



ДОРОГИЕ ДРУЗЬЯ!

ОТ ИМЕНИ МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ ПОЗДРАВЛЯЮ ВАС С ПРОФЕССИОНАЛЬНЫМ ПРАЗДНИКОМ – ДНЕМ ЭНЕРГЕТИКА!

Профессия энергетика – одна из самых уважаемых и почетных. Она ко многому обязывает – ведь в современном мире энергетическая отрасль является основой процветания общества. Все, что кажется неотъемлемой частью нашей жизни – тепло и уют в каждом доме, бесперебойное снабжение электроэнергией промышленных предприятий, учреждений, больниц, школ, – достигается нелегким и самоотверженным трудом тех, кто выбрал энергетику делом своей жизни.

Уходящий 2010 год стал значимым этапом для отрасли. Принята Стратегия развития энергетического потенциала Республики Беларусь на 2011–2015 годы и на период до 2020 года, основная цель которой – повышение уровня энергетической безопасности страны. В непростых условиях, вызванных последствиями мирового финансового кризиса, белорусские энергетики обеспечили устойчивое снабжение народного хозяйства и населения страны электро- и теплоэнергией, а также природным газом в востребованных объемах. Продолжается работа по модернизации и техническому перевооружению энергетических объектов в рамках Государственной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергосистемы, что позволило нарастить энергетический потенциал отрасли.

Мы вплотную приблизились к реализации проекта строительства белорусской АЭС, выполнены в полном объеме подготовительные работы, началась подготовка к сооружению линий электропередачи 330 кВ для обеспечения выдачи мощности будущей атомной станции. Планируется развитие линий электропередачи между республикой и сопредельными странами. Предусматривается наращивание объемов хранения природного газа за счет расширения Прибугского и развития Мозырского подземных хранилищ газа. В целях диверсификации поставок в республику природного газа идет проработка проектов по созданию СПГ-терминалов.

Значимыми направлениями развития возобновляемой энергетики в Беларуси остаются максимальное использование гидро- и ветроэнергетического потенциала республики, строительство энергообъектов на местных видах топлива.

Активно развивается сотрудничество с компаниями Китайской Народной Республики по возведению энергообъектов на местных видах топлива и возобновляемых источниках энергии с привлечением кредитных ресурсов китайских банков.

Белорусским энергетикам есть чем гордиться. В любых условиях, не считаясь со временем и не жалея сил, они остаются гарантами надежного и бесперебойного снабжения электроэнергией и теплом всех потребителей страны. За каждым достижением отрасли стоит высокая степень ответственности и самоотдачи каждого – от рядового энергетика до руководителя организации.

Время ставит перед нами все более сложные задачи, но я уверен, что профессионализм, ответственность и бесценный опыт белорусских энергетиков позволят с успехом их решить и воплотить в жизнь самые значительные планы по развитию генерирующих источников, электрических сетей, газотранспортной и газоснабжающей инфраструктуры.

Сердечно поздравляю всех энергетиков и ветеранов отрасли с профессиональным праздником, Рождеством и Новым годом! Желаю вам и вашим близким крепкого здоровья, семейного счастья, материального благополучия и новых трудовых свершений!

**Министр энергетики
Республики Беларусь**

А. В. Озерец

Учредитель
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Редакционная коллегия:

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

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ

ТЭК Беларуси	4
--------------------	---

ПРИОРИТЕТЫ

Развитие энергетики должно стать более динамичным <i>По итогам работы коллегии Министерства энергетики Республики Беларусь</i>	8
Гончар О.В. Беларусь готова к масштабному привлечению иностраннных инвестиций <i>По итогам Белорусского инвестиционного форума во Франкфурте-на-Майне</i>	11

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Трутаев В.И., главный специалист РУП «БелНИПИэнергопром» Сыропуцинский В.М., к. т. н., начальник ПТО РУП «БелНИПИэнергопром» Прирост себестоимости производства электроэнергии как экономический критерий обоснования очередности разгрузки энергоустановок в ночные часы	19
--	-----------

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Брылева В. А., научный сотрудник ГНУ «Объединенный институт энергетических и ядерных исследований – Сосны» НАН Беларуси Защитные мероприятия и системы безопасности АЭС	25
--	-----------

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Григорьев С.Н., директор УЧП «НПЦ «Спецсистема» Измерительный комплекс ИСТОК – сертифицированные средства измерения энергоресурсов	29
--	-----------

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Червинский В.Л., к.т.н., доцент Белорусского национального технического университета Перспективы использования фотовольтаических систем в Беларуси	30
---	-----------

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАДЗОР

Гурина О.В., магистр права, юрист филиала «Энергонадзор» РУП «Брестэнерго» Применение административной ответственности в сфере энергетики	34
Киселев Н.Н., начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» Симаков А.А., начальник ОАСУ филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» Автоматизация рабочего места инспектора	38
Воронцов А.Э., государственный инспектор по энергетическому надзору МРО Минского района филиала «Энергонадзор» РУП «Минскэнерго» Модульная система заземления	41
К юбилею энергосбыта и энергонадзора <i>По итогам Республиканской научно-практической конференции ГПО «Белэнерго»</i>	42

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

Календарь выставок (январь/февраль 2011 года)	44
--	-----------

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ

Авчинников А.Б., старший преподаватель Международного государственного экологического университета им. А.Д. Сахарова Емельяненко Е.В., МГЭУ им. А.Д. Сахарова Украина. Пути решения проблем энергетической безопасности	47
---	-----------

Зуй В.И., д. г.-м. н., заведующий отделом геотермии Белорусского научно-исследовательского геологоразведочного института

Мировая практика использования геотермальных ресурсов для выработки электроэнергии50

НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

Ломан М.С., м.т.н., инженер РУП «Белэлектромонтажналадка»
Ковалевский А.В., к.т.н., заместитель начальника СРЗАИ
РУП «Белэнергомонтажналадка»

Натурные испытания устройства дифференциальной защиты трансформатора МР801 производства РУП «Белэлектромонтажналадка»55

ЭНЕРГОРЕСУРСЫ

Гаврилов И.М., заведующий лабораторией дистанционных методов исследований Земли в геологии НПРУП «Космоаэрогеология»

