

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

**ОТ ИМЕНИ МИНИСТЕРСТВА
ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
ПОЗДРАВЛЯЮ ВАС С ДНЕМ РАБОТНИКОВ
НЕФТЯНОЙ, ГАЗОВОЙ И ТОПЛИВНОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ!**

В этот профессиональный праздник хочу выразить признательность за добросовестный труд всему сообществу специалистов, чья деятельность связана с газоснабжением, добычей и переработкой торфа, нефтяной промышленностью, проектными и научно-исследовательскими работами в этой сфере, а также созданием технологий и оборудования для развития данных направлений экономики.

Добросовестный труд работников газовой и топливной промышленности позволяет ежегодно увеличивать объемы использования местных сырьевых ресурсов, повышать уровень диверсификации видов топлива и в полном объеме удовлетворять потребности реального сектора экономики и населения в природном и сжиженном газе, а также в топливных брикетах.

По уровню газификации в течение последних лет Беларусь занимает одно из ведущих мест среди стран СНГ, что является значимым достижением белорусских специалистов. Газоснабжающими организациями республики создана система, позволяющая на высоком уровне осуществлять широкий спектр работ, обеспечивающих надежность снабжения энергоресурсами, — от проектирования и строительства систем газоснабжения до эксплуатации газораспределительных систем, сооружений, газоиспользующего оборудования, средств механизации и автоматизации. В отрасли созданы современные производственные мощности, укомплектованные высокопроизводительной техникой, применение которой дает возможность строить и вводить в эксплуатацию за год более тысячи километров газопроводов в любой точке республики.

В рамках выполнения Государственной программы устойчивого развития села на 2011–2015 годы газоснабжающими организациями ГПО «Белтопгаз» в минувшем году переведено со сжиженного на природный газ и газифицировано около 21 тыс. квартир, сдано в эксплуатацию 1,2 тыс. км подводящих и распределительных газопроводов. В 2012 году впервые получили возможность пользоваться природным газом 143 агрогородка и сельских населенных пункта. Общая протяженность газопроводов природного газа увеличилась на 2,6 тыс. км. Свыше 150 км газопроводов проложено и более 2,4 тыс. внутридомовых систем газоснабжения жилых домов смонтировано газовиками в рамках реализации Государственной программы по преодолению последствий катастрофы на Чернобыльской АЭС на 2011–2015 годы и на период до 2020 года.

Стабильно развивается торфяная промышленность: вводятся новые мощности по добыче и переработке торфа, модернизируются действующие предприятия. Сегодня в республике функционируют 25 торфодобывающих и торфоперерабатывающих организаций, ежегодно добывается около 3 млн т фрезерного, 10–15 тыс. т кускового торфа, производится 1,3–1,4 млн т топливных брикетов. В отрасли внедряются передовые наукоемкие технологии, наращивается эффективность добычи, переработки и транспортировки торфа, повышается уровень квалификации кадров.

Устойчивое и надежное снабжение энергоресурсами имеет сегодня особенно важное значение для развития народного хозяйства страны, способствуя снижению зависимости Беларуси от импортных топливно-энергетических ресурсов.

Хочу выразить искреннее уважение и благодарность всем специалистам нефтяной, газовой и топливной промышленности за профессионализм и высокое качество работы. Уверен, что ваша ответственность, богатый профессиональный опыт и знания будут и дальше служить развитию топливно-энергетического комплекса республики.

Желаю всем работникам и ветеранам нефтяной, газовой и топливной промышленности благополучия, здоровья, счастья и дальнейших профессиональных успехов!



**Министр энергетики
Республики Беларусь**

A stylized handwritten signature in black ink, likely belonging to V.N. Potupchik.

В.Н. Потупчик

СОДЕРЖАНИЕ

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
Воронов Е.О.	генеральный директор ГПО «Белэнерго»
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
Лиштвак И.И.	академик НАН Беларуси, главный научный сотрудник Института природопользования НАН Беларуси
Майоров В.В.	генеральный директор ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»
Рудинский Л.И.	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
Русан В.И.	д.т.н., профессор БГАТУ
Рыков А.Н.	к.т.н., директор РУП «Белнипиэнергопром»
Свечко М.В.	начальник главного управления энергоэффективности, науки и государственного надзора
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.	заместитель председателя концерна «Белнефтехим»

НОВОСТИ

ТЭК Беларуси	4
Литвинюк О.А. Строительство Лунинецкой ТЭЦ продолжается	9
Прошли республиканские соревнования на звание «Лучший по профессии»	10
Каракулько Г.А. Мировая энергетика. Прогнозы. Аналитика. Факты	11

ОФИЦИАЛЬНО

Высокая эффективность работы отрасли – это жизненная необходимость По итогам работы коллегии Министерства энергетики Республики Беларусь	16
По итогам визита делегации белорусских энергетиков в Пекин	20
Подписано соглашение о предоставлении Беларуси льготного кредита для реализации проекта по выдаче мощности с Белорусской АЭС	22

ПРИОРИТЕТЫ

Ковалев В.В., заместитель генерального директора ГПО «Белтопгаз» Новые горизонты торфяной промышленности	23
---	----

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Пицуха Е.А., к.т.н., начальник отдела котельного и теплообменного оборудования ОАО «Белоозерский энергомеханический завод» Опыт разработки и внедрения котлов малой и средней мощности с топками кипящего слоя и циклонно-слоевыми топками	26
Воробьев П.Д., к.х.н., старший научный сотрудник лаборатории полимерсодержащих дисперсных систем Института общей и неорганической химии НАН Беларуси, Чередниченко Д.В., к.х.н., старший научный сотрудник, Хаятина Е.С., руководитель группы водного режима ОАО «Белэнергоремналадка», Воробьев А.Д., ассистент кафедры «Технологии неорганических веществ и общехимической технологии» БГТУ Развитие программ реагентной обработки оборотной воды	32

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Груша Н.М., директор Департамента по ядерной энергетике Министерства энергетики Республики Беларусь Ядерная безопасность как безусловный приоритет По итогам Международной конференции МАГАТЭ высокого уровня «Атомная энергия в XXI веке»	35
Силук С.М., к.т.н., профессор, декан энергетического факультета БНТУ, Карницкий Н.Б., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции», Качан С.А., к.т.н, доцент кафедры, Буров А.Л., старший преподаватель кафедры Подготовка инженерных кадров для Белорусской АЭС. Изучение опыта развития ядерной энергетики Российской Федерации.....	38

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Русан В.И., д.т.н., профессор БГАТУ, Лысоионов И.С., директор ООО «МНВЦЭ Энерготехно» Методология оценки эффективности инвестиционных проектов энергообеспечения предприятий в современных условиях.....	42
---	----

ПРЕЗЕНТАЦИЯ

Ерусланов В.Л., специалист по продажам ООО «Интербелтрейд»,
ГПО «Белэнерго» согласовало расширение
области применения ленты защитно-сигнальной серии ЛЗС46

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

EnergyExpo-2013 приглашает48

НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

Новоселецкий Н.П., заместитель главного инженера
РУП «Белэлектромонтажналадка»
Камеры КСО-1-БЭМН – новая разработка белорусских специалистов50

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Лосенков Д.М., начальник управления государственного энергетического
надзора ГПО «Белэнерго» – старший государственный инспектор
по энергетическому надзору Республики Беларусь
Практика применения ТКП 458-2012. Основные аспекты
проверки знаний у лиц, ответственных за тепловое
хозяйство потребителей тепловой энергии55

Шилова Ю.В., ведущий редактор отдела научно-технической информации
«Информационно-издательского центра» ОАО «Экономэнерго»
Как функционирует система издания
официальных нормативных технических документов
Министерства энергетики Республики Беларусь.
Доступность их для пользователей57

Национальный фонд ТНПА – энергетике61

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Молочко Ф.И., к.т.н., главный специалист ООЭ РУП «БЕЛТЭИ»
О вопросах стимулирования развития новых технологий
и оборудования для возобновляемой энергетики62

Камлюк Г.Г., зам. начальника службы гидрометеорологического мониторинга
фондов данных ГУ «Республиканский гидрометеорологический центр»
Оценка результатов мониторинга
параметров ветра в Минской и Гродненской областях65

ОХРАНА ТРУДА

Хилько С.Ф., начальник отдела охраны труда
и пожарной безопасности ГПО «Белэнерго»
Работа без травматизма: слагаемые успеха68

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ

Авчинников А.Б., старший преподаватель Международного
государственного экологического университета имени А.Д. Сахарова
Энергетика Центральной Азии: реальность, проблемы, перспективы70

БИБЛИОТЕКА ЭНЕРГЕТИКА

Республиканская научно-техническая библиотека предлагает74

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	Лемехова Д.Д.
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 27.08.2013 г., формат 60х90%,
тираж 1450 экз., заказ № 1926.

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

ТЭК БЕЛАРУСИ

Л.В. Шенец назначен первым заместителем Министра энергетики Республики Беларусь

Леонид Васильевич Шенец родился 4 января 1955 года в д. Еланы Светлогорского района Гомельской области. В 1978 году окончил Белорусский политехнический институт по специальности «Электрические системы», кандидат технических наук. Трудовой путь начинал помощником мастера, работал мастером, старшим мастером, заместителем начальника цеха завода «Гомсельмаш». После службы в армии трудился на Гомельском заводе литья и нормалей ПО «Гомсельмаш» в должностях начальника бюро отдела капитального строительства, заместителя главного энергетика, заместителя главного инженера по ремонту и эксплуатации оборудования, вводу и освоению мощностей завода.

С 1997 по 2003 год занимал должность начальника Гомельского областного управления по надзору за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов. В 2003 году назначен первым заместителем Председателя Комитета по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь, в 2006-м – заместителем Министра энергетики Республики Беларусь, в 2008-м – заместителем Председателя Государственного комитета по стандартизации – директором Департамента по энергоэффективности. С 2012 по 2013 год работал в ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

25 июля Президент Беларуси дал согласие на назначение Л.В. Шенца первым заместителем Министра энергетики Республики Беларусь.

На строительстве Белорусской АЭС создана надежная система контроля качества работ

17 августа в Информационном центре Белорусской атомной электростанции в г. Островце состоялось обсуждение отчета об оценке воздействия на окружающую среду (ОВОС) Белорусской АЭС с представителями общественности Литвы.

Данное мероприятие проводилось в рамках выполнения нашей страной обязательств по Конвенции об оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте (Конвенция Эспо). Аналогичные встречи ранее состоялись в Латвии, Польше, Украине, России и Австрии. В Литве общественные слушания прошли в марте 2010 года, однако Комитет по осуществлению Конвенции Эспо рекомендовал Республике Беларусь и Литовской Республике продолжить консультации. Главной целью мероприятия было предоставить возможность всем гражданам соседнего государства ознакомиться с отчетом ОВОС Белорусской АЭС и задать все интересующие вопросы, в том числе на родном языке.

Для участия в общественных слушаниях зарегистрировались около 190 представителей общественности, 102 из которых от литовской стороны. Общее количество участников превысило 300 человек. Представителям белорусских и литовских СМИ была предоставлена возможность посетить площадку строительства АЭС.

Со стороны Беларуси в слушаниях приняли участие заместитель Министра энергетики М.И. Михадюк, первый заместитель Министра природных ресурсов и охраны окружающей среды В.В. Кулик, председатель Национальной комиссии по радиационной защите при Совете Министров Я.Э. Кенигсберг. Кроме того, в слушаниях принимала участие большая группа государственных и независимых экспертов, представителей экологических организаций, а также специалистов генерального заказчика и генерального подрядчика строящейся станции.

В ходе заседания были представлены детальные доклады по наиболее важным аспектам воздействия строительства и эксплуатации будущей станции на окружающую среду и население. На все заданные участниками вопросы компетентными специалистами были даны исчерпывающие ответы.

Отвечая на вопрос представителя литовской общественности относительно качества строительства станции, заместитель Министра энер-

гетики Республики Беларусь М.И. Михадюк сообщил, что при возведении АЭС генеральный подрядчик и генеральный заказчик применяют специальную автоматизированную систему контроля качества, которая предполагает четкое соблюдение всего технологического регламента и делает невозможным переход к новому этапу строительства и монтажа оборудования без выполнения и подтверждения параметров качества по связанным с ним предыдущим этапам. Кроме того, на строительной площадке постоянно находятся и осуществляют контроль за работой генподрядчика и гензаказчика представители Госстройнадзора, Госатомнадзора и других контролирующих органов. Ежемесячно проходят заседания штаба по строительству АЭС и заседания специальной межведомственной комиссии под председательством Первого вице-премьера Республики Беларусь В.И. Семашки, на которых обсуждаются все вопросы, связанные с ходом реализации проекта.

По информации Дирекции строительства атомной электростанции, в настоящее время завершена разработка необходимой проектной документации по Белорусской АЭС. Непосредственно сооружение станции в соответствии с технологией строительства начнется с укладки «первого бетона» в фундаментные плиты основных зданий и сооружений АЭС. Выполнение данных работ предусматривается после получения специального разрешения (лицензии).

Планируется, что основной этап работ по сооружению АЭС на Островецкой площадке начнется осенью. В 2013 году предполагается также приступить к сооружению зданий и объектов, обеспечивающих работу АЭС, включая строительство пожарного депо, учебно-тренировочного центра с демонстрационным корпусом и др.

Параллельно ведутся работы по заказу на заводах оборудования длительного цикла изготовления. Это

корпус реактора, парогенераторы, насосное оборудование, турбина и оборудование машинного зала, полномасштабный и аналитический тренажеры для учебно-тренировочного центра, электросиловое оборудование, автоматизированные системы управления технологическим процессом.

Как отметили в Дирекции строительства атомной электростанции, в городе продолжается возведение жилья для строителей и эксплуатационного персонала АЭС. В 2013 году будет сдано 6 жилых домов. Начато строительство молодежного центра, средней школы и детского сада.

Подведены итоги работы организаций ГПО «Белэнерго» за первое полугодие

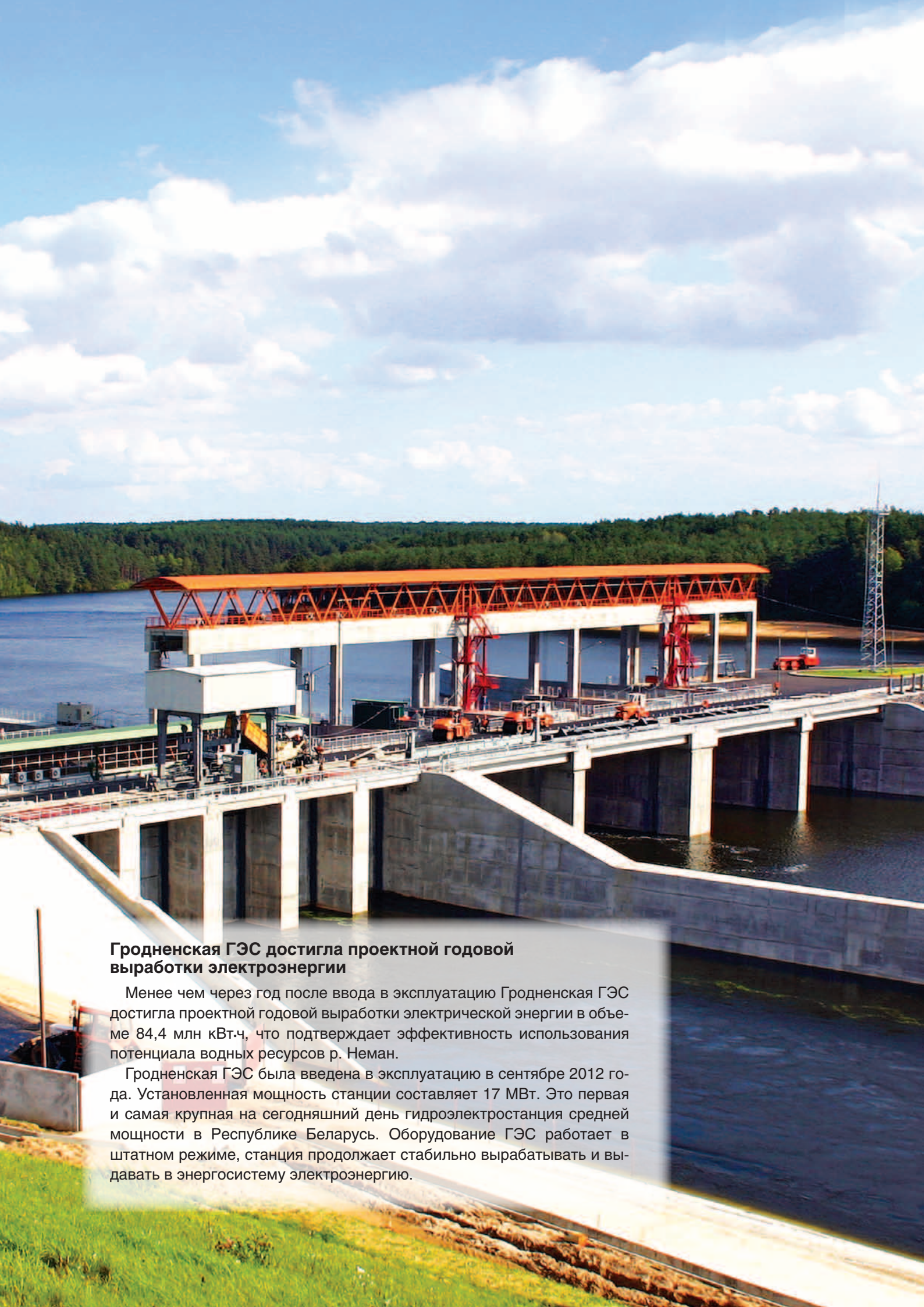
6 августа на базе Лукомльской ГРЭС состоялось заседание Совета ГПО «Белэнерго». Основной темой повестки дня стало подведение итогов работы организаций объединения за первое полугодие. В работе Совета принял участие заместитель Министра энергетики М.И. Михадюк.

Открыл заседание генеральный директор ГПО «Белэнерго» Е.О. Воронов. Он охарактеризовал работу подведомственных организаций за отчетный период и подвел итоги выполнения показателей прогноза социально-экономического развития. С докладами выступили первый заместитель генерального директора – главный инженер ГПО «Белэнерго» А.В. Сивак, заместители генерального директора С.Н. Шебеко, Н.М. Короткевич.

Члены Совета были проинформированы о работе энергоснабжающих организаций по обеспечению эффективной эксплуатации оборудования, ходе выполнения подготовительных работ к осенне-зимнему периоду 2013/2014 года, проведении ремонтной кампании,



На заседании Совета ГПО «Белэнерго»



Гродненская ГЭС достигла проектной годовой выработки электроэнергии

Менее чем через год после ввода в эксплуатацию Гродненская ГЭС достигла проектной годовой выработки электрической энергии в объеме 84,4 млн кВт·ч, что подтверждает эффективность использования потенциала водных ресурсов р. Неман.

Гродненская ГЭС была введена в эксплуатацию в сентябре 2012 года. Установленная мощность станции составляет 17 МВт. Это первая и самая крупная на сегодняшний день гидроэлектростанция средней мощности в Республике Беларусь. Оборудование ГЭС работает в штатном режиме, станция продолжает стабильно вырабатывать и выдавать в энергосистему электроэнергию.

а также о финансово-экономической деятельности организаций объединения, выполнении показателей бизнес-планов развития, работе по реализации отраслевой программы по импортозамещению.

Участники заседания также рассмотрели ход реализации Государственной программы развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года, важнейших инвестиционных проектов, выполнение задания по привлечению прямых иностранных инвестиций и другие вопросы. Советом была проанализирована деятельность РУП-облэнерго, ремонтно-наладочных и строительно-монтажных организаций отрасли.

Оценку деятельности энергосистемы за отчетный период дал заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк, охарактеризовав работу в первом полугодии как удовлетворительную.

В рамках проведения мероприятия его участники ознакомились с работой Лукомльской ГРЭС и осмотрели площадку строящейся ПГУ мощностью 400 МВт.

Началась реконструкция подстанции «Мосты»

17 июля в Гродненской области началась реконструкция подстанции 110 кВ «Мосты». Архитектурный проект разработан РУП «Белэнергопроект». Проектом предусмотрена установка двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый взамен выбывающих, что позволит увеличить суммарную мощность подстанции в четыре раза. Проектом также предусмотрено внедрение и другого современного высоковольтного оборудования, в том числе компактных элегазовых модулей, и реконструкция питающих высоковольтных линий 110 кВ Россь – Мосты – Рожанка – Щучин. Реализация данного проекта позволит обеспечить возрастающие потребности в электрической энергии градообразующего предприятия ОАО «Мостовдрев» и повысить надежность электроснабжения остальных потребителей г. Мосты и Мостовского района.

Для обеспечения непрерывного электроснабжения на период реконструкции специалистами Волковысских электрических сетей разработан вариант временной схемы питания ПС 110 кВ «Мосты» по сетям 110 кВ и 10 кВ в нормальном и аварийном режимах.

Заказчиком разработки строительного проекта и выполнения строительно-монтажных работ определено РУП «Гродноэнерго», генеральным подрядчиком – РУП «Белэлектромонтажналадка». Включение подстанции в работу по постоянной схеме планируется в декабре 2014 года.

Для реализации этого проекта Постановлением Совета Министров Республики Беларусь № 253 от 3 апреля текущего года уставный фонд РУП «Гродноэнерго» за счет средств республиканского бюджета был увеличен на 80 млрд руб.



Беларусь и Бангладеш развивают сотрудничество в области мирного использования атомной энергии

В ходе официального визита в Беларусь государственной делегации Народной Республики Бангладеш, состоявшегося 8–9 июля, был подписан меморандум, в котором стороны выразили заинтересованность во взаимодействии по таким направлениям, как реализация ядерной энергетической программы, развитие инфраструктуры атомной энергетики, строительство и эксплуатация энергоблоков АЭС, производство электроэнергии, ядерная безопасность и радиационная защита, а также по линии подготовки и повышения квалификации бангладешских специалистов в Беларуси.

Планируется подготовить проект межправительственного соглашения в области мирного использования атомной энергии. По итогам переговоров в Минске были подписаны девять международных документов, затрагивающих практически все направления партнерства двух стран.

Бангладеш, как и Беларусь, намерен развивать собственную атомную энергетику. В ноябре 2011 года Россия и Бангладеш подписали соглашение о сооружении двух энергоблоков АЭС установленной мощностью 1000 МВт на площадке Руппур в 200 км от столицы и крупнейшего города страны Дакки. Бангладеш весьма нуждается в электроэнергии: значительная часть населения не имеет сегодня необходимого доступа к электричеству, и строительство АЭС для этой страны означает выход из сложившейся ситуации.

Тарифы на тепло- и электроэнергию изменены

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 29 июля 2013 года № 663 «О внесении изменений в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 4 февраля 2011 года № 138 и некоторых мерах по снижению затрат на производство электрической и тепловой энергии» предусматривает с 1 августа 2013 года увеличение тарифов на тепловую и электрическую энергию.

Согласно документу тарифы для населения на тепловую энергию для нужд отопления и горячего водоснабжения увеличились на 9 % и составили 68 833,5 руб. за 1 Гкал. Электрическая энергия в жилых домах (квартирах), оборудованных в установленном порядке электрическими плитами, по одноставочному тарифу с 1 августа будет стоить 428,5 руб. за 1 кВт·ч, по дифференцированному в период минимальных нагрузок (с 22.00 до 17.00) – 300 руб., в период максимальных нагрузок – 857 руб.

Электрическая энергия для нужд отопления и горячего водоснабжения с присоединенной мощностью оборудования более 5 кВт подорожает до 504,3 руб. в период минимальных нагрузок (с 23.00 до 6.00) и до 1512,9 руб. в остальное время суток.

Электроэнергия, за исключением указанной в предыдущих случаях, по одноставочному тарифу с 1 августа обойдется жителям республики в 504,3 руб. за 1 кВт·ч,

по дифференцированному – 353 руб. в период минимальных (с 22.00 до 17.00) и 1008,6 руб. в период максимальных нагрузок.

Указанным постановлением Министерству энергетики и Министерству жилищно-коммунального хозяйства Республики Беларусь поручено обеспечить реализацию в 2013 году мероприятий по снижению затрат на производство электрической и тепловой энергии соответственно с достижением экономического эффекта в объеме не менее 600 и 300 млрд руб.

Постановлениями Минэкономики № 53 и № 54 от 1 августа 2013 года тарифы на тепловую и электрическую энергию для отдельных категорий организаций увеличены до уровня тарифов для населения. Речь идет об организациях здравоохранения, детских домах, домах престарелых, религиозных и других категориях организаций, имеющих тарифы: на тепловую и электрическую энергию на уровне тарифов для населения. Для большинства перечисленных в постановлениях организаций установлены следующие тарифы на тепловую энергию – 68 833,5 руб. за 1 Гкал; на электроэнергию – 504,3 руб. за 1 кВт·ч. Данное решение обосновано необходимостью реализации единообразия проводимой тарифной политики.

Разработан программный комплекс по расчету нормативов потерь электроэнергии в распределительных сетях

2 июля состоялось рабочее совещание, организованное РУП «ОДУ» и Белорусским национальным техническим университетом, с участием представителей РУП «Минскэнерго» и РУП «Могилевэнерго».

Учеными БНТУ разрабатываются математические модели, алгоритмы и программное обеспечение, реализующее методологию расчетов технологических потерь электроэнергии в соответствии со стандартом ГПО «Белэнерго» (СТП 09110.09.455-11 «Методика расчета и обоснования нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям», введен в действие с 1 января 2012 года).

На совещании прошла демонстрация опытной версии программного комплекса по расчету нормативов потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,4–10 кВ и расчету нормативов постоянных потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 35 кВ и выше. Участники совещания обсудили технические вопросы, ознакомились с сервисной частью программного обеспечения и структурой баз данных для хранения справочной и топологической информации по электрическим сетям разных уровней номинального напряжения.

В настоящее время опытная версия программного обеспечения направлена специалистам Минской и Могилевской энергосистем для дальнейшего тестирования.

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

СТРОИТЕЛЬСТВО ЛУНИНЕЦКОЙ ТЭЦ ПРОДОЛЖАЕТСЯ

Лунинец станет третьим городом Брестской области после Пружан и Пинска, где будет функционировать ТЭЦ на местных видах топлива.

Строительство Лунинецкой ТЭЦ – один из проектов, предусмотренных Государственной программой строительства энергоисточников на местных видах топлива в 2010–2015 годах, а также Государственной программой развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года. Реализация инвестиционного проекта осуществляется за счет средств республиканского бюджета и инновационного фонда Минэнерго. Генеральным проектировщиком выступает РУП «Белнипиэнергопром», генеральным подрядчиком – РУП «Белэнергострой».

Станция будет оборудована двумя паровыми котлами с топками кипящего слоя производительностью 20 т/ч и 10 т/ч производства ОАО «Белоозерский энергомеханический завод» и паровой турбиной электрической мощностью 4,6 МВт компании Siemens (Германия).

«Это масштабная стройка, так как сооружение всех объектов ведется одновременно. Всего на площадке теплоэлектроцентрали их будет несколько: главный корпус, модульный склад, склад топлива и административно-бытовой корпус», – сообщил начальник отдела реализации проекта В.Н. Щербич.

Сегодня в реализации проекта ТЭЦ без учета инженерно-технических работников задей-

ствован 91 человек. Строительство модульного склада и склада топлива осуществляет СУ Березовской ГРЭС. Сооружение главного корпуса, фундаментов под котел, сетевые насосы и турбину, а также забивку свай выполняют рабочие «Пинсксовхозостроя» и Лунинецкой СПМК-7. Монтажом электропроводки занимаются специалисты и рабочие ОАО «БЭМН». Монтаж каркаса склада топлива ведет ОАО «БЭРН», каркаса котла – филиал «Белоозерск-энергоремонт» РУП «Брестэнерго».

В настоящее время выполнены все свайные работы, построены фундаменты под котлоагрегаты Е-20, Е-10, паровую турбину с генератором и дымовую трубу, смонтированы 32 колонны каркаса котла Е-20, нижний барабан, площадки обслуживания 1–4-го уровней, воздухоподогреватели, топка кипящего слоя. Практически завершены устройство фундамента каркаса главного корпуса и работы по строительству АБК, склада топлива, модульного склада. Полным ходом идет монтаж бункера для топлива и песка котла Е-20, площадок обслуживания, системы топливоподачи и золошлакоудаления.

На сегодняшний день на объект поставлено 80 % деталей котла Е-20. В соответствии с контрактом поставка турбины состоится до конца августа. Пробный пуск оборудования намечен на 20 декабря. К концу года планируется ввести ТЭЦ в эксплуатацию, что позволит в полном объеме обеспечить районный центр электрической и тепловой энергией.

Олеся ЛИТВИНЮК



На строительной площадке Лунинецкой ТЭЦ

ПРОШЛИ РЕСПУБЛИКАНСКИЕ СОРЕВНОВАНИЯ НА ЗВАНИЕ «ЛУЧШИЙ ПО ПРОФЕССИИ»

С 17 по 21 июня текущего года на учебно-тренировочном полигоне РУП «Брестэнерго» прошли республиканские соревнования бригад по ремонту и обслуживанию электрооборудования подстанций на звание «Лучший по профессии». В мероприятии приняли участие команды Жлобинских электросетей (РУП «Гомельэнерго»), Молодечненских электросетей (РУП «Минскэнерго»), Глубокских электросетей (РУП «Витебскэнерго»), Лидских электросетей (РУП «Гродноэнерго»), Могилевских электросетей (РУП «Могилевэнерго») и Брестских электросетей (РУП «Брестэнерго»).



Команда филиала «Брестские электросети» РУП «Брестэнерго» на 4-м этапе соревнований



Победитель соревнований – команда филиала «Жлобинские электросети» РУП «Гомельэнерго»

Соревнования проходили в шесть этапов:

- Проверка знаний действующих правил, инструкций на ПЭВМ.
- Тепловизионный контроль оборудования ТП 10/0,4 кВ.
- Осмотр разъединителя РДЗ-2-110/1000, замена изолятора и регулировка разъединителя.
- Отбор проб масла, замена манометра и доливка масла на вводе ГМДТА-110/800 с измерением сопротивления изоляции ввода.
- Тушение пожара в КРУН 10 кВ.
- Освобождение пострадавшего (манекена) от действия электрического тока в ячейке выключателя 10 кВ КРУН 10 кВ и оказание ему первой помощи.

Значимость таких мероприятий подчеркнул председатель оргкомитета соревнований, первый заместитель генерального директора – главный инженер ГПО «Белэнерго» А.В. Сивак. Он заявил в ходе торжественного открытия, что цель проведения подобных соревнований заключается в повышении профессионального мастерства. «Все теоретические знания проверяются практикой. Оценивается то, как члены бригады умеют быстро справиться с поставленной задачей, как понимают, что нужно сделать. Отточенность и уровень мастерства, навыки – вот это главное», – отметил председатель оргкомитета.

В номинации «Ремонт и обслуживание оборудования подстанций 35 кВ и выше» победителем стала команда филиала «Жлобинские электросети» РУП «Гомельэнерго» (руководитель Ю.В. Ивкин, члены команды В.П. Шруб, Н.И. Николаенко, Г.Е. Тамаров, Ю.Б. Шевченко, В.В. Ермаков). Второе место

заняла бригада филиала «Глубокские электросети» РУП «Витебскэнерго» (руководитель Л.Г. Изоитко, члены команды В.У. Пачковский, В.М. Щербицкий, Г.В. Шамович, Г.Е. Статкевич, А.М. Лобода). Третье место – у команды филиала «Молодечненские электросети» РУП «Минскэнерго» (руководитель А.А. Богушевич, члены команды А.В. Южик, О.М. Свирибут, А.В. Князев, А.А. Сыманович, В.П. Глебко).

Победитель соревнований – команда Жлобинских электросетей – представит Белорусскую энергосистему на международных соревнованиях, которые пройдут в сентябре текущего года на брестском полигоне.

Олеся ЛИТВИНЮК

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ПРОГНОЗЫ. АНАЛИТИКА. ФАКТЫ

Сланцевая нефть угрожает сланцевой революции в США

Forbes

Американские нефтегазовые компании лихорадит. Причина – проблемы со сланцевой нефтью в самих США. За несколько лет Соединенные Штаты кратно нарастили объем производства нефти, но потенциал роста будет исчерпан, когда у инвесторов лопнет терпение и они перестанут вкладывать масштабные средства с прицелом на долгосрочную окупаемость. Американский нефтяной бум на распутье: страна уже производит нефти больше, чем импортирует, но мечты о полном отказе от поставок из-за рубежа до конца десятилетия вряд ли воплотятся в реальность. У отрасли попросту не хватит капитала, чтобы компенсировать темпы разработки месторождений и ввод в эксплуатацию новых проектов. Затраты компаний, опоздавших к началу сланцевой революции, перестают окупаться.

На глобальном уровне дела со сланцевой нефтью в целом обстоят не так плачевно (а со сланцевым газом – еще лучше), но в США с учетом всех издержек многие месторождения уже сейчас работают на грани рентабельности и даже легкая корректировка котировок рискует сделать их неэффективными. Сланцевая нефть не дешевеет, поэтому снижение мировых цен на нефть на 10–15 % способно поставить крест на американском нефтяном буме. Глава фонда прямых инвестиций Pinebrook Road Partners Говард Ньюман недавно заявил в ходе лекции в Йельском университете, что большая часть американских сланцевых месторождений останется эффективной до тех пор, пока цена нефти не упадет ниже отметки в \$ 80 за баррель. Аналитики из Morgan Stanley назвали другую цифру – \$ 64 за баррель.

Еще одной причиной падения цен на нефть могут стать действия ОПЕК, которая по итогам последнего саммита выразила опасения в связи с насыщением рынка американской нефтью. Организация пообещала изучить проблему ценового соперничества с новым конкурентом из-за океана, а входящая в картель Нигерия и вовсе констатировала спад спроса на свое сырье (по качеству нигерийская нефть соответствует нефти, добываемой США на месторождении Баккен в Северной Дакоте).

Странам, развивающим атомную энергетику, может угрожать дефицит ядерного топлива

Bloomberg

По данным находящейся в Лондоне Всемирной ядерной ассоциации, в мире в данный момент строятся 53 и работают 435 атомных электростанций. Агентство Bloomberg сообщает, что компания Nomura International

опубликовала доклад, в котором ее аналитики утверждают, что основными источниками роста спроса на уран в будущем станут Китай, Индия, Россия и Южная Корея. Агентство утверждает, что производителям электроэнергии с применением ядерного топлива из различных стран мира может угрожать его дефицит в следующем десятилетии.

Главные потребители уранового топлива будут вынуждены конкурировать за поставки из немногих стран, где расположены основные мировые запасы сырьевого урана. Так, Китай конкурирует в охоте за сырьем с США, Францией и Японией. Последние являются тремя самыми крупными ядерными державами в мире. Суммарный спрос с их стороны покрывает около 60 % суммарного объема спроса на уран на мировом рынке.

В перечне обладателей основных мировых запасов сырьевого урана лидируют Австралия, Казахстан и Канада, которые все вместе поставляют теперь 60 % урана в мире.

Приблизительно 10 % общемирового спроса на урановое топливо будет покрываться посредством осуществления поставок сырья в рамках заключенного США и Россией соглашения о ядерных вооружениях, срок действия которого истекает в 2013 году. Согласно этому договору, подписанному в 1993 году, Россия извлекает достаточные объемы оружейного урана из демонтируемых боеголовок и перерабатывает их в ядерное топливо невоенного назначения. Эти объемы должны были обеспечить около 30 американских атомных электростанций, способных суммарно произвести более 41 тыс. МВт.

Однако основные поставщики уранового топлива не в состоянии достаточно быстро построить заводы по обогащению урана. Всемирная ядерная ассоциация заявила в своем докладе, опубликованном в 2009 году, что они не в состоянии также достаточно быстрыми темпами переработать материалы для топлива, извлеченные из ядерных боеголовок советской эпохи.

Между тем, Казахстан уже стал мировым лидером в производстве уранового сырья. Ранее издание Mining Daily сообщало, что страна достигла этого статуса по результатам 2009 года, обогнав Канаду. В 2012 году, по данным Всемирной ядерной ассоциации, республика добыла более 21 т урана, в то время как Канада – около 9 тыс. т, Австралия – около 7 тыс. т. Имея 15 % глобальных запасов сырья, Казахстан привлек инвестиции из Китая, Канады, России и Франции. Компания «Казатомпром» и китайская Гуандунская ядерно-энергетическая корпорация в прошлом году совместно стали разрабатывать урановый рудник Ирколь на юге Казахстана. В стране в настоящее время разрабатывается 21 месторождение уранового сырья. На Казахстан, Канаду и Австралию приходится 64 % мировой добычи урана из шахт.

Добыча урана из шахт, т

Страна	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Казахстан	4357	5279	6637	8521	14 020	17 803	19 451	21 317
Канада	11 628	9862	9476	9000	10 173	9783	9145	8999
Австралия	9516	7593	8611	8430	7982	5900	5983	6991
Нигерия	3093	3434	3153	3032	3243	4198	4351	4667
Намибия	3147	3067	2879	4366	4626	4496	3258	4495
Россия	3431	3262	3413	3521	3564	3562	2993	2872
Узбекистан	2300	2260	2320	2338	2429	2400	2500	2400
США	1039	1672	1654	1430	1453	1660	1537	1596
Китай	750	750	712	769	750	827	885	1500
Малави	–	–	–	–	104	670	846	1101
Украина	800	800	846	800	840	850	890	960
ЮАР	674	534	539	655	563	583	582	465
Индия	230	177	270	271	290	400	400	385
Бразилия	110	190	299	330	345	148	265	231
Чехия	408	359	306	263	258	254	229	228
Румыния	90	90	77	77	75	77	77	90
Германия	94	65	41	0	0	8	51	50
Пакистан	45	45	45	45	50	45	45	45
Франция	7	5	4	5	8	7	6	3
Весь мир	41 719	39 444	41 282	43 764	50 772	53 671	53 493	58 394
Тонны U ₃ O ₈	49 199	46 516	48 683	51 611	59 875	63 295	63 084	68 864
Удовлетворение мирового спроса	65 %	63 %	64 %	68 %	78 %	78 %	85 %	86 %

В 2012 году добыча урана в мире удовлетворила спрос на это сырье на 86 %.

