергосбережение – ключевой фактор развития современной экономики», посвященные приоритетным направлениям экономии ресурсов в г. Витебске, энергосбережению в строительстве, энергетике, системе жилищно-коммунального хозяйства региона, энергосберегающим инновационным технологиям в системах водоснабжения и водоотведения, а также опыту латвийской промышленности в области энергосбережения.

Информационно-рекламный раздел содержит сведения о предприятиях различных отраслей народного хозяйства, имеющих отношение к энерго- и ресурсосбережению.

- **Протасевич, А.М. Энергосбережение в системах теплоснабжения, вентиляции и кондиционирования воздуха / А.М. Протасевич. – Минск: Новое знание; Москва: Инфра-М, 2012. – 285 с.: ил. (1\327124 697 П83).**



Рассмотрены вопросы рационального использования тепловой энергии в системах теплоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха промышленных и гражданских зданий. Представлены современные инженерные решения по утилизации теплоты вторичных энергетических ресурсов, а также конструкции, принципиальные схемы и термодинамические особенности использования утилизационного оборудования и теплонасосных установок.

Приведены примеры из опыта российской и мировой практики. Отдельные главы посвящены использованию возобновляемых источников энергии в системах отопления, вентиляции, кондиционирования (ОВК), а также особенностям систем ОВК энергоэффективных и высотных зданий.

Издание может быть полезно инженерно-техническим работникам, а также студентам высших учебных заведений.

Издания не продаются!

Ознакомиться с предложенными изданиями можно в читальных залах Республиканской научно-технической библиотеки.

Библиотека также оказывает дополнительные услуги по копированию и сканированию фрагментов документов, записи на дискету, CD-ROM, флэш-карту и др.

Более подробную информацию о режиме работы и услугах можно получить по адресу:

220004, г. Минск, пр-т Победителей, 7, РНТБ, тел.: (017) 203-31-00

e-mail: rlst@rlst.org.by, www.rlst.org.by