Каштелян О.Л., младший научный сотрудник лаборатории дистанционных методов исследований Земли в геологии НПРУП «Космоаэрогеология»

О нефтеперспективности территории Оршанской впадины58

ЭНЕРГЕТИКА В ЦИФРАХ

Конечное потребление ТЭР по видам топлива в мире63

Структура конечного потребления ТЭР по странам63

Мировой энергетический баланс. 1973 год64

Мировой энергетический баланс. 2007 год65

СОБЫТИЕ

Бородич В.А., инженер по работе со СМИ отдела социального развития и информационно-идеологической работы РУП «Витебскэнерго»

Первенцу белорусской энергетики – 80 лет66

Прохорович А.С., главный инженер Бобруйской ТЭЦ-2

Бобруйской ТЭЦ-2 – 40 лет68

Осмоловский В.М., директор филиала «Климовичские электрические сети» РУП «Могилевэнерго»

Климовичские электрические сети отметили полувековой юбилей70

НАСЛЕДИЕ

Дрогайцева Е.С.

«Своей судьбе я благодарен за все...»

К 90-летию Ивана Ивановича Чижонка72

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Национальный фонд ТНПА – энергетике74

ЭНЕРГОПАНОРАМА

Энергетика. Обзор событий в мире75

ГЛАЗАМИ ДЕТЕЙ

Павлович А.С., начальник Борисовского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Минскэнерго» – старший государственный инспектор по энергетическому надзору

Электрический ток – это опасно78

Перечень статей, опубликованных в 2010 году81

Энергетическая безопасность

Традиционная и ядерная энергетика

Транспорт газа и газоснабжение

Альтернативная и малая энергетика

Энергоэффективность и экология

Редакция:

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

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

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

Адрес редакции:

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

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала
№ 931 от 27.08.2010.

Публикуемые материалы отражают мнение их авторов. 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 16.12.2010 г., формат 60x90½,
тираж 1400 экз., заказ № 4433.

© Информационно-издательский центр, 2010

ТЭК БЕЛАРУСИ

Состоялась пресс-конференция, посвященная Дню энергетика

16 декабря в Национальном пресс-центре состоялась пресс-конференция, посвященная Дню энергетика, который в этом году совпадает со знаменательной датой – 90-летием плана ГОЭЛРО. В ходе конференции выступили заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк, заместитель Министра энергетики Республики Беларусь Ю.В. Рымашевский, генеральный директор ОАО «Белтрансгаз» В.В. Майоров, заместитель генерального директора ГПО «Белэнерго» М.В. Лузин, заместитель генерального директора ГПО «Белтопгаз» М.К. Желудок.

Было отмечено, что в целом энергетическая отрасль справилась с задачами по повышению эффективности работы, надежности обеспечения народного хозяйства и населения электрической, тепловой энергией, природным газом. За пятилетку в электроэнергетике сэкономлено более 1,2–1,3 млн т у.т. Модернизированы многие энергетические объекты с повышением эффективности их функционирования. Проведена большая работа по строительству энергоисточников на местных видах топлива. По итогам пятилетки ожидается снижение износа основных фондов Белорусской энергосистемы на 48 %.

Разработана Стратегия развития отрасли на предстоящую пятилетку, подготовлен ряд программ, направленных на более интенсивные темпы развития энергетики. Планируемый объем инвестиций будет удвоен по сравнению с прошлой пятилеткой.

Продолжаются работы по вовлечению в энергобаланс ресурсов ветра и воды. Изучается зарубежный опыт использования сжиженного газа.



Было отмечено, что баланс российского газа для Беларуси в 2011 году составит 22,5 млрд м³. Такой объем газа необходим республике с учетом роста экономики, фактического потребления. Подчеркивалась важность для нашей страны подписанного 9 декабря в рамках Таможенного союза соглашения о правилах доступа к услугам естественных монополий, в котором заложены принципы ценообразования и равнодоходности цен на энергоносители. Это будет способствовать равным принципам конкуренции, сопоставимости критериев и конкурентоспособности продукции и придаст новый импульс как сотрудничеству в газовой сфере, так и развитию экономик государств – членов Таможенного союза.

Участники конференции поздравили энергетиков с профессиональным праздником, Рождеством и Новым годом и пожелали им успехов в будущей пятилетке, здоровья, мира и добра.

А.Г. Лукашенко предложил японской компании МНІ участие в реализации крупных проектов в энергетике

В ходе встречи с японской компанией Mitsubishi Heavy Industries (MHI), состоявшейся в г. Минске 11 ноября, Президент Беларуси Александр Лукашенко пригласил японскую компанию принять участие в реализации проектов, направленных на энергетическую безопасность Беларуси.

Глава государства отметил, что Беларусь имеет неудовлетворительную структуру топливно-энергетического баланса. Доля природного газа при выработке электроэнергии составляет 95 %. После тщательного изучения мирового опыта и учета значимости различных источников энергии в общем балансе в стране пришли к выводу, что оптимальным вариантом кардинального решения проблемы будет строительство атомной электростанции. Президент проинформировал представителей компании о том, что в Беларуси в ближайшее время планируется построить гидроэлектростанции, а также тепловые, топливом для которых будут уголь, торф, дрова и другие альтернативные источники.

Японская компания Mitsubishi Heavy Industries выразила большую заинтересованность в работе по всем направлениям модернизации и развития энергетической системы в Беларуси.

Компания является мировым лидером по объему заказов на замену и модернизацию реакторного и турбинного оборудования на действующих АЭС, выпускает всю линейку электроэнергетического оборудования и строит под ключ любые электростанции – от работающих на энергии ветра до АЭС. На японских АЭС (а все они построены компанией MHI) не было ни одного происшествия за десятилетия эксплуатации.

Минэнерго совместно с китайскими компаниями в 2011 году проведет мониторинг ветра в Беларуси

Недавно Министерством энергетики Беларуси достигнута договоренность о проведении совместно с китайскими компаниями в 2011 году мониторинга ветра. По его результатам будет принято решение о создании сборочного производства ветроустановок в стране и строительстве

ветропарка на условиях прямых инвестиций, участие в котором предложено принять компаниям из КНР.