Мировая экономика по-прежнему будет базироваться на нефти

Energy Tribune

Вследствие своей разрушительной энергетической политики Европа быстро теряет надежное обеспечение поставками нефти, в то время как запасы черного золота в мире в той или иной форме более чем достаточны. Палата лордов британского Парламента недавно заявила, что для предотвращения энергетического кризиса Евросоюзу понадобится триллион евро новых инвестиций – сумма, которую вряд ли удастся привлечь.

Несмотря на популярные представления, мировая экономика в ближайшие сто лет будет по-прежнему базироваться в основном на нефти. Невозможно быть конкурентоспособным на рынке, не будучи обеспеченным этим видом ресурса.

В Европу большая часть нефти поступает из региона Северного моря, добыча в котором за последние 10 лет снизилась в два раза. Значительная доля оставшихся

поставок приходится на Ливию, Саудовскую Аравию и Нигерию – страны, которым грозит политическая нестабильность и социальные потрясения. Европа могла бы стимулировать разработку своих собственных нефтяных ресурсов, если бы не энергетическая политика ЕС, по мнению издания, неадекватная в своей приверженности возобновляемым источникам энергии, отпугивающая потенциальных инвесторов и ведущая в тупик.

Как известно, в результате сланцевой революции цены на газ в США снизились в два раза, оживив тем самым промышленность страны. Но там, где есть газ, часто присутствует и нефть. В США права на владение землей и природными ресурсами предполагают проведение поисково-разведочных работ. В Европе права на природные ресурсы принадлежат государству, а поисково-разведочные работы контролируются бюрократическим аппаратом.

Внедрение технологии гидроразрыва пласта привело к появлению на рынке США огромного количества сланцевого газа, а также к широкой добыче сланцевой нефти. В результате существенно снизилось использование угля, что привело к снижению выбросов двуокиси углерода. В это же время поощрение посредством огромных субсидий развития возобновляемой энер-

гетики в Европе привело к удорожанию энергоемких производств, сделав их неконкурентоспособными и значительно повысив внутренние цены. Одним из непредвиденных результатов явился выход угля на первое место среди различных видов топлива, что лишает Европу шансов выполнить планы по сокращению выбросов парниковых газов.

Возникает вопрос: какой вид ВИЭ наиболее приветствуется в Европе? Энергия ветра, солнца? Вовсе нет. Это доисторический вид топлива – древесина. В настоящее время она составляет почти 50 % от потребляемых в Европе возобновляемых источников энергии. В некоторых восточноевропейских странах, включая Польшу, этот показатель достигает 80 %. ЕС отнес древесину к возобновляемым источникам на том основании, что вместо спиленного дерева можно посадить другое. Между тем, для того чтобы оно выросло, может понадобиться до 100 лет.

Сторонники этого пути требуют государственных субсидий для освоения «возобновляемой» биомассы (читай: древесины). Так, крупнейшая в Европе электростанция Драх (Великобритания), работающая на угле, переводит половину своих котельных на использование древесины. После того как котлы вступят в строй в 2016 году, компания планирует получить полмиллиона фунтов в виде субсидий на сжигание биомассы. Проблема в том, что Европа не может обеспечить такое количество древесины и ищет по всему миру новые источники сырья. В результате мировые цены на древесину, в частности на древесные пеллеты, взлетели.

А в это время прагматичные китайцы скупают значительную часть оставшихся мировых ресурсов традиционных нефти и газа, Россия аннексирует половину подводных углеводородных богатств Арктики, американцы заняты разработкой передовых технологий, позволяющих открыть десятую часть мировых запасов нетрадиционных газа и нефти, Япония готовится добывать газ из гидратов метана. Это фактически означает, что ресурсы газа неисчерпаемы.

В то время как остальной мир признает, что нефть по-прежнему остается основным игроком, брюссельские политики предпочитают играть с ветряными мельницами и забавными пластиковыми листьями, пишет Energy Tribune.

Оригинальный ветряк вырабатывает в шесть раз больше электроэнергии

sheerwind.com

Создано устройство, которое работает даже при небольшой скорости ветра – от 1 м/с. SheerWind, небольшая инженерная компания из штата Миннесота (США), намерена перевернуть традиционное мнение об энергии ветра как одной из самых дорогих. Оригинальная конструкция новой ветроэлектроустановки (ВЭУ) позволила компании получить энергию стоимостью всего лишь 2 цента за 1 кВт, что значительно ниже стоимости киловатта в среднем по Европе, при том что большая часть электроэнергии вырабатывается там за счет природного газа.

Ветрогенератор SheerWind не имеет привычных ротора и лопастей, кардинально отличаясь по конструкции

от ВЭУ, которыми уже сегодня заставлена буквально вся Германия. Вместо лопастей новая установка имеет специальную трубу, в которую попадают захваченные потоки воздуха. В конце трубы стоит генератор, который и производит электричество. Устройство работает даже при небольшой скорости ветра – от 3 м/с, безопасно для птиц, так как не имеет вращающихся частей, и вырабатывает в 6 раз больше электроэнергии, чем обычные ВЭУ. Кроме того, для его размещения необходимо на 90 % меньше территории.

Самый дорогой элемент конструкции – генератор, однако он может быть установлен один для нескольких ветроуловителей. Компания SheerWind намерена уже в текущем году установить ветрогенератор, который сможет вырабатывать до 5 МВт электроэнергии, и доказать таким образом, что ветровые электростанции могут быть дешевыми и эффективными.

Американцы создали экологически чистый способ извлечения энергии из угля

energysafe.ru

Исследователи из Университета штата Огайо (США) разработали новый метод извлечения энергии из угля, позволяющий на 99 % снизить объем попадающих в атмосферу углекислого газа, оксидов серы и оксидов азота. Новая революционная технология под названием Coal-Direct Chemical Looping (CDCL) в перспективе может сделать один из самых «грязных» секторов энергетики на порядок экологичнее.

Масштабное тестирование метода, который позволяет извлекать энергию из угля без сжигания самого энергоносителя, начнется после завершения строительства демонстрационной электростанции в штате Алабама. Чтобы осуществить химическую реакцию с выделением тепла, ученые использовали уголь в виде пылевидной субстанции и гранулы оксида железа (проще говоря, ржавчины) около 2 мм в диаметре.

Демонстрационная система проработала в лаборатории Университета штата Огайо более 830 часов. В результате реакции ежедневно выделялось до 25 кВт·ч тепловой энергии. Этого количества достаточно для создания пара и вращения турбины, генерирующей электричество. При поддержке со стороны Министерства энергетики США ученые собираются создать более масштабный опытный энергоблок с проектной тепловой мощностью на уровне 250 кВт·ч в день. Объект будет построен в Национальном центре по улавливанию углерода в Уилсонвилле, штат Алабама. Ввод его в эксплуатацию намечен на вторую половину 2013 года.

Успешность усилий по коммерциализации данной технологии, конечно, будет зависеть от ее цены. Расчеты ученых позволяют предположить, что рост цен на электричество при переходе на Coal-Direct Chemical Looping не превысит 35 %. При этом объем выбросов в атмосферу вредных веществ сократится практически полностью. Исследователи также отмечают, что после масштабных испытаний технологии может выясниться, что переход на новый метод извлечения энергии из угля будет еще более дешевым.

Суммарная мощность гелиоустановок на планете превысила 100 ГВт

energo-news.ru

Глобальное значение солнечной энергетики неуклонно растет. Об этом свидетельствуют статистические данные, опубликованные Европейской ассоциацией фотоэлектрической промышленности (EPIA). За 2012 год суммарная мощность действующих во всем мире гелиоэнергетических установок увеличилась на 31 ГВт, преувис рубеж в 100 ГВт. Сегодня они производят столько же электричества, что и 16 крупных угольных или атомных электростанций.

Пока лидером в деле освоения энергии солнца остается Европа. В представленном EPIA докладе Global Market Outlook Photovoltaic отмечается, что суммарная мощность действующих в странах ЕС солнечных батарей достигла 70 ГВт. В Италии они обеспечивают уже примерно 7 % потребляемой электроэнергии, в Германии – 6 %, в Греции – 4 %, в Болгарии, Чехии, Бельгии и Испании – по 3 %.

За 2012 год в Евросоюзе были установлены новые фотоэлектрические преобразователи мощностью в 17 ГВт. Более половины этого прироста – 8 ГВт – обеспечила Германия. Для сравнения: суммарная мощность европейской ветровой энергетики за тот же период увеличилась на 12 ГВт, а газовых электростанций – на 5 ГВт. Одновременно в странах еврозоны из эксплуатации окончательно выводились электростанции, работающие на нефти (3 ГВт), и АЭС (1 ГВт).

Президент EPIA Винфрид Хоффман отметил, что до сих пор на Европу неизменно приходилось как минимум две трети устанавливаемых на планете солнечных батарей, и вот теперь впервые пришлось чуть более половины. Это означает, что бум солнечной энергетики захватил и другие континенты. Речь идет прежде всего об Азии и Северной Америке. Так, Китай и США установили в 2012 году в два раза больше фотоэлектрических преобразователей, чем годом раньше. В Японии прирост составил 50 %, а в Индии введенные в строй мощности в целых 5 раз превысили показатель 2011 года.

Переворот в энергетике. Прогноз McKinsey

McKinsey on Sustainability & Resource Productivity

Мир подходит к переломному моменту в развитии энергетических технологий, после которого производительность энергетического сектора может увеличиться в масштабах, невиданных со времен промышленной революции, утверждает в своем прогнозе старший партнер международной консалтинговой компании McKinsey Мэтт Роджерс.

Большинство технологий, которые способны обеспечить прорыв в этой сфере, уже хорошо известны. Растущие темпы внедрения инноваций в энергетической сфере свидетельствуют о том, что некоторые технологии станут коммерчески жизнеспособными гораздо раньше, чем того ожидает большинство наблюдателей. В ряде случаев соответствующие структурные сдвиги могут начаться уже в 2015 году.

В Соединенных Штатах можно выделить пять технологий, которые обладают потенциалом, необходимым для того, чтобы уже к 2015 году оказывать влияние на рост производительности в энергетическом секторе. Речь идет о нетрадиционных способах добычи природного газа, электромобилях, усовершенствованных двигателях внутреннего сгорания, солнечной энергетике и светодиодных осветительных приборах. Еще пять технологий могут достичь такого уровня вскоре после 2020 года. Это сетевое накопление энергии, цифровое управление преобразованием напряжения, обогащение угля, бескомпрессорное кондиционирование воздуха и электрохромные окна, а также различные виды био- и электротоплива. Эти технологии имеют широкую сферу применения и достигли достаточно высокой ступени развития, чтобы произвести настоящий переворот на рынках, когда затраты на их использование окажутся более низкими, чем у технологий, которые доминируют в соответствующих отраслях сегодня.

Для масштабного накопления электроэнергии в электрических сетях разрабатывается целый ряд технологий, в том числе на основе аккумуляторных батарей, маховиков и ионисторов (суперконденсаторов), причем принцип действия многих из них аналогичен тому, который применяется в автомобильных аккумуляторах. Сегодня затраты на сетевое накопление составляют примерно от \$ 600 до 1000 за 1 кВт·ч, и оно может использоваться только в тех случаях, когда местные геологические условия позволяют создавать хранилища воды или сжатого воздуха, наполняемые с помощью насосных станций. Благодаря инновационному применению проточных и жидкометаллических аккумуляторных батарей, а также другим новым технологиям затраты к 2020 году могут снизиться примерно до \$ 150–200 за 1 кВт·ч, что создаст необходимые условия для использования сетевого накопления энергии в каждом крупном мегаполисе.

При таком уровне цен одним лишь Соединенным Штатам, возможно, понадобится за 10 лет построить хранилища общей емкостью более 100 ГВт (что сопоставимо с нынешней мощностью всех атомных электростанций США), значительно повысив их надежность и безопасность. Вследствие этого существенно снизятся затраты на передачу энергии, вырабатываемой солнечными, ветровыми, атомными и угольными электростанциями. Кроме того, энергетические компании смогут использовать хранилища, чтобы обеспечивать стабильные поставки электроэнергии при сбоях и сезонно-климатических перерывах в работе генерирующих установок.

Для управления высоковольтным напряжением в военных целях были разработаны быстродействующие цифровые преобразователи напряжения повышенной надежности, изготавливаемые из карбида кремния и нитрида галлия. Они более надежны и универсальны, потребляют на 90 % меньше энергии и занимают всего лишь 1 % объема по сравнению с существующими трансформаторами. Новые преобразователи, возможно, начнут вытеснять традиционные трансформаторы к 2020 году, когда их цена снизится по сравнению с нынешней более чем на 90 %. В связи с использованием

цифровых устройств преобразования напряжения следует особо упомянуть Китай. В этой стране потенциальная выгода от их внедрения представляется особенно ощутимой, поскольку там планируется масштабное расширение энергетических сетей.

С помощью разрабатываемых сегодня инновационных технологий обогащения угля угольные электростанции США смогут улавливать более 90 % собственных выбросов двуокиси углерода, что позволит им обеспечить соблюдение новых строгих требований Управления охраны окружающей среды США.

Американцы планируют к 2020 году закрыть около 200 угольных электростанций, поскольку их эксплуатация требует существенных затрат (по сравнению с ЭС, работающими на природном газе) и сильно загрязняет окружающую среду. Благодаря новым технологиям обогащения угля многие из этих электростанций, а также аналогичные станции в Европе и Китае смогут работать еще несколько десятков лет. Тем не менее следует заметить, что технологии обогащения угля вряд ли будут использоваться в промышленных масштабах, если для их поддержки не будут вводиться специальные нормативно-правовые ограничения, регулирующие содержание углекислого газа в промышленных выбросах.

Поскольку цены на сырую нефть сегодня превышают \$ 100 за баррель, рыночная доля биотоплива, в том числе этанола, произведенного из сахарного тростника и пшеницы, уже успела стремительно увеличиться. Однако предложение биотоплива ограничивается такими факторами, как спрос на продовольствие и ухудшение качества доступных для обработки земель, что в итоге приводит к увеличению затрат и уменьшает потенциал роста. Инновации в генетике, открывшие дорогу для использования биотоплива на основе целлюлозы и водорослей, могут избавить производителей от этих ограничений. Передовые компании, недавно начавшие инновационный бизнес в этой области, создают высокоприбыльные продукты органического синтеза и сырьевые компоненты, зарабатывая деньги уже сегодня и приближая тот день, когда на рынке появится биотопливо по цене не более \$ 2 за галлон. Согласно прогнозам, это произойдет к 2020 году.

В то же время разработчики биофармацевтических технологий закладывают основы для производства электротоплива. Суть процесса состоит в том, что ферменты поглощают двуокись углерода, воду и энергию, в результате чего образуются длинноцепные молекулы углерода. Состоящее из них электротопливо можно использовать так же, как ископаемое топливо, причем уровень затрат составляет всего 10 % от стоимости современного биотоплива. Важнейший вопрос состоит в том, можно ли довести подобное производство до промышленных масштабов.

Далеко не все технологии, о которых шла речь, будут реализованы в полной мере, но некоторые из них несомненно ждет счастливая судьба – и именно они раз и навсегда коренным образом изменят энергетический рынок.

Прогнозы развития использования ВИЭ не имеют под собой технологической платформы

Energy Review

Эксперты высказывают сомнения в том, что ВИЭ в будущем станут основными поставщиками энергии и смогут помочь в решении проблемы глобального потепления. Параллельно с открытием объектов зеленой энергетики мировые экономики не только не сворачивают, а напротив, развивают «грязную» генерацию. Яркий тому пример – угольная промышленность. Производство угля по всему миру за последний год увеличилось в 8 раз по сравнению с темпами роста солнечной и ветроэнергетики. Повышение объемов добычи уже существенно снизило стоимость продукта на рынке, что стимулирует спрос и, по цепочке, приводит к открытию новых производств. Локомотивом новой волны «популяризации» угля является Китай, открывающий новые объекты добычи, и, как ни странно, США.

Рост добычи сланцевого газа в США спровоцировал падение цен на уголь, и в Европе уголь стал дешевле голубого топлива. Ряд аналитиков заявляют лишь о временном возвращении угля на энергетический олимп, с которого его скоро сбросят ветер и солнце. Но так ли это на самом деле? Национальная лаборатория возобновляемых источников энергии (NREL) в США недавно выдвинула утверждение о том, что электроэнергия, получаемая сегодня с помощью ВИЭ вкуче с гибкими электрическими системами, составит к 2050 году более 80 % от общего объема всей электроэнергии. Для достижения такого результата уже сегодня необходимо направлять огромные инвестиции в развитие технологий генерации ВИЭ и создание необходимой инфраструктуры.

Однако далеко не все эксперты настроены так положительно. Многие считают, что даже при самом благоприятном сценарии развития солнечной и ветроэнергетики данные источники, в лучшем случае, смогут обеспечить не более 50 % от общемирового объема потребления.

Дальнейшее развитие указанных направлений сопряжено с рядом не решенных на сегодняшний день вопросов. Одно дело добиться максимально эффективной генерации, и другое – решить проблему хранения произведенной энергии. Кроме того, если ставить задачу перевода мировой энергетики на «зеленые» аналоги нефти и газа, то электростанции предстоит строить в первую очередь в климатически подходящих регионах, а их мощность должна равняться 100–150 ГВт. В настоящее время такие объекты нерациональны с экономической точки зрения. Плюс ко всему придется существенно усовершенствовать инфраструктуру передачи электроэнергии. По сути, для достижения задач «озеленения» энергетического комплекса планеты необходимо не только активно развивать использование ВИЭ, но и подвергнуть перестройке практически каждый участок существующей энергосистемы.

С оценкой NREL (прогнозирующей долю ВИЭ к 2050 году в 80 %) не согласны и аналитики авторитетного портала renewableenergyworld.com. Они констатируют, что рост производства ветровой и солнечной энергии является одним из путей решения проблемы глобального потепления. Но делать все ставки на ВИЭ – мягко говоря, не разумно.

Подготовил Геннадий КАРАКУЛЬКО

ВЫСОКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ОТРАСЛИ – ЭТО ЖИЗНЕННАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ

По итогам работы коллегии Министерства энергетики Республики Беларусь

16 августа состоялось заседание коллегии Министерства энергетики Республики Беларусь, где были подведены итоги работы организаций, входящих в систему Минэнерго, в первом полугодии текущего года. Приоритетное внимание было уделено выполнению доведенных показателей социально-экономического развития, финансово-экономической деятельности, вопросам торгово-экономического и инвестиционного сотрудничества с зарубежными государствами.

В работе коллегии приняли участие начальник управления ТЭК аппарата Совета Министров Республики Беларусь С.О. Герасимов и начальник отдела координации и планирования департамента внешнеэкономической деятельности Министерства иностранных дел Я.С. Мицкевич.

Министерству энергетики Республики Беларусь на текущий год установлены пять показателей прогноза социально-экономического развития республики и три по снижению энергоемкости валового внутреннего продукта (ВВП). В соответствии с утвержденными ежемесячными стратегиями за полугодие не выполнен один показатель – темпа роста экспорта товаров, который составил 95,8 % при плановом задании на январь–июнь 106 %.

Доведенные показатели по энергосбережению, доле использования местных топливно-энергетических ресурсов в котельно-печном топливе и экономии светлых нефтепродуктов за отчетный период выполнены в полном объеме.

В целом в январе–июне текущего года энерго- и газоснабжающими организациями Минэнерго обеспечено надежное и устойчивое снабжение потребителей энергией, природным и сжиженным газом в востребованных объемах. При этом генерирующими объектами Белорусской энергосистемы выработано 14,33 млрд кВт·ч (100,7 % к 2012 году), импортировано 3,64 млрд кВт·ч (96,4 % к 2012 году). Общее потребление электроэнергии составило 19,18 млрд кВт·ч (100,1 % к 2012 году). Отпущено 20,99 млн Гкал тепловой энергии (101,6 % к 2012 году). Добыто 1141,6 тыс. т торфа, или 111,8 % от плана, произведено 453 тыс. т торфобрикетов, или 95,8 % от плана.

Объем поставки природного газа потребителям составил 10,4 млрд м³ (101,3 % к 2012 году), реализовано 54,4 тыс. т сжиженного газа (89,2 % к 2012 году).

Финансово-экономическая деятельность

С анализом итогов финансово-экономической деятельности организаций, входящих в систему Министерства энергетики Республики Беларусь, выступил заместитель Министра энергетики Республики Беларусь

В.М. Каранкевич. Он отметил, что объемы потребления тепловой и электрической энергии в отчетном периоде сложились на уровне плановых. В связи с проведением ремонта блока № 1 на Минской ТЭЦ-5, блока ПГУ-230 на Минской ТЭЦ-3, продолжением восстановительных работ на блоке № 2 ТЭЦ-5, а также ремонтом оборудования на Березовской и Лукомльской ГРЭС выработка электроэнергии к плану составила 96,6 %. Снижение производства электроэнергии не сказалось на потребителях, поскольку было компенсировано за счет увеличения импорта на 0,41 млрд кВт·ч, или 12,8 %.

По сравнению с аналогичным периодом прошлого года потребление сжиженного газа в республике уменьшилось на 10,8 %. Произошло также сокращение реализации топливных брикетов на экспорт, что отразилось на объемах их производства. В первом полугодии торфопредприятиями ГПО «Белтопгаз» произведено 453 тыс. т брикетов, или 95,8 % от установленного задания. Темп роста к уровню прошлого года составил 76,8 %. Задание по добыче торфа в целом по Минэнерго выполнено. Темп роста к плану составил 111,8 %. Однако 7 из 25 предприятий не выполнили задание и в третьем квартале должны принять соответствующие меры по ликвидации допущенного отставания.

Подводя итоги работы в рамках Отраслевой стратегии по наращиванию объемов производства, сбыта и сокращения запасов готовой продукции на складах, В.М. Каранкевич проинформировал собравшихся о том, что все показатели выполнены в полном объеме. В то же время отдельные задания не выполнили ОАО «Брестгазоаппарат» и ОАО «Белоозерский энергомеханический завод». Обращаясь к руководителям организаций, докладчик подчеркнул, что выполнение показателей отраслевой стратегии находится на особом контроле у Первого заместителя Премьер-министра и принятие мер по их соблюдению неприемлемо.

Заместитель Министра подробно остановился на выполнении Программы Минэнерго по импортозамещению на 2013 год, одобренной комиссией по конкурентоспособности Минэкономики Совета Министров и



Президиум коллегии: Министр энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчик, первый заместитель Министра Л.В. Шенец, заместители Министра М.И. Михадюк, В.М. Каранкевич, В.А. Закревский

утвержденной постановлением Министерства энергетики от 15 февраля 2013 года № 8. В соответствии с Программой годовой объем производства продукции запланирован по 39 позициям на сумму \$ 38,5 млн. В целом за отчетный период предприятия отрасли справились с доведенным заданием. Вместе с тем, в этой работе имелись и негативные моменты, что говорит о недостаточной работе соответствующих служб предприятий, которые не принимают активных действий по продвижению и поиску новых рынков сбыта импортозамещающей продукции, отметил докладчик. Он также предупредил руководителей организаций, что при формировании программы на 2014 год будут доведены более напряженные задания по производству импортозамещающей продукции.

На инвестиции в основной капитал в первом полугодии текущего года организациями Минэнерго использовано 10,9 трлн руб. Темп роста инвестиций к аналогичному периоду прошлого года составил 293 процентных пункта.

Высокие темпы освоения инвестиций явились результатом решения, принятого Советом Министров в феврале текущего года (Постановление от 14 февраля 2013 года № 110), позволившего энергоснабжающим организациям учесть в 2013 году объемы инвестиций, фактически освоенные начиная с 2010 года иностранными подрядными организациями при строительстве объектов под ключ, а также в результате активизации работ по строительству атомной электростанции.

Основными задачами инвестиционной деятельности Министерства энергетики в текущем году являются реконструкция Гродненской ТЭЦ-2 с вводом ПГУ-121 МВт, Могилевской РК-3, строительство мини-ТЭЦ «Барань», реконструкция блока № 5 Березовской ГРЭС, Мозырской ТЭЦ, строительство мини-ТЭЦ в г. Лунинец. Ход реализации проектов РУП «Брестэнерго» и РУП «Гомельэнерго» находится на контроле у Главы государства, подчеркнул выступающий.

В.М. Каранкевич также обратил внимание руководителей организаций ГПО «Белэнерго» и ГПО «Белтопгаз» на необходимость своевременного освоения средств, направленных на реализацию мероприятий Государственной инвестиционной программы, выполнение в полном объеме энерго- и газоснабжающими организациями объемов работ по строительству объектов инфраструктуры, вводу жилых домов.

Чистая прибыль по Минэнерго за январь–июнь составила 1150,2 млрд руб. Рентабельность реализованной продукции – 4,3 %, при рентабельности от реализации за январь–июнь 2012 года 7,3 %. За счет введения с 1 февраля 2013 года дифференцированных цен (тарифов) на природный газ на нужды отопления и электрическую энергию для населения в зависимости от объемов их потребления, реализации в 2013 году планов по поэтапному сокращению перекрестного субсидирования в ценах (тарифах) на энергоресурсы для потребителей республики, принятия дополнительных мер по оптимизации затрат и сокращению расходов, включаемых в минимально необходимую прибыль, в том числе за счет доведения в директивном порядке предельных лимитов расходования средств по отдельным статьям затрат, а также прочих мероприятий дефицит средств по организациям отрасли по прогнозу на 2013 год снизился на 1398 млрд руб. и составляет порядка 330 млрд руб.

Вместе с тем сложное финансовое положение энерго- и газоснабжающих организаций Минэнерго усугубляется также нерешением до настоящего времени вопроса ликвидации дефицита средств на расчеты за газ, образовавшегося на 1 января 2013 года.

Несмотря на принятые меры по оптимизации затрат и снижению расходов из прибыли, энергоснабжающие и, как следствие, газоснабжающие организации не обеспечили 100-процентную оплату природного газа, потребленного в 2013 году. Задолженность по энергоснабжающим организациям перед ГПО «Белтопгаз» снизилась на 694,8 млрд руб., и на 1 июля 2013 года ее уровень составил 1,1 трлн руб.

Для расчетов за полученный от ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» природный газ газоснабжающими организациями привлечены кредитные ресурсы, источник погашения которых отсутствует, и на 1 июля 2013 года задолженность по оборотным кредитам составила почти 800 млрд руб.

В.М. Каранкевич также проинформировал, что по результатам рассмотрения 16 апреля 2013 года у Главы государства вопроса о функционировании и развитии белорусской энергетики и с учетом недостатков, отмеченных в докладной записке Председателя Комитета государственного контроля на имя Главы государства о ситуации в энергетической отрасли, Министром энергетики утвержден план мероприятий по устранению выявленных недостатков.

В соответствии с пунктом 2 Постановления Совета Министров Республики Беларусь от 29 июля 2013 года № 663 Министерству энергетики необходимо обеспечить реализацию в 2013 году мероприятий по снижению затрат на производство электрической и тепловой энергии с достижением экономического эффекта в объеме не менее 600 млрд руб., сообщил В.М. Каранкевич.

Заместитель Министра также доложил членам коллегии о состоянии дел по охране труда, пожарной и промышленной безопасности. Так, в частности, за первое полугодие текущего года по сравнению с соответствующим периодом прошлого года в 1,6 раза возросло количество потерпевших на производстве (23 человека), в том числе количество случаев со смертельным исходом – в 1,7 раза, с тяжелыми последствиями – в 2,6 раза; допущены рост пожаров на 34 %, снижение уровня надежности работы энергетического оборудования.

В целях снижения уровня производственного травматизма, возникновения пожаров на производстве заместитель Министра потребовал провести мониторинг причин несчастных случаев, произошедших на производстве за отчетный период, разработать критерии оценки эффективности реализуемых мероприятий по охране труда, обеспечить выполнение утвержденного Минэнерго 1 июля 2013 года Комплекса дополнительных мер, направленных на активизацию применения социально-экономических методов управления охраной труда, ужесточить контроль за выполнением Директивы Президента Республики Беларусь № 1 от 11 марта 2004 года «О мерах по укреплению общественной безопасности и дисциплины», активизировать работу по выполнению мероприятий, обеспечивающих повышение надежности работы энергетического оборудования.

Внеэкономическая деятельность

Заместитель Министра энергетики М.И. Михадюк в своем докладе остановился на вопросах, касающихся внешнеэкономической деятельности и инвестиционного сотрудничества в отчетном периоде.

По данным Белстата, Министерством энергетики обеспечено выполнение установленных на первое полугодие заданий по внешней торговле услугами. Темп роста экспорта услуг в январе–июне составил 129,2 % к соответствующему периоду прошлого года, выполнение задания – 117,3 %, или \$ 70,98 млн при задании \$ 60,5 млн. Сальдо внешней торговли услугами составило «плюс» \$ 21,46 млн при задании – «минус» \$ 12,0 млн.

Не обеспечено выполнение доведенных заданий по темпу роста экспорта товаров. В целом экспорт товаров по Минэнерго за первое полугодие составил \$ 96,9 млн, темп роста к уровню аналогичного периода 2012 года – 95,8 % при задании 106 %. Экспорт товаров по ГПО «Белэнерго» составил \$ 25,3 млн, или 119 % от установленного задания, ГПО «Белтопгаз» – \$ 71,5 млн, или 83,2 % от задания. Сальдо внешней торговли товарами за январь–июнь выполнено и составило «минус» \$ 220,8 млн при задании «минус» \$ 348,7 млн.

Доведенное задание по экспорту товаров в отчетном периоде не выполнено в основном предприятиями

ГПО «Белтопгаз», невыполнение объединением данного показателя прогнозируется и по результатам работы за год, констатировал М.И. Михадюк. Заместитель Министра пояснил членам коллегии основные причины срыва задания. Среди них отсутствие возможности увеличения отпускных цен на продукцию основного экспортера – СП ОАО «Брестгазоаппарат», а также снижение покупательской активности на основном рынке сбыта в Российской Федерации; существенное сокращение объемов экспортных поставок топливных брикетов (темпа роста – 52,5 %, или \$ 6 млн) по причине отказа от их использования одного из крупнейших шведских потребителей – электростанции Mälarenergi AB. При этом в соответствии с налоговой политикой Евросоюза торф не относится к возобновляемым источникам энергии, и на его использование не распространяются соответствующие льготы и преференции. Дает о себе знать и снижение мировых цен на основные конкурирующие виды твердого топлива, в частности каменный уголь.

Проводимая предприятиями ГПО «Белтопгаз» работа по поиску новых рынков сбыта (в том числе создание торгового дома UAB «Belfuel» в Литве) коренных изменений не принесла.

М.И. Михадюк подверг жесткой критике внешнеэкономическую деятельность предприятий ГПО «Белтопгаз» и потребовал принять исчерпывающие меры по безусловному выполнению в полном объеме доведенных на 2013 год заданий по экспорту и сальдо внешней торговли. На сегодняшний день приоритетная задача, которая стоит перед всеми торфодобывающими предприятиями республики, – активизировать работу по созданию нового ассортимента более конкурентоспособной продукции, подчеркнул выступающий.

Характеризуя работу организаций Минэнерго за отчетный период по внешней торговле услугами, заместитель Министра отметил активную деятельность в этом направлении РУП «Белэнергосетьпроект», РУП «Белнипиэнергпроом», ГПО «Белэнерго». В то же время М.И. Михадюк констатировал, что сегодня просматриваются системные недоработки по наращиванию реального экспорта услуг. Необходимо поднимать экспорт строительно-монтажных и проектных услуг, оказываемых напрямую зарубежным заказчикам.

М.И. Михадюк подробно охарактеризовал сотрудничество Министерства энергетики Республики Беларусь с Российской Федерацией, Украиной, странами СНГ, Евросоюза, потенциальными партнерами в других регионах мира и предложил во взаимодействии с МИД и Посольствами Республики Беларусь активизировать работу по диверсификации рынков, уделив особое внимание выходу на рынки Юго-Восточной Азии, Африки, Латинской Америки.

В ходе выступления заместитель Министра подверг критике работу организаций Минэнерго по привлечению прямых иностранных инвестиций (далее – ПИИ). По результатам за первое полугодие выполнение показателя по привлечению ПИИ на чистой основе по виду экономической деятельности «Производство и распределение электроэнергии, газа, пара и горячей воды» по-прежнему находится на низком уровне. По курируемому Минэнерго виду деятельности статистика отражает



В ходе заседания коллегии

изъятие юридическими лицами без ведомственной подчиненности ПИИ в сумме \$ 204,5 тыс.

Подчиненным Минэнерго организациям необходимо активизировать работу по привлечению ПИИ по всем видам деятельности. Для этого областным энерго- и газоснабжающим организациям важно наладить более тесное взаимодействие с облизполкомами и находящимися на их территории юридическими лицами без ведомственной подчиненности, которые работают по курируемому Минэнерго виду деятельности. ГПО «Белэнерго» и ГПО «Белтопгаз» пора переходить от пассивной и выжидательной позиции к активным действиям по работе с инвесторами, используя возможности СМИ, участвуя в рекламных кампаниях и форумах, подчеркнул докладчик.

В заключение выступил Министр энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчик

Очерчивая пути решения стоящих перед отраслью задач, он в частности отметил, что сегодня необходимо делать все возможное, а зачастую и невозможное, чтобы отрасль интенсивно развивалась. Важно тщательно проанализировать, что необходимо сделать до конца года, научиться работать на опережение, видеть те узкие места и проблемы, которые могут появиться завтра, и предпринимать конкретные шаги для того, чтобы избежать негативных последствий.

Министр акцентировал внимание членов коллегии на необходимости выполнения организациями энергосистемы всех прогнозных показателей и жесткой зависимости от этого факта роста заработной платы. «Главное, что лежит в основе всей хозяйственной деятельности любого предприятия, – прибыль, и все прогнозные показатели должны работать на ее получение. Если получена прибыль, выполнены все задания по бизнес-планам – возможен рост заработной платы. Если условие не выполняется, никакого повышения ставок не должно быть», – подчеркнул Министр.

Обратившись в своем выступлении к аппарату Минэнерго, он также отметил необходимость проявлять гибкость в подходах при разработке показателей и бизнес-планов предприятий и организаций, призвал более лояльно относиться к предложениям, поступающим с мест.

Касаясь выполнения доведенных заданий по внешней торговле товарами и услугами, министр отметил, что

выполнение этого показателя жизненно необходимо для того, чтобы сбалансировать экономику страны в целом, обеспечить внешнеторговое сальдо по республике. «На данном этапе можно зарабатывать деньги только увеличивая экспорт. Для того чтобы выходить на иностранные рынки, необходимо, чтобы наш продукт был конкурентоспособным. И если за рубежом нет спроса, к примеру, на топливные брикеты, необходимо использовать все резервы, проработать все варианты и найти возможность производства других видов продукции из торфа», – подчеркнул руководитель отрасли.

Министр подверг критике ход модернизации предприятий отрасли. «Это основная задача, которая стоит перед экономикой нашей страны. За счет собственных ресурсов полностью решить эту проблему мы не сможем. Сегодня важно прорабатывать новую стратегию производств, активизировать поиск возможных инвесторов. В то же время на предприятиях Минэнерго неудовлетворительно проводится маркетинговая работа, не рассматриваются перспективные проекты, недостаточно активно ведется работа с возможными партнерами. Встречается и халатное отношение к приобретенному оборудованию, когда дорогостоящие установки работают не в полную силу. На этом фоне выгодно отличается Новогрудский завод газовой аппаратуры, где оборудование работает в три смены», – подчеркнул Министр.

В.Н. Потупчик также потребовал организовать полномасштабную работу по привлечению инвестиций и модернизации энергоснабжающих организаций в соответствии с Государственной программой развития Белорусской энергосистемы, усилить личный контроль руководителей за реализацией каждого инвестиционного проекта.

«Повышать эффективность работы отрасли – это жизненная необходимость, это источник нашего существования. Решения и направления деятельности в этой области определены, осталось только внедрить их, привести в исполнение, принять действенные меры по их реализации. В энергетике существуют огромные резервы, которые необходимо использовать. И хотя в отрасли сегодня есть свои трудности, неразрешимых задач нет. Можно с уверенностью сказать, что многое уже сделано, однако в ближайшей перспективе нам предстоит сделать еще больше, будьте к этому готовы», – заключил Министр, обращаясь к собравшимся.

По итогам визита делегации белорусских энергетиков в Пекин

Сотрудничество Беларуси с Китаем является важным направлением внешнеэкономической политики республики. В 2010 году Правительство Республики Беларусь определило перечень объектов Белорусской энергосистемы, строительство которых будет осуществляться с привлечением кредитных ресурсов китайских банков. В перечне названо 34 объекта, в том числе Березовская и Лукомльская ГРЭС, Мозырская, Бобруйская, Барановичская ТЭЦ, каскад гидроэлектростанций, линии электропередачи, подстанции и др. Постановлением № 1942 от 31 декабря 2010 года Правительство Беларуси освободило предприятия электроэнергетики от таможенных пошлин и НДС на ввоз оборудования для строительства энергоблоков на Лукомльской и Березовской ГРЭС.

С 10 по 15 июля текущего года Китай с рабочим визитом посетила группа белорусских энергетиков, которую возглавил генеральный директор ГПО «Белэнерго» Е.О. Воронов. В состав группы вошли представители ГПО «Белэнерго», РУП «Гродноэнерго», РУП «Минскэнерго» и РУП «Белэнергосетьпроект».

Белорусская делегация приняла участие в переговорах с представителями Северокитайской энергетической проектно-инжиниринговой компании (NCPE), Эксимбанка Китая, Китайской корпорации «Гэчжоуба», Китайской национальной корпорации по зарубежному экономическому сотрудничеству и Китайской машиностроительной инжиниринговой корпорации, в рамках которых состоялся обмен мнениями по вопросам реализации инвестиционных проектов в энергетике Беларуси.