Минэнерго уже реализует с китайскими компаниями ряд проектов, в том числе по строительству энергообъектов на альтернативных источниках энергии.

Кроме того, китайским компаниям предлагается строить гидроэлектростанции на условиях прямых инвестиций, в том числе путем создания совместных предприятий, с продажей электроэнергии в энергосистему по установленным в Беларуси тарифам, а также комплексное строительство объектов с привлечением кредитных ресурсов. В настоящее время с приглашением китайской стороны объявлены конкурсы на строительство Немновской и Витебской ГЭС.

В 2012 году начнется строительство линий электропередачи для АЭС

Строительство линий электропередачи для АЭС в Беларуси начнется в 2012 году. Проект включает в себя создание 646,2 км ЛЭП напряжением 330 кВ, присоединяемых к сооружаемому распределительному устройству атомной электростанции.

Для обеспечения выдачи мощности первого энергоблока АЭС на 1200 МВт к 2016 году необходимо построить ЛЭП напряжением 330 кВ к распределительному устройству 330 кВ белорусской АЭС, протяженность которых составит около 400 км, а также подстанцию «Поставы» напряжением 330 кВ. Оставшиеся объемы работ будут выполнены к вводу второго энергоблока АЭС, который намечен на 2018 год.

Проект входит в Стратегию реализации инвестиционных проектов Минэнерго с привлечением китайских кредитных ресурсов. В настоящее время Министерство энергетики Республики Беларусь, ГПО «Белэнерго» и РУП «Гродноэнерго» ведут переговоры с возможными инвесторами по реализации проекта под ключ.

Внешние кредитные ресурсы планируется направить на оплату строительно-монтажных работ и поставку основного оборудования. Строительство ЛЭП начнется в 2012 году после завершения проектных работ и определения подрядной строительной организации.

Подписаны договоры с Украиной о транспортировке венесуэльской нефти

1 ноября в Минске Беларусь и Украина подписали договоры о транспортировке венесуэльской нефти между субъектами хозяйственной деятельности Беларуси и Украины. Протокольное решение о прокачке пробной партии нефти для Мозырского нефтеперерабатывающего завода с использованием магистральных нефтепроводов Одесса – Броды и «Дружба» было принято Правительством Украины в конце октября.

Нефтепровод Одесса – Броды является частью Евро-Азиатского нефтетранспортного коридора. Он был введен в эксплуатацию в мае 2002 года. Одесса – Броды соединяет магистральный нефтепровод «Южный» и главную нефтеперекачивающую станцию Броды. Протяженность нефтепровода составляет 674 км, диаметр – 1020 мм,

продуктивность первой очереди магистрали рассчитана на 14,5 млн т в год, второй – на 45 млн т в год.

Пробная прокачка нефти с использованием нефтепровода Одесса – Броды в аверсном режиме и одной из двух веток магистрального нефтепровода «Дружба» на Мозырский НПЗ началась 20 и завершилась 24 ноября. Новый маршрут доставки углеводородного сырья планируется использовать на постоянной основе.

Предполагается, что закупленная в Венесуэле нефть будет поставляться в Беларусь на условиях своп с использованием углеводородного сырья из разных источников поступления. Новый маршрут доставки позволит снизить транспортные издержки.

Беларусь и Индия готовят совместную программу по энергоэффективности

Беларусь и Индия готовят совместную программу по энергоэффективности и использованию местных видов топлива. В ходе состоявшегося недавно визита белорусской делегации во главе с Первым заместителем Премьер-министра Владимиром Семашко в Индию были обсуждены возможности выполнения совместных проектов по энергоэффективности, использованию биогаза, древесины, торфа, бурого угля, гидроэнергетики, ветроэнергетики и солнечной энергии.

Встречи в министерствах и организациях Индии показали заинтересованность обеих стран в развитии взаимовыгодного сотрудничества по ключевым направлениям совместной деятельности на ближайший период. Среди них энергетика, информационно-коммуникационные и лазерные технологии, био- и нанотехнологии, фармакология, химическая промышленность, компьютерные технологии и моделирование. Планируется также развивать сотрудничество в области переработки отходов для нужд энергетики, возобновляемых источников энергии и ресурсосбережения.

Эксперты МАГАТЭ рассмотрят финальную версию компьютерной обучающей системы

22–26 ноября 2010 года в рамках реализации проекта технического сотрудничества с Международным агентством по атомной энергии «Развитие кадрового потенциала и системы обучения специалистов для ядерной энергетической программы» эксперты МАГАТЭ совместно с белорусскими специалистами рассмотрят финальную версию компьютерной обучающей системы (КОС) для подготовки белорусского персонала, вовлеченного в ядерную энергетическую программу. В работе примут участие эксперты из России, Украины и Армении, а также представители разработчика и поставщика КОС – Консорциума SA&R Engineering GmbH (Германия) и ООО «ИТ-Славутич» (Украина).

Работа будет проходить одновременно в Министерстве энергетики (г. Минск) и в ГУ «Дирекция строительства атомной электростанции» (г.п. Островец Гродненской области), где представители поставщика КОС установят программное и информационное обеспечение на поставленное ранее компьютерное оборудование и прове-

дут обучение белорусских специалистов, которые будут работать с данной программой.

Компьютерная обучающая система будет установлена в Департаменте по ядерной энергетике Минэнерго, Департаменте по ядерной и радиационной безопасности МЧС, ГНУ «Объединенный институт энергетических и ядерных исследований – Сосны», ГУ «Дирекция строительства атомной электростанции» и в четырех университетах страны, осуществляющих подготовку специалистов в области ядерной энергетики.

Обоснование безопасности будущей АЭС подготовят в Беларуси

В Беларуси будет подготовлен отчет по обоснованию безопасности будущей АЭС. Требования к отчету, которые уже имеются, касаются всех элементов и систем будущей станции и отражены в 20 разделах. Сам отчет будет сформирован после окончательного выбора инвестора проекта.

Отчет по обоснованию безопасности АЭС должна будет подготовить организация-эксплуатант станции. К экспертизе документа планируется привлечь около 90 специалистов различных направлений. Отчет по обоснованию безопасности АЭС будет постоянно дорабатываться, в том числе после строительства станции, пусконаладочных работ, в процессе всего ее жизненного цикла. В документе будет также обосновано с научной точки зрения и экспериментально подтверждено любое решение, касающееся будущей АЭС. По итогам экспертизы отчета будет выдаваться лицензия эксплуатирующей организации.

Отчет по обоснованию безопасности АЭС является основным документом, который свидетельствует о том, что АЭС безопасна и может использоваться.

Подписан контракт на изготовление и поставку оборудования для модернизации третьего энергоблока Лукомльской ГРЭС

В октябре РУП «Витебскэнерго» подписало контракт с ОАО «Силовые машины» (Россия) на изготовление и поставку оборудования для модернизации третьего энергоблока Лукомльской ГРЭС. Стоимость контракта оценивается в \$ 7 млн.

Соглашением предусмотрено, что российское предприятие спроектирует, изготовит и поставит на станцию оборудование для модернизации проточной части цилиндра высокого давления паровой турбины мощностью 300 МВт, систему автоматического регулирования и автоматическую систему контроля вибрации и диагностики. Кроме того, российские специалисты окажут услуги шеф-монтажа и примут участие в пусконаладочных работах для ввода поставленного оборудования в эксплуатацию.

Предполагается, что поставка оборудования будет завершена в феврале 2011 года, шеф-монтажные работы начнутся во втором квартале 2011 года. В результате модернизации мощность турбины будет повышена на 6 МВт, а ее номинальная мощность достигнет 327 МВт. Пуск обновленного энергоблока № 3 Лукомльской ГРЭС запланирован на осень будущего года.

ОАО «Силовые машины» изготовило и поставило оборудование для модернизации трех из восьми энергоблоков Лукомльской ГРЭС (первого, второго и четвертого) в рамках проекта технического перевооружения станции, который реализуется с 2002 года.

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

ВРУЧЕНЫ НАГРАДЫ

20 октября Премьер-министр Беларуси С.С. Сидорский по поручению Президента Республики Беларусь вручил государственные награды заслуженным людям страны. В списке награжденных есть и работники энергетической отрасли.

За многолетний творческий труд, высокий профессионализм, образцовое выполнение служебных обязанностей медалью «За трудовые заслуги» награждены:

Леонид Иванович Рудинский – генеральный директор государственного производственного объединения по топливу и газификации «Белтопгаз»;

Анатолий Алексеевич Мазурчик – первый заместитель генерального директора – главный инженер производственного республиканского унитарного предприятия «Витебскоблгаз»;

Леонид Вацлавович Казацкий – электрогазосварщик службы эксплуатации газового хозяйства производственного управления «Гродномежрайгаз» – филиала производственного республиканского унитарного предприятия «Гроднооблгаз»;

Владимир Александрович Хилько – электрогазосварщик ручной сварки Слонимского участка открытого акционерного общества «Специализированная передвижная механизированная колонна № 4».

Уважаемые коллеги!
Поздравляем вас с заслуженными наградами. Желаем счастья, здоровья, семейного благополучия и дальнейших успехов в работе!

**Аппарат Министерства энергетики Республики Беларусь,
редакционная коллегия, редакция журнала**



«БПЦ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ» ОТКРЫЛ ОФИЦИАЛЬНОЕ ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВО В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

12 октября 2010 года в ходе пресс-конференции компания БПЦ объявила об открытии официального представительства в Республике Беларусь.

Мероприятие для прессы прошло в Минске в рамках деловой программы XV Белорусского энергетического и экологического форума и XV Международной специализированной выставки «Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро» (EnergyExpo 2010), где компания представила свои решения в области распределенной энергетики на стенде Министерства жилищно-коммунального хозяйства Республики Беларусь. В пресс-конференции приняли участие генеральный директор «БПЦ Энергетические Системы» Александр Скороходов, директор по маркетингу Ольга Парфенова и руководитель проектов Вячеслав Воронин, которые рассказали о новом подразделении компании и ответили на вопросы журналистов.

По словам руководителей БПЦ, открытие официального представительства компании в Республике Беларусь обусловлено высоким потенциалом белорусских предприятий в сфере повышения энергосбережения и энергоэффективности и, соответственно, растущей потребностью в передовых энергетических технологиях, необходимых для реализации данного потенциала.

В своем выступлении перед журналистами генеральный директор «БПЦ Энергетические Системы» Александр Скороходов осветил цели создания представительства и стратегические планы развития бизнеса компании на территории республики. По его словам, официальное представительство БПЦ будет являться некоммерческой структурой, призванной решать задачи продвижения энергоэффективных технологий на базе новейшего поколения генерирующего оборудования – микротурбин Capstone и газовых турбин OPRA. Сегодня БПЦ – основной поставщик энергоэффективных технологий и инновационного оборудования для распределенной энергетики в России, ведет активную работу в Украине, Узбекистане и некоторых других странах ближнего зарубежья. Открытие представительства в Беларуси – это очередной шаг к расширению деятельности компании на территории стран СНГ.

Представительство БПЦ будет располагаться в Минске. Основными направлениями его деятельности станут

взаимодействие с государственными, административными и надзорными органами, участие в отраслевых мероприятиях, проведение обучающих семинаров для проектных институтов и профильных специалистов, организация референс-визитов на действующие объекты для потенциальных потребителей. Представительство будет осуществлять квалификационный отбор подрядных организаций для участия в конкурсах на проектирование и строительство объектов децентрализованной генерации на базе оборудования БПЦ, а также оказывать содействие партнерам и подрядным организациям в реализации проектов и обеспечении сервисного обслуживания построенных электростанций. Таким образом, представительство «БПЦ Энергетические Системы» станет полноценным провайдером энергоэффективных решений в Республике Беларусь.

В ходе презентации энергетических решений представители компании подробно проинформировали о технологической основе электростанций БПЦ и их преимуществах. Так, автономные электростанции БПЦ на базе микротурбин Capstone и газовых турбин OPRA обладают целым рядом конкурентоспособных потребительских характеристик: быстрой окупаемостью инвестиций (2–4 года), низкими затратами на сооружение и эксплуатацию, эластичностью к нагрузкам, компактностью и экологичностью. Благодаря применению передовых технологий когенерации (совместная выработка электроэнергии и тепла) и тригенерации (электричество – тепло – холод) совокупный КПД электростанций БПЦ достигает 92 % и более. Еще одним важным преимуществом является их нечувствительность к составу топлива и способность работать со сложными газами, в том числе низкого качества: сернистыми, жирными, переменного состава, калорийности и давления, а также содержащими до 5–7 % сероводорода – без предварительной газоподготовки. Это позволяет снизить капитальные затраты на строительство и сервисное обслуживание всего энергокомплекса.