По итогам переговоров белорусской делегации с представителями компании NCPE – заместителями



Белорусская делегация на переговорах с представителями китайских энергетических компаний

генерального директора Гу Ю, У Сяобо, генеральным директором представительства NCPE в Беларуси Фан Чжи была достигнута договоренность о заключении РУП «Минскэнерго» кредитного соглашения с торгово-промышленным банком Китая по объекту «Реконструкция подстанции «Северная». Оно намечено на сентябрь текущего года. Предполагается, что в ближайшее время компанией NCPE будут внесены предложения по привлечению белорусских подрядных организаций к реализации этого проекта. До 1 января 2014 года решено проработать вопрос создания совместного предприятия по выпуску продукции с внедрением современных технологий. С китайской стороны была также оговорена возможность участия организаций ГПО «Белэнерго» в реализации проектов, осуществляемых компанией NCPE в Китайской Народной Республике и других государствах.

В результате переговоров с представителями Эксимбанка Китая и Китайской национальной корпорации по зарубежному экономическому сотрудничеству удалось снять ряд проблемных вопросов, возникших в ходе реализации энергетических проектов Беларуси с привлечением финансовых ресурсов банков Китая.



В частности, достигнуты договоренности о выполнении в намеченные сроки восстановительных работ энергоблока ПГУ 400 МВт Минской ТЭЦ-5, а также контрактных обязательств по проекту реконструкции Минской ТЭЦ-2 с установкой двух энергоблоков ПГУ 32,5 МВт. В рамках перспективного сотрудничества обсуждалась возможность участия китайской корпорации (в случае проведения конкурса) в реализации проектов строительства ВЛ 330 кВ Березовская ГРЭС – Пинск – Микашевичи, гелиоэлектрической и ветроэлектрической электростанций. Было решено создать совместное предприятие для производства и реализации теплотехнического и электротехнического оборудования, а также предоставления сервисных услуг по комплектации оборудования. Кроме того, достигнута договоренность об участии организаций ГПО «Белэнерго» в проектах Китайской национальной корпорации по зарубежному экономическому сотрудничеству.

В рамках переговоров с Президентом корпорации СМЕС Ужан Чуном было решено создать совместное предприятие и обеспечить участие предприятий ГПО «Белэнерго» в наладочных работах на энергоблоках ПГУ 400 МВт Березовской и Лукомльской ГРЭС, а также в реализации проектов, осуществляемых компанией СМЕС в странах СНГ, Восточной Европы и Китае.

Принципиальное согласие сторон создать консорциум или совместное предприятие для ведения хозяйственной деятельности как на территории Республики Беларусь, так и в других странах, достигнуто в ходе переговоров с руководством Китайской корпорации «Гэчжоуба», которая в 2012 году ввела в эксплуатацию самую мощную в мире ГЭС «Три ущелья» на реке Янцзы общей установленной мощностью 22,4 тыс. МВт. Кроме того стороны согласились вести переговоры о привлечении прямых иностранных инвестиций для строительства Бешенковичской и Верхнедвинской гидроэлектростанций.

Основными достижениями переговоров с китайскими компаниями по вопросам двухстороннего сотрудничества стали решения о совместной деятельности, в том числе и на строящихся китайскими специалистами объектах в странах Латинской Америки, Африки, Азии. Изучение возможностей дальнейшего развития сотрудничества будет продолжено в рамках подготовки Дорожной карты белорусско-китайских совместных проектов на 2014–2020 годы.



Важнейшим итогом работы белорусской делегации стало решение всех вопросов, препятствующих подписанию кредитного соглашения по реализации проекта выдачи мощности с белорусской АЭС. Были запротоколированы договоренности о дальнейшем взаимодействии с компанией NCPE по реализации этого проекта, в том числе определены сроки создания рабочих групп по проектированию, решению технических и финансовых вопросов и направления специалистов компании NCPE для реализации проекта. Достигнутые соглашения позволяют компании NCPE с 1 января 2014 года приступить к строительно-монтажным работам.





Подписано соглашение о предоставлении Беларуси льготного кредита для реализации проекта по выдаче мощности с Белорусской АЭС

В Совместной декларации КНР и Республики Беларусь об установлении всестороннего стратегического партнерства отмечено, что краеугольным камнем китайско-белорусского сотрудничества является экономическое взаимодействие, включая торгово-экономическое и инвестиционное.

16 июля 2013 года в рамках официального визита в Китай Президента Республики Беларусь А.Г. Лукашенко и делегации членов правительства нашей страны было подписано двустороннее соглашение о предоставлении Республике Беларусь Эксимбанком Китая льготного кредита в сумме \$ 323,8 млн сроком на 15 лет для реализации проекта «Строительство АЭС в Республике Беларусь. Выдача мощности и связь с энергосистемой». Подписал кредитное соглашение от Правительства Республики Беларусь Министр энергетики В.Н. Потупчик. Это событие стало одним из наиболее значимых результатов переговоров. Министр энергетики Республики Беларусь оценил подписание соглашения как старт реализации очень важного для республики инвестпроекта.

Контракт между РУП «Гродноэнерго», которое является заказчиком проекта, и NCPE был подписан в августе 2012 года по результатам процедуры выбора генерального подрядчика. Документом предусмотрено комплексное строительство и реконструкция ВЛ 330 кВ, подстанций 330 кВ схемы выдачи мощности АЭС, включая проектирование, поставки и монтаж оборудования, пусконаладочные работы, испытания, обучение персонала, сдачу объекта в эксплуатацию, техническое обслуживание в гарантийный период.

Реализация первой очереди проекта запланирована на декабрь 2017 года, второй – на конец 2018 года. Капитальные затраты по проекту составят более \$ 340 млн без учета НДС и таможенных платежей. В соответствии с условиями контракта финансирование белорусской доли в размере 5 % стоимости предусмотрено за счет бюджетных средств.

В ходе официального визита Главы государства Республики Беларусь в КНР Министр энергетики В.Н. Потупчик провел в Пекине встречу с президентом Китайской национальной корпорации по зарубежному экономическому сотрудничеству Ма Чжиу, на которой обсуждались вопросы взаимодействия в энергетике и реализации совместных проектов. В.Н. Потупчик отметил, что в Беларуси придают очень серьезное значение реализации инвестиционных проектов в сфере энергетики вместе с китайскими партнерами. Эта работа проводится в рамках модернизации Белорусской энергосистемы в соответствии с Государственной программой развития Белорусской энергосистемы до 2016 года. Он проинформировал, что в энергетической отрасли уже реализуется восемь проектов на сумму \$ 1 млрд 700 млн. Среди проектов, которые находятся в стадии реализации на сегодняшний день, строительство парогазовых установок мощностью 400 МВт на Лукомльской и Березовской ГРЭС.

В.Н. Потупчик встретился также с главой правления Северо-китайской энергетической проектно-инжиниринговой компании. В рамках встречи обсуждались вопросы развития взаимодействия и сотрудничества в области энергетики. Стороны отметили наличие хороших перспектив для дальнейшего сотрудничества как в традиционных сферах энергетики, так и в развитии новых источников за счет использования энергии солнечного света, ветра и воды.

По итогам официального визита в Китай Президента Республики Беларусь было подписано более 30 документов о развитии сотрудничества в различных сферах экономики на общую сумму около \$ 1,5 млрд. Стороны дали высокую оценку развитию многопланового практического сотрудничества и договорились поощрять создание на территории двух стран новых совместных предприятий и сборочных производств, укреплять сотрудничество в области инфраструктурного строительства, машиностроения, телекоммуникаций, энергетики и других областях, качественно реализовать согласованные крупные совместные проекты, расширять направление взаимных инвестиций, прилагая общие усилия к улучшению инвестиционного климата для инвесторов сторон.

Редакция выражает благодарность за информационную поддержку Генеральному директору ГПО «Белэнерго» Е.О. Воронову, помощнику Генерального директора РУП «Гродноэнерго» Б.И. Есенкову, Белорусскому телеграфному агентству

НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ ТОРФЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Государственная программа «Торф» в качестве основных направлений развития торфяной промышленности предусматривает увеличение использования торфяных ресурсов, а также развитие торфодобывающих и торфоперерабатывающих производств для нужд энергетики. Согласно Госпрограмме добыча торфа к 2020 году должна возрасти до 1,5 млн т у.т. За этот период предполагается вовлечь в топливный баланс страны 14,38 млн т у.т. торфяного топлива, что эквивалентно замещению 12,6 млрд м³ природного газа.

Беларусь исключительно богата торфяными ресурсами. Общая площадь торфяного фонда республики оценивается в 2,4 млн га с геологическими запасами в 4 млрд т, из которых 3,3 млрд т являются пригодными для использования в топливно-энергетическом комплексе. Общая площадь разведанных торфяных массивов занимает 12,45 % территории страны, 292 месторождения представляют интерес для промышленной разработки. В настоящее время предприятиями отрасли разрабатываются 43 торфяных месторождения.

В послевоенные годы около 70 % тепловой и электрической энергии в республике вырабатывались на торфе. Тогда строили крупные торфопредприятия и специальные электростанции, работающие на этом виде топлива. Но когда после освоения нефтяных и газовых месторождений Сибири в Беларусь пришел дешевый газ, торфяная промышленность оказалась в кризисном состоянии. Тем не менее Беларуси удалось сохранить отрасль. Новый импульс ее развитию придала государственная программа «Торф», утвержденная в 2008 году. Сегодня торфяная промышленность представлена 23 добывающими предприятиями и 19 торфобрикетными заводами, на которых работает около 6 тыс. человек.

В современных условиях развитие отрасли является значимым фактором диверсификации топливно-энергетического баланса Беларуси и обеспечения ее энергетической безопасности. Доля торфяного топлива в общем объеме местных

видов топлива, используемых в республике, достигает порядка 15 %. В 2011 году впервые за последние годы добыча торфа достигла 3 млн т. С тех пор организации торфяной промышленности ежегодно добывают около 3 млн т фрезерного и 10–15 тыс. т кускового торфа, производят 1,3–1,4 млн т торфобрикетов, 8–10 тыс. т грунтов, 50–60 тыс. т торфа верхового кипованного.

Хотелось бы отметить, что при разработке торфяных месторождений сегодня применяются безопасные с экологической точки зрения технологии с последующей рекультивацией выбывших из эксплуатации торфяных месторождений. Так, в 2012 году организациями торфяной промышленности рекультивировано и передано прежним землепользователям 284,9 га выработанных земель торфяных месторождений.

Государственной программой «Торф» увеличение добычи этого ресурса увязано с созданием новых энергетических мощностей, работающих на торфе. В настоящее время торф и брикеты используются в качестве топлива как населением, так и тепловыми электростанциями и котельными. Так, на торфе и торфобрикетах работают мини-ТЭЦ в Осиповичах, Бобруйске (РУП «Могилевэнерго»), Пружанах, Пинске (РУП «Брестэнерго»), Жодино (РУП «Минскэнерго»), Речице (РУП «Гомельэнерго») и др. Причем Государственной программой строительства энергоисточников на местных видах топлива в 2010–2015 годах предусмотрено введение новых объектов, использующих этот вид энергоресурса.



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

В текущем году в соответствии с мероприятиями Госпрограммы «Торф» планируется обеспечить добычу до 2 млн 564 тыс. т торфа, в том числе 2 млн 445 тыс. т фрезерного топливного торфа (для брикетирования и поставки потребителям), 13,5 тыс. т кускового и 114 тыс. т – верхового торфа, 5 тыс. т для сельского хозяйства. Эти показатели несколько уступают достигнутому в 2012 году, когда было добыто 2 млн 924 тыс. т торфа. Такое снижение было обусловлено рядом факторов. Дело в том, что благодаря успешным сезонам добычи 2011 и 2012 годов у организаций остались значительные переходящие запасы торфа. Кроме того, было предусмотрено плановое снижение производства брикетов в связи с необходимостью реконструкции торфобрикетных заводов и некоторым снижением поставок на экспорт. Если учесть существующий резерв и планируемый объем добычи торфа в 2013 году, то очевидно, что организации будут полностью обеспечены сырьем для выполнения плана производства продукции на 2013 – 1-ю половину 2014 года.

В текущем году в отрасли предполагается произвести 1 млн 328 тыс. т торфобрикетов.

Такой объем запланирован с учетом заявленной потребности внутри республики, прогнозируемой емкости зарубежного рынка и необходимости проведения работ по модернизации торфобрикетного производства в ряде организаций. В связи с тем, что спрос на топливные брикеты как на внутреннем, так и на внешнем рынке снизился, в отрасли в I квартале 2013 года было произведено 287,1 тыс. т брикетов, то есть меньше запланированного на 29 тыс. т. Несмотря на это, экспортная составляющая была и остается хорошим подспорьем для технического перевооружения отрасли, тем более что и торфодобывающие, и торфоперерабатывающие предприятия нуждаются в более современной и эффективной технике. Особенно важно обновить машинный парк добывающих предприятий, эксплуатируемый в тяжелых полевых условиях.

В рамках Государственной программы «Торф» с 2008 года в торфяной отрасли активно проводилась реконструкция и модернизация брикетных и машиностроительных цехов, отдельных объектов производственных зон, а также техническое переоснащение основного технологического оборудования для добычи и транспортировки торфа. За этот период организациями отрасли приобретено более 1,1 тыс. единиц техники и оборудования для добычи и переработки торфа, 156 из них – в 2012 году. В 2013 году предполагается приобрести 35 единиц оборудования. Кроме того, в рамках проведения научно-исследовательских

и опытно-конструкторских работ намечено изготовление еще 6 единиц оборудования.

Сегодня в организациях ГПО «Белтопгаз» уже работают мобильные машины, перерабатывающие порубочные остатки и пневую древесину, которые образуются при подготовке полей для добычи торфа. Производится замена гусеничных погрузочных кранов на фронтальные колесные погрузчики отечественного производства, что решает ряд проблем, возникающих при погрузке торфа и его транспортировке с площадей добычи до перерабатывающих производств. Осуществляется модернизация тягового и подвижного состава железнодорожного транспорта организаций отрасли. Машиностроительные предприятия республики начали выпуск торфовозных вагонов и модернизацию узкоколейных тепловозов. Актуальной задачей является и освоение выпуска путеукладочных поездов колеи 750 мм, в состав которых входят самоходная электростанция, головной путеукладочный кран и платформы для транспортировки путевых звеньев.

Перспективными задачами в области технического переоснащения торфодобывающих организаций является внедрение техники для качественного осушения торфяных площадей и их подготовки к добыче, современного отечественного лесозаготовительного оборудования (харвестеры, форвардеры, трелевочные тягачи). Планируется также использовать в отрасли широкозахватное оборудование более

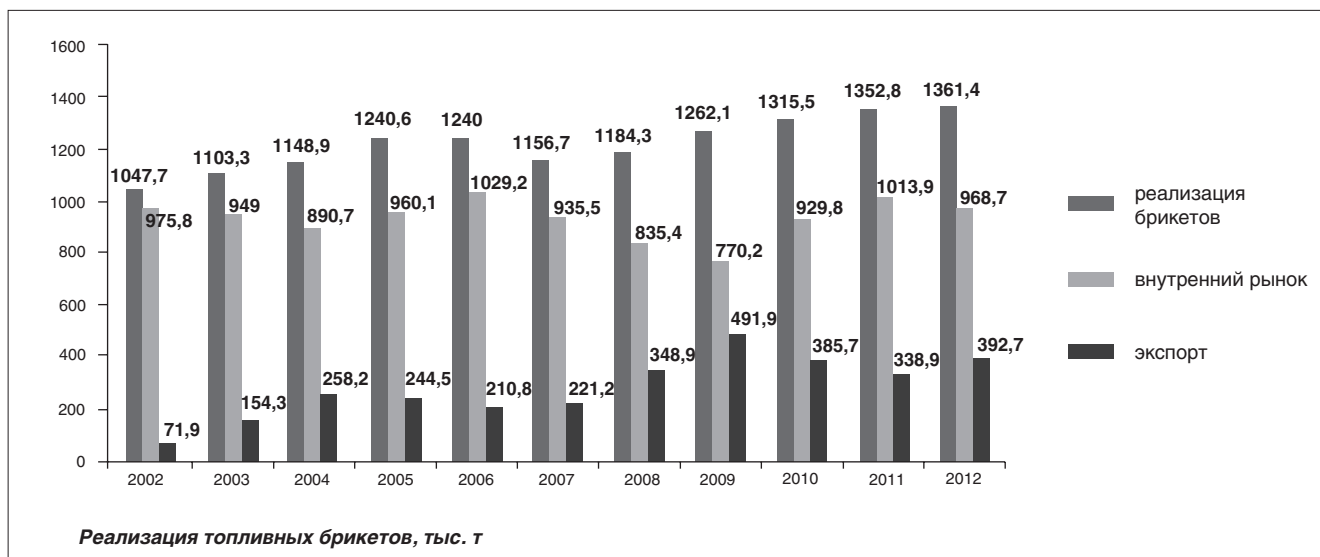
высокой производительности. Предусматривается внедрение уборочных машин на пневмоколесном ходу вместо машин на гусеничном, что даст возможность снизить удельный расход топлива на 15 %, а себестоимость добычи тонны фрезерного торфа – на 2–3 %.

Организации отрасли нуждаются также в пневматических машинах для уборки фрезерного торфа. Использование такой техники позволяет снизить влажность и улучшить качество добываемого торфа и, следовательно, сократить расход энергоресурсов на производство продукции.

В общем, отрасли необходимы современные энерго- и ресурсосберегающие технологии, простое и надежное оборудование, способное обеспечить эффективное содержание площадей добычи, современный уровень переработки торфа и изготовления торфопродукции. Создание такого оборудования осуществляется машиностроительными организациями Минэнерго, а также рядом предприятий машиностроительного комплекса. Основными требованиями, которые мы предъявляем к разрабатываемой технике, являются их высокая производительность, мобильность, быстрое внедрение, применение в конструкциях новейших достижений науки и техники, а также повышенные безопасность, долговечность и технологичность.

Надо отметить, что в отрасли ведется постоянная работа по реконструкции и модернизации торфо-





брикетного производства. Большое значение имеет создание конструкции белорусского торфобрикетного пресса модели МС 1600-35Т. Это одна из последних разработок, созданная специалистами ОАО «МЗОР» Министерства промышленности по заказу ГПО «Белтопгаз». Опытный образец подтвердил достижение технических параметров, предусмотренных проектом.

В 2012–2013 годах планируется освоить ряд образцов новой техники и оборудования. Среди наиболее значимых – паровая трубчатая сушилка фрезерного торфа, которая является ключевым звеном в технологической цепочке производства топливных брикетов. Ее внедрение позволит без привлечения дополнительных валютных ресурсов модернизировать оборудование торфобрикетных заводов, где эксплуатируются предельно изношенные немецкие сушилки «Цемаг».

В текущем году на производственной базе ОАО «Торфобрикетный завод «Лидский» реализуется еще один значимый проект – строительство автоматизированного опытно-промышленного блочно-модульного мини-завода по производству топливных брикетов мощностью 20,4 тыс. т в год. Его конструкция исключает необходимость строительства капитальных сооружений и позволяет внедрить принципиально новую технологию производства брикетов с высоким уровнем автоматизации технологического процесса. Ввод мини-завода в эксплуатацию дает возможность соз-

дать дополнительные рабочие места, увеличить объем производства и, что очень важно, использовать торфяные месторождения с небольшими запасами торфа, разработка которых до настоящего времени считалась нецелесообразной. Это пилотный проект. Аналогичные проекты планируется реализовать и в других организациях Минэнерго.

Таким образом, техническая база торфодобывающих и торфоперерабатывающих предприятий отрасли получит современные технологии и новое оборудование. Всего планируется обновить порядка 3 тыс. единиц техники и оборудования. Техническое переоснащение и модернизация производства позволят повысить эффективность работы предприятий и решить одну из главных задач, стоящих перед торфяной промышленностью, – увеличить добычу торфа и производство торфяного топлива.

Рост добычи торфа не только позволит улучшить рентабельность работы организаций Минэнерго и их экономические показатели, но и обеспечит занятость населения в регионах торфоразработок. А для тех, кто вместе с семьями проживает в поселках торфодобывающих и торфобрикетных заводов рядом с месторождениями, дальнейшее развитие отрасли жизненно важно, потому что альтернативные рабочие места можно найти лишь за несколько десятков, а то и сотен километров.

Сегодня Беларусь выпускает больше торфяной продукции, чем Россия. А если учесть, что бело-

русский торф отличается высоким качеством, то станет понятна заинтересованность иностранных инвесторов в комплексной переработке этого вида ресурса. К тому же топливные брикеты являются весьма востребованной продукцией на европейском рынке. Так, в 2012 году было поставлено на экспорт порядка 392,7 тыс. т торфобрикетов и 66 тыс. т кипованного торфа. Причем их в нарастающих объемах закупают такие страны, как Литва, Латвия, Эстония, Польша, Швеция, Финляндия, другие страны Евросоюза. Таких показателей предприятиям торфяной промышленности удалось достичь за счет повышения качества продукции и снижения затрат на ее производство.

Иностранные компании проявляют интерес не только к продукции, но и к самим торфопредприятиям – как к инвестиционным и производственным объектам. В частности, ряд компаний из Канады, России, Чехии выступили с предложениями по финансированию торфоразработок в нашей стране. Одна из финских компаний намерена наладить в Беларуси производство торфяных субстратов. Интерес к разработке месторождений проявляют и голландцы. Таким образом, дальнейшее освоение торфяных ресурсов Беларуси позволит не только увеличить объем использования местных видов топлива и повысить уровень диверсификации топливно-энергетического баланса республики, но и будет способствовать привлечению в страну иностранных инвестиций.

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ КОТЛОВ МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ С ТОПКАМИ КИПЯЩЕГО СЛОЯ И ЦИКЛОННО-СЛОЕВЫМИ ТОПКАМИ

Ограниченность запасов ископаемых видов топлива делает все более актуальной проблему рационального их использования и диктует необходимость широкого вовлечения в энергобаланс возобновляемых энергоресурсов, к которым относятся в том числе твердые топлива биологического происхождения. В целях повышения эффективности сжигания этих видов топлива специалистами ОАО «Белоозерский энергомеханический завод» разработаны котлы малой и средней производительности с топками кипящего слоя, ведутся перспективные разработки циклонно-слоевых топочных устройств.



**Е.А. ПИЦУХА, к.т.н.,
начальник отдела котельного
и теплообменного
оборудования
ОАО «Белоозерский
энергомеханический завод»**

В настоящее время весьма актуальным является повышение эффективности топочных устройств и котельного оборудования, предназначенных для сжигания твердых топлив биологического происхождения, таких как древесина и торф. Данные энергоресурсы имеют, как правило, высокое содержание влаги, сравнительно низкую теплоту сгорания и изменяющийся полифракционный состав. Для сжигания твердого биотоплива сейчас в основном применяются котлы, оснащенные топочными устройствами с неподвижным слоем, несколько реже используются топки с псевдоожиженным (кипящим) слоем.

Топочные устройства с псевдоожиженным слоем (часто применяется термин «топки низкотемпературного кипящего слоя», или «топки НТКС») относятся к наиболее универсальным в отношении топлива топочным устройствам. Характерная мощность котлов, оснащенных такими топками, составляет 5–25 МВт [1, 2].

Топки НТКС позволяют сжигать твердое биотопливо с широким диапазоном показателей влажности, фракционного состава, низшей теплоты сгорания. Это имеет большое значение для эксплуатации,

поскольку в течение года характеристики топлива довольно заметно изменяются. В качестве примера на рисунке 1 представлены влажность и зольность щепы, а также фрезерного торфа, сжигаемых на Белорусской ГРЭС.

Рабочая влажность щепы изменяется в диапазоне 36–49 %, что соответствует низшей теплоте сгорания

$$Q_H^P \approx 2000...2600 \text{ ккал/кг.}$$

Влажность фрезерного торфа несколько выше:

$$W^P = 43...52\%,$$

$$Q_H^P \approx 1800...2400 \text{ ккал/кг.}$$

Фракционный состав этих видов топлива также непостоянен. Например, фрезерный торф месторождения «Осинторф», используемый на БелГРЭС, в зависимости от времени отбора проб имеет различную долю крупных фракций (рис. 2), от количества которых зависит тепловыделение в слое. Так, в одном случае проба торфа содержит 77 % частиц, имеющих фракцию 0–1 мм (рис. 2а), в другом – 63 % (рис. 2б).

Изучение процесса сжигания древесного топлива (щепы) и торфа выполнялось на опытно-экспе-

риментальном образце парового котла Е-30-3,9-440ДФ, имеющем номинальную заявленную паропроизводительность 30 т/ч (22,5 МВт). Котел изготовлен Белоозерским энергомеханическим заводом в рамках Государственной научно-технической программы (ГНТП) «Энергетика-2010». В его разработке принимали участие сотрудники НПО ЦКТИ (Санкт-Петербург). Моделирование топочного процесса выгорания твердого биотоплива в кипящем слое и надслоевом пространстве было выполнено специалистами Института тепло- и мас-

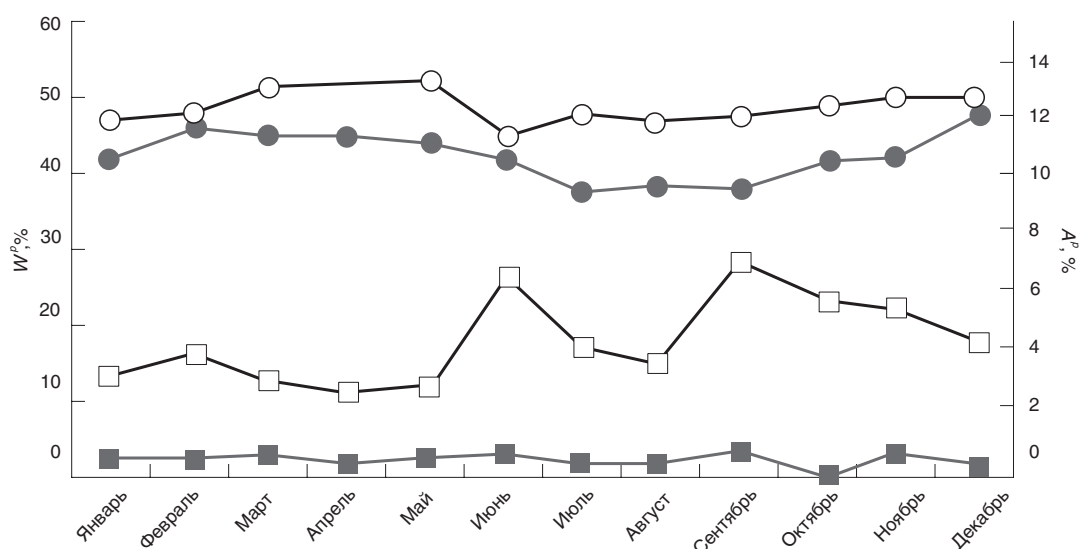
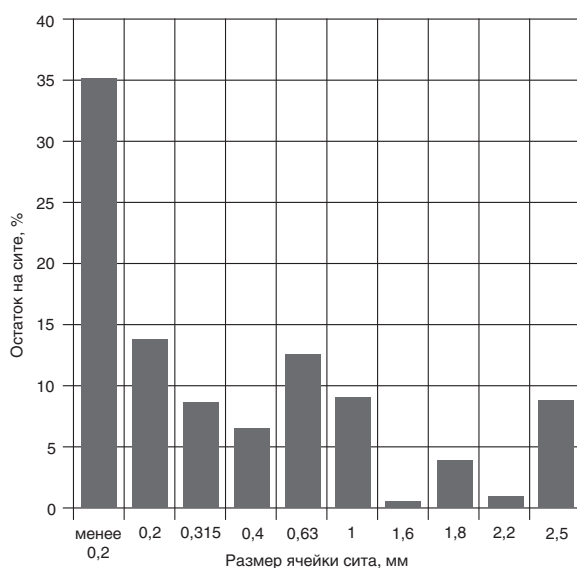
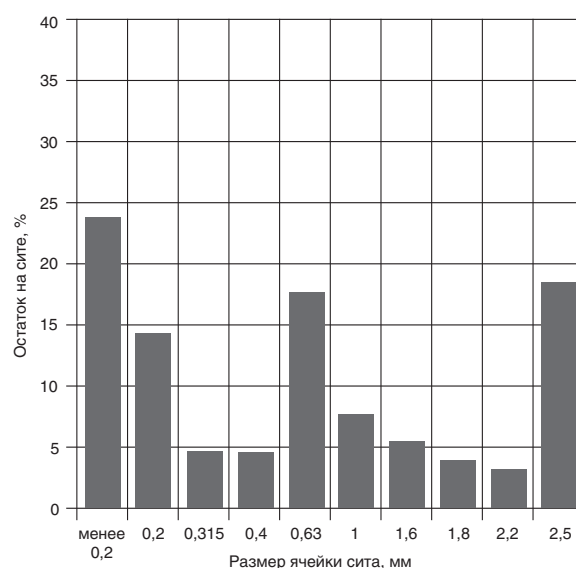


Рис. 1. Рабочая влажность и зольность щепы, а также фрезерного торфа, сжигаемых на Белорусской ГРЭС в течение 2012 года

● — рабочая влажность (W^p) щепы ○ — W^p фрезерного торфа
 ■ — зольность (A^p) щепы □ — A^p фрезерного торфа



а



б

Рис. 2. Характерный фракционный состав фрезерного торфа, сжигаемого на Белорусской ГРЭС (отбор проб а, б произведен в разное время, максимальный размер частиц 4 мм)

сообщена имени А.В. Лыкова НАН Беларуси.

Котел оснащен топочным устройством низкотемпературного кипящего слоя, имеющим беспровальную колпачковую газораспределительную решетку с площадью зеркала горения 11,1 м² и живым сечением 0,74 % (рис. 3). В качестве инертного наполнителя использовался кварцевый песок (средний начальный размер частиц 1,3 мм, насыпная плотность – 1540 кг/м³,

скорость начала псевдоожижения [3] при температуре 850 °С – 0,51 м/с). Высота слоя песка над горизонтальными площадками колпачков в неподвижном состоянии составляла 350, 450 и 550 мм.

Основное внимание было уделено изучению режимов сжигания топлива при мощности котла, близкой к минимальной (50 % от номинального значения) и изменяющейся в диапазоне 15–20 т/ч. Такие режимы представляют зна-

чительный интерес для конструирования и эксплуатации топков НТКС: их исследование позволяет установить наименьшую скорость фильтрации, при которой обеспечивается качественное псевдоожижение по всей площади газораспределителя и равномерная, без значительных перекосов, температура слоя в характерном диапазоне 800–900 °С.

В ходе наладочных мероприятий и опытно-промышленной экс-

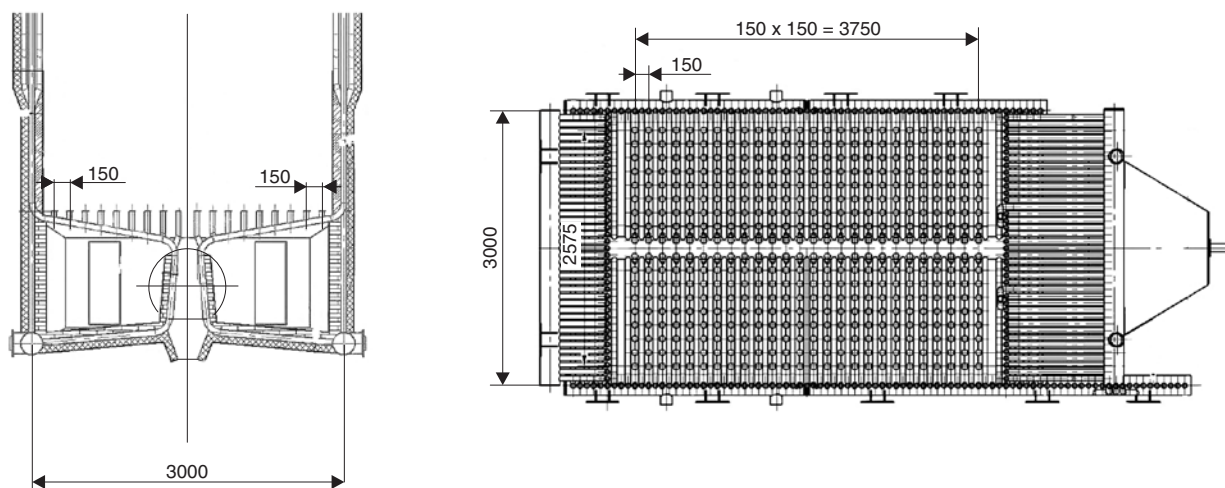


Рис. 3. Эскиз газораспределительной решетки

плутации котла к настоящему времени опробовано сжигание щепы (рабочая влажность $W^P = 41-48\%$, низшая теплота сгорания $Q_H^P \approx 2100-2400$ ккал/кг, зольность $A^P = 0,3-0,6\%$), торфа ($W^P = 48-52\%$, $Q_H^P \approx 1900-2200$ ккал/кг, $A^P = 3-5,5\%$) и смесей этих видов топлива с различным массовым соотношением. В результате установлено влияние скорости фильтрации в слое, температуры первичного дутьевого воздуха, коэффициента рециркуляции отходящих газов, массового соотношения щепы и фрезерного торфа в топливной смеси, доли первичного воздуха,

высоты слоя песка на гидродинамику и температурный режим кипящего слоя.

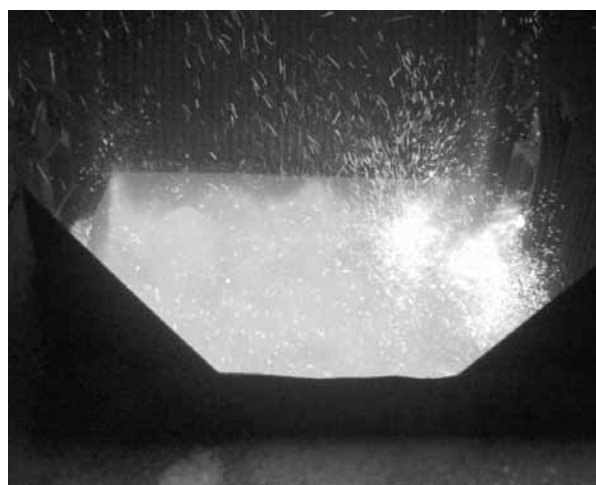
Кроме того, было изучено влияние скорости фильтрации на качество псевдоожижения. На рисунке 4 приведены фотографии слоя при скорости фильтрации 0,75 и 0,95 м/с. Его высота в неподвижном состоянии на обоих снимках одинакова и составляет 550 мм над горизонтальной площадкой колпачка. При скорости фильтрации 0,75 м/с между областями выхода характерных для кипящего слоя газовых пузырей наблюдаются малоподвижные зоны песка, на

поверхности которых скапливается подаваемое топливо, не проникая в объем слоя.

Для контроля температуры слоя в четырех угловых точках над газораспределителем были установлены термопары. Снижение скорости фильтрации приводило к падению температуры в одном из углов топki (очевидно, из-за отсутствия перемешивания инерта) и образованию в этом месте спеков. При увеличении скорости фильтрации спекы разрушались, малоподвижные зоны песка полностью исчезали, возникали сильные циркуляционные вихри, вызываемые



а



б

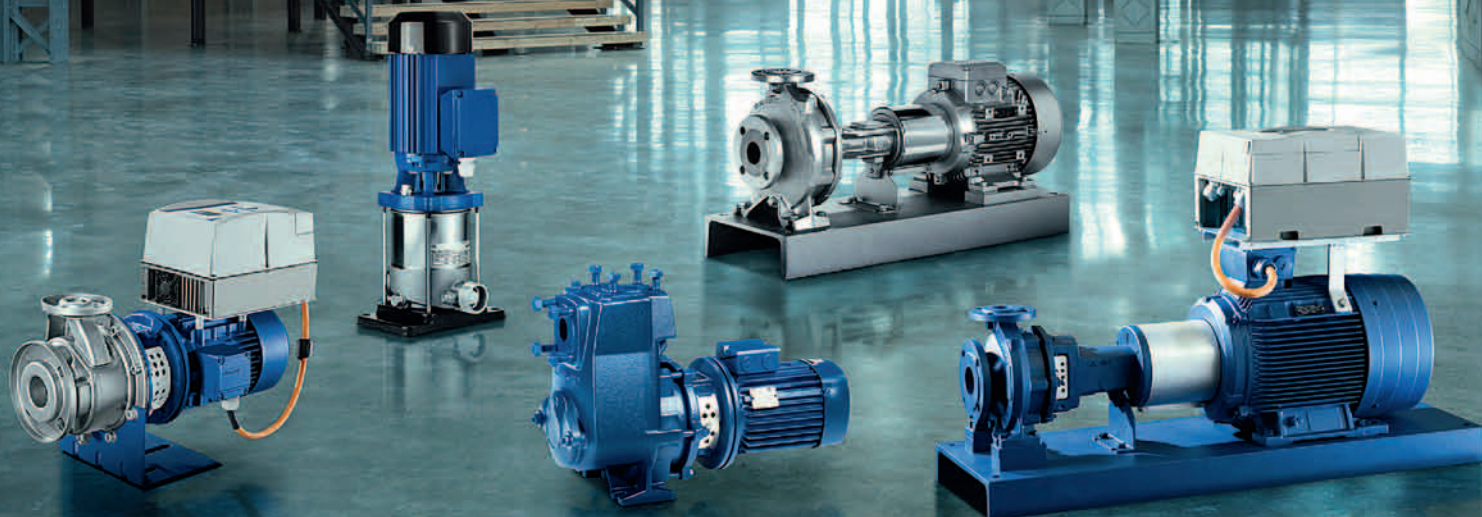
Рис. 4. Фотографии псевдоожиженного слоя при высоте неподвижного слоя 550 мм и различной скорости фильтрации: а – 0,75 м/с; б – 0,95 м/с

Насосы KSB: мы устанавливаем стандарты.

140 лет немецкий концерн KSB производит насосы и арматуру для самых ответственных областей применения: большой и малой энергетики, строительства, водоснабжения и водоотведения больших городов, химической, нефтехимической и горнодобывающей промышленности.

Исключительная надежность и технологическое превосходство продукции KSB сделали наши насосы высоким техническим стандартом на годы вперед.
Насосы KSB - мы устанавливаем стандарты качества.

ИООО «КСБ БЕЛ» г. Минск, ул. 3-я Щорса, д. 9, офис 607.
тел./факс: +375 (17) 336-42-56 ; www.ksb.by; minsk@ksb.ru



пузырями, и частицы топлива вовлекались в движение во всем объеме слоя.