В завершение пресс-конференции Александр Скороходов отметил, что открытию представительства в Минске предшествовали тщательное исследование потенциала республики в развитии автономной генерации и работа по организации дилерской сети и сервисных центров. В результате на сегодняшний день в Минске уже эксплуатируются две микротурбинные установки Capstone C65, обеспечивающие электроэнергией городской автотехцентр. Используя передовое энергоэффективное оборудование, компания реализует также ряд других проектов, среди которых строительство электростанции для крупнейшего железнодорожного узла Беларуси – Барановичи. Данный проект осуществляется при поддержке Департамента по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь.

В ближайших планах представительства «БПЦ Энергетические Системы» – содействие в повышении энергоэффективности белорусской промышленности и объектов ЖКХ путем внедрения малых когенерационных электростанций при реконструкции котельных. Энергетические решения БПЦ отвечают современным требованиям Республиканской программы энергосбережения и получили поддержку Министерства жилищно-коммунального хозяйства Республики Беларусь для внедрения на объектах ЖКХ. Кроме того, компания планирует реализацию целого ряда проектов в области возобновляемой энергетики, так как оборудование БПЦ является наиболее технологичным и экономичным решением проблемы утилизации биологических отходов.

БПЦ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ
www.bpcenergy.ru
 e-mail: energy@bpc.ru

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ ДОЛЖНО СТАТЬ БОЛЕЕ ДИНАМИЧНЫМ

По итогам работы коллегии Министерства энергетики Республики Беларусь

Темпы обновления и развития энергетики нуждаются в ускорении. Эта мысль прошла красной нитью в ходе заседания коллегии Минэнерго, которое состоялось 29 октября. Его участники обсудили итоги работы отрасли за 9 месяцев и меры по обеспечению выполнения утвержденных программ, стратегий и мероприятий по достижению основных целевых и других прогнозных показателей социально-экономического развития отрасли в 2010 году.



Заседание коллегии открыл Министр энергетики Республики Беларусь А.В. Озерец. Он отметил, что на обсуждение вынесены первоочередные вопросы развития отрасли, которые требуют детальной проработки каждым руководителем и имеют непосредственное отношение к инвестиционным проектам. Министр дал краткую оценку текущей деятельности подотчетных организаций, ходу выполнения Государственной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы и подчеркнул, что привлекаемые инвестиционные кредиты должны быть использованы с максимальной выгодой и эффективностью.

Анализируя деятельность организаций по привлечению иностранных кредитных ресурсов, Министр потребовал безусловного выполнения задания по данному направлению, активизации работы по подписанию кредитных соглашений, своевременного рассмотрения материалов по перспективным и текущим проектам ГПО «Белэнерго», реализуемым с привлечением кредитных ресурсов.

Также Министр подверг критике практику необоснованного привлечения белорусских кредитов. Он потребовал от руководителей ускорить

освоение иностранных инвестиций и обеспечить полное выполнение всех целевых показателей, в том числе и увеличенного в этом году целевого показателя по энергосбережению. В условиях рынка необходимо работать динамично, подчеркнул А.В. Озерец.

С докладом «Об итогах работы Министерства энергетики Республики Беларусь в январе–сентябре 2010 года и мерах по обеспечению выполнения утвержденных программ, стратегий и мероприятий по достижению основных целевых и других прогнозных показателей социально-экономического развития отрасли в 2010 году» выступила заместитель Министра энергетики Беларуси Р.С. Филимонова. Докладчик отметила, что обеспечено выполнение поэтапных стратегий достижения Минэнерго установленных на 2010 год показателей по темпу роста инвестиций в основной капитал, сальдо внешней торговли товарами и услугами, энергосбережению, а также Отраслевой стратегии выполнения показателей наращивания объемов производства и сбыта, сокращения запасов готовой продукции на складах предприятий Минэнерго в 2010 году.

Вместе с тем Р.С. Филимонова подчеркнула, что нельзя останавливаться

на достигнутом, поскольку основная нагрузка по выполнению целевых показателей придется на IV квартал.

Касаясь финансово-экономических проблем отрасли, заместитель Министра остановилась на дефиците финансовых средств, сложившемся в энерго- и газоснабжающих организациях в начале года. Основными причинами того, что энергоснабжающие организации не обеспечивают в полном объеме и в установленные сроки оплату природного газа, докладчик назвала высокий уровень перекрестного субсидирования в тарифах для населения и предоставление отдельным юридическим лицам льготных тарифов на энергоресурсы. Несмотря на то что повышение тарифов позволило снизить финансовый дефицит и уменьшить убыточность организаций, проблема до конца не исчерпана. За 9 месяцев практически в два раза по сравнению с аналогичным периодом прошлого года снизилась рентабельность реализованной продукции, а также уменьшилась чистая прибыль в целом по Минэнерго. Убытки энерго- и газоснабжающими организациями получены по объективным причинам, тем не менее их руководители должны принять меры по изысканию внутренних резервов для улучшения финансового положения.

Р.С. Филимонова проанализировала кредитную политику организаций Минэнерго. По состоянию на 1 октября открыты кредитные линии под реализацию инвестиционных проектов на общую сумму \$ 1 263,6 млрд, в том числе за счет ресурсов иностранных банков \$ 968,5 млн, а также привлечено кредитов на реализацию инвестиционных проектов на общую сумму \$ 193,9 млн.

Докладчик обратила внимание на то, что, несмотря на снижение кредитной задолженности по кредитам для оборотных средств на 104,3 млрд рублей по сравнению с началом года, ее уровень еще остается высоким, и потребовала неукоснительного следования жестким графикам по ликвидации данной задолженности к концу года, доведенным организациям Министерством энергетики.