Установлено, что фактическая минимальная скорость фильтрации, при которой отсутствуют локальные снижения температуры в диапазоне высоты неподвижного слоя 350–550 мм, составляет примерно 0,85 м/с, что в 1,7–2 раза выше скорости начала псевдооживления. Заметим, что этот результат соответствует полученному на холодных модельных установках, где эта скорость называется скоростью интенсивного псевдооживления.

Сжигание щепы и ее смеси с фрезерным торфом при массовом содержании последнего от 0 до 80 % показало устойчивое горение топлива при рабочей влажности 41–52 %. Температура кипящего слоя в диапазоне 800–900 °С подавалась целенаправленной регулировке за счет изменения доли газов рециркуляции, количества первичного воздуха и его температуры в пределах от 60 до 180 °С.

При повышении содержания мелких фракций в топливной смеси температура слоя несколько снижалась. Например, при увеличении содержания фрезерного торфа в смеси до 70–80 % температура слоя по сравнению с чистой щепой снижалась на 30–50 °С. Этот факт объясняется уменьшением тепловыделения в слое из-за выноса мелких частиц и выгорания их в надслоевом пространстве топki.

При сжигании лишь фрезерного торфа температура слоя, как правило, составляла 800–850 °С. Эпизодически фиксировалось уменьшение температуры слоя до 700–750 °С. При этом ее не удавалось повысить за счет увеличения температуры первичного воздуха. Снижение температуры слоя было, вероятно, связано как с увеличением влажности торфа (свыше 52 %), так и с возрастанием в нем доли мелких фракций.

В ходе опытно-промышленной эксплуатации котла были выявлены конструктивные недостатки, в основном касающиеся большей, чем требуется, поверхности пароперегревателя и аэродинамической схе-

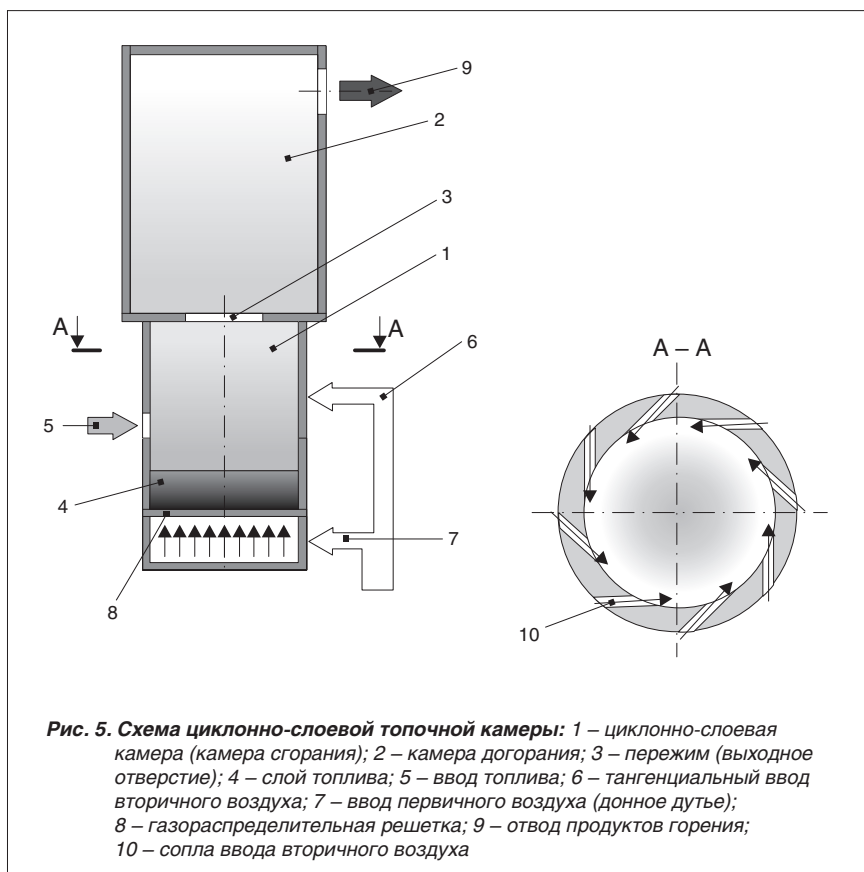


Рис. 5. Схема циклонно-слоевой топочной камеры: 1 – циклонно-слоевая камера (камера сгорания); 2 – камера догорания; 3 – пережим (выходное отверстие); 4 – слой топлива; 5 – ввод топлива; 6 – тангенциальный ввод вторичного воздуха; 7 – ввод первичного воздуха (донное дутье); 8 – газораспределительная решетка; 9 – отвод продуктов горения; 10 – сопла ввода вторичного воздуха

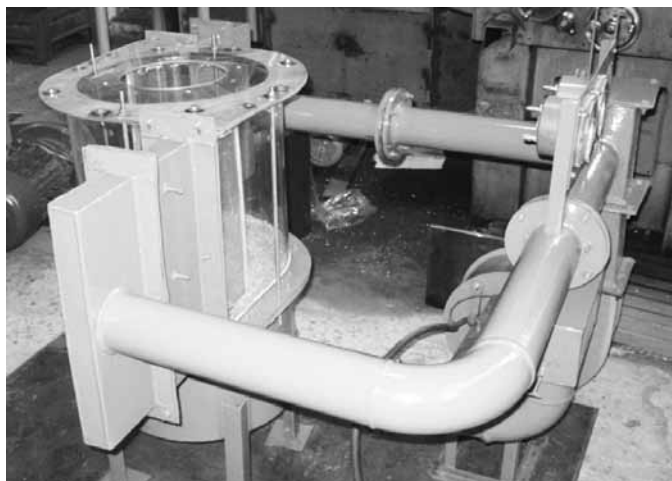
мы конвективного трубного пучка. На основании полученных сведений выполнена корректировка технической документации вновь разрабатываемых котлов.

Одним из перспективных типов топочных устройств, которые в последнее время начинают применяться для эффективного сжигания твердых топлив биологического происхождения, являются **циклонно-слоевые топki**. В этих топках совмещается слоевое сжигание топлива с вихревым дожиганием вынесенных мелких фракций и газообразных горючих продуктов в надслоевом пространстве (рис. 5). Основными достоинствами таких конструкций являются возможность более качественного вихревого смесеобразования летучих и продуктов неполного горения с дутьевым воздухом, а также сравнительно небольшой объем камеры сгорания. Эти конструктивные особенности позволяют реализовать процесс с более высоким тепловым напряжением топочного объема, улучшить качество выгорания топлива и за счет снижения коэффициента избытка воздуха повысить КПД установки примерно на 2–4 %, а также уменьшить капитальные и эксплуатационные затраты на тягодутьевое оборудование.

а также уменьшить капитальные и эксплуатационные затраты на тягодутьевое оборудование.

Единичная мощность данных топочных устройств составляет примерно 0,01–10 МВт. Наиболее известны циклонно-слоевые топki Wellons (США). Внедряются топочные устройства с совмещенным слоевым и вихревым сжиганием и других зарубежных и российских компаний (Bertch, Kablitz, ОАО «БикЗ»). Топки этих производителей обладают высокой устойчивостью процесса горения, низкими значениями коэффициента избытка воздуха и выбросов загрязняющих веществ, невысокой чувствительностью к фракционному составу топлива.

Учитывая крайне небольшой объем сведений о гидродинамике закрученных потоков и особенностях горения твердого биотоплива в циклонно-слоевой камере, Белоозерским энергомеханическим заводом совместно с Институтом тепло- и массообмена имени А.В. Лыкова был проведен ряд экспериментальных и численных исследований физических процессов в данных топках. Эксперименты проводились



а

Рис. 6. Экспериментальные установки для исследования аэродинамики и сжигания твердого биотоплива в циклонно-слоевой камере:

а – изотермическая установка; б – «горячая» установка



б

на небольших экспериментальных установках с масштабом 0,4 м (изотермическая установка) и 0,2 м («горячая» установка) (рис. 6).

Исследования позволили выявить аэродинамическую структуру закрученного потока в циклонно-слоевой камере. Были установлены зависимости распределения скорости и давления в камере от режимных и геометрических параметров (скорость тангенциального дутья, доля донного дутья, диаметр пережима и др.) [4], распределение температуры в топке, зависимости концентраций монооксидов углерода (CO) и азота (NO) в отходящих газах от коэффициента избытка воздуха при сжигании различных видов твердого биотоплива.

Надо отметить, что для слоевых топок традиционной конструкции лучшие показатели по величине коэффициента избытка воздуха, позволяющие обеспечить соответствие требованиям норм СТБ 1626 [5, 6] по выбросам монооксида углерода (CO), как правило, находятся в диапазоне 1,4–1,8 (то есть эти топки потребляют на 40–80 % воздуха больше, чем теоретически необходимо для горения). Применение же циклонно-слоевых топок дает возможность довести этот показатель до нехарактерных для твердотопливных топочных устройств низких значений 1,15–1,25. При этом в отходящих газах обеспечивается малое содержание недогоревших газообразных

продуктов, в основном определяемых концентрацией CO, что достигается за счет эффективного вихревого смесеобразования с подаваемым тангенциально дутьевым воздухом. Стоит подчеркнуть, что низкий коэффициент избытка воздуха является существенным достоинством циклонно-слоевых топок, поскольку обеспечивает более высокий КПД работы котла, снижает потребление электроэнергии на подачу воздуха для горения, уменьшает установленную мощность тягодутьевого оборудования и, соответственно, его стоимость.

На основании выполненных исследований разработана техническая документация на опытный образец водогрейного газотрубного котла малой мощности 0,5 МВт. В настоящее время завершается его изготовление. После проведения испытаний и корректировки конструкторской документации планируется разработать серию котлов аналогичной конструкции мощностью 0,5–5 МВт. В перспективе это позволит внедрить на ряде предприятий страны энергоэффективное котельное оборудование на местных видах топлива с более высоким КПД, достигающим 90–92 %.

Список литературы

1. Nussbaumer T. *Combustion and co-combustion of biomass: Fundamentals, technologies, and primary measures for emission reduction* // *Energy & Fuels*. 2003. No. 17. – P. 1510–1521.

2. *Biomass Combined Heat and Power: Catalog of Technologies* / U.S. Environmental Protection Agency. Combined Heat and Power Partnership, September 2007. – 123 p.
3. *Расчеты аппаратов кипящего слоя: Справочник* / Под ред. И.П. Мухленова, Б.С. Сажина, В.Ф. Фролова. – Л.: Химия, 1986. – 352 с.
4. Пицуха, Е.А. *Сжигание твердого биотоплива в циклонно-слоевой топочной камере: автореферат дис. ... канд. техн. наук: 05.14.04* / Е.А. Пицуха; Институт тепло- и массообмена им. А.В. Лыкова НАН Беларуси. – Минск, 2012. – 23 с.
5. *Установки котельные. Установки, работающие на газообразном, жидком и твердом топливе. Нормы выбросов загрязняющих веществ: СТБ 1626.1-2006*. – Введ. 19.04.2006. – Минск: Госстандарт РБ, 2006. – 8 с.
6. *Установки котельные. Установки, работающие на биомассе. Нормы выбросов загрязняющих веществ: СТБ 1626.2-2006*. – Введ. 19.04.2006. – Минск: Госстандарт РБ, 2006. – 3 с.

Изоляция быстросъемная для запорно-регулирующей арматуры, турбин, компенсаторов и т.п.

- Негорючая
- Влагоустойчива
- Для различных температур носителя
- Индивидуальное конструктивное исполнение

Сокращение потерь тепла до 90%

ЗАО «ТекСи»
(017) 380-03-20
(017) 222-75-32
(029) 160-31-90
(029) 160-31-92

Гарантия
15 лет

УНН 190564805

РАЗВИТИЕ ПРОГРАММ РЕАГЕНТНОЙ ОБРАБОТКИ ОБОРОТНОЙ ВОДЫ

Предприятия энергетической отрасли для обеспечения необходимого температурного режима технологических установок используют огромные объемы охлаждающей (оборотной) воды. Природная вода, попадая в систему технического водоснабжения, вследствие нагрева и частичного упаривания изменяет свой физико-химический и биологический состав, что приводит к образованию отложений на теплопередающих поверхностях, коррозии и биологическому обрастанию. Для обеспечения чистоты поверхностей теплообменного оборудования и предотвращения коррозии металла необходимо осуществлять соответствующие мероприятия: увеличивать продувку системы, производить обработку воды различными реагентами (серной кислотой, органическими и неорганическими фосфатами и т.д.).

Постепенное усложнение оборудования, рост платы за водопользование и ужесточение экологических требований обуславливают возрастающую сложность поддержания стабильного водно-химического режима системы оборотного охлаждения. Применение высокоэффективных реагентных программ стабилизационной обработки и передовых методик автоматизированного дозирования реагентов является важным условием стабильной работы энергопредприятий и их поступательного развития в области повышения энергоэффективности, а также снижения водопотребления.

История развития программ реагентной обработки оборотной воды насчитывает несколько важных этапов, связанных с доминирующим типом применяемых реагентов:

- хроматцинковая обработка;
- щелочная цинковая обработка;
- обработка солями молибдена;
- обработка реагентами на основе ортофосфатов;
- обработка на основе фосфонатов;
- обработка на основе фосфонатов в смеси с полиакрилатами;
- высокополимерная обработка.

Смена одних типов реагентов другими обуславливалась изменением требований охраны окружающей среды, постепенным ростом стоимости подготовки и утилизации воды, а также усложнением оборудования

и увеличением удельных тепловых нагрузок.

В настоящее время на рынке Беларуси и стран СНГ наибольшее распространение получили программы реагентной обработки на основе первого поколения фосфонатов — солей оксиэтилидендифосфоновой (ОЭДФ, HEDP), аминотриметиленфосфоновой (АТМР) и нитрилотриметиленфосфоновой (НТФ) кислот. Использование данных реагентов позволяет поддерживать приемлемый водно-химический режим оборотного цикла при низких значениях индекса Ланжелье (в диапазоне 2,0–2,3), что в зависимости от качества подпиточной воды обеспечивает поддержание коэффициента упаривания на уровне 1,5–2,0. Принципиальными недостатками программ стабилизационной обработки данного типа являются низкая эффективность при высоких значениях pH, слабая диспергирующая способность реагентов и возможность образования отложений солей кальция с фосфонатами. В последнее время использование таких программ стало еще более сложным в связи с ужесточением ПДК компонентов в стоках и невозможностью поддержания концентрации реагента в системе на приемлемом с точки зрения защиты оборудования уровне.

В ходе дальнейших исследований было разработано несколько



ВОРОБЬЕВ П.Д., к.х.н.,
старший научный сотрудник
лаборатории полимерсодержащих
дисперсных систем Института
общей и неорганической химии
НАН Беларуси



ЧЕРЕДНИЧЕНКО Д.В., к.х.н.,
старший научный сотрудник
лаборатории полимерсодержащих
дисперсных систем



ХАЮТИНА Е.С., руководитель
группы водного режима
ОАО «Белэнергоремналадка»



ВОРОБЬЕВ А.Д., ассистент кафедры
«Технологии неорганических
веществ и общехимической
технологии» БГТУ

основных путей решения проблем, связанных с использованием фосфонатов:

- создание новых типов фосфорсодержащих полимеров с пониженным содержанием фосфора, таких как 2-фосфобутан-1,2,4-трикарбоновая кислота (РВТС) или еще более современные продукты ВТА (индекс Ланжелье* до 3,0);
- введение в состав продуктов эффективных дисперсантов – относительно низкомолекулярных производных полиакриловой или полималеиновой кислот (индекс Ланжелье до 3,5);
- развитие высокополимерных программ с применением сульфонированных полимеров-дисперсантов (индекс Ланжелье до 4,0).

Такие реагенты обладают существенно более высокой ингибирующей активностью и обеспечивают стабильный водно-химический режим оборотной воды при высоких индексах Ланжелье и коэффициентах упаривания. Дополнительным преимуществом нового поколения ингибиторов является высокая диспергирующая способность, позволяющая значительно улучшить работу систем с низкой скоростью протока и наличием застойных зон. Большая эффективность реагентов, позволяющая эксплуатировать оборотные циклы при высоких (3 и более) коэффициентах упаривания, делает возможным за счет снижения потерь реагентов с продувкой поддерживать стоимость обработки на конкурентном с программами предыдущего поколения уровне.

Рассмотрим для примера типичный оборотный цикл средней производительности. Параметры цикла представлены в таблице 1, анализ подпиточной воды – в таблице 2.

Моделирование процесса упаривания в цикле (табл. 3) показывает, что предельные для программ на основе фосфонатов первого поколения значения индекса Ланжелье достигаются при значениях K_u 2,0–2,1, в то время как современные программы стабилизационной обработки могут обеспечить работу цикла при коэффициенте упаривания 3,6–3,8.

Таблица 1. Параметры водооборотного цикла

Параметр	Значение
Объем цикла, м³	6000
Циркуляция, м³/ч	9200
Перепад температуры на градирне, °C	10
Потери на капельный унос, %	0,008
Потери на испарение, %/10 °C	1,5

Таблица 2. Химический анализ подпиточной воды

Параметр	pH	Щ, м/о мг/л CaCO ₃	Ж _{Ca} , мг/л CaCO ₃	Ж _{общ} , мг/л CaCO ₃	Cl ⁻ , мг/л	SO ₄ ²⁻ , мг/л	Электропроводность, μS/cm
Значение	7,7	165	203	137	15	17	380

Таблица 3. Результаты моделирования параметров оборотной воды при различных коэффициентах упаривания

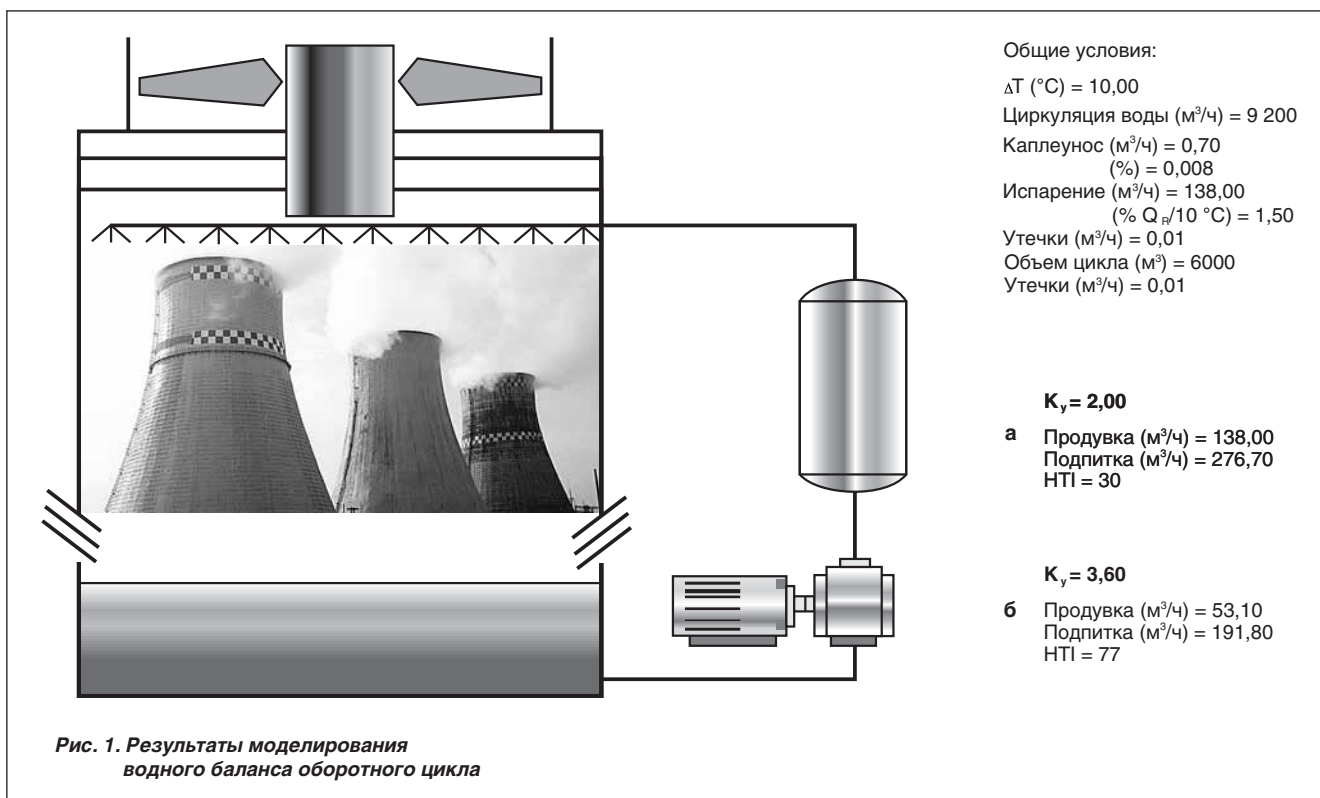
Параметр	Исх. вода	2,0	2,2	2,4	2,6	3,4	3,6	3,8
pH	7,70	8,5	8,6	8,6	8,7	8,8	8,9	8,9
Щелочность «М», мг/л CaCO ₃	165	297	327	356	386	505	535	564
Общая жесткость, мг/л CaCO ₃	203	406	447	487	528	690	731	771
Ca жесткость, мг/л CaCO ₃	137	274	301	329	356	466	493	521
Хлориды, мг Cl/л	15	30	33	36	39	51	54	57
Сульфаты, мг SO ₄ /л	17	34	37	41	44	58	61	65
Электропроводность, mS/cm	380	760	836	912	988	1292	1368	1444
Индекс Ланжелье при 60 °C	0,8	2,2	2,3	2,4	2,5	2,9	3,0	3,1

Результаты моделирования водного баланса оборотного цикла при K_u 2,0 и 3,6 представлены на рисунке 1. Из представленных данных видно, что использование современных реагентов позволяет сократить потребление подпиточной воды на 85 м³/ч при одновременном снижении стоков на такую же величину. В годовом исчислении (8760 часов), сокращение расходов воды составит 745 тыс. м³ подпитки и 745 тыс. м³ продувки. При стоимости под-

питочной воды около 600 руб./м³ и стоимости утилизации стоков 2760 руб./м³ годовая экономия составит 2503 млн руб.

Стоимость современных программ реагентной обработки в абсолютных цифрах оказывается достаточно высокой. Коммерческие продукты нового поколения при стоимости порядка 50 тыс. руб./кг поддерживают работоспособность оборотной системы при высоких K_u при дозировках 40–60 г/м³, в то время как стоимость продуктов на основе ОЭДФ

*Индекс Ланжелье, или индекс насыщения воды карбонатом кальция, показывает преобладание тенденции воды к накипеобразованию или коррозии. При величине индекса Ланжелье равной нулю вода стабильна, меньше нуля – склонна к коррозии, больше нуля – склонна к накипеобразованию.



или его аналогов находится на уровне 20–30 тыс. руб./кг при норме дозирования 10–15 г/м³. В ряде случаев предприятия используют меньшие дозировки фосфонатов, вплоть до 0,5–1 г/м³, однако, как показывает практика, такое количество реагента не способно оказать заметного влияния на скорость образования отложений и коррозию и может использоваться лишь для так называемой косметической обработки.

Сравнительный анализ стоимости обработки условного цикла, рассмотренного в данной работе, представлен в таблице 4.

Исходя из приведенных в таблице данных видно, что физическое потребление реагентов отличается примерно в 2,5 раза при отличии в дозировках более чем в 5 раз, что связано со снижением неэффективных потерь реагента с продувкой.

Общая стоимость обработки с использованием современных программ значительно выше, однако достигаемый при этом экономический эффект только за счет сбережения подпиточной воды и снижения продувки обеспечивает существенную экономию уже в первый год применения. Дополнительный эффект, не

отраженный в таблице, достигается благодаря снижению затрат на водоподготовку и уменьшению электропотребления насосами, перекачивающими воду.

Огромный экономический эффект от использования современных программ стабилизационной обработки достигается за счет повышения общей эффективности работы теплообменного оборудования (теплообменников, конденсаторов и т.п.). Расчет данного эффекта специфичен для каждого предприятия и в данной обзорной работе не учитывается.

Таким образом, проведенный анализ показывает, что современные программы реагентной обработки обеспечивают ряд технологических и экономических преимуществ по сравнению с программами стабилизационной обработки на основе ОЭДФ и его аналогов. Несмотря на существенно более высокую стоимость, высокая эффективность современных реагентов позволяет в результате их применения достичь существенного экономического эффекта, связанного с экономией подпиточной воды, снижением затрат на продувку и, главным образом, увеличением эффективности и надежности работы основного технологического оборудования.

Таблица 4. Стоимость обработки оборотного цикла

Параметр	Программа на основе ОЭДФ или его аналогов	Современная программа на основе фосфонатов нового поколения и полиакрилатов
Дозировка реагента, г/м ³	10–15	40–60
Стоимость реагента, руб./кг	20 000–30 000	50 000–60 000
Объем продувки, м ³ /год	1 059 840	407 808
Потребление реагента, кг/год	7949	20 390
Стоимость обработки, млн руб./год	199	1121
Экономический эффект за счет экономии воды, млн руб./год	—	1382

ЯДЕРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ КАК БЕЗУСЛОВНЫЙ ПРИОРИТЕТ

**По итогам Международной конференции МАГАТЭ
высокого уровня «Атомная энергия в XXI веке»**

Использование ядерной энергетики помогает странам сделать экономику более конкурентоспособной, обеспечить энергетическую безопасность, а также добиться низкого уровня выбросов парниковых газов в атмосферу. Такое мнение высказал в ходе открытия в Санкт-Петербурге Международной конференции высокого уровня «Атомная энергия в XXI веке» (27–29 июня) генеральный директор МАГАТЭ Юкия Аmano. В конференции приняли участие представители 87 стран и 7 международных организаций. Общее число участников и наблюдателей превысило 500 человек. Белорусскую делегацию возглавлял Министр энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчик.

Согласно оценкам МАГАТЭ, в предстоящие 20 лет в мире будет наблюдаться устойчивый рост числа атомных электростанций. К 2030 году мощность АЭС по пессимистическому прогнозу может возрасти на 23 %, по оптимистическому – на 100 %. В настоящее время в мире эксплуатируется 434 и строится 69 ядерных реакторов. При нынешних ценах и темпах потребления известных традиционных ресурсов урана хватит примерно на 80 лет. В этих условиях проведение Международной конференции МАГАТЭ высокого уровня «Атомная энергия в XXI веке» стало значимым событием для всех стран, имеющих и строящих АЭС или планирующих их строительство, позволило обсудить приоритеты и стратегию развития ядерной энергетики в XXI веке при безусловном приоритете ядерной безопасности.

«Многие страны считают, что ядерная энергия будет играть важную роль в решении вызовов, с которыми мир сталкивается в XXI веке для обеспечения адекватного устойчивого развития, а также для получения чистой энергии», – отметил в ходе открытия конференции глава МАГАТЭ Юкия Аmano. Он подчеркнул, что спрос на электроэнергию стабильно повышается по мере роста народонаселения. Для удовлетворения растущих потребностей необходимо задействовать

все доступные источники энергии, а ядерная энергия – это проверенная, испытанная технология. Он также высказал мнение, что развитие технологий «быстрых реакторов», других новейших разработок позволит в ближайшие десятилетия добиться большей эффективности в атомной энергетике.

Особый акцент глава МАГАТЭ сделал на вопросах безопасности. Он отметил, что в последние годы удалось добиться определенного прогресса в восстановлении доверия к атомной энергетике. «В вопросах ядерной энергетики необходимо демонстрировать высокий уровень транспарентности. Мы должны объяснить все преимущества ядерной энергетики по сравнению с другими видами энергии», – сказал глава МАГАТЭ.

В своем выступлении на конференции генеральный директор Госкорпорации «Росатом» С.В. Кириенко остановился на таких преимуществах атомной энергетики, как обеспечение устойчивого развития для стран со стабильным экономическим ростом, не располагающих углеводородными ресурсами; уменьшение выброса парниковых газов в атмосферу; придание импульса инновационному развитию экономики. При этом главным условием реализации национальных ядерных энергетических программ глава корпорации назвал обеспечение безопасности.



**Н.М. ГРУША, директор
Департамента
по ядерной энергетике
Министерства энергетики
Республики Беларусь**

Министр энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчик в ходе выступления заявил, что безопасность является безусловным приоритетом в развитии национальной ядерной энергетики. Беларусь как никакая другая страна заинтересована в безопасности и надежности будущей АЭС, поскольку является государством, испытавшим всю тяжесть последствий аварии на Чернобыльской АЭС и усвоившим все горькие уроки этой трагедии.

В.Н. Потупчик отметил, что после аварии на АЭС «Фукусима» многие предрекали стагнацию отрасли, но спустя два года стало очевидно, что большинство стран, планировавших развивать ядерную энергетику, продолжают идти по этому пути, то есть мирный атом остается экономически выгодным и экологически привлекательным элементом энергосистемы современного государства. Министр подчеркнул, что реализация ядерной энергетической программы в Республике Беларусь ведется в строгом соответствии со стандартами и рекомендациями

МАГАТЭ и с привлечением консультативной и технической помощи Агентства.

В.Н. Потупчик также остановился на сотрудничестве Беларуси и МАГАТЭ, серьезный импульс которому придал визит в Беларусь генерального директора МАГАТЭ Юкия Аmano, состоявшийся в апреле 2012 года. В 2008–2012 годах Беларусь приняла значительное количество экспертных миссий Агентства, в том числе в 2012 году миссию по интегрированной оценке готовности ядерно-энергетической инфраструктуры, отметившую значительный прогресс Беларуси на пути к внедрению ядерной энергетики. Итоги этой миссии являются для республики важнейшим ориентиром в выстраивании дальнейшей многоплановой работы по реализации проекта строительства атомной электростанции.

Министр энергетики подчеркнул, что Беларусь удовлетворена достигнутым уровнем сотрудничества с Российской Федерацией, которая является нашим стратегическим партнером и оказывает Республике Беларусь своевременную и действенную помощь по всем аспектам создания и развития национальной ядерной инфраструктуры. Между странами заключен ряд межправительственных соглашений в области ядерной энергетики. В феврале те-

кущего года подписано соглашение о сотрудничестве в сфере ядерной безопасности. В настоящее время ведется работа над проектом соглашения об оперативном оповещении о ядерной аварии и обмене информацией в области ядерной и радиационной безопасности.

Он также проинформировал, что в настоящее время на выбранной для размещения АЭС площадке в Островецком районе Гродненской области практически завершены работы, необходимые для начала заливки «первого бетона» в основание энергоблока № 1. В соответствии с действующим законодательством данная работа будет начата после проведения государственной экспертизы проектной документации Белорусской АЭС соответствующими органами России и Беларуси, получения лицензии регулирующего органа на сооружение АЭС и принятия Главой государства соответствующего правового акта.

В ходе выступления глава белорусской делегации подтвердил приверженность Беларуси соблюдению норм и стандартов МАГАТЭ, выполнению всех принятых международных обязательств в ядерной сфере в рамках Конвенции об оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте. Вместе с тем В.Н. Потупчик выразил ожидание, что наши партнеры по этим международно-правовым инструментам будут вести конструктивный диалог, основанный на общей заинтересованности в развитии безопасной ядерной энергетики.

Все участники конференции подчеркнули необходимость обеспечения высокого уровня глобальной ядерной безопасности, которая должна быть укреплена за счет всеобъемлющей переоценки мер безопасности государствами – членами МАГАТЭ, а также за счет дополнительных мер по улучшению безопасности на атомных объектах, усилению контро-

ля со стороны регуляторов, а также повышению готовности к чрезвычайным ситуациям и укреплению международного сотрудничества.

На форуме также обсуждался вопрос о ключевых направлениях развития технологий ядерной энергетики. Это прежде всего реакторы на быстрых нейтронах, замкнутый топливный цикл и повторное использование ядерного топлива. Был также отмечен большой интерес к вопросам развития малых и средних реакторов. По оценке МАГАТЭ, такие реакторы обладают рядом преимуществ: они компактны, не требуют больших затрат при сооружении, их можно производить на обычных промышленных предприятиях, обеспечивая при этом надежность и безопасность, и они хорошо подходят странам, где энергосеть не так хорошо и широко развита. Глава Агентства по ядерной энергии ОЭСР Л. Эчварри высказал мнение, что через 4–8 лет подобные реакторы появятся на рынке.

В рамках международной конференции белорусская делегация встретила с заместителем генерального директора – руководителем Департамента ядерной энергии МАГАТЭ А.В. Бычковым для обсуждения ряда вопросов, связанных с планами строительства Белорусской АЭС. В ходе встречи Министр энергетики В.Н. Потупчик отметил, что выводы доклада состоявшейся в октябре прошлого года миссии МАГАТЭ по комплексной оценке развития ядерной инфраструктуры стали для республики ориентиром для дальнейших действий по развитию инфраструктуры ядерной энергетики. Белорусская сторона проинформировала партнеров о ходе реализации проекта строительства Белорусской АЭС и подтвердила заинтересованность Беларуси в продолжении и расширении программы технического сотрудничества по линии Агентства, а также сообщила обо всех шагах, предпринятых Беларусью в 2013

году в соответствии с решением Комитета по осуществлению Конвенции Эспо, и планах в этом направ-



лении на ближайшую перспективу. Руководитель белорусской делегации отметил особую важность соблюдения правила 180 дней после предоставления Секретариату МАГАТЭ информации о конструкции АЭС в соответствии с Соглашением о применении гарантий.

Со своей стороны А.В. Бычков подтвердил, что МАГАТЭ тесно работает с пятью странами-новичками, которые заявили о развитии своих мирных ядерных программ. Это Беларусь, Бангладеш, Вьетнам, Иордания и ОАЭ. Раньше в этом списке находилась и Польша, но пока она отложила свои планы. Руководитель Департамента ядерной энергии МАГАТЭ сообщил также о ближайших планах дальнейшего развития сотрудничества МАГАТЭ с Республикой Беларусь.

В ходе конференции состоялись рабочие встречи с главой литовской делегации – заместителем Министра иностранных дел Литовской Республики Р. Кришунасом, а также представителями делегации Казахстана.

Р. Кришунас был проинформирован о том, что белорусская сторона обеспокоена тем, что литовской стороной не были приняты во внимание договоренности о проведении консультаций до 20 мая 2013 года, достигнутые в ходе встречи премьер-министров и министров охраны окружающей среды Беларуси и Литвы в рамках визита правительственной делегации Республики Беларусь в Литовскую Республику 17–19 апреля 2013 года. Также было отмечено, что в ходе состоявшихся 12–13 июня 2013 года межмидовских консультаций литовской стороне переданы отчет о воздействии Белорусской АЭС на окружающую среду и материалы консультаций с Литвой по этому вопросу за период с 2009 по 2013 год на литовском языке, а также письмо Минприроды Беларуси с предложениями о проведении консультаций с общественностью и государственными органами Литвы не позднее 15 августа 2013 года. Названные в письме даты в полной мере соответствуют требованиям Конвенции и рекомендациям Комитета по осуществлению Конвенции Эспо в отношении разумных сроков рассмотрения документации и проведения консультаций.

В конце встречи белорусской стороной было передано письмо Премьер-министра Республики Беларусь М.В. Мясниковича Премьер-министру Литовской Республики А. Буткявичюсу по данному вопросу.

Со своей стороны Р. Кришунас сообщил, что в Литве начат серьезный анализ материалов, представленных белорусской стороной. По его мнению, Беларусь и Литва находятся сейчас на первом этапе переговоров, самом важном с его точки зрения. Литовская сторона на данном этапе заинтересована в получении ответов на ряд вопросов, причем особую обеспокоенность вызывает тема выбора площадки для строительства Белорусской АЭС.

Учитывая, что планируется сооружение АЭС в Казахстане, казахская сторона проявила живой интерес к ходу строительства Белорусской АЭС. Особое внимание было уделено подготовительному периоду, рассмотрен ряд организационных и нормотворческих вопросов, касающихся реализации ядерно-энергетической программы в Беларуси. Представители национальной атомной компании Казахстана выразили желание посетить нашу республику и ознакомиться с вопросами проектирования и сооружения Белорусской АЭС. Кроме того, казахская сторона предложила рассмотреть в рамках ЕврАзЭС вопросы поставки электроэнергии в Беларусь по схеме замещения с Россией.

Во время конференции состоялась протокольная встреча Министра энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчика с генеральным директором Госкорпорации «Росатом» С.В. Кириенко, в ходе которой было отмечено, что в настоящее время по двустороннему сотрудничеству в рамках реализации проекта строительства Белорусской АЭС проблемных вопросов не имеется.

Международная конференция высокого уровня «Атомная энергетика в XXI веке» продемонстрировала, что большинство государств – членов МАГАТЭ заинтересованы в дальнейшем развитии ядерной энергетики для решения социально-экономических задач, при этом все участники конференции подчеркивали необхо-



димость обеспечения высокого уровня ядерной безопасности.

Участники конференции подтвердили свою приверженность Плану действий МАГАТЭ по ядерной безопасности для укрепления глобальной сети обеспечения ядерной безопасности и подчеркнули ведущую роль МАГАТЭ в укреплении международного сотрудничества в области ядерной безопасности и мирного использования атомной энергии, включая производство электроэнергии.

Надо отметить, что взаимодействие в рамках сотрудничества с МАГАТЭ по вопросам совершенствования национальной системы готовности и реагирования в случае аварийных ситуаций, укрепления физической ядерной безопасности, реализации проекта технического сотрудничества по подготовке кадров, участия экспертов Беларуси в мероприятиях МАГАТЭ и пересмотре норм и стандартов Агентства содействует развитию национальной инфраструктуры ядерной энергетики.

По результатам конференции принято заявление, отвечающее интересам Республики Беларусь. Участие в работе форума способствовало продвижению позитивного имиджа белорусской ядерной энергетической программы и формированию позитивного отношения мировой общественности к проекту строительства АЭС в Республике Беларусь.

ПОДГОТОВКА ИНЖЕНЕРНЫХ КАДРОВ ДЛЯ БЕЛОРУССКОЙ АЭС. ИЗУЧЕНИЕ ОПЫТА РАЗВИТИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

В рамках реализации Государственной программы подготовки кадров для ядерной энергетики Республики Беларусь на 2009–2020 годы на энергетическом факультете БНТУ в 2008 году открыта специальность 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических станций». Мероприятия по реализации комплексной подготовки специалистов для ядерной энергетики предусматривают в том числе и проведение практики и стажировок за рубежом.

В прошедшем 2012/2013 учебном году студенты кафедры «Тепловые электрические станции» специальности «Паротурбинные установки атомных электрических станций» проходили преддипломную и технологическую практику на зарубежных объектах ядерной энергетики, включая современные АЭС, вузы, осуществляющие подготовку профильных специалистов, проектные и научно-исследовательские организации. В их числе: Смоленская, Нововоронежская, Калининская, Ростовская атомные станции, Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, Санкт-Петербургский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт «Атомэнергопроект» (Россия); Севастопольский национальный университет ядерной энергии и промышленности (Украина).

Ценный опыт студенты получили в ходе практики на российских АЭС, эксплуатирующих водо-водяные энергетические реакторы корпусного типа с водой под давлением (ВВЭР), аналогичные тем, которые будут установлены на Белорусской АЭС. Эти атомные электростанции оборудованы современной техникой, используют передовые технологии, имеют высокий уровень организации и культуры труда и огромный опыт в подготовке кадров.

Перспективные решения по модернизации систем и оборудования

Нововоронежская АЭС – первая в России АЭС с реакторами типа ВВЭР. Каждый из пяти реакторов станции является головным – прототипом серийных энергетических реакторов. Так, на блоке № 1 установлен реактор ВВЭР-210, на блоке № 2 – ВВЭР-365, блоки № 3 и № 4 оборудованы реакторами ВВЭР-440, блок № 5 – реактором ВВЭР-1000.

В настоящее время на Нововоронежской АЭС в эксплуатации находятся энергоблоки №№ 3–5, введенные в строй соответственно в 1972, 1973 и 1981 годах. На третьем и четвертом энергоблоках станции впервые в Европе выполнен уникальный комплекс работ по продлению сроков эксплуатации на 15 лет, а совсем недавно завершён масштабный проект глубокой модернизации энергоблока № 5, в результате чего он стал полностью соответствовать современным российским стандартам и рекомендациям МАГАТЭ.

Строительство Нововоронежской АЭС-2 ведется по современному проекту АЭС-2006 с использованием реакторной установки ВВЭР-1200 (рис. 1, 2 [1], 3).



С.М. СИЛЮК, к.т.н., профессор,
декан энергетического
факультета БНТУ



Н.Б. КАРНИЦКИЙ, д.т.н.,
профессор, заведующий кафедрой
«Тепловые электрические станции»
энергетического факультета БНТУ



С.А. КАЧАН, к.т.н., доцент кафедры



А.Л. БУРОВ, старший
преподаватель кафедры



Рис. 1. Вид на стройплощадку Нововоронежской АЭС-2 (на фоне работающего блока № 5)



Рис. 2. Вид на стройплощадку Нововоронежской АЭС-2 (в центре – реакторное отделение)

Калининская АЭС оборудована энергоблоками на базе реакторов типа ВВЭР-1000. Блоки № 1 и № 2 первой очереди введены в эксплуатацию в 1984 и 1986 годах, № 3 и № 4 второй очереди – в 2005 и 2011 годах соответственно. Все они успешно эксплуатируются.

Самая молодая из действующих российских атомных станций – Ростовская АЭС. Энергоблоки с реакторами типа ВВЭР-1000 введены здесь в эксплуатацию в 2001 (событие ознаменовало возрождение атомной отрасли России) и 2010 годах. В настоящее время на площадке Ростовской АЭС ведется строительство третьего и четвертого энергоблоков.

ОАО «Концерн Росэнергоатом», филиалами которого являются эти и другие атомные станции, осуществляет сопровождение эксплуатации, разработку и внедрение решений, направленных на повышение мощности действующих энергоблоков, их безопасности и эксплуатационной надежности, а также улучшение экологических показателей АЭС.

Основными целями модернизации российских атомных станций являются:

- обеспечение безопасной и устойчивой работы АЭС в соответствии с критериями и требованиями действующих норм и правил в области использования атомной энергии;
- продление эксплуатационного ресурса энергоблоков;
- увеличение производства электрической и тепловой энергии на энергоблоках АЭС;
- снижение эксплуатационных расходов в расчете на выработанный кВт·ч;
- повышение надежности и экономической эффективности АЭС в целях обеспечения их конкурентоспособности на рынке электроэнергии.

Повышение тепловой мощности реакторов и эксплуатация их в циклах длительностью 18–24 месяца – это общепринятая мировая практика. С 2006 года она реализуется и на российских энергоблоках. Цель – повышение надежности эксплуатации и улучшение экономических характеристик энергоблоков.

Повышение энерговыработки на энергоблоках АЭС с ВВЭР-1000 достигается за счет увеличения мощности блоков до 104 % от номинальной ($104 \% N_{\text{ном}}$), а также



Рис. 3. Студенты БНТУ со старшим преподавателем А.Л. Буровым на фоне стройплощадки Нововоронежской АЭС-2

перехода на эксплуатацию блоков в 18-месячном топливном цикле (рис. 4) [2].

После плановой ремонтной кампании 2011 года длительность работы топливных загрузок ВВЭР-1000 блоков №№ 1–3 Калининской АЭС составила 325, 435 и 467 эффективных суток, блоков № 1 и № 2 Ростовской АЭС – 433 и 309 эффективных суток соответственно [2].

В процессе реализации программы увеличения энерговыработки на АЭС с ВВЭР был выполнен большой комплекс мероприятий по модернизации систем и оборудования.

На сегодняшний день приоритетным способом улучшения (повышения эффективности) использования топлива на АЭС с ВВЭР-1000 является поэтапное увеличение загрузки урана в тепловыделяющие сборки (ТВС), которое в существующих габаритах активной зоны осуществляется двумя путями: за счет увеличения высоты топливного столба при сохранении габаритных размеров кассеты и за счет изменения геометрических характеристик топливных таблеток (увеличение наружного диаметра топливных таблеток и уменьшение или исключение центрального отверстия).

На Калининской и Ростовской АЭС прошли опытную эксплуатацию технические решения по модернизации ТВС [3, 4]. В настоящее время на энергоблоках Ростовской АЭС эксплуатируются ТВС-2 М с увеличенным на 150 мм от базового аналога топливным столбом, что позволило обеспечить реализацию топливного цикла 3 x 18 мес. в условиях повышения мощности АЭС до 104 % от номинальной.

На энергоблоках № 2 и № 3 Калининской АЭС с 2010 года эксплуатируются ТВСА-PLUS, имеющие унифицированный с ТВС-2 М топливный пучок с увеличенным на 150 мм топливным столбом и обеспечивающие аналогичные условия эксплуатации.

Загрузка урана в ТВС-2 М и ТВСА-PLUS увеличена примерно на 6 % в сравнении с базовыми вариантами.

На энергоблоке № 1 Калининской АЭС с 2006 года в пятигодичном топливном цикле эксплуатируются сборки ТВСА-АЛЬФА с увеличенной на ~10 % в сравнении с ТВСА ураноемкостью за счет применения твэлов с топливными таблетками без центрального отверстия.

Новые ТВС позволяют достигать весьма высокого выгорания ядерного топлива, что повышает кон-

курентоспособность действующих энергоблоков и ядерной энергетики в целом.

Внедрение модернизированных ТВС требует решения комплекса проблем, связанных с хранением и вывозом отработавшего ядерного топлива. Одна из таких проблем – обеспечение вывоза отработавших тепловыделяющих сборок с большой глубиной выгорания и высоким остаточным энерговыделением.

Также требуются обоснование безопасности реакторной установки при работе на повышенной мощности, разработка и внедрение мероприятий по модернизации другого оборудования для работы в условиях увеличенной мощности и удлиненного топливного цикла, в том числе обеспечение надежной работы электрического генератора.

Кроме того, переход на 18-месячную топливную кампанию (и, следовательно, на 18-месячный межремонтный период) входит в противоречие с некоторыми действующими российскими нормами и правилами, которые необходимо пересмотреть и привести в соответствие с изменяющимися современными требованиями.

Увеличению коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) и повышению энерговыработки на действующих

энергоблоках способствуют и другие мероприятия. Применение на Калининской АЭС современной мобильной установки UWF-120-4 обеспечивает эффективную очистку воды бассейнов выдержки и перегрузки топлива на энергоблоке № 3, позволяя сократить время на выполнение очистки примерно в 4 раза.

В 2010–2011 годах на блоке № 3 Калининской АЭС и блоках № 3 и № 4 Нововоронежской АЭС внедрен этанол-аминовый водно-химический режим второго контура [2], который позволяет снизить скорость коррозии конструкционных материалов во втором контуре, в несколько раз уменьшить вынос продуктов коррозии, что в свою очередь приводит к снижению в несколько раз скорости накопления шлама в парогенераторах, обеспечивает их надежную работу и долговечность. Исключение необходимости выполнять химическую отмывку парогенераторов каждые 4 года существенно снижает эксплуатационные расходы и сроки ремонтов [2].

В рамках реализации программы по модернизации действующих энергоблоков российских АЭС проводятся также следующие мероприятия [4]:

- модернизация оборудования первого контура с переходом на

АЭС, блок	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Балаковская АЭС, 1			104 % исп.	ОПЭ			
Балаковская АЭС, 2	104 % исп. ОПЭ			104 % пром.			
Балаковская АЭС, 3		104 % исп.	ОПЭ				
Балаковская АЭС, 4		104 % исп.	ОПЭ				
Калининская АЭС, 1					104 % исп. ОПЭ		
Калининская АЭС, 2				104 % исп.	ОПЭ		
Калининская АЭС, 3		104 % исп.			ОПЭ		
Ростовская АЭС, 1	104 % исп.	ОПЭ					



— переходные загрузки 18-месячного топливного цикла



— работа в 18-месячном топливном цикле

104 % исп. — испытания блока на 104 % $N_{ном}$

ОПЭ — опытно-промышленная эксплуатация на 104 % $N_{ном}$

104 % пром. — промышленная эксплуатация на 104 % $N_{ном}$

Рис. 4. График перевода энергоблоков ВВЭР-1000 на работу с повышенной мощностью в 18-месячном топливном цикле

уплотнения из терморасширенного графита, применение которого позволяет полностью исключить возможные «протечки» рабочей среды в течение гарантийного срока эксплуатации;

- модернизация электротехнического оборудования, включая замену воздушных выключателей ОРУ 220 и 500 кВ на элегазовые и существующих трансформаторов – на трансформаторы компаний ABB, Siemens, Areva, Trench, повышающие надежность электрооборудования;
- замена медьсодержащих поверхностей теплообмена оборудования второго контура с применением других коррозионно-стойких материалов, что способствует продлению ресурса работы парогенераторов, повышению надежности и эффективности работы оборудования второго контура энергоблоков. Так, на энергоблоке № 1 Калининской АЭС устанавливаются трубные системы конденсатора в блочно-модульном исполнении из стали TP316L, а при изготовлении конденсатора для блока № 3 Ростовской АЭС впервые применены титановые сплавы (рис. 5);
- модернизация теплообменного оборудования, в том числе оснащение турбоустановок системами шариковой очистки конденсаторов;
- сокращение потребления тепловой и электрической энергии на собственные нужды станции и др.

Опыт модернизации энергоблоков Калининской АЭС показывает, что замена жалюзийных сепараторов парогенераторов на потолочные пароприемные дырчатые листы обеспечивает улучшение сепарационных характеристик, а применение предсепараторов Powersep фирмы Balcke Durr на блоке № 1 взамен устаревшей модели уменьшает эрозионный износ и продлевает срок службы оборудования, снижает нагрузку основных сепараторов-пароперегревателей, повышая их надежность.

Хороший эффект дала замена фильтров систем технического водоснабжения блоков на новые высокотехнологичные компактной конструкции производства Alfa Laval. Их применение позволяет автоматизи-

ровать процесс промывки фильтров, который теперь не требует прекращения основного процесса фильтрации.

На новых блоках Ростовской АЭС внедряются и другие передовые технологии, благодаря которым энергоблоки имеют возможность участвовать в общем первичном регулировании частоты. Перевод блоков на такой режим будет способствовать повышению надежности работы всей энергосистемы России. Кроме того, на станции выполнены определенные рекомендации системного оператора, в частности импульсная разгрузка энергоблоков. Эта задача будет реализована и на Калининской АЭС [5].

При модернизации действующих энергоблоков российских АЭС используется опыт уже проведенных работ, прежде всего по модернизации энергоблока № 5 Нововоронежской АЭС.

На этом блоке был выполнен беспрецедентный объем основных работ: модернизация систем управления и защиты реактора (аварийного охлаждения активной зоны реактора, аварийного электроснабжения, активных элементов систем безопасности), систем радиационного контроля; монтаж дополнительных систем безопасности и систем нормальной эксплуатации; оснащение энергоблока системами диагностики; внедрение программно-технических средств на управляющих системах безопасности и системах нормальной эксплуатации. Также была заменена часть тепломеханического и электротехнического оборудования.

В результате выполненных работ уровень безопасности модернизированного энергоблока № 5 существенно повышен, а дополнительный срок эксплуатации продлен примерно до 2040 года. Отметим, что назначенный проектом 30-летний срок эксплуатации энергоблока истек в 2010 году.



Рис. 5. Изготовление конденсатора для Ростовской АЭС

Заключение

Атомные электростанции – филиалы ОАО «Концерн Росэнергоатом», являясь современными предприятиями динамично развивающейся ядерной энергетики России, обеспечивают высокое качество проведения практики студентов специальности 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических станций». Полученные на АЭС знания полезны как студентам-практикантам, так и их руководителям от БНТУ. Этот опыт будет востребован в учебном процессе, найдет применение при эксплуатации Белорусской АЭС и будет способствовать дальнейшему развитию энергетической отрасли республики.

Список литературы

1. НВАЭС-2. Динамика строительства / ОАО «ОЭК» – Объединенная энергостроительная корпорация (http://www.roek.ru/press_center).
2. Марков, Ю. Сплав молодости и опыта / Ежемесячный журнал атомной энергетики России «Росэнергоатом». – № 11. – 2011. – С. 34–37 (www.rosenergoatom.info).
3. Лавренко, П. Повышая надежность и ресурс: ядерное топливо для реакторов ВВЭР и РБМК / Ежемесячный журнал атомной энергетики России «Росэнергоатом». – № 10. – 2011. – С. 14–17 (www.rosenergoatom.info).
4. Сальников, А. В начале большого пути / Ежемесячный журнал атомной энергетики России «Росэнергоатом». – № 2. – 2012. – С. 34–37 (www.rosenergoatom.info).
5. Волок, А. Утро начинается с рассвета / Ежемесячный журнал атомной энергетики России «Росэнергоатом». – № 11. – 2011. – С. 3–9 (www.rosenergoatom.info).

МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

В условиях Республики Беларусь снижение себестоимости продукции, необходимое для повышения ее конкурентоспособности на внешних рынках, можно обеспечить главным образом за счет уменьшения энергетической составляющей себестоимости. В настоящее время актуальность решения этой задачи возрастает в связи с тем, что для современного рынка энергоресурсов характерна устойчивая тенденция непрерывного роста тарифов на основные энергопотоки, поступающие на предприятия, что ухудшает финансовое положение последних.

Директива Президента Республики Беларусь № 3 от 14 июня 2007 года одной из основных задач в сфере энергетики определяет обеспечение энергетической безопасности республики, которое напрямую связывается с решением проблем энергосбережения в промышленном производстве. Документом предусмотрено снижение энергоемкости внутреннего валового продукта республики в периоды 2006–2010 и 2010–2015 годов на 31 % и 28 %, а также до 0,27 и 0,20 т н.э. на \$ 1000 по паритету покупательской способности соответственно.

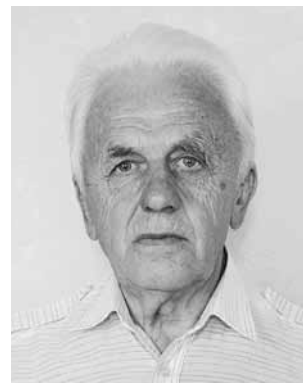
В течение последнего десятилетия на большинстве предприятий выполнены практически все мало-затратные проекты по снижению энергетической составляющей себестоимости. Дальнейшая реализация энергосберегающего потенциала связана с весьма затратными мерами.

Основным мероприятием, приводящим к уменьшению потерь энергии и более эффективному использованию первичных энергоресурсов, является введение когенерации – комбинированного производства тепловой и электрической энергии. Она обеспечивает снижение как минимум на

30 % потребности предприятия в природном газе, в абсолютных же цифрах потребность в его импорте уменьшается не менее чем на 1,6 тыс. т у.т. на каждый мегаватт электрической мощности непрерывно работающих установок с номинальной мощностью.

В этих условиях определяющее влияние на выбор технически оптимальных проектов оказывают их капиталоемкость и срок реализации. При дефиците материальных ресурсов предпочтительными могут стать и небольшие энергогенерирующие установки, требующие меньших капитальных вложений и сроков строительства, что сокращает время возврата инвестиций, исключает их «замораживание» и, соответственно, увеличивает дисконтированную прибыль и доходность объекта.

Учитывая, что в качестве топлива в энергетике Беларуси в основном используется природный газ, новые теплофикационные установки небольшой мощности (в том числе мини-ТЭЦ) должны быть преимущественно парогазовыми, а реконструкцию существующих ТЭС и котельных необходимо осуществлять с применением газотурбинных установок. Такой путь развития энергетики рассматривается в России.



**В.И. РУСАН, д.т.н.,
профессор БГАТУ**

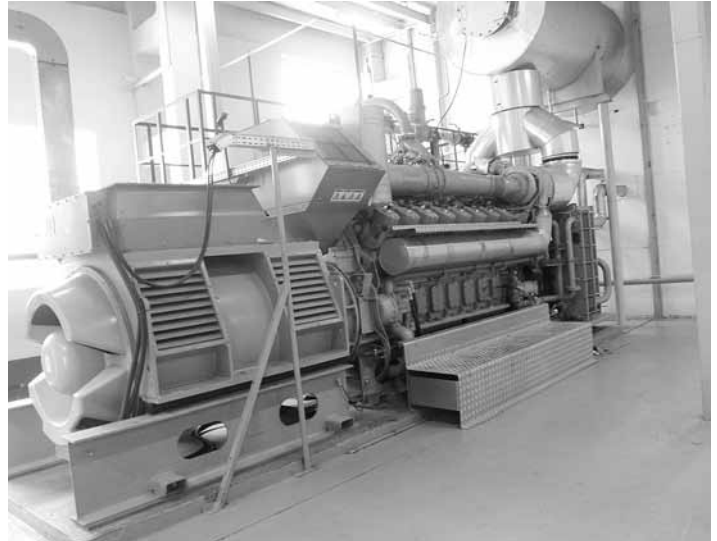


**И.С. ЛЫСОИВАНОВ,
директор ООО «МНВЦЗ
Энерготехно»**

В последние годы для анализа эффективности вложения инвестиций в энергетику используется заимствованный из стран с рыночной экономикой метод «выгоды–затраты». Главной его особенностью является то, что анализ выгод и затрат по проекту осуществляется с учетом изменения ценности денег во времени, то есть с использованием модели дисконтированного потока



Мини-ТЭЦ ОАО «Могилевэлектродвигатель»



Мини-ТЭЦ РУП «Гомсельмаш»

финансовых средств. При этом для приведения ценности будущих средств в году t к текущему времени используется формула дисконтирования

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

где $B_{t,i}$ и $C_{t,i}$ – суммарный доход и затраты по варианту i в год t ; p – ставка дисконтирования; T – срок реализации проекта.

В условиях дефицита материальных ресурсов и проблем с получением кредитов на строительство в качестве основного критерия финансовой оценки проекта следует принять дисконтированную за срок службы объекта прибыль Π на единицу капитальных вложений K_n , или индекс доходности ($KNPV$):

$$K_n = \sum_{t=1}^T \Pi_t / \sum_{t=1}^T K_t. \quad (2)$$

Очевидно, что при одинаковом для сравниваемых объектов сроке службы максимум критерия K_n будет соответствовать максимуму значений критериев NPV , B/C , IRR (внутренняя норма рентабельности) и минимуму срока окупаемости.

Основой для определения прибыли (дохода) при эксплуатации объекта, как уже отмечалось, является значение средней за срок службы объекта себестоимости отпускаемой электроэнергии, которое в странах с рыночной экономикой (в частности в Германии) вычисляется следующим образом.

Себестоимость отпускаемой энергии определяется как средняя по годам из расчета полной окупаемости затрат (срок возврата банку кредита с процентами) в течение всего времени работы станции (N лет). В расчетах обычно принимается $N = 20$ лет. Изменение этого срока будет сказываться на абсолютной величине себестоимости, но не будет влиять на сравнительный анализ.

В общем случае себестоимость отпускаемой электроэнергии

$$C_{\text{э}} = \frac{U}{\Theta_{\text{отп}}}, \quad (3)$$

где U – суммарные годовые издержки, постоянные для всего времени эксплуатации объекта; $\Theta_{\text{отп}}$ – отпуск электроэнергии за год. Суммарные издержки в j -м году эксплуатации ($0 < j < N$)

$$U_j = C_j + V_j + S_j + P_j + R_j + B_j, \quad (4)$$

где C_j – годовая плата за кредит с учетом банковского процента и процента инфляции; V_j – страховые выплаты; S_j – сумма годового налога; P_j – издержки на заработную плату; R_j – затраты на текущий ремонт и техобслуживание; B_j – годовые затраты на покупку топлива.

С учетом банковского процента и процента инфляции реальные годовые выплаты банку C_{oj} возрастают по годам. Для облегчения и удобства вычислений в выражение годовых издержек (3) введены фиктивные постоянные выплаты. Они найдены путем использования коэффициента

$$q_j = 1 + z + i,$$

где z – банковский процент; i – процент инфляции; l – суммарные основные издержки. При этом согласно теории рядов справедливо условие:

$$\sum_{j=1}^N C_{oj} = \sum_{j=1}^N C_j \frac{1}{q_j} = C_q \sum_{j=1}^N \frac{1}{q_q} = C_j \frac{q^N - 1}{q^N (q - 1)} = K, \quad (5)$$

где K – капитальные вложения в реконструкцию существующего или строительство нового энергетического объекта.

Если ввести коэффициент

$$a = \frac{q^N (q - 1)}{q^N - 1},$$

то получим формулу

$$C_j = K \cdot a. \quad (6)$$

Обычно в развитых странах $z = 3 \text{ \%}/\text{год}$ и $i = 4 \text{ \%}/\text{год}$. Тогда при $N = 20$ коэффициент

$$a = \frac{(1 + 0,03 + 0,04)^{20} \cdot (1 + 0,03 + 0,04 - 1)}{(1 + 0,003 + 0,004)^{20} - 1} = 0,094.$$

Как правило, в качестве нормы дисконтирования коэффициент a принимается равным 0,1, отчисления на страхование и налоги – соответственно 2 и 1 % от стоимости проекта.

По опыту Германии, годовые затраты на текущий ремонт и техобслуживание энергетических установок (ПТУ, ГТУ, ПГУ) принимаются в размере 3–4 % от стоимости проекта, то есть $r = 0,04$, а затраты на зарплату – в долях f от стоимости отпущенной электроэнергии.

Отметим, что ввиду примерно одинакового уровня зарплаты персонала на единицу отпущенной электроэнергии в сравниваемых вариантах ее численная величина не скажется на выборе оптимального варианта ввода или реконструкции ТЭС.

Обычно в зарубежных странах стоимость топлива определяют на единицу (1 кВт·ч) его теплотворной способности.

Таким образом, если все составляющие в (3) выразить в удельных величинах, то себестоимость отпускаемой электроэнергии, к примеру, от реконструируемой ТЭС с учетом отнесения части стоимости энергетической установки на отпуск тепловой энергии можно определить с помощью выражения

$$C_3 = \left[\frac{a + v + s + r}{h_{уст}} \cdot \left(K_{уд}^{рек} - \frac{\Delta Q_{рек}}{N_{рек}} \cdot K_{уд}^{кот} \right) + \frac{\bar{C}_t}{\eta_{рек}^H} \right] \cdot (1 + f), \quad (7)$$

где $K_{уд}^{кот}$, $K_{уд}^{рек}$ – удельные капиталовложения в замещающую котельную и реконструкцию ТЭС при отнесении их на получаемую электрическую мощность $N_{рек}$; $\Delta Q_{рек}$ – увеличение тепловой мощности при реконструкции ТЭС. При наличии резерва тепловой мощности в существующих котельных данной системы теплоснабжения величина $\Delta Q_{рек}$ должна приниматься равной нулю; $\eta_{рек}^H$ – КПД нетто по дополнительному отпуску электроэнергии от реконструируемой ТЭС.

Зная величину C_3 , годовой отпуск электроэнергии от ТЭС и значение тарифа на электрическую энергию, легко определить прибыль за весь срок службы $T_{сл}$. По величине C_3 (а значит, и возможной прибыли) можно ранжировать варианты реконструкции ТЭС по их системной эффективности.

Очевидно, что при физическом методе распределения топливных затрат между электрической и тепловой энергией

$$\eta_{рек}^H = \frac{0,123}{b_{зам} - \Delta b_{эк}}, \quad (8)$$

где $b_{зам}$ – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии от замещающей КЭС, кг у.т/(кВт·ч); $\Delta b_{эк}$ – снижение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии на вводимом энергоисточнике против схемы замещения.

Значение $\Delta b_{эк}$ определяется как

$$\Delta b_{эк} = \frac{B_{зам}}{N_{рек}} \cdot \frac{B_{рек}}{N_{рек}} = \frac{\Delta B_{эк}}{N_{рек}}, \quad (9)$$

где $B_{зам}$, $B_{рек}$ – часовой расход топлива в схеме замещения и на вновь вводимой энергоустановке мощностью $N_{рек}$.

Расход топлива в схеме замещения $B_{зам}$ должен определяться с учетом отпуска теплоты от нового энергоисточника или увеличения отпуска теплоты от реконструируемой ТЭС $\Delta Q_{рек}$, то есть

$$B_{зам} = N_{рек} \cdot b_{зам} + \Delta Q_{рек} \cdot b_{кот}, \quad (10)$$

где $b_{кот}$ – удельный расход топлива на отпуск теплоты от замещающей котельной.

При определении $\eta_{рек}^H$ величина может приниматься произвольно, но должна быть строго одинаковой в (8) и (10).

Если реконструкция ТЭС проводится, например, с применением газотурбинной надстройки, то вся обеспечиваемая при этом экономия топлива $\Delta b_{эк}$ должна относиться только к вновь вводимой мощности $N_{рек}$. В результате дисконтированная за срок службы объекта $T_{сл}$ прибыль от реализации проекта определится как

$$\begin{aligned} \Pi &= N_{рек} \cdot h_{уст} \sum_{t=1}^{T_{сл}} (\bar{C}_3 - C_3)_t = \\ &= \frac{M_d \cdot (\bar{C}_3 - C_3) \cdot h_{уст}}{K_{уст}^{рск}}. \end{aligned} \quad (11)$$

где $\bar{C}_3$ – тариф на отпуск электроэнергии; M_d – масштаб дисконтирования годовой прибыли за срок службы объекта, или масштабный коэффициент.

При сопоставлении эффективности различных объектов изменение абсолютной величины $\bar{C}_3$ не скажется на результатах сравнения вариантов. Поэтому значение $\bar{C}_3$ можно принять на уровне его текущей величины, то есть примерно \$ 0,05 за 1 кВт·ч электроэнергии.

Исходя из (1) при приведении прибыли к началу строительства объекта значение

$$M_d = \sum_{t=1}^{T_{сл}} \frac{1}{(1 + p)^{T_{стр} + t}}, \quad (12)$$

где $T_{стр}$ – срок строительства объекта; p – ставка дисконтирования.

При затратном сроке строительства (12) имеет вид:

$$\begin{aligned} M_d &= \frac{1}{(1 + p)^{T_{стр}}} \cdot \sum_{t=1}^{T_{сл}} \frac{1}{(1 + p)^t} = \\ &= \frac{1}{(1 + p)^{T_{стр}}} \cdot \sum_{t=1}^{T_{сл}} \left(\frac{1}{1 + p} \right)^t. \end{aligned} \quad (13)$$

В итоге преобразований выражение (13) может быть приведено к виду:

$$M_d = \frac{(1+p)^{T_{cl}} - 1}{(1+p)^{T_{стр}} \cdot p \cdot (1+p)^{T_{cl}}}$$

Значения M_d , рассчитанные при сроке службы объекта $T_{cl} = 20$ лет, ставке дисконтирования $p = 0,1$ и изменении $T_{стр}$ от 1 до 5 лет, приведены в таблице.

Как видно, суммарная прибыль за время службы объекта существенно зависит от срока его строительства.

С учетом (12) выражение для индекса доходности K_n (2) имеет вид:

$$K_n = \frac{M_d \cdot (C_э - C_э) \cdot N_{рек} \cdot h_{уст}}{K_{рек}} = M_d \cdot (C_э - C_э) \cdot N_{рек} \cdot h_{уст} \quad (14)$$

Срок окупаемости проекта определяется из выражения и в соответствии с принятыми здесь обозначениями:

$$T_{ок} = \sum_{(n)}^T \frac{K_1}{P} \quad (15)$$

Очевидно, срок окупаемости $T_{ок}$ соответствует такому значению T_{cl} (прибыль за весь срок службы), при котором $K_n = 1$.

Хорошими примерами повышения конкурентоспособности продукции в частности и предприятия в целом могут служить реализованные по нашим проектам энергетические объекты – первая очередь когенерационной установки электрической мощностью 2,5 МВт на РУП «Гомсельмаш» и находящийся в завершающей стадии строительства тригенерационный комплекс ОАО «Могилевский завод «Электродвигатель» электрической мощностью 3,2 МВт.

В структуре энергобаланса ОАО «Могилевский завод «Электродвигатель» 57 % занимает электроэнергия, 43 % – топливо. С точки зрения энергопотребления завод является электропотребляющим предприятием. Это отличает его от среднестатистического предприятия Республики Беларусь, для которого доля потребления электроэнергии в структуре приходной части энергобаланса равна 36 %. В контексте решаемых задач следовало уделить основное внимание снижению затрат на потребление электроэнергии, при этом важно не только обеспечить сокращение расхода электроэнергии, но и использовать другие пути уменьшения финансовых затрат, связанных с обеспечением предприятия электроэнергией.

Как уже отмечалось, последнее достигается за счет перехода к собственной комбинированной выработке электроэнергии, себестоимость производства которой намного ниже существующего тарифа. Суточная и недельная неравномерность теплопотребления, усугубленная сезонным фактором, послужила поводом для выбора тригенерации в качестве технического решения. Требуемые инвестиции в проект составляют порядка \$ 4 млн (удельная стоимость реконструкции – соответ-

Масштаб дисконтирования годовой прибыли при сроке строительства объекта 1–5 лет

Срок строительства объекта, $T_{стр}$, лет	1	2	3	4	5
Масштабный коэффициент, M_d	7,74	7,04	6,4	5,81	5,288

ственно \$ 1300–1500 на 1 кВт установленной мощности). Проведенные расчеты показали, что простой срок окупаемости капиталовложений (период времени, за который сумма чистых денежных поступлений в результате работы энерготехнологического комплекса станет равной первоначальной стоимости капиталовложений) составляет 3,4–4,2 года, при этом динамический срок окупаемости увеличивается до 5,4–6,8 года.

Аналогичные результаты получены и для когенерационной установки РУП «Гомсельмаш». Генератор ГПА подключается к РП-20, расположенному в котельной, и работает синхронно с сетью. Вырабатываемая электроэнергия обеспечивает собственные нужды котельной и предприятия в целом. Объемы выработки электрической энергии составляют 17 млн кВт·ч/год, среднее значение простой себестоимости электрической энергии – \$ 43/(МВт·ч), простой срок окупаемости капиталовложений – 4,2–5,4 года, динамический срок окупаемости – 8,4–9,6 года. Утилизационные контуры ГПА по горячей воде подключаются к существующим трубопроводам прямой и обратной сетевой воды после сетевых насосов. Парогенерирующая часть утилизаторов ГПА запитана от трубопроводов питательной воды после питательного насоса, выдача пара осуществляется в общий коллектор. При работе ГПА в летний период по тепловому графику с учетом технического минимума нагрузки (50 %) в периоды ночных провалов тепло уходящих газов направляется в имеющиеся баки-аккумуляторы.

Выводы

В статье рассмотрен вопрос методологии оценки эффективности инвестиционных проектов энергоснабжения предприятий в современных условиях. Определяющим принципом методологии является утверждение, что в качестве основного критерия финансовой оценки проекта следует принять дисконтированную за срок службы объекта удельную прибыль (K_n) или индекс доходности ($KNPV$). Основным параметром, влияющим на эффективность инвестиций, является себестоимость отпускаемой электроэнергии ($C_э$). Использование данной методологии на РУП «Гомсельмаш» и ОАО «Могилевский завод «Электродвигатель» позволило получить результаты, показывающие значительную эффективность капитальных вложений в строительство когенерационных и тригенерационных энергоисточников.

Список литературы

1. Яковлев, Б.В. Автореферат ... доктора технических наук, Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения, Минск, БНТУ, 2004 г.
2. Русан, В.И., Лысоиванов, И.С. Современные технологии инновационного проектирования энергосбережения предприятий, Минск, Энергетика и ТЭК, № 4 (121), 2013 г.

ГПО «БЕЛЭНЕРГО» СОГЛАСОВАЛО РАСШИРЕНИЕ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЛЕНТЫ ЗАЩИТНО-СИГНАЛЬНОЙ СЕРИИ ЛЗС



Укладка ленты защитно-сигнальной

В.Л. ЕРУСЛАНОВ,
специалист по продажам
ООО «Интербелтрейд», г. Минск

В сентябре 2013 года исполняется четыре года с начала выпуска первой партии ленты защитно-сигнальной серии ЛЗС, предназначенной для защиты подземного кабеля от механических повреждений. Мониторинг результатов эксплуатации кабельных линий, построенных ранее с применением ленты ЛЗС, позволил сделать вывод, что она не повреждается при повторных раскопках и способна защитить кабель от воздействия экскаваторной техники, применяемой в строительной отрасли Республики Беларусь.

Основываясь на выводах мониторинга, в мае 2013 года ГПО «Белэнерго» согласовало изменения в ТУВУ101333870.002-2009, расширяющие область применения ЛЗС,

в следующей редакции: «...лента ЛЗС может применяться для защиты от механических повреждений кабельных линий напряжением до 35 кВ... Лента предназначена в том числе для защиты кабельных линий, питающих электроприемники 1-ой категории, для прокладки над кабельными муфтами, а также на подходах линий к распределительным устройствам и подстанциям в радиусе 5-и метров».

Напомним предысторию вопроса. В 2008–2009 годах в ГПО «Белэнерго» в рамках реализации государственных мероприятий по ресурсосбережению обсуждалась возможность выпуска новых материалов для защиты подземного кабеля, применение которых дало

бы возможность сократить расходы на его укладку при сохранении степени надежности защиты кабеля, равнозначной той, которую обеспечивает применение кирпича.

Обобщение опыта энергетиков Российской Федерации и стран Евросоюза в данной области позволило принять решение об отказе от выпуска мелко сегментированных материалов и начале производства защитно-сигнальных лент, представляющих собой полимерные эластичные листы большой толщины, длиной до 50 м. Их лицевая сторона окрашена в сигнальные цвета и имеет предупреждающую надпись. Производство таких лент было начато в соответствии с техническими условиями ООО «Интербелтрейд»

Сравнение затрат* заказчика в г. Минске при защите двух кабелей в траншее Т-2 (шириной 300 мм, длиной 100 м) с применением ленты ЛЗС и кирпича.

Стоимость дана по состоянию на май 2013 года без НДС (1 пог. м ЛЗС 250х3,5 мм – 22 680 руб., 1 кирпич – 2572 руб.)

Вид защиты	Укладка защиты кабеля	Песок: 15 м³ для ЛЗС, 9 м³ для кирпича	100 м/п ЛЗС 250х3,5 мм, 834 шт. кирпича**	Засыпка траншеи: 12 м³ для ЛЗС, 18 м³ для кирпича	ОПР и ОХР***	Плановая прибыль	Итого без НДС	Итого с НДС 20 %	Экономия при замене кирпича на ЛЗС
ЛЗС	387 170	520 785	2 463 000	685 271	3 745 410	2 977 130	10 778 766	12 934 519	3 763 451
Кирпич	2 605 257	312 471	2 145 251	1 027 907	4 425 196	3 398 893	13 914 975	16 697 970	-22,54 %

* Источники: Расчет ИНПР 26/6т-2013 на укладку ЛЗС, разработанный ОАО «Оргстрой» (г. Минск); Нормативы расхода ресурсов в натуральном выражении. НРР 8.03.210-2012 Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь.

** Вес 100 м/п ЛЗС 250х3,5 мм равен 70 кг, что в 44 раза меньше веса кирпича, так как 834 шт. кирпича весят 3086 кг.

*** ОПР и ОХР – общепроизводственные и общехозяйственные расходы.

ТУВУ101333870.002-2009 «Лента защитно-сигнальная серии ЛЗС», прошедшими согласование в ГПО «Белэнерго».

Первоначально лента использовалась для защиты от механических повреждений подземных кабельных линий напряжением до 20 кВ и обозначения мест прокладки силовых кабелей. Она имела ряд ограничений по применению над кабельными муфтами и на расстоянии менее 5 метров от трансформаторных пунктов. Кроме того, использование ленты серии ЛЗС на кабельных линиях, питающих электроприемники 1-й категории, было возможно лишь с согласия владельца кабельной линии.