Заместитель Министра отметила положительную тенденцию снижения количества убыточных предприятий. По итогам работы за 9 месяцев 12 организаций Минэнерго имеют чистый убыток, что почти в два раза меньше, чем в начале года. Планируется, что 8 энерго- и газоснабжающих организаций, получивших убытки по объективным причинам, а также две строительные организации – ОАО «Барановичское СМУ» и ОАО «Белэнергосвязь», в которых проводится реорганизация, выйдут на безубыточную работу к концу года.

Убыток от прочих видов деятельности энерго- и газоснабжающих

За 9 месяцев 2010 года без блок-станций выработано 23,63 млрд кВт·ч электроэнергии (114 % к 9 месяцам 2009 года); импортировано 2,12 млрд кВт·ч (63,3 %); общее потребление электроэнергии составило 27,16 млрд кВт·ч (108,6 %); отпущено тепловой энергии 24,3 млн Гкал (107,7 %).

Объем поставки природного газа ГПО «Белтопгаз» потребителям республики составил 14,79 млрд м³ (134 % к уровню 2009 года); транзит природного газа – 32,3 млрд м³ (100,9 % объема, предусмотренного контрактом); реализовано 97,5 тыс. т сжиженного углеводородного газа (93 % к 2009 году).

Добыча торфа составила 2 537,8 тыс. т, или 100,9 % к плану на сезон добычи, произведено 931,6 тыс. т брикетов (112,9 % к плану). Объем экспорта брикетов составил 290,1 тыс. т (79,6 % от годового задания).

За отчетный период ОАО «Белтрансгаз» обеспечило закачку природного газа в Осиповичское, Прибугское и Мозырское ПХГ в объеме 577,9 млн м³ (62,1 % от годового задания). Его закачка обеспечивается согласно технологическим картам эксплуатации подземных хранилищ газа в 2010 году.

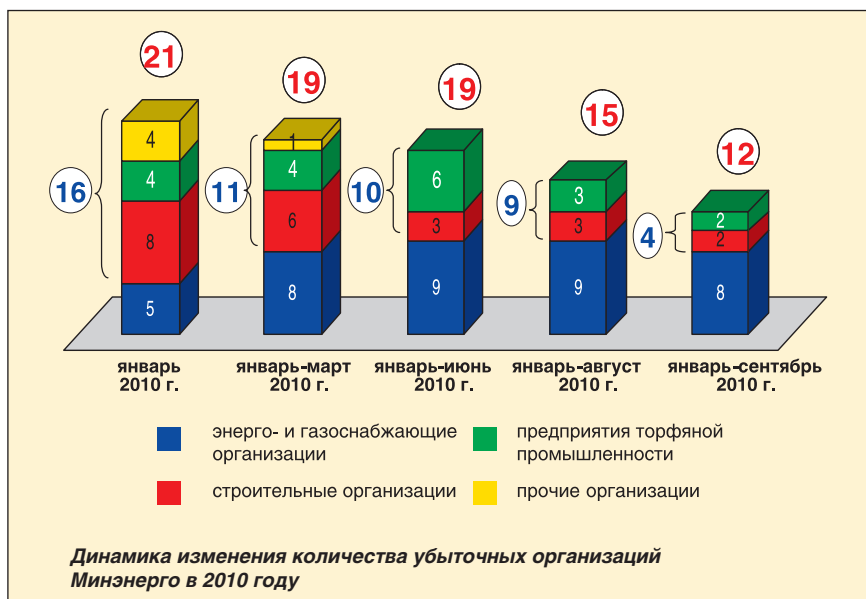
организаций составил за отчетный период 22,5 млрд рублей. По сравнению с соответствующим периодом 2009 года его сумма уменьшилась в 1,7 раза. Половина убытков (50,3 %) сложилась за счет работы присоединенных торфопредприятий.

Из 12 присоединенных торфопредприятий только одно в этом году обеспечило устойчивую прибыль и более чем в два раза улучшило свои финансовые показатели по сравнению с 2009 годом (РПУ «Докшицрайгаз» УП «Витебскоблгаз»), 5 торфопредприятий обеспечили снижение суммы убытков, на 6 произошло увеличение убытков от реализации продукции. Заместитель Министра подчеркнула, что руководители энерго- и газоснабжающих организаций, присоединенных торфопредприятий недостаточно внимания уделяют работе по повышению эффективности и уменьшению издержек, увеличению объемов производства продукции, снижению убытков от их реализации и выходу на самофинансирование.

Значительным отвлечением финансовых средств энерго- и газоснабжающих организаций сопровождается деятельность сельскохозяйственных филиалов. Размер чистой прибыли, полученной ими за январь–сентябрь, несопоставимо ниже объема выделенных им средств. В условиях сложившегося в 2010 году дефицита средств снижение издержек на услуги газо- и энергоснабжения является одной из приоритетных задач, отметила Р.С. Филимонова. Экономический эффект от реализации плана мероприятий по снижению издержек и повышению эффективности использования материальных и финансовых ресурсов газо- и энергоснабжающими организациями отрасли составил 440,0 млрд рублей, что на 22,2 % больше, чем запланировано. Основные результаты достигнуты за счет реализации мероприятий, направленных на снижение себестоимости.

Экономия топливно-энергетических ресурсов по Минэнерго за январь–июнь 2010 года составила 217,7 тыс. т у.т. Снижение затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание достигнуто за счет значительного сокращения ремонтов текущего и капитального характера.

Отдельно докладчик остановилась на вопросах оказания государственной поддержки. Из 37 организаций отрасли, пользующихся разными видами господдержки, 26 получают ее на условиях выполнения установленных показателей. За отчетный период 4 из них отстают в выполнении установленных годовых показателей и задания на 9 месяцев 2010 года. Р.С. Филимонова сообщила, что эти предприятия будут исключены из постановления, предоставляющего государственную поддержку в виде понижения цен на энергоресурсы, и



предупредила руководителей всех организаций, пользующихся господдержкой в 2010 году, о персональной ответственности за достижение установленных показателей.

Касаясь бизнес-планов развития, заместитель Министра отметила, что их выполнение не обеспечили 6 организаций отрасли, или 5 % от общего числа, и обратила внимание на то, что корректировка показателей бизнес-планов развития может осуществляться только при наличии развернутого обоснования объективных причин и анализа финансово-хозяйственной деятельности организаций.

В заключение Р.С. Филимонова подчеркнула, что основными задачами организаций отрасли остаются безусловное выполнение целевых показателей, жесткая экономия финансовых средств и снижение затрат на производство, выход на безубыточную работу, в том числе и по прочим видам деятельности, а также повышение ответственности за выполнение показателей господдержки и бизнес-планов.

Вопросы освоения иностранных инвестиций осветил в своем выступлении заместитель Министра энергетики Беларуси М.И. Михадюк. Анализируя состояние этой работы, заместитель Министра отметил, что иностранные инвестиции в основной капитал составили 22,3 %

от общего объема освоения инвестиций, и подчеркнул: несмотря на напряженное задание по их освоению, оно должно быть выполнено.

М.И. Михадюк проанализировал освоение средств, выделенных на реализацию Государственной комплексной программы модернизации основных фондов Белорусской энергосистемы, критически оценил работу организаций отрасли по привлечению иностранных инвестиций в основной капитал, а также состояние дел на объектах, которые должны быть введены в эксплуатацию до конца года.

В целом организации отрасли за 9 месяцев справились с заданием по выполнению объемов строительно-монтажных работ, выполняются показатели Отраслевой программы развития газификации Республики Беларусь на 2006–2010 годы, Государственной программы возрождения и развития села; есть некоторое отставание по газификации агрогородков. Докладчик коснулся также отставаний по выполнению одного из проектов, реализуемого в рамках Государственной комплексной программы развития регионов, малых и средних городских поселений на 2007–2010 годы.

Заместитель Министра акцентировал внимание на отсутствии в организациях системной работы с кредитными ресурсами банков Китайской Народной Республики, недостатках в

выполнении бизнес-планов развития, а также проведении тендерных торгов и потребовал от руководителей организаций активизировать эту работу.

В ходе обсуждения вынесенных на повестку дня вопросов на заседании коллегии с отчетами выступили руководители предприятий и организаций Минэнерго. Заслушав отчеты с мест, Министр энергетики Республики Беларусь подвел итоги заседания. Он потребовал от руководителей регулярно анализировать состояние дел в убыточных организациях, постоянно держать на контроле их работу, повысить роль наблюдательных советов в решении этой проблемы и вывести организации на безубыточную работу. В части деятельности торфопредприятий А.В. Озерец выразил уверенность в том, что они могут иметь положительную рентабельность, и потребовал работать так, чтобы техника не простаивала, затраты полностью покрывались выручкой и обеспечивали прибыль.

Министр отметил, что в связи с повышением цен на газ 2011 год будет непростым для отрасли, поэтому необходимо настроиться на напряженную и динамичную работу, в которой главными приоритетами должны стать жесточайшая экономия и нацеленность на безусловное выполнение инвестиционных программ.

Выполнение прогнозных показателей 2010 года Министерством энергетики Республики Беларусь

№ п/п	Наименование показателя	Годовое задание	2010 год (оценка / факт)				
			январь – август		январь – сентябрь		январь – декабрь
			по программе действий	оценка	по программе действий	оценка	оценка
Целевые показатели							
1	Инвестиции в основной капитал, %	125,0	105,8	105,8	107,1	108,9	125,0
2	Сальдо внешней торговли услугами, \$ млн	315,0	195,0	213,8	220,0	220,0	250,0
3	Сальдо внешней торговли товарами (без учета ОАО «Белтрансгаз» и импорта электроэнергии), \$ млн	-150,0	-63,0	+57,3	-85,0	+10,0	-150,0
4	Энергосбережение						
	в т.ч. ГПО «Белэнерго», тыс. т у.т.	-275	-185,2	-185,2	-205,0	-205,0	-275,0
	ГПО «Белтопгаз», %	-7,5	-6,5	-9,0	-6,5	-6,5	-7,5
	ОАО «Белтрансгаз», %	-4,5	-4,0	-5,8	-4,0	-4,0	-4,5
Доведенные показатели							
1	Иностранные инвестиции, \$ млн	650,0	–	184,9	–	209,0	650,0
	в т.ч. прямые, \$ млн	45,0	–	48,8	–	48,8	48,8
Расчетные балансовые показатели							
1	Продукция промышленности, %	104,0	–	107,8	–	108,7	104,0
2	Запасы готовой продукции, % к среднемесячному объему производства	51,9	72,4	34,6	68,7	34,3	51,9

«Законодательство нашего государства гарантирует защиту инвестиций, свободное распоряжение полученной прибылью и благоприятные условия для инвесторов».

*Из приветственного слова участникам инвестиционного форума
Президента Республики Беларусь А.Г. Лукашенко*

БЕЛАРУСЬ ГОТОВА К МАСШТАБНОМУ ПРИВЛЕЧЕНИЮ ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТИЦИЙ

По итогам Белорусского инвестиционного форума во Франкфурте-на-Майне

17 ноября во Франкфурте-на-Майне (Германия) в рамках Европейской финансовой недели при поддержке Правительства Республики Беларусь прошел Белорусский инвестиционный форум, который привлек внимание международных организаций, инвестиционных фондов, зарубежных компаний, включая крупные транснациональные корпорации. В форуме приняли участие Премьер-министр Республики Беларусь С.С. Сидорский, заместитель Премьер-министра А.В. Кобяков, а также ряд других высокопоставленных лиц.

Всего в мероприятии участвовало около 800 представителей из 36 стран мира, было презентовано более 40 инвестпроектов на сумму свыше \$ 6,5 млрд и более 160 инвестпредложений на \$ 14 млрд.

В приветственном слове участникам Президент Республики Беларусь А.Г. Лукашенко выразил уверенность в том, что Белинвестфорум станет отправной точкой для целого ряда серьезных проектов, выгодных инвесторам и направленных на развитие экономики Беларуси, повышение благосостояния белорусских граждан. Приветствие Главы государства зачитал заместитель Премьер-министра Республики Беларусь Андрей Кобяков.

Форум стал еще одним шагом на пути повышения инвестиционной привлекательности Беларуси, формирования ее репутации как страны с благоприятными условиями

для ведения бизнеса и привлечения иностранных инвесторов к реализации проектов в республике.