В 2009–2010 годах по заданию ГПО «Белэнерго» были осуществ-

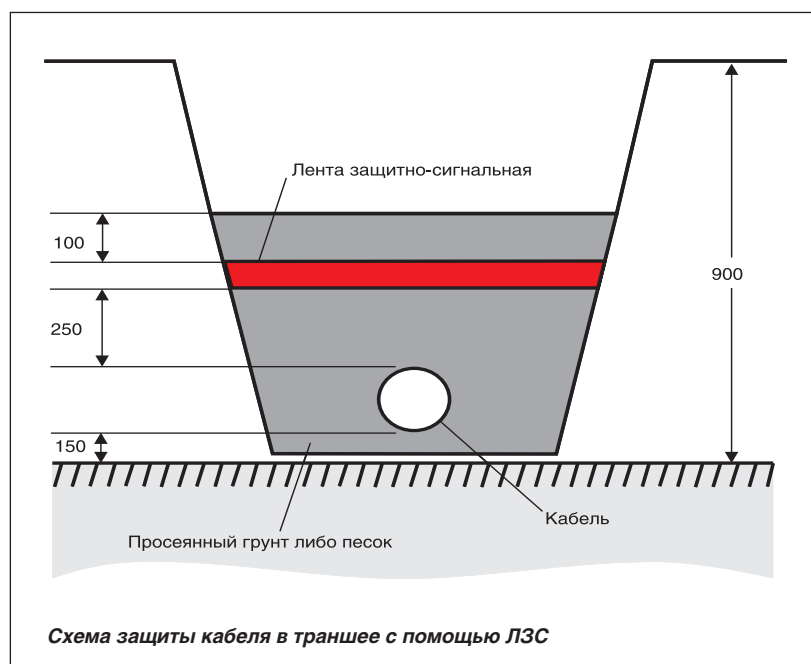
лены лабораторные испытания и проведена опытно-промышленная эксплуатация защитно-сигнальной ленты на базе РУП «Гродноэнерго», которые выявили ряд преимуществ этого материала по сравнению с кирпичом, в частности существенное снижение трудозатрат при сохранении надежности защиты подземного кабеля. По результатам испытаний и опытно-промышленной эксплуатации ГПО «Белэнерго» сочло необходимым письмом № 06-02/1110 от 25 октября 2010 года рекомендовать своим подразделениям более широкое применение ЛЗС.

Нас, как разработчиков нового материала, несомненно, интересовало мнение о ленте ЛЗС специалистов старейшего энергетического института СССР –

ОАО «Тяжпромэлектропроект» (г. Москва), легендарного автора ПУЭ. В марте 2013 года институт дал положительное заключение о ленте серии ЛЗС как об абсолютно инновационном материале и счел необходимым способствовать его всестороннему использованию в энергосистеме России.

В апреле 2013 года ОАО «Оргстрой» разработало, а ОАО «НИИ Стройэкономика» согласовало Технологическую карту и Расчет норм расхода ресурсов – сметную расценку на укладку ленты. Согласно расценке применение ленты серии ЛЗС позволяет заказчику экономить до 30 % стоимости работ по защите кабеля (см. таблицу).

Прошедшие четыре года подтвердили возможность эффективного снижения затрат заказчиков при сохранении надежности защиты подземного кабеля.



ИНТЕРБЕЛТРЕЙД

www.zazemlenie.by

ООО «ИНТЕРБЕЛТРЕЙД»

Тел./факс: (017) 205-83-89,

(+375 29) 363-14-36,

(+375 29) 755-14-36,

(+375 29) 756-13-43

ENERGYEXPO

ПРИГЛАШАЕТ

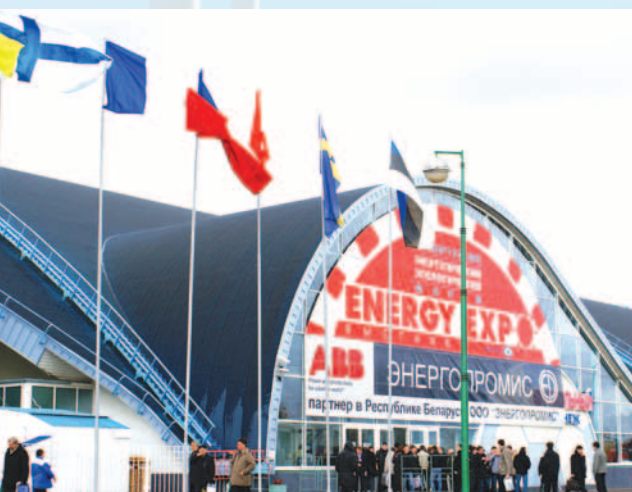
С 15 по 18 октября 2013 года в г. Минске (пр-т Победителей, 20/2, футбольный манеж) пройдет XVIII Белорусский энергетический и экологический форум, программа которого предусматривает проведение Международной специализированной выставки «Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро» (EnergyExpo' 2013) и XVIII Белорусского энергетического и экологического конгресса.

Белорусский энергетический и экологический форум представляет собой смотр современных достижений науки, техники и технологий в сфере энергетики, энергосбережения, автоматизации, электротехники, защиты окружающей среды, использования возобновляемых источников энергии и направлен прежде всего на привлечение инвестиций в страну.

Ежегодно форум становится уникальным местом встреч энергетиков и экологов Беларуси и зарубежья, способствуя тем самым расширению сотрудничества, обмену передовыми научными разработками и инновационными проектами.

Выставка **EnergyExpo**, традиционно с 1995 года проходящая в рамках форума, привлекает внимание ведущих белорусских и мировых производителей оборудования, технологий и материалов в области энергетики, экологии, энергосбережения и электротехники и является одной из самых крупных по данной тематике в странах СНГ и Балтии. В 2012 году свои достижения на выставке экспонировали около 350 предприятий и организаций из 15 стран мира (Беларусь, Россия, Украина, Литва, Эстония, Польша, Чехия, Австрия, Германия, Италия, Франция, Швейцария, Нидерланды, Финляндия, США). Ожидается, что и на этот раз мероприятие соберет не менее представительный круг участников.

В структуре экспозиции будут представлены отраслевые разделы Министерства энергетики, Министерства промышленности, Мини-



стерства природных ресурсов и охраны окружающей среды, Министерства жилищно-коммунального хозяйства, Государственного комитета по науке и технологиям, Государственного комитета по стандартизации.

Планируется, что в работе выставки примут участие более 300 белорусских предприятий и организаций. На объединенном стенде Министерства энергетики Республики Беларусь представят свои экспозиции РУП «БЕЛТЭИ» и предприятия ГПО «Белэнерго» – ОАО «Белэнергоремналадка», РУП «Белэлектромонтажналадка», «Завод Энергооборудование», ОАО «Электроцентрмонтаж», РУП «Белоозерский энергомеханический завод». Со своей продукцией познакомят предприятия и организации, входящие в состав ГПО «Белтопгаз»: НП РУП «Белгазтехника», СП ОАО «Брестгазоаппарат», ОАО «Новогрудский завод газовой аппаратуры».

Коллективный стенд Министерства промышленности объединит около 30 предприятий промышленного комплекса республики. В их числе МЭТЗ им. В.И. Козлова, Ратон, БМЗ, БелАЗ, Атлант, Белвтормет, Брестский электромеханический завод и ряд других предприятий. Государственный комитет по науке и технологиям представит новейшие научно-исследовательские разработки белорусских ученых. Тематика энергосбережения получит свое отражение на стендах Департамента по энергоэффективности Госстандарта и Министерства жилищно-коммунального хозяйства.

В числе постоянных участников выставки EnergyExpo такие крупные белорусские организации, как ООО «Энергопромис», СЗАО «Таврида Электрик БП», ООО «Белэлтика», группа компаний SIMATEK, СП «Торимэкс» ООО, группа компаний ФЭК, ООО «ДАР-электро», НПЦ «Спецсистема», Завод электромонтажных изделий и многие другие.

Посетители и участники выставки смогут ознакомиться с новейшими разработками в сфере энергетики, экологии и энергосбережения известных зарубежных компаний ABB, Siemens, Caterpillar, Turbomach, FILTER. Свою продукцию планирует также представить ряд польских и литовских фирм.

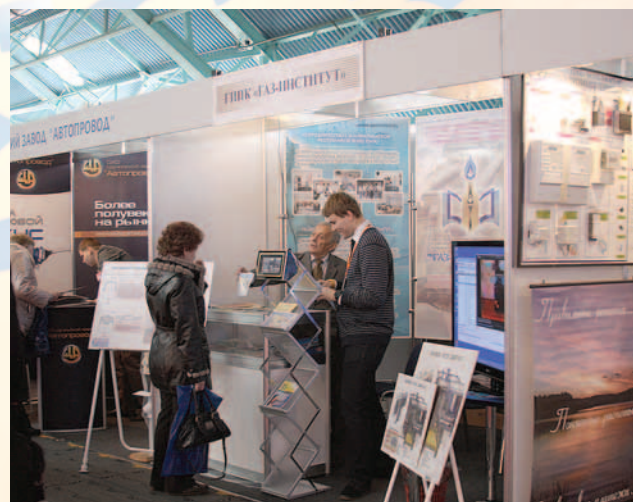
Центральным событием форума станет **XVIII Белорусский энергетический и экологический конгресс**, в рамках которого состоится пленарное заседание, пройдут около 20 семинаров, 4 конференции, будет представлено свыше 50 докладов и сообщений. Также белорусские и зарубежные эксперты примут участие в круглых столах.

В целом мероприятия форума позволят его гостям и участникам обменяться мнениями и идеями по наиболее актуальным вопросам развития энергетики и экологии, проанализировать современное состояние топливно-энергетического комплекса республики, обсудить с участием специалистов различных отраслей экономики тактику и стратегию его дальнейшего развития.

Приглашаем всех заинтересованных принять участие в работе XVIII Белорусского энергетического и экологического форума.

Подробную информацию можно посмотреть на сайте www.tc.by, запросить по электронной почте energy@tc.by.

Контактный телефон: (+375 17) 306-06-06.



КАМЕРЫ КСО-1-БЭМН – НОВАЯ РАЗРАБОТКА БЕЛОРУССКИХ СПЕЦИАЛИСТОВ

В рамках государственной научно-технической программы (ГНТП) «Энергетика-2015» специалистами РУП «Белэлектромонтажналадка» завершена разработка конструкторской документации и организовано производство камер сборных одностороннего обслуживания 10 кВ (КСО 10 кВ). Новая разработка позволит увеличить межремонтный период распределительных сетей за счет значительно большей механической и коммутационной износостойкости, а также снизить их повреждаемость.



Н.П. НОВОСЕЛЕЦКИЙ,
заместитель главного инженера
РУП «Белэлектромонтажналадка»

В настоящее время трансформаторные подстанции 6/10 кВ (ТП 6/10 кВ) укомплектованы и продолжают комплектоваться выключателями нагрузки и разъединителями с приводами ручного управления. Как правило, от одного источника питания запитаны секции нескольких ТП. В таких схемах питания поиск повреждения выполняется оперативным персоналом распределительных сетей путем осмотра ТП, деления цепи питания

на участки и пробной подачи на них рабочего напряжения, при этом поиск повреждения может длиться несколько часов. В странах Западной Европы, а также в Японии с целью сокращения недоотпуска электрической энергии и времени ликвидации аварийных режимов (до 10 минут) широко применяются камеры КСО, оснащенные выключателями нагрузки с моторным приводом и дистанционным управлением от устройств телемеханики.

Таблица 1. Технические характеристики камер КСО-1-БЭМН

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12
Одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц, кВ	42 (37,8)
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	75
Номинальный ток, А	400; 630
Ток электродинамической стойкости (амплитуда), кА	41; 51
Ток термической стойкости, кА	16; 20
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Номинальный ток плавкой вставки силовых предохранителей, А, не более	200
Номинальное напряжение вспомогательных цепей: – постоянного тока, В – переменного тока частоты 50 Гц, В	220 230
Габаритные размеры камер, мм, не более: – ширина – глубина (длина) – высота (при необходимости размеры могут быть изменены)	800 800 2200
Масса, кг, не более	300
Средний срок службы, лет, не менее	25

В рамках задания № 7 ГНТП «Энергетика-2015» предприятием РУП «Белэлектромонтажналадка» разработана техническая документация и изготовлены **камеры КСО 10 кВ (КСО-1-БЭМН)**, укомплектованные выключателями нагрузки с моторным приводом и малосигнальными логическими контроллерами для автоматизации распределительных сетей (технические характеристики приведены в табл. 1). Применение вышеуказанных камер в сочетании с устройством дистанционного управления трансформаторной подстанцией (УДУ ТП) позволяет сократить время локализации аварийного участка и восстановления питания потребителей до 10 минут. Выполнение функции управления выключателем нагрузки возможно даже при полном исчезновении питания на ТП за счет наличия в шкафу телемеханики блока автономного питания (подзарядного устройства, аккумуляторной батареи, инвертора), позволяющего производить переключения в аварийном режиме.

Камеры КСО-1-БЭМН предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного тока частотой 50 Гц номинального напряжения 6 (10) кВ для сетей с изолированной или заземленной через дугогасительный реактор или резистор нейтралью. Они устанавливаются в закрытых распределительных устройствах электрических станций, трансформаторных подстанций и в распределительных пунктах.

Коммутацию токов нагрузки главных цепей выполняет выключатель нагрузки FZN25-12D с **вакуумной дугогасительной камерой**. Устройство используется также для коммутации, токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов кабельных и воздушных линий. Благодаря конструкции контактов и использованию в качестве дугогасительной среды вакуума обеспечивается сравнительно высокая коммутационная, а также механическая износостойкость аппарата (табл. 2).

Камеры КСО-1-БЭМН успешно прошли приемочные испытания в Испытательном центре «Всероссийского электротехнического института имени В.И. Ленина» (Москва). В настоящее время в Республике Беларусь аналогов камерам КСО-1-БЭМН нет (рис. 1, табл. 2).

Особенности оборудования КСО-1-БЭМН

Использование выключателя нагрузки с предохранителями в главной цепи защищает потребителя от работы в неполнофазном режиме, так как при перегорании плавкой вставки обеспечивается отключение выключателя нагрузки.

В отличие от применяемых в настоящее время в Республике Беларусь камер КСО отечественных и зарубежных производителей в камерах КСО-1-БЭМН имеется три изолированных отсека: сборных шин, коммутационного аппарата и кабельного присоединения, вторичных цепей. При включении заземляющих ножей в камере под действием рычага привода в межконтактный промежуток главных ножей вдвигаются защитные шторки, тем самым

Таблица 2. Сравнительный анализ камер КСО-1-БЭМН с типовым оборудованием

	FZN25-12D	ВНПР	ВН NAL	ОМ/ОМВ
Механическая износостойкость до первого капитального ремонта, не менее, циклов включения-отключения	10 000	2 000	2 000	2 000
Коммутационная износостойкость при коммутации номинальных токов нагрузки, циклов отключения	До 2 000	До 100	До 100	До 100
Ток термической стойкости, кА/время протекания, с	20/3	16/1	20/3	16/1

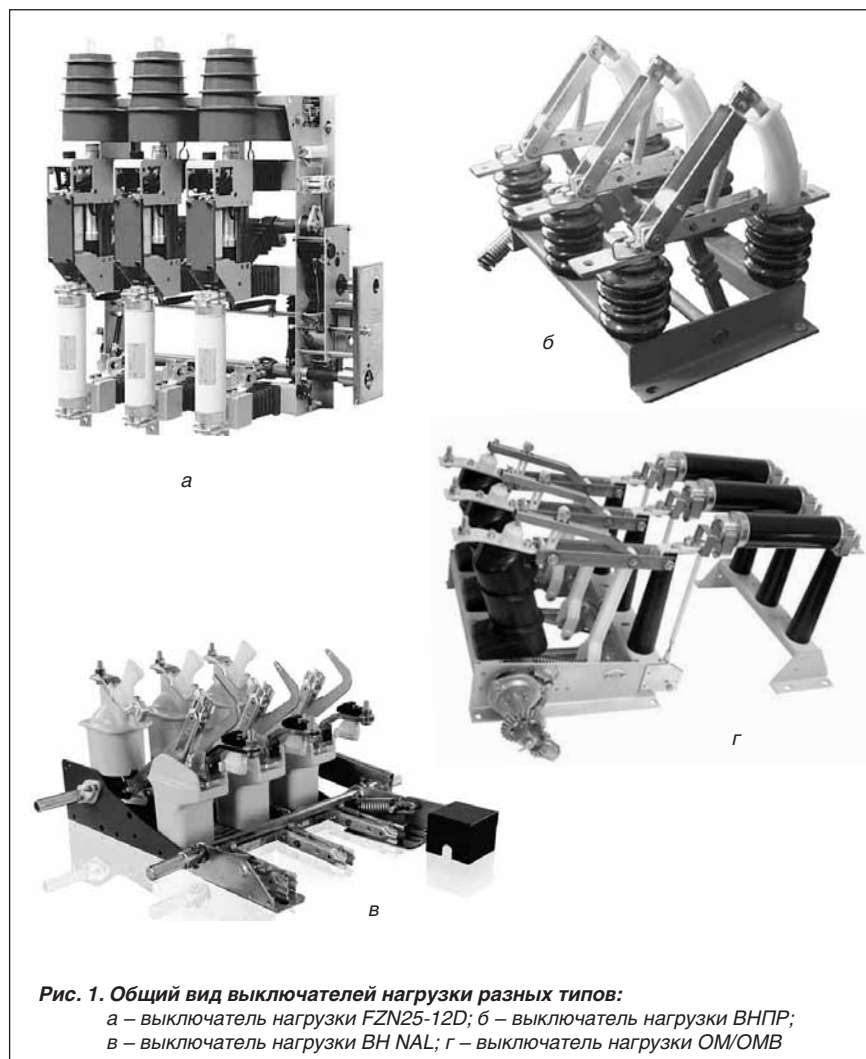


Рис. 1. Общий вид выключателей нагрузки разных типов:

а – выключатель нагрузки FZN25-12D; б – выключатель нагрузки ВНПР; в – выключатель нагрузки ВН NAL; г – выключатель нагрузки ОМ/ОМВ

отсек сборных шин, оставшийся под напряжением, полностью отгораживается от отсека коммутационного аппарата главных цепей и кабельного присоединения. Это обеспечивает безопасность работ по присоединению/отсоединению силовых кабелей, замене предохранителей, осмотру привода, вторичных цепей и производству других работ по обслуживанию камер. При наличии напряжения на сборных шинах нет

необходимости прибегать к использованию защитных изолирующих щитов, обязательных к установке при применении камер КСО других производителей.

Во избежание ошибочных действий персонала при обслуживании и ремонте в камерах КСО-1-БЭМН в зависимости от схем вспомогательных цепей распределительных устройств разработан широкий спектр защит и блокировок, соответствующих тре-

бованиям ГОСТ 12.2.007.4 и сетевых предприятий. Возможность реализации защит и блокировок дистанционного, местного, ручного управления коммутационными аппаратами главных цепей и заземляющих ножей камер КСО-1-БЭМН обеспечивается за счет использования микропроцессорного контроллера МЛК-13 производства РУП «Белэлектромонтажналадка». Он представляет собой модификацию уже известного МЛК-10 и позволяет не только безопасно управлять каждой камерой КСО-1-БЭМН в ручном и местном режиме, но и объединить все распределительное устройство в единую сеть, обеспечив возможность дистанционного управления и передачи большого объема информации для мониторинга состояния распределительного устройства на верхний уровень диспетчеру и средствам автоматического дистанционного управления.

Камеры КСО-1-БЭМН комплектуются индикаторами токов короткого замыкания ИТКЗ-1 производства РУП «Белэлектромонтажналадка». ИТКЗ-1 имеют возможность контролировать значения тока в каждой из трех фаз в отдельности. При этом пофазно фиксируются текущее значение тока в данный момент времени, значение при последней сработке (обнуляется ручным и дистанционным квитированием) и максимальное зарегистрированное с момента последнего квитирования. Как и контроллеры МЛК-13, все ИТКЗ-1 объединены между собой в единую сеть посредством RS-485 и способны передавать всю информацию на верхний уровень диспетчеру и средствам автоматического дистанционного управления.

Для обеспечения дистанционного управления распределительным устройством, состоящим из камер КСО-1-БЭМН, путем подачи команд от диспетчера либо в автоматическом режиме был создан шкаф устройства дистанционного управления трансформаторной подстанцией (УДУ ТП). С его помощью осуществляется мониторинг состояния коммутационных аппаратов и основных параметров режима работы распределительной сети, который позволяет свести к минимуму время перерыва электроснабжения потребителей при аварийных ситу-

ациях или при ведении плановых оперативных переключений в распределительной сети 6 (10) кВ.

Устройство дистанционного управления имеет широкий набор функций благодаря использованию последних разработок предприятия, таких как:

- программируемый логический контроллер «Пикон-2»;
- источник бесперебойного питания БПКА-300;
- использование аккумуляторной батареи и инвертора в составе устройства;
- новейшее программное обеспечение.

Следует отметить некоторые функции устройства дистанционного управления, доступные благодаря применению многих других технических решений. Среди этих функций:

- контроль источников питания цепей вторичной коммутации устройства дистанционного управления;
- АВР источника питания цепей вторичной коммутации переменным напряжением 220 В, выполненный на пускателях и реле контроля напряжения и обеспечивающий приоритет основного источника питания перед резервным;
- обеспечение автономного питания цепей управления, сигнализации, телемеханики, оперативной блокировки и электродвигателей включения ВН от аккумуляторной батареи в аварийном режиме работы;
- контроль за состоянием аккумуляторной батареи, передача информации о величине ее напряжения на верхний уровень;
- осуществление подзарядки аккумуляторной батареи от источника питания переменного напряжения 220 В в нормальном режиме работы;
- реализация связи контроллеров распределительного устройства с диспетчерским пунктом с применением GSM-канала, радиопередатчика, оптической или проводной связи;
- обеспечение возможности выбора режима управления (дистанционное, местное, ручное) коммутационными аппаратами распределительного устройства от ключа;

- выполнение автоматического отключения поврежденного участка сети по фактору протекания тока КЗ на одном конце участка, ближнем к источнику питания, отсутствия тока КЗ на другом конце участка сети, а также отсутствия напряжения на отключаемом участке сети;
- контроль наличия напряжения на стороне 0,4 кВ ТП в каждой из фаз секций и передача данных о величине напряжения на верхний уровень, образование и трансляция аварийного сигнала «исчезновение напряжения на секции 0,4 кВ» и сигнала «неполнофазный режим на секции 0,4 кВ»;
- внедрение автоматики отключения силовых трансформаторов ТП при неполнофазном режиме;
- сбор и передача на верхний уровень информации по учету электрической энергии (АСКУЭ) в случае, если распределительное устройство укомплектовано трансформаторами тока и счетчиками электрической энергии;
- обеспечение возможности организации АВР, АПВ;
- контроль доступа в помещения трансформаторной подстанции.

Устройство камер КСО-1-БЭМН

В камерах КСО-1-БЭМН аппаратура вспомогательных цепей размещена в отсеке вспомогательной аппаратуры, который располагается сверху камеры со стороны фасада (над отсеком коммутационного аппарата главных цепей и кабельных присоединений и перед отсеком сборных шин). На лицевой стороне камеры имеется мнемосхема главных цепей с индикаторами положения коммутационных аппаратов, кнопки или ключ включения и отключения. С правой или с левой стороны от двери отсека коммутационного аппарата на передней части камеры находятся устройства приводов ручного управления коммутационным аппаратом главных цепей и заземляющим разъединителем. Двери камер оборудованы смотровыми окнами (рис. 2).

На устройстве ручного управления шкафа выключателя нагрузки (рис. 3) расположены следующие

элементы: электромагнит блокировки ручного включения ВН; ручка разблокировки привода ВН; индикаторы положения ВН и ЗН; кнопка ручного отключения ВН; устройство безопасной замены лампы внутреннего освещения и другие элементы (рис. 3).

Использование ячеек КСО-1-БЭМН для автоматизации управления распределительными сетями 6 (10) кВ

Любые схмотехнические решения построения ЛЭП 6 (10) кВ в первую очередь должны быть направлены на максимальное снижение недоотпуска электроэнергии потребителям в случаях возникновения всевозможных видов аварий. Достигается это путем автоматизации процессов локализации места повреждения и подключения неповрежденных участков к источникам резервного питания. Главным условием организации такого резервирования является наличие коммутируемых связей между различными линиями, которые питаются от отдельных подстанций. При этом возникает вопрос выбора оптимальной схемы, отвечающей как техническим, так и экономическим требованиям. Существующий уровень развития технических и программных средств обеспечивает два принципиально разных подхода к построению автоматизированных схем резервного питания.

Первый, так называемый **децентрализованный**, заключается в создании кольцевых схем и использовании АВР, запускающихся при пропадании основного питания. Основные схмотехнические решения по данному подходу изложены в проекте стандарта СТБ 09110.47.104-11 («Методические рекомендации по автоматизации распределительных электрических сетей 0,4–10(6) кВ Белорусской энергосистемы»). Главное достоинство предлагаемых решений состоит в быстродействии включения резервного питания. Основным недостатком – необходимость обязательного использования достаточно большого количества цифровых защит и коммутационных аппаратов, которые должны обеспечивать надежное отключение/включение участков линий в момент протекания тока короткого замыкания. По-видимому, децентрализованный подход необходимо применять при резервировании сети особо ответственных потребителей, где время пропадания питания жестко лимитировано.

При **централизованном** подходе используется автоматизация процесса анализа состояния линий или участков после их аварийного отключения с последующим выбором оптимального варианта по локализации поврежденного участка и перезапитки неповрежденных. В этом случае нет необходимости использовать цифровые защиты и вакуумные выключатели. Для поиска места повреждения достаточно определить участки, в которых протекал ток короткого замыкания, а для ряда переключений можно использовать выключатели нагрузки. Специально для этой цели РУП «Белэлектромонтажнаяладка» были разработаны ячейки КСО-1-БЭМН, оборудованные специальным устройством ИТКЗ и вы-

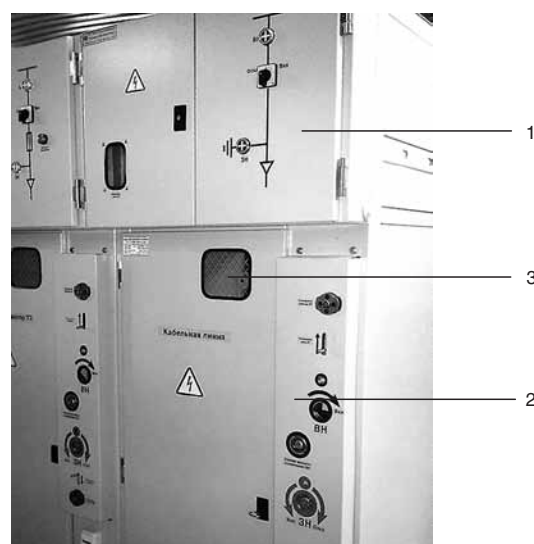


Рис. 2. Общий вид камеры КСО-1-БЭМН с лицевой стороны: 1 – отсек вспомогательной аппаратуры; 2 – устройства приводов ручного управления коммутационным аппаратом главных цепей и заземляющим разъединителем; 3 – смотровые окна

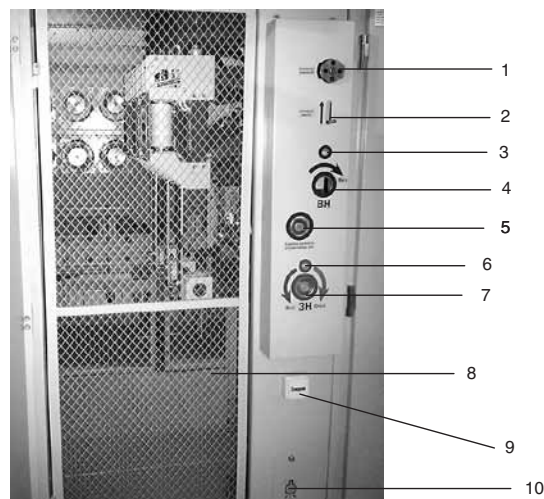


Рис. 3. Устройство ручного управления шкафа выключателя нагрузки: 1 – электромагнит блокировки ручного включения ВН; 2 – ручка разблокировки привода ВН; 3 – индикатор положения ВН; 4 – отверстие для рычага включения ВН; 5 – кнопка ручного отключения ВН; 6 – индикатор положения ЗН; 7 – отверстие для рычага управления ЗН; 8 – защитная сетчатая дверь; 9 – выключатель освещения камеры; 10 – устройство безопасной замены лампы внутреннего освещения

ключателями нагрузки с моторными приводами. Пример построения схемы с использованием таких ячеек представлен на рис. 4.

При возникновении КЗ на участке между ТП № 2 и ТП № 3 линия на подстанции № 1 автоматически отключается. Соответственно в этих ТП индикаторы сформируют сигналы о прохождении тока КЗ, и на схеме они отобразятся красным цветом. В остальных

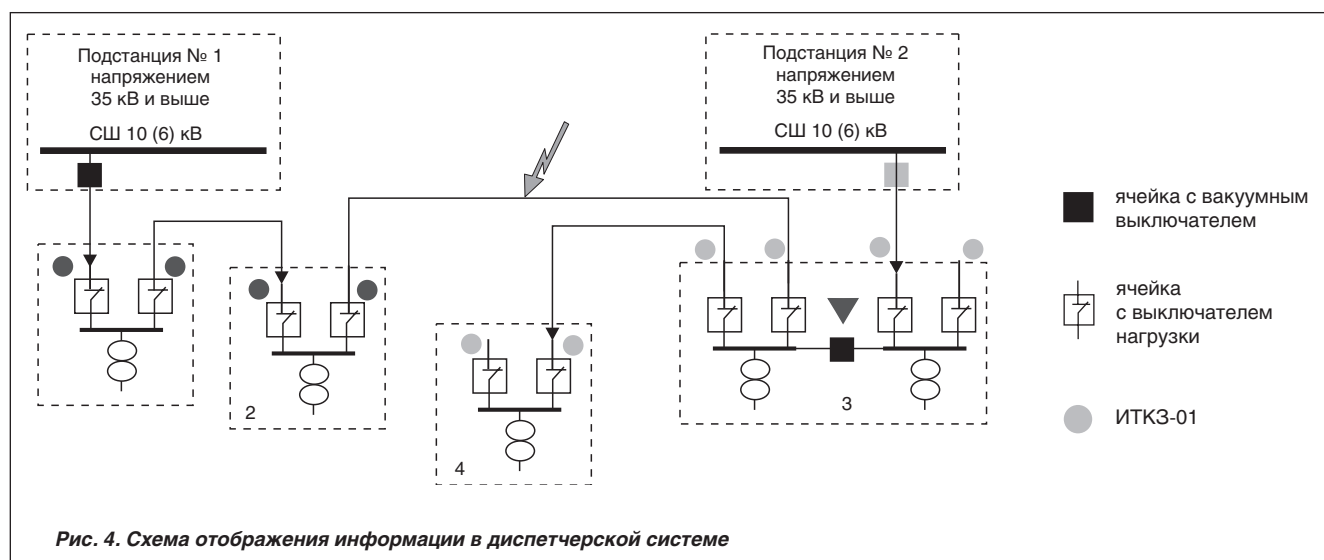


Рис. 4. Схема отображения информации в диспетчерской системе

ТП сигналы индикаторов останутся без изменений. Очевидно, что для локализации поврежденного участка необходимо перевести в отключенное состояние граничные коммутационные аппараты ТП № 2 и № 3, а для запитки неповрежденных участков – включить секционный вакуумный выключатель в ТП № 3 и вакуумный выключатель на подстанции № 1. В этом случае команды на управление коммутационными аппаратами могут подаваться только из диспетчерской системы РЭС (поэтому подход и назван централизованным).

При таком подходе задачи по определению места повреждения и управлению переключениями могут решаться как непосредственно диспетчером РЭС, так и средствами автоматизации. Для такой ситуации существует специализированное программное обеспечение «Комплекс программ АИС АСДУ». Благодаря использованию полной динамической модели сети программа после аварийного отключения линии автоматически анализирует сигналы ИТКЗ-01 и определяет поврежденный участок, затем формирует набор команд телеуправления по локализации поврежденного участка, а также по перезапитке неповрежденных участков. При этом анализируются все возможные варианты запитки, реализуемые через включение коммутационных аппаратов, которые с одной стороны непосредственно связаны с отключенными участками, а с другой – находятся под напряжением. Как пока-

зывает практика, при таком подходе обрабатываются любые ситуации, связанные с отключением отдельной линии.

Кроме автоматического управления переключениями совместное использование ячеек КСО-1-БЭМН и комплекса программ АИС АСДУ обеспечивает автоматический расчет места повреждения для уточнения точки аварии непосредственно на поврежденном участке. Это достигается благодаря измерению величины тока короткого замыкания и передачи его значения в диспетчерскую систему, где осуществляется расчет с учетом паспортных данных участка.

В отличие от децентрализованных, схемы с централизованным управлением обладают более низким быстродействием, которое в основном определяется скоростью передачи информации по каналам связи между диспетчерской системой и ячейками. При использовании GSM/GPRS-связи максимальное время от момента отключения линии до выполнения всех переключений может достигать до нескольких минут. Поэтому централизованный подход целесообразно применять при построении схем запитки потребителей 2-й категории и ниже, когда не требуется мгновенное включение резервного питания.

Основной вопрос при построении схем централизованного подхода – определение мест установки ячеек. Очевидно, что чем их больше, тем детальнее можно определить место повреждения. Однако экономиче-

ски целесообразно устанавливать ячейки не во все ТП и РП, а только в те, которые являются границами наиболее ответственных участков. При этом необходимо учитывать такие факторы, как оптимальное соотношение снижения недоотпуска электроэнергии, отключаемые мощности потребителей на километр отключаемого участка линии, категорийность потребителей, наличие зон уверенного приема операторов сотовой связи и др.

Заключение

Камеры КСО-1-БЭМН выгодно отличаются от существующих в настоящее время камер КСО тем, что в них применены вакуумные выключатели нагрузки. Это увеличивает межремонтный ресурс распределительных сетей. Сочетание моторного привода и малогабаритных отечественных микропроцессорных контроллеров, входящих в состав устройства дистанционного управления трансформаторной подстанцией, позволяет быстро и относительно недорого автоматизировать ТП 6/10 кВ. В будущем это даст возможность получить ощутимый экономический эффект за счет снижения эксплуатационных затрат, сокращения недоотпуска электрической энергии потребителям и повышения надежности электроснабжения, а также позволит повысить уровень безопасности труда при эксплуатации оборудования ТП и снизить затраты на импорт оборудования.

ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ ТКП 458-2012. ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРОВЕРКИ ЗНАНИЙ У ЛИЦ, ОТВЕТСТВЕННЫХ ЗА ТЕПЛОВОЕ ХОЗЯЙСТВО ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

С 1 марта 2013 года в Республике Беларусь вступил в силу Технический кодекс установившейся практики 458-2012 «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей» (ТКП 458). Кодекс разработан и внесен РУП «БЕЛТЭИ», утвержден и введен в действие постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 26 декабря 2012 года № 66 с отменой Правил технической эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей потребителей, утвержденных постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 11 августа 2003 года № 31.



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

Требования ТКП 458 являются обязательными для юридических лиц всех форм собственности, осуществляющих эксплуатацию теплоустановок и тепловых сетей, а также для проектных, конструкторских, строительно-монтажных, ремонтных и наладочных организаций, выполняющих проектирование, строительство, монтаж, наладку, техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей, тепловых пунктов и теплоустановок.

В соответствии с п.4.1 ТКП 458 для обеспечения выполнения требований к эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей, определенных кодексом, в организации должно быть назначено лицо, ответственное за тепловое хозяйство.

В соответствии с п.4.3 ТКП 458 лица, ответственные за тепловое хозяйство организации и ее структурных подразделений, назначаются после прохождения проверки знаний по вопросам охраны труда в соответствии с требованиями п.5.2 и п.5.9 ТКП 458. При этом п.5.2 ТКП 458 установлено, что эксплуатацию теплоустановок и тепловых сетей должен осуществлять персонал, прошедший обучение, стажировку, инструктаж и проверку знаний по вопросам охраны труда в

соответствии с Кодексом Республики Беларусь об образовании и Инструкцией о порядке обучения, стажировки, инструктажа и проверки знаний работающих по вопросам охраны труда, утвержденной постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 28 ноября 2008 года № 175, в объеме требований ТКП 458, ТКП 459 и иных ТНПА, нормативных правовых актов, локальных нормативных правовых актов, соблюдение которых входит в его обязанности.

Согласно п.5.9 ТКП 458 проверку знаний проводит комиссия, созданная в соответствии с постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 30 декабря 2008 года № 210 «О комиссиях для проверки знаний по вопросам охраны труда». При этом лицо, ответственное за тепловое хозяйство организации, должно проходить эту проверку с обязательным участием представителя органа государственного энергетического надзора.

Реализация перечисленных требований не представляет особых проблем, если в организации существует возможность создания комиссий для проверки знаний

работающих по вопросам охраны труда либо организация подчинена республиканскому органу государственного управления.

Согласно постановлению № 210 должностные лица (руководители, их заместители, ответственные за организацию охраны труда, главные специалисты, руководители (специалисты) служб охраны труда, члены комиссий для проверки знаний работающих по вопросам охраны труда) организаций, подчиненных местному исполнительному и распорядительному органу, а также организаций, которые не находятся в подчинении республиканских органов государственного управления, иных государственных организаций, подчиненных Пра-

вительству Республики Беларусь, должны проходить проверку знаний по вопросам охраны труда в комиссии местного исполнительного и распорядительного органа.

Практика применения ТКП 458 выявила определенные затруднения в реализации этих требований ТКП. Ряд администраций районов отказались проводить проверку знаний в комиссии местного исполнительного и распорядительного органа у лиц, ответственных за тепловое хозяйство организаций, в случае если они не являются руководителями или членами комиссий организаций.

В связи с тем, что нормативное требование о необходимости прохождения такой проверки лицами, ответственными за тепловое хозяйство, в комиссии для проверки знаний работающих по вопросам охраны труда было закреплено в ТКП-458 по настоянию Министерства труда и социальной защиты, управление госэнергонадзора

ГПО «Белэнерго» инициировало проведение совещания по данному вопросу в указанном Министерстве.

Согласно разъяснениям Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь (письмо от 25 июня 2013 года №10-01-13/1418) «...орган контроля (надзора), уполномоченный на осуществление контроля (надзора) за эксплуатацией и обслуживанием тепловых установок и тепловых сетей, вправе определить порядок обучения и проверки знаний по вопросам технической эксплуатации тепловых установок и тепловых сетей».

Согласно п.5 Положения о государственном энергетическом надзоре в Республике Беларусь, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10 января 1998 года № 26, органы государственного энергетического надзора в соответствии с возложенными на них задачами контролируют соблюдение потребителями правил технической

эксплуатации теплоиспользующих установок и правил техники безопасности при их эксплуатации.

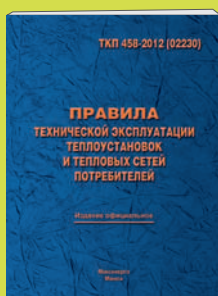
С учетом изложенного Министерством энергетики Республики Беларусь письмом в адрес республиканских органов государственного управления от 22 июля 2013 года № 06-2-1-20/2655 «О проверке знаний у персонала потребителей тепловой энергии» установлен следующий порядок проверки знаний: **лица, ответственные за тепловое хозяйство организаций – потребители тепловой энергии, которые не могут организовать комиссию по проверке знаний по вопросам охраны труда и не имеют вышестоящей организации, проходят очередную и внеочередную проверки знаний технических нормативных правовых актов и инструкций по технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей в комиссиях территориальных органов госэнергонадзора.**

НОВЫЕ ТНПА

Технический кодекс установившейся практики

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

Официальное издание



Технический кодекс установившейся практики

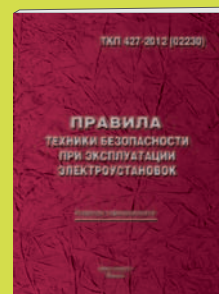
ТКП 458-2012 (02230) «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей»

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)

КАК ФУНКЦИОНИРУЕТ СИСТЕМА ИЗДАНИЯ ОФИЦИАЛЬНЫХ НОРМАТИВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ. ДОСТУПНОСТЬ ИХ ДЛЯ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ

Регулирование издательской деятельности в энергетике, равно как и в других отраслях экономики, осуществляется на основе правовых и нормативных документов Республики Беларусь. Одним из важнейших факторов этого процесса является доступность для пользователей официальных нормативных документов, гарантирующая право юридических и физических лиц на получение полной, достоверной и своевременной информации о нормативных правовых и технических нормативных правовых актах. В то же время множество различных издателей предлагают потребителю массу нормативной технической литературы, изданной неофициально. Практически любой документ можно найти в электронном виде в сети Интернет.

Отвечая на вопросы наших читателей, мы расскажем о порядке издания и обеспечения потребителей официальной нормативной технической документацией, утвержденной Министерством энергетики Республики Беларусь.

Нормативные правовые акты

В соответствии с Законом Республики Беларусь от 10 января 2000 года № 361-З «О нормативных правовых актах Республики Беларусь» нормативный правовой акт (НПА) – официальный документ установленной формы, принятый (изданный) в пределах компетенции уполномоченного государственного органа (должностного лица) или путем референдума с соблюдением установленной законодательством Республики Беларусь процедуры, содержащий общеобязательные правила поведения, рассчитанные на неопределенный круг лиц и неоднократное применение.

Нормативные правовые акты Республики Беларусь подлежат официальному опубликованию, под которым понимается доведение документа до всеобщего сведения путем воспроизведения его текста в периодическом печатном издании Национального реестра правовых актов Республики Беларусь, его электронной версии и иных официальных изданиях, определяемых Президентом Республики Беларусь.

Ведение Национального реестра правовых актов Республики Беларусь осуществляется Национальным центром правовой информации Республики Беларусь.

В то же время НПА могут быть опубликованы в других изданиях, а также доведены до всеобщего сведения по телевидению и радио, переданы посредством иных способов распространения информации. **Опубликование нормативных правовых актов в изданиях, не являющихся официальными, также является неофициальным.** Официальное право распространения нормативных правовых актов в печатной и электронной

форме предоставляет Национальный центр правовой информации.

Технические нормативные правовые акты

Законом Республики Беларусь от 5 января 2004 года № 262-З «О техническом нормировании и стандартизации» предусмотрен термин «технический нормативный правовой акт в области технического нормирования и стандартизации». В соответствии с этим законодательным актом к вышеуказанным документам относятся: технические регламенты, технические кодексы, стандарты, в том числе государственные стандарты Республики Беларусь (СТБ), межгосударственные стандарты (ГОСТ), введенные в действие в качестве государственных стандартов Республики Беларусь, и стандарты организаций; технические условия.

Реализацию единой государственной политики в области технического нормирования и стандартизации осуществляет Государственный комитет по стандартизации Республики Беларусь.

Это ведомство осуществляет общую координацию разработки технических регламентов и государственных стандартов; устанавливает порядок разработки, утверждения, государственной регистрации, проверки, пересмотра, изменения, отмены, уведомления об этом, применения, опубликования технических кодексов, государственных стандартов, технических условий, если иное не установлено Президентом Республики Беларусь; утверждает, вводит в действие, отменяет государственные стандарты, вносит в них изменения; осуществляет государственную регистрацию технических регламентов, тех-

Справочно

В соответствии с требованиями раздела 7 ТКП 1.1-2004 «Система технического нормирования и стандартизации Республики Беларусь. Правила разработки технических кодексов установившейся практики» право издания (переиздания) технических кодексов принадлежит республиканским органам государственного управления, их утвердившим. Порядок издания технических кодексов, включающий редакционно-издательскую обработку, а также изменений технических кодексов устанавливает республиканский орган государственного управления, их утвердивший.

нических кодексов, государственных стандартов, технических условий (кроме технических условий, которые не проходят государственную регистрацию); определяет виды продукции (услуг), технические условия на которые не проходят государственную регистрацию; дает официальные толкования по вопросам применения технических нормативных правовых актов, им утвержденных; публикует информацию о действующих технических регламентах, технических кодексах, государственных стандартах, технических условиях; осуществляет официальное издание государственных стандартов; создает и ведет Национальный фонд технических нормативных правовых актов в порядке, определяемом Советом Министров Республики Беларусь.

Порядок официального информирования потребителей и издания нормативных документов, утвержденных Минэнерго

В соответствии с Законом Республики Беларусь от 5 января 2004 года № 262-З «О техническом нормировании и стандартизации» и Указом Президента Республики Беларусь от 16 июля 2007 года № 318 «О порядке доведения до всеобщего сведения технических нормативных правовых актов» информация о технических нормативных правовых актах в области технического

нормирования и стандартизации публикуется на сайтах Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь, государственных органов, утверждающих такие акты, в глобальной компьютерной сети Интернет и по решению этих государственных органов также в их печатных изданиях в порядке, установленном Президентом Республики Беларусь.

На официальных сайтах Министерства энергетики www.minenergo.gov.by (раздел «Законодательство/НПА») и ГПО «Белэнерго» www.energo.by (раздел «Контрольная (надзорная) деятельность») размещены тексты технических нормативных правовых актов, регламентирующих вопросы использования газа, электро- и теплоэнергии, а также устройства и эксплуатации электро- и теплоустановок.

Кроме того, по поручению Министерства энергетики и ГПО «Белэнерго» «Информационно-издательским центром» ОАО «Экономэнерго» разработана и систематически актуализируется полнотекстовая база нормативных документов ЭИС «Энергодokument» (energodoc.by), где можно бесплатно ознакомиться с текстами постановлений (приказов) об утверждении, внесении изменений и (или) дополнений, приостановлении действия, отмене либо признании утратившими силу НПА и ТНПА в области энергетики, текстами технических нормативных правовых актов, утвержденных Министерством энергетики.

Система содержит Перечень действующих в Республике Беларусь нормативных документов, касающихся проектирования, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации и ремонта энергетических объектов, использования технологий и оборудования в энергетике за последние 10 лет, а также электронные тексты документов, размещение которых в данной нормативной базе разрешено законодательством. Основой ЭИС являются отраслевые технические документы, стандарты организаций, типовые инструкции и другие документы по техническому регулированию. Электронные файлы нормативных технических документов, размещенных в ЭИС, аутентичны оригинальным текстам документов, утвержденных в установленном порядке, нормативных правовых документов – текстам, содержащимся в эталонном банке данных правовой информации Республики Беларусь, и размещены в ЭИС на основании договора с Национальным центром правовой информации.

«ИНФОРМАЦИОННО-ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР» ОАО «Экономэнерго»

ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ В СФЕРЕ ЭНЕРГЕТИКИ

В соответствии с законодательством и в установленном Министерством энергетики порядке «Информационно-издательский центр» ОАО «Экономэнерго» также осуществляет официальное издание нормативных технических актов, утвержденных Министерством энергетики Республики Беларусь.

Порядок официального издания нормативных документов, утвержденных Министерством энергетики, определен в Поручении Министерства энергетики Республики Беларусь от 26 апреля 2012 года № 01-30/1695 «Об организации функционирования базы данных технических нормативных правовых актов в электроэнергетике»:

«...В соответствии с законодательством Центр будет осуществлять редакционно-издательскую подготовку и издание ТНПА, НПА и ТД, относящихся к энергетике, путем опубликования их текстов в виде самостоятельных официальных печатных изданий (книг, брошюр, сборников и т. д.) и информирование организаций об их издании.

При этом опубликованные тексты ТНПА будут обладать соответствующими степенями защиты, защищающими права Министерства энергетики Республики Беларусь как ведомства, обладающего правом официального опубликования ТНПА, им утвержденных, в том числе:

- логотипом Минэнерго, размещаемым в левом нижнем углу первой страницы титульного листа (обложки);
- надписью «Настоящий ТНПА не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Министерства энергетики Республики Беларусь», размещаемой на второй странице титульного листа документа;
- оттиском штампа Минэнерго, размещаемым на второй странице титульного листа документа».

Информация о новых, выпущенных в свет документах, оперативно размещается на сайте организации energystrategy.by, в журнале «Энергетическая стратегия», в ЭИС «Энергодokument» (energodoc.by). В специальной рубрике отраслевого журнала «Энергетическая стратегия» также публикуется официальное толкование (комментарии) новых документов специалистами Минэнерго.

Необходимо также отметить, что в соответствии с требованиями п. 7.7 ТКП 1.1-2004 ссылка в документации на технические кодексы осуществляется при наличии у субъекта официально изданного экземпляра

технического кодекса или экземпляра, приобретенного в организации, которой республиканским органом государственного управления дано право обеспечения техническими кодексами.

О формировании стоимости издания официальных нормативных документов, утвержденных Минэнерго

Предваряя ответ на этот вопрос, хотим немного ввести наших читателей в подробности калькулирования процесса производства книги.

Справочно

«Информационно-издательский центр» ОАО «Экономэнерго» работает в составе ГПО «Белэнерго» Министерства энергетики Республики Беларусь. Это организация, имеющая все необходимые лицензии и разрешительные документы, профессионально занимающаяся информационным обеспечением в сфере энергетики. Центр также является редакцией официального журнала Минэнерго «Энергетическая стратегия».

При определении состава затрат, относимых на себестоимость издательской продукции, издательства руководствуются Налоговым кодексом Республики Беларусь, Положением об обязательном бесплатном экземпляре документов, утвержденным постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 3 сентября 2008 года № 1284, Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 29 ноября 2011 года № 1610 «О минимальных ставках авторского вознаграждения и вознаграждений за отдельные работы, связанные с изданием произведений науки, литературы и искусства», Методическими рекомендациями по планированию, учету затрат и калькулированию себестоимости издательской продукции, утвержденными Приказом Мининформации от 27 июля 2011 года № 129, и другими нормативными правовыми актами. Источником финан-

➔ Научно-практический журнал
«Энергетическая стратегия»

www.energystrategy.by

➔ Информационно-аналитические обзоры
состояния и перспектив развития отечественной
и мировой энергетики

➔ Выпуск нормативно-технической литературы

➔ Первая официальная база нормативных
технических документов по электроэнергетике
ENERGODOC.BY

➔ Выставочная и издательская деятельность

сирования редакционно-издательской подготовки и выпуска нормативной технической литературы являются собственные средства «Информационно-издательского центра» ОАО «Экономэнерго».

Нормативная техническая литература выпускается на качественной бумаге с защищенной от истирания ламинированной обложкой. Полиграфическое исполнение документов осуществляется в государственной типографии. Стоимость продукции конкурентоспособна на рынке нормативно-технической документации.

Так, отпускная цена отредактированных и изданных центром комплекта официальных изданий ТКП 458-2012 «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей» и ТКП 459-2012 «Правила техники безопасности при эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей» составляет 105,5 тыс. руб. без НДС, в то время как неофициальные издания этих документов, к примеру, ОДО «Энергопресс», которое не затратило средств на редакционно-издательскую обработку, стоят 148,8* тыс. руб. без НДС; стоимость официального издания ТКП 427-2012 «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок» – 91,25 тыс. руб., в ОДО «Энергопресс» – 129,5 тыс. руб. без НДС. Разница составляет 29,1 и 29,6 % соответственно. И таких примеров можно привести множество.

Выпуск нормативного акта в свет – это ответственный редакционно-издательский процесс, когда

в тесном сотрудничестве редактора и разработчика документ зачастую претерпевает серьезные стилистические изменения. В этой связи практика издания отраслевой нормативной технической документации организациями, подчиненными органам государственного управления, призванными утверждать ТНПА и осуществлять толкование по вопросам их применения, широко распространена в республике и дает хорошие результаты.

Издание нормативной документации, относящейся к сфере деятельности своих министерств и ведомств, осуществляют ГУ «Военное информационное агентство Вооруженных Сил Республики Беларусь «Ваяр», научно-техническое РУП «ДИЭКОС» Департамента по надзору за безопасным ведением работ в промышленности МЧС, РУП «Информационно-издательский центр по налогам и сборам» Министерства по налогам и сборам, РУП «Стройтехнорм» Министерства архитектуры и строительства, «БелГИСС» Государственного комитета по стандартизации и др. Этим же организациям переданы полномочия официального тиражирования и доведения документов до потребителя.

**Ю.В. Шилова, ведущий редактор отдела
научно-технической информации
«Информационно-издательского центра»
ОАО «Экономэнерго»**

*Стоимость документов указана в соответствии с ценовыми рекламными вкладышами в журнале «Энергетика и ТЭК», № 5, 2013 г.





НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕГЛАМЕНТЫ ТАМОЖЕННОГО СОЮЗА

С 1 февраля 2014 года вступит в силу **технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013)**. Данный документ распространяется на оборудование, работающее под избыточным давлением, его элементы и комплектующие, устройства и приборы безопасности, впервые выпускаемые в обращение на единой таможенной территории Таможенного союза.

ТР ТС 032/2013 устанавливает требования к обеспечению безопасности указанного оборудования при разработке (проектировании), изготовлении (производстве), а также к оценке (подтверждению) соответствия, маркировке единым знаком обращения продукции на рынке государств – членов Таможенного союза.

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 декабря 2013 года в нашей республике вводится в действие **СТБ EN 50563-2013 «Внешние источники питания переменного/постоянного тока и переменного/переменного тока. Определение мощности холостого хода и среднего эффективного КПД в активных режимах»**, который устанавливает методы измерения потребляемой мощности и отчетность по результатам испытаний. Документ применяется к внешним источникам питания с номинальным входным напряжением от 100 до 250 В переменного тока и имеющим единственный выход с номинальной выходной мощностью, не превышающей 250 Вт, и номинальным выходным напряжением, не превышающим 230 В переменного или 325 В постоянного тока. Стандарт разработан для обеспечения положений соответствующего Регламента ЕС.

С 1 января 2014 года вступит в силу **ТКП 481-2013 «Продукты разделения воздуха. Правила безопасности при производстве и потреблении»**. Этот технический кодекс устанавливает требования к производствам, правила безопасности при производстве и потреблении продуктов разделения воздуха (ПРВ). Соблюдение кодекса обеспечивает охрану труда и промышленную безопасность, направленную на предупреждение аварий, случаев производственного травматизма на объектах, связанных с получением, обращением, потреблением ПРВ (кислород, азот, криптон, ксенон, неонгогеливая смесь) и их смесей. Документ распространяется на проектируемые, строящие-

ся, реконструируемые и действующие промышленные объекты организаций концерна «Белнефтехим», связанные с производством и потреблением ПРВ.

Изменения и дополнения внесены в **Программу развития системы технического нормирования, стандартизации и подтверждения соответствия в области энергосбережения на 2011–2015 годы**. Они подготовлены с учетом Плана государственной стандартизации на 2013 год, Программы развития межгосударственных стандартов, обеспечивающих их гармонизацию с международными стандартами в области энергоэффективности и энергосбережения, а также разрабатываемыми техническими регламентами Таможенного союза «Об информировании потребителя об энергетической эффективности электрических энергопотребляющих устройств» и «О требованиях к энергоэффективности электрических энергопотребляющих устройств». Исключены задания по разработке стандартов, выполненные в 2012 году. В результате на 2013 год запланирована разработка 39 стандартов.

Всего за время реализации программы было утверждено 40 стандартов и 1 изменение, завершена разработка 11 стандартов. Уровень их гармонизации с международными и европейскими стандартами составил 85 %. Данные стандарты касаются топлив из местных ресурсов, возобновляемых источников энергии, промышленного и бытового оборудования, строительных материалов и конструкций и др.

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC):

IEC/TS 62796:2013 «Энергоэффективность электронагревательных установок» (принят 30.05.2013);

IEC 62612:2013 «Лампы со светоизлучающими диодами со встроенным пускорегулирующим аппаратом для общего освещения с напряжением питания свыше 50 В. Требования к рабочим характеристикам» (принят 18.06.2013);

IEC 61231:2013 «Международная система обозначения ламп» (ILCOS) (принят 27.06.2013).

Дополнительную информацию вы можете найти на сайтах:

Национального фонда технических нормативных правовых актов (ТНПА) – www.tnпа.by

Госстандарта – www.gosstandart.gov.by

БелГИСС – www.belgiss.by

Телефон «горячей линии»:

Национального фонда ТНПА – (017) 262-14-20

Заказ документов – тел./факс (017) 262-28-24, 262-49-31

www.shop.belgiss.by

О ВОПРОСАХ СТИМУЛИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Согласно докладу ЮНКТАД (Конференция ООН по торговле и развитию), в 2012 году энергетика стала одним из основных секторов привлечения иностранных инвестиций. Между тем, в этот период наблюдался спад инвестиционной активности на 18 % по сравнению с предыдущим годом. Эксперты конференции считают, что в связи с затягиванием кризисных явлений в мировой экономике восстановление глобального потока прямых иностранных инвестиций (ПИИ) займет больше времени, чем ожидалось.

В нашей стране этот вопрос остается одним из самых насущных. В ближайшее время в Республике Беларусь планируется разработка такого значимого для энергетической отрасли страны документа, как Концепция по привлечению прямых иностранных инвестиций для развития возобновляемой энергетики.



**Ф.И. МОЛОЧКО, к.т.н.,
главный специалист
ООЗ РУП «БЕЛТЭИ»**

Закон «О возобновляемых источниках энергии», принятый в 2010 году в Беларуси в качестве правовой основы для реализации государственной политики в сфере возобновляемых источников энергии (ВИЭ), направлен на повышение уровня энергетической безопасности, снижение антропогенного воздействия на окружающую среду и климат, сохранение невозобновляемых источников энергии для будущих поколений. Закон также предусматривает создание, совершенствование и использование эффективных технологий и установок по использованию ВИЭ. Решить эту масштабную задачу без привлечения прямых иностранных инвестиций вряд ли возможно. Именно поэтому перед учеными республики сегодня поставлена задача разработать проект концепции по привлечению прямых иностранных инвестиций в энергетическую отрасль Республики Беларусь для создания объектов на базе возобновляемых источников энергии. Подготовка такого документа предполагает, в первую очередь, определение целесообразности привлечения таких инвестиций, а также их объемов и приоритетных направлений использования.

Надо отметить, что развитие возобновляемой энергетики связано с одной весьма существенной проблемой. Закон «О возобновляемых источниках энергии» гарантирует подключение установок по исполь-

зованию ВИЭ к государственным энергетическим сетям и обязательное приобретение государственными энергоснабжающими организациями электроэнергии, генерируемой этими установками. При этом предусматривается применение дифференцированных в зависимости от вида источников энергии повышающих коэффициентов к тарифам в первые 10 лет со дня ввода в эксплуатацию установки. В последующие 10 лет предусмотрены стимулирующие коэффициенты.

Размер тарифов на покупку электроэнергии от объектов, работающих на ВИЭ, был определен Постановлением Министерства экономики от 30 июня 2011 года № 100. Между тем, эти тарифы превышают существующую и прогнозируемую себестоимость производства и транспорта электроэнергии существующими энергообъектами, использующими традиционные виды топлива – газ и мазут. Таким образом, в результате внедрения новых объектов, генерирующих энергию из ВИЭ, экономике республики, и в первую очередь Белорусской энергосистеме, будет постоянно наноситься ущерб, причем не только в течение первых 10 лет, но и в последующие годы. Более того, стимулирование развития технологий и оборудования для использования возобновляемых источников энергии в конечном счете обернется увеличением тарифов на энергоносители для всех потребителей.

Хочу подчеркнуть, что такая проблема существует во всех государствах, но общая политика остается неуклонной. В связи с этим возникает ряд естественных вопросов: какие направления развития возобновляемой энергетики и до каких пределов целесообразно стимулировать в условиях Республики Беларусь, оправданы ли будут сегодняшние затраты надеждой на их окупаемость в будущем?

Безусловно, основными критерием выбора направлений деятельности в сфере возобновляемой энергетики должен служить потенциал технически возможного, а в последующем и экономически целесообразного использования ВИЭ в республике, с учетом имеющихся и прогнозируемых передовых технологий и оборудования.

По метеорологическим данным, в Республике Беларусь в среднем 250 дней в году пасмурных, 185 – с переменной облачностью и 30 ясных. При этом среднегодовое поступление солнечной энергии на земную поверхность с учетом ночей и облачности составляет 243 кал/см², что эквивалентно 2,8 кВт·ч/м² в сутки, а с учетом коэффициента полезного действия фотоэлектрических преобразователей, равного 12 %, – 0,3 кВт·ч/м² в сутки. Если задействовать площадь

Доля ВИЭ в валовом потреблении ТЭР в 2011 году

Страны еврозоны	Валовое потребление, т н.э.	Общая доля в валовом потреблении	В том числе				
			Солнечная	Биомасса и отходы	Геотермальная	Гидроэнергия	Ветер
ЕС (27 стран)	1 103 260	14,7 %	0,5 %	9,8 %	0,6 %	2,4 %	1,4 %
Еврозона (изменяющийся состав)	778 251	14,8 %	0,7 %	9,4 %	0,8 %	2,3 %	1,6 %
Еврозона (17 стран)	778 251	14,8 %	0,7 %	9,4 %	0,8 %	2,3 %	1,6 %
Еврозона (16 стран)	775 408	14,7 %	0,7 %	9,3 %	0,8 %	2,3 %	1,6 %
Бельгия	38 886	6,3 %	0,3 %	5,5 %	0,0 %	0,0 %	0,5 %
Болгария	9287	15,4 %	0,2 %	11,3 %	0,4 %	2,7 %	0,8 %
Чехия	24 634	12,3 %	0,8 %	10,7 %	0,0 %	0,7 %	0,1 %
Дания	14 679	20,6 %	0,1 %	14,7 %	0,1 %	0,0 %	5,7 %
Германия	207 093	15,1 %	1,1 %	11,0 %	0,3 %	0,7 %	2,0 %
Эстония	2843	34,4 %	0,0 %	33,1 %	0,0 %	0,1 %	1,1 %
Ирландия	10 800	6,8 %	0,1 %	2,6 %	0,0 %	0,6 %	3,5 %
Греция	18 835	10,5 %	1,2 %	5,8 %	0,1 %	1,8 %	1,5 %
Испания	86 532	15,9 %	1,6 %	7,1 %	0,0 %	3,0 %	4,2 %
Франция	148 065	12,1 %	0,2 %	8,5 %	0,1 %	2,6 %	0,7 %
Италия	122 312	14,6 %	0,9 %	5,7 %	4,1 %	3,2 %	0,7 %
Кипр	1896	5,1 %	3,4 %	1,1 %	0,1 %	0,0 %	0,5 %
Латвия	3982	52,0 %	0,0 %	45,6 %	0,0 %	6,2 %	0,2 %
Литва	4696	24,7 %	0,0 %	22,9 %	0,1 %	0,9 %	0,9 %
Люксембург	4276	2,0 %	0,1 %	1,7 %	0,0 %	0,1 %	0,1 %
Венгрия	16 276	11,4 %	0,0 %	10,3 %	0,6 %	0,1 %	0,3 %
Мальта	446	0,2 %	0,0 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Нидерланды	50 663	6,2 %	0,1 %	5,2 %	0,0 %	0,0 %	0,9 %
Австрия	27 328	30,6 %	0,7 %	18,5 %	0,1 %	10,8 %	0,6 %
Польша	64 689	11,5 %	0,0 %	10,7 %	0,0 %	0,3 %	0,4 %
Португалия	17 350	29,8 %	0,5 %	17,8 %	1,2 %	5,7 %	4,5 %
Румыния	22 576	22,3 %	0,0 %	16,0 %	0,1 %	5,6 %	0,5 %
Словения	4951	18,4 %	0,3 %	11,2 %	0,8 %	6,2 %	0,0 %
Словакия	10 795	12,8 %	0,4 %	9,4 %	0,1 %	3,0 %	0,0 %
Финляндия	25 179	36,2 %	0,0 %	31,8 %	0,0 %	4,2 %	0,2 %
Швеция	32 168	49,0 %	0,0 %	29,5 %	0,0 %	17,8 %	1,6 %
Великобритания	132 023	4,8 %	0,1 %	3,3 %	0,0 %	0,4 %	1,0 %
Исландия	—	—	—	—	—	—	—
Норвегия	18 951	63,1 %	0,0 %	7,7 %	0,0 %	54,8 %	0,6 %
Швейцария	—	—	—	—	—	—	—
Черногория	—	—	—	—	—	—	—
Хорватия	6181	17,3 %	0,1 %	10,5 %	0,1 %	6,2 %	0,3 %
Бывшая югославская Республика Македония	1798	18,1 %	0,0 %	10,6 %	0,7 %	6,8 %	0,0 %
Турция	80 911	13,9 %	0,8 %	4,5 %	2,5 %	5,6 %	0,5 %

солнечных коллекторов в 1 тыс. га, то возможный потенциал замещения органического топлива за 365 суток при среднем удельном расходе 0,3 кг у.т./кВт·ч составит 330 тыс. т у.т. В перспективе, в случае увеличения КПД преобразования в два раза, такой потенциал достигнет 660 тыс. т у.т.

При объеме использования энергии солнца по среднему показателю для государств Евросоюза с близкими климатическими условиями,

который составляет 0,1 % от общего потребления электроэнергии (см. таблицу), для Республики Беларусь эта величина в 2015 году может составить 40 млн кВт·ч, что эквивалентно 12 тыс. т у.т.

Если для производства такого количества электроэнергии (40 млн кВт·ч) использовать модули Nops NP200GK мощностью 200 Вт (производительность в солнечный день – 800 Вт/день, в день с пере-

менной облачностью – 400 Вт/день, в пасмурный день – 80 Вт/день), площадью 1,6 м² и стоимостью € 700, то в условиях Республики Беларусь данный модуль за год произведет 120 кВт·ч. При норме амортизационных отчислений 4 % (срок службы 25 лет) амортизационная составляющая себестоимости только на сам модуль без учета строительно-монтажных работ и сопутствующей инфраструктуры составит

23,3 евроцента (30,3 цента США) за 1 кВт·ч. Для достижения производства 40 млн кВт·ч с применением солнечной энергии понадобится 333,3 тыс. модулей общей стоимостью € 233,3 млн, которые займут территорию площадью 533 тыс. м².

Для сооружения солнечной электростанции из комплекса модулей потребуется более значительная территория, а также создание систем преобразования и выдачи мощности, обслуживания (периодическая очистка), КИП и автоматики и др.

С учетом сопутствующих затрат требуемые инвестиции и себестоимость получаемой электроэнергии возрастут не менее чем в два раза.

Исходя из приведенных результатов укрупненного расчета и технически доступного потенциала солнечной энергии стимулирование развития технологий и оборудования в этой сфере для нужд республики нецелесообразно. В то же время развитие этого направления возможно для экспортных целей. В этом случае прогнозируемая окупаемость будет определяться экспортным потенциалом создаваемого оборудования.

Теоретически возможный и технически доступный ветроэнергетический потенциал с учетом ранее выполненных исследований и данных, приведенных в [1, 2, 3, 4], оценивается в 2,4 млрд кВт·ч, что эквивалентно 720 тыс. т у.т. Несмотря на то что развитие ветроэнергетики предусмотрено целым рядом основополагающих для энергетической отрасли документов, для определения целесообразности использования ветрового потенциала необходимо проведение дополнительных технико-экономических расчетов.

Гидроэнергетические ресурсы Беларуси определяются равнинным характером территории республики, вследствие которого реки не могут достигать значительной мощности. Это предопределяет строительство в республике главным образом малых гидроэлектростанций.

Мощность всех водотоков страны составляет 850 МВт, в том числе технически возможный потенциал достигает 520 МВт, экономически целесообразный – 250 МВт, что эквивалентно 300 тыс. т у.т. Использование потенциала гидроресурсов уже максимально предусмотрено в су-

ществующих проектах на базе зарубежных технологий и оборудования. Это направление закреплено Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь, Стратегией развития энергетического потенциала Республики Беларусь, Государственной программой развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года, а также Государственной программой строительства в 2011–2015 годах гидроэлектростанций в Республике Беларусь.

Предельные возможности использования дров в качестве топлива можно определить исходя из естественного прироста древесины, который оценивается в 25 млн м³, что эквивалентно 6,6 млн т у.т. (если весь прирост использовать для топливных целей), а использование древесных отходов добавит к общему потенциалу еще 0,3 млн т у.т.

Общий потенциал отходов растениеводства оценивается в 1,46 млн т у.т., фитомассы быстрорастущих растений – до 0,7 млн т у.т., топливного этанола и биодизельного топлива – до 1 млн т у.т.

Технически возможный потенциал биогаза, получаемого в сельскохозяйственных организациях, составляет 635 тыс. т у.т., на очистных сооружениях – 53 тыс. т у.т., из коммунальных отходов – 120 тыс. т у.т., из отходов производства пищевых продуктов – 32 тыс. т у.т. Однако, решая вопрос о развитии этого направления возобновляемой энергетики, необходимо исходить не только из энергетической ценности биогаза, но и из того факта, что данный технологический процесс дает возможность получать экологически чистые качественные удобрения. Кроме того, важно учитывать и актуальность решения ряда экологических проблем.

Таким образом, если ранжировать возобновляемые источники в условиях Республики Беларусь по технически возможным к использованию потенциальным запасам, то на первом месте окажутся дрова и древесные отходы (6,9 млн т у.т.), на втором – биомасса (3,16 млн т у.т.), на третьем – биогаз (0,840 млн т у.т.). Ветер (0,62 млн т у.т.), вода (0,3 млн т у.т.) и солнце (0,012 млн т у.т.) займут только четвертое, пятое и шестое места соответственно.

Говорить о технически возможных и, в особенности, экономически целесообразных объемах использования теплоты прочих ВИЭ (тепло земли, водных источников, воздуха и др.) даже с применением тепловых насосов не приходится. Они незначительны.

Таким образом, если оценивать целесообразность стимулирования развития новых технологий и оборудования исходя из технически доступного потенциала, то основное внимание следует сосредоточить на древесине и биомассе.

В заключение хочу подчеркнуть, что все приведенные выше данные получены только на основании имеющегося потенциала ВИЭ. Для определения оптимальных объемов использования разных видов возобновляемых источников энергии необходимо произвести соответствующие технико-экономические расчеты с оценкой объема требуемых инвестиций, в том числе и ПИИ, себестоимости получения энергии и дисконтированного дохода за весь срок службы объектов. Кроме того, в методике расчетов требуется учитывать режимы работы энергосистемы и объектов возобновляемой энергетики, объемы резервирования мощности, сетевую составляющую и др.

Реализация всех этих задач позволит определить приоритетные направления развития возобновляемой энергетики, которые нуждаются в привлечении прямых иностранных инвестиций, и принять взвешенное решение о необходимых объемах этих инвестиций.

Список литературы

1. Закон Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии» (от 27 декабря 2010 года № 204-3).
2. Национальная программа развития местных и возобновляемых энергоисточников на 2011–2015 годы (утв. Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10 мая 2011 года № 586).
3. Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года (утв. Указом Президента Республики Беларусь от 15 ноября 2007 года № 575).
4. Государственная программа развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года (утв. Постановлением Совета Министров Республики Беларусь 29 февраля 2012 года № 194).

ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ МОНИТОРИНГА ПАРАМЕТРОВ ВЕТРА В МИНСКОЙ И ГРОДНЕНСКОЙ ОБЛАСТЯХ

Ветроэнергетические ресурсы на территории Беларуси изучены достаточно детально. Результаты исследований свидетельствуют о том, что Республика Беларусь обладает достаточным потенциалом для экономически обоснованного внедрения ветроэнергетических установок (ВЭУ). Статистические материалы по параметрам ветра представлены в Атласе ветров Республики Беларусь.

Республиканским гидрометеорологическим центром произведена актуализация имеющихся сведений за последнее десятилетие, получены расчетные данные о скоростях ветра на различных высотах в слое до 200 м.

В ряде случаев для принятия решения об инвестировании в конкретный проект строительства ветропарка имеющихся данных, полученных в результате измерений, и расчетной информации оказывается недостаточно. По установившейся практике выделение средств на сооружение ветропарков осуществляется на основании результатов мониторинга параметров ветра, проводимого в течение года в соответствии с требованиями международных стандартов. Осуществление годичного мониторинга параметров ветра – мероприятие достаточно дорогостоящее, но является обязательным требованием некоторых банков при предоставлении кредитов, так как позволяет качественно оценить перспективность площадки, выбранной для размещения ветропарка, с точки зрения возможной выработки электроэнергии и сроков окупаемости проекта.

В 2011–2012 годах подобный мониторинг параметров ветра был проведен ГУ «Республиканский гидрометеорологический центр» на четырех перспективных площадках вблизи следующих населенных пунктов:

- д. Дебеси Ошмянского и д. Попелевичи Сморгонского районов Гродненской области;
- д. Бурмаки Воложинского и д. Криштофово Дзержинского районов Минской области.

В задачи мониторинга входило регулярное (с дискретностью 10 мин.) измерение скорости и направления ветра на высотах 30, 45 и 70 м от поверхности земли, а также других сопутствующих метеорологических параметров. Кроме того, оценено влияние сложного рельефа местности, искусственных препятствий и шероховатости поверхности земли на формирование ветрового режима в исследуемых районах.

По итогам проведенной работы был оценен ветропотенциал на выбранных площадках и произведен расчет возможной выработки электроэнергии различными моделями ветроэнергетических установок (ВЭУ).

Для всех четырех площадок были построены профили распределения средней скорости ветра, которые подтвердили результаты проведенных ранее исследований (см. журнал «Энергетическая стратегия» № 2 (26), 2012 год).

Кроме анализа измеренных на этих площадках параметров ве-



Г.Г. КАМЛЮК,
зам. начальника службы
гидрометеорологического
мониторинга фондов данных
ГУ «Республиканский
гидрометеорологический
центр»

тра в слое 30–70 м, произведена экстраполяция средней годовой скорости ветра на высоту 100 м от поверхности земли. Оцененная погрешность проведенного при этом расчета составила менее 0,1 м/с (рис. 1).

Зависимость скорости ветра от рельефа местности, в частности от абсолютных высот расположения пункта измерений над уровнем моря, рассчитанная на основании многолетних данных приземных метеорологических наблюдений с применением повышающих коэффициентов для различных высот, также подтверждается результатами проведенного мониторинга параметров ветра (рис. 2).

Аналогичная зависимость имеет место для высоты 100 м от поверхности земли.

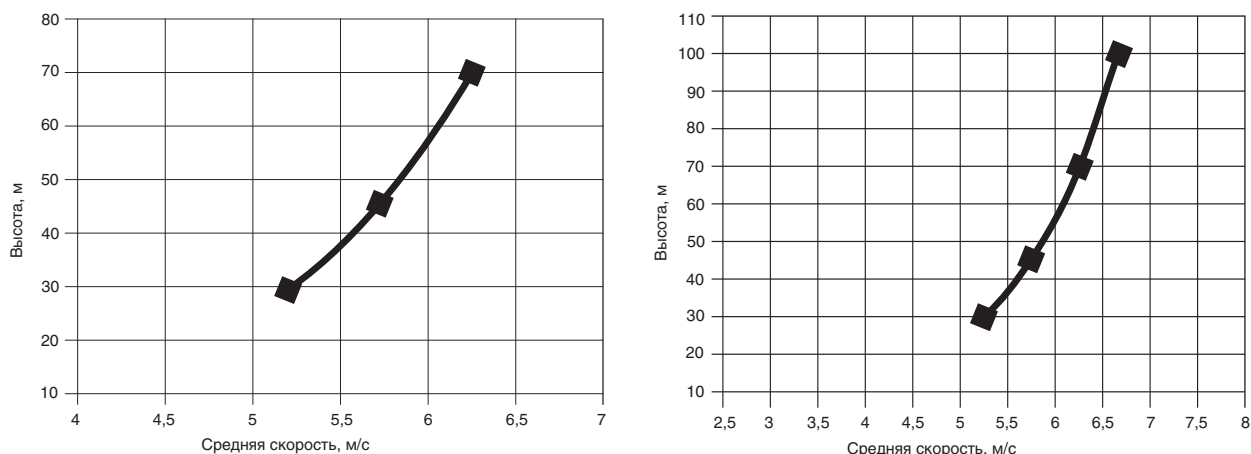


Рис. 1. Профили распределения средней годовой скорости ветра по данным мониторинга параметров ветра у д. Бурмаки Воложинского района Минской области: слева – фактически измеренные данные в слое 30–70 м, справа – те же данные с экстраполяцией до 100 м

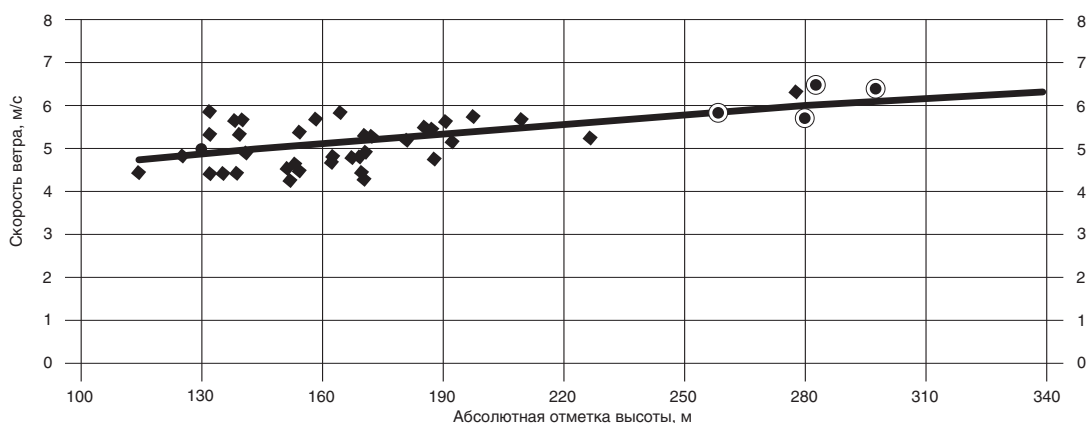


Рис. 2. Зависимость расчетных средних годовых скоростей ветра от абсолютных высот размещения (Уровень моря) стационарных пунктов гидрометеорологических наблюдений государственной сети (поле точек слева) и скоростей ветра, измеренных при проведении мониторинга (4 точки, обведенные кружками, справа) на высоте 70 м от поверхности земли (фактически: Уровень моря + 70 м)

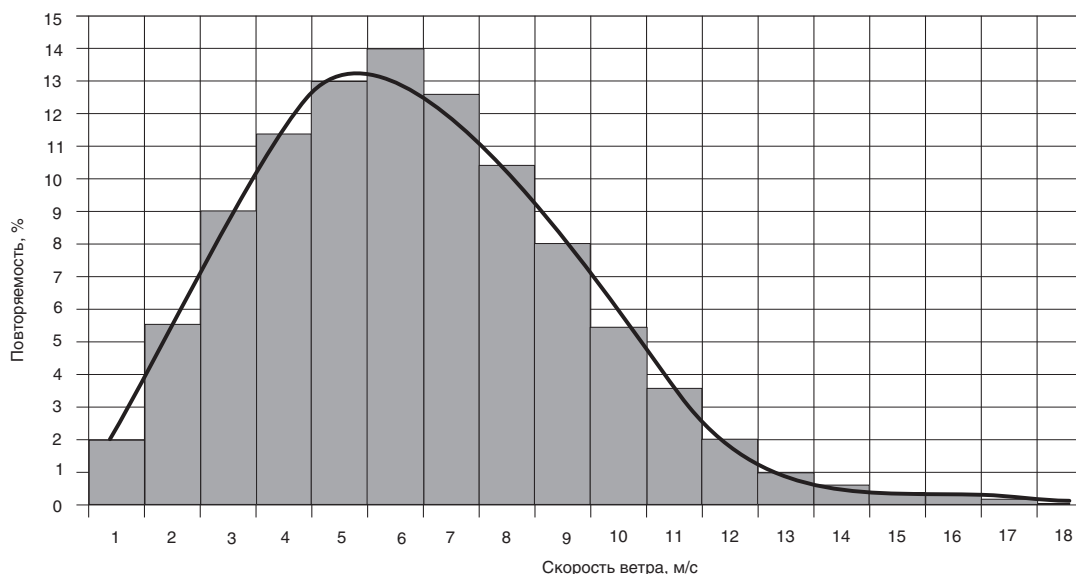


Рис. 3. Годовая повторяемость (%) средних скоростей ветра (распределение Вейбулла) на площадке у д. Бурмаки Воложинского района Минской области на высоте 70–80 м

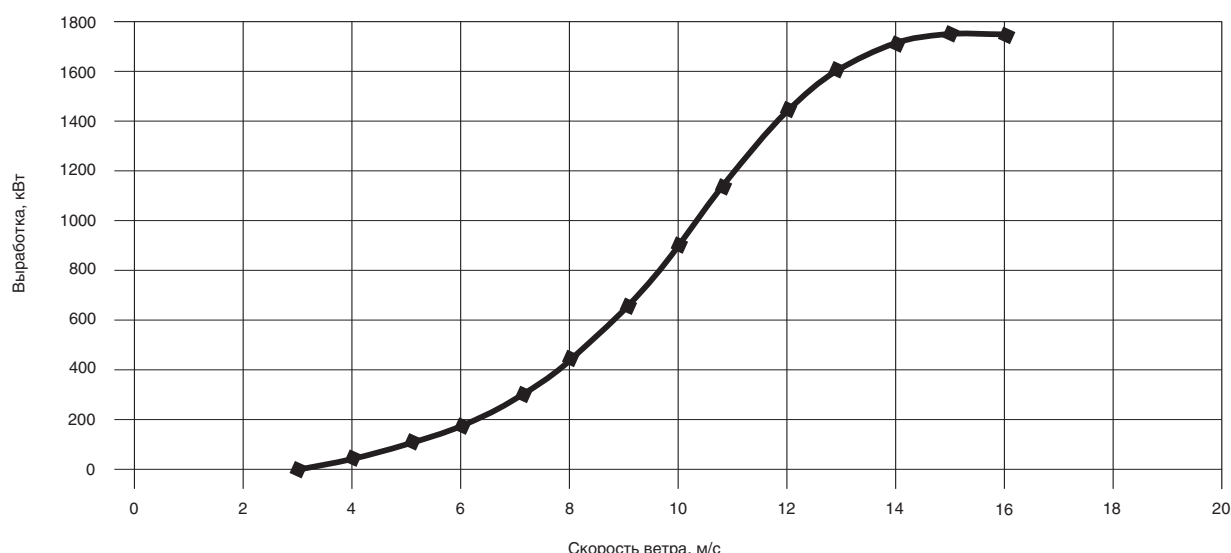


Рис. 4. Кривая выработки электроэнергии для ВЭУ Vestas V66/1750

Часто в качестве основного критерия выбора месторасположения ВЭУ и ветропарков рассматривается средняя скорость ветра. Однако при оценке ожидаемой выработки электроэнергии недостаточно учитывать только этот показатель, необходимо также использовать данные о статистическом распределении спектра скорости ветра. Для этих целей с достаточной степенью надежности используется повторяемость (%) различных скоростей ветра в течение года (периода) по распределению Вейбулла.

Данная информация показывает, какую часть времени в течение рассматриваемого периода имели место ветры с той или иной скоростью, и позволяет выявить энергетическую ценность ветра по расчетам возможной выработ-

ки электроэнергии в течение года или за предполагаемый период (рис. 3).

На основании изложенной информации о повторяемости средних скоростей ветра, а также энергетических параметров ВЭУ, в частности кривой выработки электроэнергии (рис. 4), путем несложных арифметических расчетов можно произвести оценку ожидаемой выработки электроэнергии для ВЭУ различных моделей (см. таблицу).

Заключение

Результаты проведенного мониторинга параметров ветра на четырех перспективных площадках для размещения ветропарков полностью подтвердили правильность произведенных ранее

ГУ «Республиканский гидрометеорологический центр» расчетов параметров ветра при выполнении работы по оценке ветроэнергетических ресурсов и разработке рекомендаций по выбору мест размещения ветроэнергетических установок на территории Республики Беларусь.

Мониторинг параметров ветра является надежным средством оценки ветропотенциала любой перспективной для развития ветроэнергетики территории с целью размещения на ней ВЭУ и ветропарков. При этом также не исключен вариант использования расчетных данных о параметрах ветра.

Ожидаемую выработку электроэнергии ветроустановкой можно рассчитать также с помощью иных методик. При всех равных

условиях эффективность использования энергии ветра зависит не только от его потенциальных ресурсов, но и от увязки выбора модели ВЭУ, высоты ее установки и конструктивных особенностей с поставленными задачами по выработке электроэнергии.

Ожидаемая выработка электроэнергии на площадке у д. Бурмаки Воложинского района Минской области с абсолютной отметкой над уровнем моря 285 м для различных моделей ВЭУ

Модель ВЭУ	Средняя годовая скорость ветра, м/с	Установленная мощность ВЭУ, МВт	Высота расположения ветроротора ВЭУ, м	Ожидаемая выработка электроэнергии, млн кВт·ч
AN Bonus 1000/54	5,7	1,0	60	2,1
Vestas V66/1750	6,4	1,75	70–80	3,0
AN Bonus 2000/76	6,7	2,0	100	4,3

РАБОТА БЕЗ ТРАВМАТИЗМА: СЛАГАЕМЫЕ УСПЕХА

Выполнение требований Директивы Президента Республики Беларусь № 1 и мероприятий Отраслевой целевой программы по улучшению условий и охраны труда на 2011–2015 годы, снижение количества случаев производственного травматизма являются одними из основных показателей эффективности деятельности организаций и предприятий Белорусской энергосистемы. Между тем, несмотря на активную работу по профилактике и предупреждению производственного травматизма, количество несчастных случаев в отрасли в I полугодии текущего года возросло по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, что свидетельствует о недостаточном уровне проводимой работы.



С.Ф. ХИЛЬКО, начальник
отдела охраны труда
и пожарной безопасности
ГПО «Белэнерго»

Расследование несчастного случая на производстве преследует цель установить причинно-следственную связь между существующей системой управления охраной труда, организацией работы по обеспечению соблюдения законодательства об охране труда и обстоятельствами произошедшего. Для унификации результатов расследования и анализа несчастных случаев Правилами расследования и учета несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, утвержденными постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 15 января 2004 года № 30, предусмотрена классификация их обстоятельств и причин.

Из 39 причин несчастных случаев, классифицированных Правилами, 18 (46 %) имеют отношение к некачественной разработке документов, содержащих требования охраны труда, несовершенству технологического процесса, конструктивным недостаткам или эксплуатации неисправных машин, оборудования, инструмента, а также отсутствию (неисправности) средств защиты. Десять причин (25 %) связаны с нарушениями требований охраны труда или неисполнением работником обязанностей по охране труда. Пять причин (13 %) являются следствием недостатков в подготовке персонала по охране труда, таких как привлечение к работе не по специальности, допуск к работе без обучения и стажировки, а также упущений в обучении потерпевшего, в том числе некачественного обучения и инструктажа. Оставшиеся шесть причин приходятся на проблемы здоровья, психологического климата коллектива, противоправные действия других лиц и др.

Если обратить внимание на наиболее часто встречающиеся причины несчастных случаев, выявляемых при расследовании в организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго», то на первом месте (70 %) находятся нарушения трудовой дисциплины, требований нормативных правовых актов по охране труда и неисполнение руководителями и специалистами обязанностей по охране труда; на втором (22 %) – нарушения требований безопасной эксплуатации, техническая неисправность оборудования и недостатки в организации рабочих мест; на третьем (18 %) – личная неосторожность и прочие причины.

Кроме того, в 2012 году при расследовании несчастных случаев был установлен один факт некачественного проведения инструктажа по охране труда. Если принять во внимание, что нарушения требований безопасной эксплуа-

тации также являются нарушениями трудовой дисциплины, а непроведение инструктажа квалифицируется как неисполнение обязанностей по охране труда, то 11 % несчастных случаев приходится на техническую неисправность, конструктивные недостатки оборудования и неудовлетворительное содержание рабочего места, а 89 % случаев являются следствием нарушений трудовой дисциплины.

Необходимо обратить внимание, что причиной нарушения требований охраны труда или неисполнения обязанностей по охране труда могут являться недостатки в обучении. В целях соблюдения требований законодательства наниматель обязан ознакомить работника с имеющимися на его рабочем месте профессиональными рисками и обучить безопасным методам и приемам труда. За этими простыми, но емкими понятиями стоит большой труд по обеспечению функционирования системы управления охраной труда, построенной на принципах выявления рисков на рабочих местах, а также работа по подготовке кадров на производстве.

Рассматривая вопрос подготовки кадров, в первую очередь необходимо сделать акцент на трех составляющих безопасности на производстве: «обучи, обеспечь необходимыми средствами и проверь исполнение». С вводом Кодекса Республики Беларусь об образовании в ГПО «Белэнерго» пересмотрены правила организации работы с персоналом и принят стандарт предприятия «Требования к работе с персоналом», в котором сохранены особенности отраслевой системы подготовки персонала для обслуживания энергетического оборудования. В частности, предусмотрены дублирование, психологическое обеспечение персонала, специальная подготовка, которая должна занимать от 5 до 20 % рабочего времени (тренажерная и противоаварийная подготовка, разбор отклонений в технологических процессах и т.п.), а также определен порядок обучения оперативных работников для работы в должности руководителей на рабочих местах оперативного персонала.

Качественно выполняемая работа в этом направлении способствует формированию навыков, позволяющих

принять в критической ситуации взвешенное решение и, соответственно, предотвратить несчастный случай, аварийную ситуацию или ее развитие. Эти навыки являются основными в подготовке персонала.

В дальнейшем, непосредственно на производстве должен продолжаться ежедневный кропотливый труд по совершенствованию трудовых навыков, повышению компетентности и профессионализма, причем по утвержденным программам и под контролем руководителя структурного подразделения.

Таким образом, подготовка персонала для эксплуатации энергетического оборудования предусматривает постоянную работу над повышением профессионального мастерства. Вместе с тем, при анализе обстоятельств несчастных случаев возникает вопрос: если обучение проводится системно и на высоком уровне, почему происходят несчастные случаи, обусловленные действиями работника, которые трудно квалифицировать как компетентные?

Приведем пример. Потерпевший, электромонтер с 2000 года, без задания диспетчера отключил линейный наружный дистанционный разъединитель, не проверил его отключенное положение (один нож в связи с изломом изолятора не вышел, и одна фаза осталась под напряжением), не включил заземляющие ножи на разъединителе в сторону КТП и при попытке осмотра высоковольтного отсека приблизился на недопустимое расстояние к токоведущим частям, вследствие чего был смертельно поражен электрическим током. Мог ли электромонтер с трудовым стажем более 10 лет не знать о недопустимости выполнения работ без задания диспетчера, без проверки отключенного положения разъединителя, включения заземляющих ножей, установки переносных заземлений и проверки отсутствия напряжения? Полагаю, что в этом случае вопросы относятся скорее к трудовой дисциплине, чем к качеству подготовки персонала.

Другой пример. С разрешения бригадира электромонтер и электромонтер-водитель поехали подключать потребителей согласно поступившим заявкам. На месте приняли решение о выполнении подключения к воздушной линии ответвления к жилому дому без задания, не ставя в известность диспетчера, а также без снятия с воздушной линии напряжения и без установки заземления. Потерпевший со стажем работы более 5 лет не мог не знать порядка производства работ и требований безопасности, однако нарушил их и погиб.

Как видим, в работе по профилактике производственного травматизма приоритетным направлением остается обеспечение трудовой дисциплины, которая включает в себя исполнение руководителями обязанностей по охране труда и соблюдение работниками требований в этой области, установленных нанимателем для конкретного рабочего места и определенных инструкциями по охране труда и другими локальными нормативными правовыми актами.

Нельзя сказать, что работа по обеспечению трудовой дисциплины в энергетической отрасли плохо организована: проводится периодический контроль за состоянием охраны труда, функционирует талонная система охраны труда, ведутся персональный накопительный учет нарушений требований в этой сфере и их мониторинг с оценкой качества проверок и эффективности мер по устранению выявленных нарушений. Кроме того, Минэнерго контролирует результаты проверок рабочих мест руководителями организаций и их заместителями.

Вся эта работа, несомненно, дает положительный результат в плане поддержания определенного уровня трудовой дисциплины. Вместе с тем эффективность этой работы часто оставляет желать лучшего.

Управление персоналом состоит из трех основных фаз – планирования, контроля и регулирования. Контроль нужен для того, чтобы, корректируя решение задачи, устранять или уменьшать неопределенность, а также исправлять ошибки до того, как они приведут к негативным последствиям. Принимая во внимание рост производственного травматизма в I полугодии текущего года, Минэнерго 1 июля 2013 года утвердило Комплекс дополнительных мер по обеспечению результативности мониторинга состояния охраны труда и мотивации персонала к соблюдению требований охраны труда в организациях Минэнерго. В самом названии уже заложена цель дополнительных мер – обеспечить результативность контроля для достижения необходимого уровня мотивации персонала.

Мониторинг проверок соблюдения требований охраны труда на рабочих местах говорит о том, что сегодня на 10 нарушений приходится только одно наказание. Это очень существенный фактор, снижающий эффективность работы по охране труда.

Контроль за соблюдением правил может быть разным – от тотального до эпизодического, а какой из них применять – зависит от уровня культуры производства на каждом конкретном предприятии. ГАИ в республике устанавливает фотоаппаратуру на трассах не из желания всех фотографировать, а для снижения количества нарушений ПДД, поскольку другими методами поднять на должный уровень культуру управления транспортными средствами не получается.

Можно ли считать типичной ситуацию, когда кто-либо, увидев инспектора ГАИ на дороге, продолжит движение с нарушениями правил? Нельзя. А почему? Потому что наказание неизбежно, и оно может быть суровым – вплоть до лишения права на управление транспортным средством. Если применить этот принцип к сфере охраны труда, то каждое серьезное нарушение требований нормативных технических документов должно повлечь отстранение от работы, вплоть до расторжения трудового контракта. Однако такие меры воздействия обычно не применяются. Мастер, производитель работ уверен, что если он не выполнит задание, то не получит зарплату или премию. Такое наказание вполне реально и ощутимо влияет на поведение. Вероятность наказания за нарушения правил охраны труда в десятки раз ниже. У работников и некоторых руководителей сформировалось стойкое убеждение, что о нарушении не узнают, не проверят, не докажут и не накажут. Это приводит к тому, что, желая меньшими усилиями за более короткий срок выполнить свою функцию, работники нарушают технологию производства, пропускают выполнение определенных правилами процедур, игнорируют применение средств защиты и др.

Очевидно, что в сфере охраны труда мы находимся на таком уровне культуры, что существующие формы мотивации зачастую не работают. Значит, необходимо воспитывать в каждом работнике устойчивое убеждение, что за каждым нарушением требований охраны труда последует соответствующее наказание, а каждый руководитель должен прийти к пониманию того, что иногда лучше расторгнуть трудовой контракт, чем дожидаться несчастного случая.

ЭНЕРГЕТИКА ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ: РЕАЛЬНОСТЬ, ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ

Регион Центральной Азии богат энергетическим сырьем (природный газ, нефть) и гидроресурсами, однако этот потенциал распределен очень неравномерно. Казахстан, Узбекистан и Туркменистан обладают огромными запасами природного газа, нефти (а Казахстан – еще и каменного угля), Кыргызстан и Таджикистан – лишь гидроэнергетическими ресурсами, при этом они почти обделены энергетическим минеральным сырьем.

В эпоху Советского Союза страны Центральной Азии входили в Единую энергетическую систему (ЕЭС), образуя замкнутое энергетическое кольцо. Его участниками являлись четыре республики Средней Азии и южная часть Казахстана. В состав объединенной энергосистемы входили 83 электростанции, соединенные между собой линиями электропередачи напряжением 220 и 500 кВ и работавшие параллельно с ЕЭС России через сети Казахстана. Единый координирующий центр «Энергия» находился в Ташкенте (Узбекистан).

Следует отметить, что энергетическая система Центральной Азии была теснейшим образом увязана с ирригационной системой земледелия. Это позволяло управлять сезонными колебаниями спроса на электроэнергию и потребностями в воде как ирригационном ресурсе. В зимнее время Таджикистан и Кыргызстан накапливали воду в водохранилищах, а энергетические

ресурсы (нефть, природный газ, уголь) получали из Туркменистана, Узбекистана и Казахстана. Летом накопленная в водохранилищах вода направлялась в ирригационные системы Узбекистана и Казахстана, при этом вырабатывалась и электроэнергия, избыточная часть которой поставлялась соседям.

Но после распада Советского Союза ситуация изменилась. Система взаимозачетов стала давать сбои, а с течением времени вообще перестала работать. Первым в 2003 году Единую энергосистему покинул Туркменистан, поскольку менее других стран региона был заинтересован в своем участии в ней, а в 2009 году это сделал и Узбекистан.

В настоящее время единого центра, регулирующего работу электроэнергетических систем стран Центральной Азии, не существует, а отношения между государствами региона в области энергетики часто носят взаимоисключающий характер.



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

Таблица 1. Гидроэнергетический потенциал стран Центрально-Азиатского региона (ЦАР), 2006 год

Страна	Экономический гидропотенциал, млрд кВт·ч в год	Используемый гидропотенциал, %	Доля в гидропотенциале ЦАР, %
Таджикистан	317	6	63
Кыргызстан	140	14	28
Казахстан	27	29	6
Узбекистан	15	49	3
Туркменистан	2	0	0

Источник: Евразийский банк развития

Водно-энергетический комплекс Центральной Азии

Крупными производителями электроэнергии с использованием гидроресурсов в регионе являются Таджикистан и Кыргызстан (табл. 1).

Энергетический потенциал этих двух государств, по разным оценкам, составляет 430–460 млрд кВт·ч в год. Его основная часть приходится на Таджикистан. По гидроэнергетическому потенциалу эта страна занимает 8-е место в мире после Китая, России, США, Бразилии, Заира, Индии и Канады.

После распада Советского Союза Таджикистан и Кыргызстан начали интенсивно разрабатывать планы строительства крупных ГЭС как для удовлетворения собственных нужд, так и в целях экспорта электроэнергии в сопредельные государства (табл. 2). Но воплощение этих планов в жизнь осложняется двумя факторами.

Во-первых, обе страны не имеют собственных финансовых ресурсов и квалифицированных кадров для реализации данных проектов. Соответственно, воплотить их в жизнь можно только с помощью внешних инвесторов. И хотя заинтересованность в реализации таких проектов проявили Россия, Китай, Иран, а также США, Индия и Пакистан, за этим зачастую стоит не столько коммерческий, сколько геополитический расчет, когда страна-инвестор в первую очередь преследует цель наращивания своего присутствия и влияния в регионе.

Во-вторых, реализация этих проектов затронет и так далеко не простые отношения Кыргызстана и Таджикистана с Узбекистаном и отчасти с Казахстаном. Обе страны водно-энергетического комплекса Центральной Азии расположены в верховьях рек Амударьи и Сырдарьи, питающих водами весь нижележащий регион. Использование водного ресурса этих рек только для производства электроэнергии – верный путь к обострению отношений с нижележащими по течению государствами, которые используют потенциал трансграничных рек в первую

очередь для нужд ирригационного земледелия.

Дальнейшее развитие водно-энергетического комплекса порождает в обеих странах сходные проблемы в области энергетической безопасности. Корни одних уходят в советское прошлое, другие появились с обретением суверенитета.

Во-первых, созданная в советские времена схема, предусматривающая предоставление Кыргызстаном и Таджикистаном электроэнергии и воды для ирригационных нужд летом в обмен на минеральное сырье Казахстана, Узбекистана и Туркменистана (природный газ и нефть) зимой, в настоящее время не действует, и каждая страна пытается решать возникающие проблемы исходя из своих национальных интересов.

Во-вторых, усиливается конкуренция в области электроэнергетики за внешние рынки сбыта как между Кыргызстаном и Таджикистаном, так и этих стран с Казахстаном и Китаем, которые также наращивают свои экспортные энергетические мощности.

В-третьих, в Кыргызстане возрастает потребление электроэнергии внутри страны, опережая ввод но-

вых мощностей. Дальнейшее развитие этой тенденции грозит превратить республику из страны с избыточным электроэнергетическим потенциалом в энергодефицитный регион.

В-четвертых, в обеих странах очень высок технологический износ (свыше 50 %) энергетического оборудования. Но вложение финансовых средств в его модернизацию тормозится доминированием потребления энергии домашними хозяйствами при неразвитости сервисно-учетных функций.

В-пятых, в регионе почти не используется огромный потенциал малой энергетики. По оценке специалистов, ее суммарный технологически возможный для освоения потенциал в Кыргызстане составляет 5–8 млрд кВт·ч электроэнергии в год (для сравнения: в настоящее время все ГЭС страны вырабатывают 14–15 млрд кВт·ч в год). Между тем, развитие этого направления позволило бы избежать трений с соседями или хотя бы уменьшить их.

Уже упоминалось, что попытки решить проблемы в водно-энергетической сфере постоянно наталкиваются на недостаток собственных финансовых ресурсов. В последние годы ситуация сдвинулась с мертвой точки. Такие международные организации, как Азиатский банк развития, Исламский банк развития, Всемирный банк, Агентство США по международному развитию, предложили странам Центрально-Азиатского региона финансирование под конкретные проекты.

Так, Азиатский банк развития в 2010 году выделил грант в размере \$ 122 млн на расширение и модернизацию сети передачи электроэнергии в Таджикистане. Реализация проекта будет способствовать развитию торговли электроэнергией для покрытия зимнего дефицита.

В 2001 году была создана программа Центрально-Азиатского регионального экономического сотрудничества (ЦАРЭС), финансируемая тремя вышеперечисленными банками, в которую вошел и проект объединения ЛЭП Таджикистана и Афганистана для передачи электроэнергии, в избытке производимой в летнее время таджикской энергосистемой, в сопредельную страну.

Таблица 2. Проекты, намеченные к реализации в гидроэнергетике Кыргызстана и Таджикистана

Страна/проект	Мощность, МВт	Производство электроэнергии, ГВт	Оценка стоимости проекта, \$ млн	Страна-инвестор
Кыргызстан				
Камбар-Ата-1	1900	–	2000	Россия
Камбар-Ата-2	400	–	400	Россия
Кекемерен-1	360	–	–	–
Кекемерен-2	912	–	–	–
Таджикистан				
Сангтуда-1 (частично реализован в 2009 году)	670	2700	670	Россия
Сангтуда-2	220	1000	220	Иран
Рогун	3600	13 000	2200	–
Нурабад	350	–	650	Китай

Источники: *Electricity in Central Asia. Market and Investment opportunity Report*; World Energy Council, July 2007

В октябре 2011 года Таджикистан и Афганистан соединила новая линия электропередачи 220 кВ Сангтуда–Кундуз–Пули Хумри. Ее протяженность на территории Таджикистана составила 116 км, на территории Афганистана – 163 км. Проект был реализован при поддержке Азиатского банка развития и предусматривает экспорт электроэнергии, вырабатываемой совместным таджикско-российским проектом гидроэлектростанции «Сангтуда-1». Реализация данного проекта позволила укрепить развитие энергетической отрасли республики и способствовала сокращению технологических потерь в энергосетях Таджикистана.

Кроме того, существует еще несколько программ по дальнейшему развитию отрасли в регионе. Так, Агентство США по международному развитию совместно со странами ЦАРЭС разработало программу региональной энергетической безопасности, эффективности и торговли (RESET), Всемирный банк – Центрально-Азиатскую программу развития энергетических и водных ресурсов (CAEWDP).

Топливная энергетика Центральной Азии

Государствами, богатыми минеральными энергетическими ресурсами, в Центрально-Азиатском регионе являются Туркменистан и Узбекистан.

Туркменистан относится к энергоизбыточным странам и не только полностью удовлетворяет свои энергетические потребности, но и значительное количество энергоресурсов экспортирует. В структуре производства и потребления энергоресурсов страны главенствующую роль играет природный газ (табл. 3). Туркменистан поставляет его на экспорт по газопроводам. Крупнейшим покупателем туркменского газа является Россия (9,68 млрд м³), на втором месте – Иран (6,5 млрд м³), на третьем – Китай (3,55 млрд м³). В целом количество покупателей невелико, что обусловлено физико-географическим положением страны, отсутствием выхода к морю. Исходя из этого главной задачей энергетиче-

Таблица 3. Показатели современного развития ТЭК Туркменистана, 2000–2010 годы

Показатель	2000	2005	2009	2010
Доказанные запасы нефти, млрд барр.	0,5	0,5	0,5	0,6
Добыча нефти, млн т	7,2	9,5	10,4	10,7
Потребление нефти, млн т	3,6	4,5	5,3	5,6
Доказанные запасы газа, трлн м ³	2,6	2,6	8,0	8,0
Добыча газа, млрд м ³	42,5	57,0	36,4	42,4
Потребление газа, млрд м ³	12,2	16,1	19,9	22,6
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч	9,8	12,8	15,9	17,4

Источник: BP Statistical Review of World Energy, июнь 2011

ской политики Туркменистана стала диверсификация рынков сбыта природного газа.

Один из вариантов такой диверсификации – реализация проекта ТАПИ (Туркменистан–Афганистан–Пакистан–Индия). Газопровод соединит туркменское месторождение Довлетабад (юго-восток Туркменистана), запасы которого оцениваются в 1,7–4,5 трлн м³, и индийский пограничный город Фазилка. При этом его линия пройдет через Герат и Кандагар (Афганистан) и Кветту (провинция Белуджистан, Пакистан). Общая протяженность газопровода составит 1735 км, проектная мощность – 33 млрд м³ в год. Стоимость проекта оценивается в \$ 7,4 млрд, окончание строительства и пуск газопровода в эксплуатацию намечены на 2014 год.

Следует отметить, что технические вопросы, связанные со строительством, во многом решены. Но существуют политические проблемы, преодолеть которые намного труднее.

Во-первых, маршрут прокладки газопровода проходит по территории Афганистана через места боевых действий и по той части Пакистана, которая слабо контролируется правительственными войсками. Во-вторых, не окончательно определен состав участников международного консорциума, которые будут осуществлять инвестиции в строительство. В-третьих, постоянно меняется и состав государств – участников проекта

ТАПИ. Так, совсем недавно Индия выступила с инициативой, чтобы газопровод проходил от границ Казахстана до границ России через территорию Узбекистана. В-четвертых, реализации проекта мешают сложные межгосударственные отношения между первоначальными его участниками, в первую очередь Афганистаном и Пакистаном, Пакистаном и Индией. Все это не прибавляет оптимизма и уверенности в реализации заявленного проекта.

В настоящее время в Туркменистане находятся в эксплуатации и планируются к строительству следующие газопроводы:

- **Средняя Азия–Центр (САЦ).** Построен во времена Советского Союза и эксплуатируется более 35 лет. Технический ресурс выработан, и газопровод нуждается в серьезной реконструкции. Пропускная способность до границы с Узбекистаном составляет 60 млрд м³ в год;
- **Туркменистан–Китай.** Протяженность газопровода 1700 км, был введен в строй в 2009 году. Подписано соглашение о ежегодной закупке Китаем туркменского газа в объеме 30 млрд м³ в год в течение 30 лет;
- **Прикаспийский газопровод.** В 2007 году между Туркменистаном, Казахстаном и Россией было подписано трехстороннее соглашение «О сотрудничестве в строительстве Прикаспийского газопровода». Проектная протяженность



газопровода составляет 1700 км, из них на территорию Туркменистана приходится 500 км. Однако в связи с решением руководства страны об участии в строительстве газопровода «Набукко» реализация проекта была отложена на неопределенный срок;

- **Туркменистан–Иран.** Эти страны связывают два газопровода. Первый был построен в 1997 году по маршруту Корпедже–Курт-Куи. Его пропускная способность составляет 8 млрд м³ в год, протяженность – 200 км. Церемония открытия второго газопровода состоялась 6 января 2010 года. Он проходит по маршруту Довлетабад – Серахс – Хангеран. Протяженность его невелика – 30,5 км, мощность составляет 12,5 млрд м³ газа в год.

Электроэнергетика Туркменистана представлена тепловыми станциями, работающими на природном газе. В среднем в год экспортируется около 20 % произведенной электроэнергии, основными покупателями которой являются Таджи-

кистан, Турция, Иран и Афганистан. К 2020 году в стране планируется довести выработку электроэнергии до 20 млрд кВт·ч, а ее экспорт – до 11,57 млрд кВт·ч (57,8 % от произведенной).

Основой энергосистемы **Узбекистана** также являются тепловые электростанции, которые вырабатывают до 85 % от общего объема производимой в стране электроэнергии. В структуре потребления первичных энергоресурсов по видам топлива для выработки электроэнергии на ТЭС доминирует природный газ – 88 %, на мазут приходится 6,2 %, на уголь – 5,8 %. В перспективе Узбекистан планирует снизить долю природного газа в выработке электроэнергии и нарастить использования угля с 5,8 % до 15 %.

Следует отметить, что ТЭК страны в настоящее время, как и в советские времена, ориентирован на внутренние потребности и экспортные возможности его невелики. В последнее время, в связи с курсом правительства на развитие обрабатывающей промышленности,

экспортный потенциал еще больше снизился.

Заключение

Подводя итоги, выделим главные проблемы, стоящие перед государствами Центрально-Азиатского региона.

Ключевая проблема стран ЦАР – водно-энергетическая. В перспективе она будет обостряться все больше. Это связано в первую очередь с изменением климата на земном шаре. По прогнозам, к 2050 году сокращение объема речного стока в бассейне Амударьи может составить 15 %, а Сырдарьи – 6–10 %.

Вторая, не менее важная проблема этого региона – низкий уровень экономического взаимодействия и договороспособности между руководителями стран ЦАР. И если первый аспект связан с физико-географическими особенностями региона (горные хребты, пустыни) и, соответственно, низкой плотностью путей сообщения, то второй – с особенностями исторического развития.

Третья группа проблем обусловлена социально-экономическими особенностями развития региона, среди которых следующие:

- неэффективное использование электроэнергии и воды. Так, в Узбекистане и Кыргызстане в зимний период электроэнергия используется для отопления жилых помещений, при этом отсутствуют приборы учета ее потребления, из-за устаревшего оборудования велики потери электроэнергии при передаче потребителю;
- изношенность транспортной инфраструктуры. Большая часть распределительных подстанций и ЛЭП построена во времена СССР и технически и морально устарела;
- низкие социальные тарифы на электроэнергию (а в Туркменистане электроэнергия предоставляется населению бесплатно) лишают электрораспределительные организации оборотных средств и, как следствие, возможности обновить оборудование. Кроме того, из-за низких внутренних цен на электроэнергию (Узбекистан, Кыргызстан, Таджикистан) привлечение иностранных инвестиций в этот сектор затруднено.



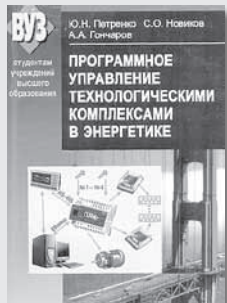
ПРЕДЛАГАЕТ ОЗНАКОМИТЬСЯ С НОВЫМИ ИЗДАНИЯМИ ПО ЭНЕРГЕТИКЕ



- **Альтернативные источники сырья и топлива: тезисы докладов IV Международной научно-технической конференции «АИСТ-2013», 28–30 мая 2013 г., Минск, Беларусь / [редколлегия: В.Е. Агабеков и др.]. – Минск: Институт химии новых материалов НАН Беларуси, 2013. – 100 с.: ил., табл. (Бр 98485).**

В издании представлены материалы лучших докладов IV Международной научно-технической конференции «Альтернативные источники сырья и топлива» (АИСТ-2013).

Отражены вопросы энергобезопасности, поиска альтернативных источников сырья и топлива, расширения ассортимента конкурентоспособных видов топлива и химических продуктов (прежде всего на основе возобновляемого сырья), повышения рентабельности химических производств и наукоемкости продукции, снижения техногенной нагрузки на окружающую среду.



- **Петренко, Ю.Н. Программное управление технологическими комплексами в энергетике: учебное пособие для студентов учреждений высшего образования по энергетическим специальностям / Ю.Н. Петренко, С.О. Новиков, А.А. Гончаров. – Минск: Вышэйшая школа, 2013. – 406, [1] с.: ил., табл. (1/334492 621.31 П30).**

В учебном пособии рассматриваются аспекты реализации проектов систем управления технологическими комплексами на основе программируемых логических контроллеров (ПЛК). Описаны языки программирования ПЛК: PKC, LAD, FBD, STL, SCL, GRAPHSET, SFC, CFC.

Рассматриваются промышленные компьютерные сети, объединяющие ПЛК, интеллектуальные датчики и исполнительные устройства на основе технологий PROFInet, FIELDbus и PROFibus.

Изложены приемы и правила работы в системе программирования CoDeSys, основным назначением которой является использование программных логических контроллеров и промышленных компьютеров в стандарте МЭК 61131-3. Средства CoDeSys позволяют реализовывать законы и моделировать схемы управления, а также исследовать их поведение при различных условиях работы в реальном времени.

Предназначено для студентов учреждений высшего образования по энергетическим специальностям. Будет полезно специалистам, занимающимся разработкой дискретных систем управления технологических комплексов.

- **Вавилов, А.В. Брикеты из возобновляемых биоэнергетических источников: [монография] / А.В. Вавилов. – Минск: Стринко, 2013. – 70, [1] с.: ил., табл., схемы. (1/334578 674 В12).**

В издании рассматриваются вопросы производства топливных брикетов из различных видов возобновляемых биоресурсов, в особенности лесосечных отходов и низкокачественной древесины, ежегодный объем которых в Беларуси достигает 10 млн м³.

Предложены технологические схемы, оборудование и технологические линии для производства топливных брикетов в зависимости от вида возобновляемых биоресурсов, их влажности и исходного фракционного состава.

Издание предназначено для руководителей топливообеспечивающих предприятий, инженерно-технических работников, бизнесменов, студентов, изучающих энерго-, ресурсосберегающие дисциплины.

- **Родькин, О.И. Производство возобновляемого биотоплива в аграрных ландшафтах: экологические и технологические аспекты: [монография] / О.И. Родькин. – Минск: МГЭУ им. А.Д. Сахарова, 2012. – 210, [1] с.: ил., табл. (1/325612 631 Р61).**

В издании рассмотрены аспекты воздействия на окружающую среду, возникающего при производстве и использовании биотоплива на уровне аграрных ландшафтов. Особое внимание уделено вопросам аграрного лесоводства на примере возделывания быстрорастущей ивы в различных экологических условиях, а также использования соломы и биодизеля.

Анализ экологических аспектов проблемы проведен на основе обобщения мирового опыта и собственных экспериментальных данных.

Предназначено для специалистов, работающих в области возобновляемых источников энергии, охраны окружающей среды или сельскохозяйственного производства, магистрантов и аспирантов вузов смежных специальностей.



*В скобках указаны шифры хранения изданий в библиотеке.

Издания не продаются!

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

Библиотека также оказывает дополнительные услуги по копированию и сканированию фрагментов документов, записи на 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