В рамках мероприятия состоялась презентация национальных экономических и инвестиционных возможностей. Представители крупного иностранного бизнеса были проинформированы о происходящих в Беларуси структурных экономических реформах, активизации приватизационных процессов, потенциале различных отраслей белорусской экономики, преимуществах инвестирования в них, а также ожидаемом эффекте от участия страны в Таможенном союзе Беларуси, Казахстана и России. Кроме того, в ходе форума

белорусские участники достигли конкретных договоренностей по дальнейшему сотрудничеству с зарубежными партнерами.

Выступая на пленарном заседании, Премьер-министр Республики Беларусь С.С. Сидорский отметил, что Белорусский инвестиционный форум позволяет дать системный обзор экономики Беларуси, объективную экспертную оценку инвестиционного климата в стране, а также проводимой работы по повышению инвестиционной привлекательности.

Характеризуя экономическое положение республики, Премьер-министр отметил, что во время кризиса Беларуси удалось сохранить свою экономику

Беларусь достигла значительных экономических успехов, идя собственным путем развития.

Из выступления регионального директора Всемирного банка по Украине, Беларуси и Молдове Мартина Райзера

ку. До мирового кризиса среднегодовые темпы прироста ВВП составляли 9,5–10 %, продукции промышленности – 10,5 %, инвестиции в основной капитал росли в среднем на 23,8 % в год, реальная заработная плата – на 12,1 %. Благодаря своевременно принятым антикризисным мерам и применению гибкого государственного регулирования экономики темпы падения производства были меньшими, чем в других странах СНГ. Уже к концу 2009 года удалось приостановить кризисные процессы и в целом выйти на прирост ВВП, который обеспечивался при одновременном снижении энергоемкости.

Беларусь последовательно реализует модель социально ориентированной рыночной экономики, в стране достигнуты высокие темпы развития. Сегодня белорусская экономика – это в достаточной степени подготовленная площадка для масштабного и осознанного привлечения иностранных инвестиций, – подчеркнул Премьер-министр Республики Беларусь.

Инвестиционный климат в Беларуси

Участниками форума было отмечено, что в Беларуси существенно изменилось законодательство в направлении совершенствования условий ведения бизнеса по примеру стран Европейского союза. Упразднено значительное количество административных процедур, что позволяет открыть бизнес за 5 дней, совершив лишь 5 процедур. Это соответствует лучшим показателям стран Европы.

Упрощены условия работы инвесторов в части доступа к земельным участкам. Значительно упрощена налоговая система. С 1 января 2011 года при осуществлении обычной деятельности будут уплачиваться только 5 основных налогов. По составу налогов и сборов, периодичности их уплаты налоговая система Беларуси сегодня не отличается от налоговых систем стран Европы.

В республике приняты беспрецедентные меры по отмене процедуры декларирования происхождения

капитала. Инвестиционный кодекс Республики Беларусь гарантирует инвестору право самостоятельно распоряжаться прибылью, реинвестировать ее при желании в дальнейшее развитие в Беларуси или беспрепятственно перевести за границу.

В Беларуси создано Национальное агентство по инвестициям и приватизации, где инвестор может получить полный пакет услуг – от консультирования и информирования до непосредственного сопровождения реализации инвестиционного проекта, а также эффективного содействия в вопросах взаимодействия с государственными органами. Об этом участников форума проинформировал Премьер-министр Республики Беларусь Сергей Сидорский.

Беларусь перешла на инновационный путь развития

Выступая на пленарном заседании Белинвестфорума, руководитель Правительства подчеркнул, что промышленности Беларуси удалось перейти на инновационный путь развития. Он отметил: «Мы превратили инновационную составляющую в реальность, на основе которой сегодня развивается белорусская промышленность». За последние пять лет в стране построено и коренным образом модернизировано около 400

предприятий, причем почти половину от этого числа составили новые заводы мирового уровня. Белорусская экспортная продукция занимает достаточно высокие сегменты мирового рынка высокотехнологичных товаров, что является подтверждением успехов на инновационном пути развития промышленности.

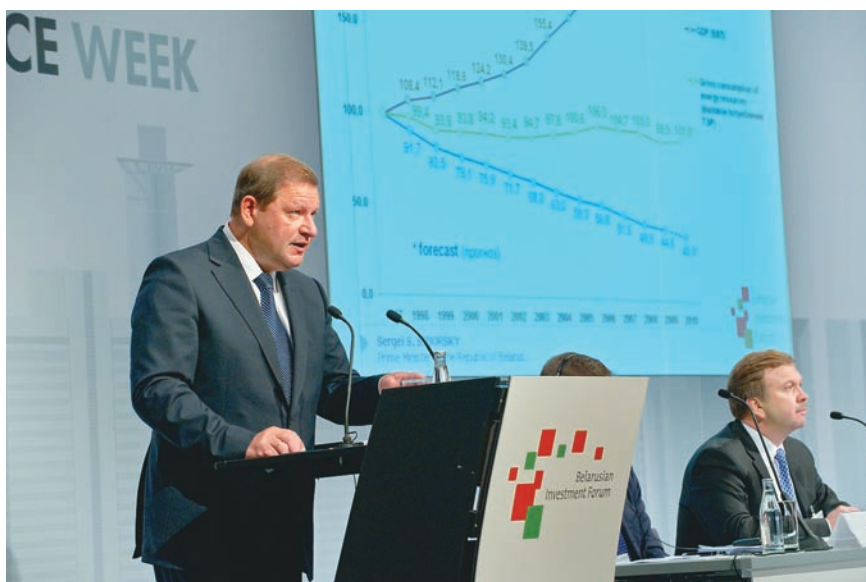
На форуме было также заявлено о готовности Беларуси работать с иностранными инвесторами в части создания совместных предприятий в области автотранспортного и сельскохозяйственного машиностроения. В ближайшее время в республике начнется освоение своих месторождений бурого угля, горючих сланцев и железных руд. Страна предполагает заниматься освоением этих месторождений самостоятельно либо совместно с иностранными инвесторами.

Таможенный союз повышает интерес инвесторов к Беларуси

Председатель Восточного комитета немецкой экономики Клаус Мангольд отметил повышение интереса к инвестированию в Беларусь в связи с формированием Таможенного союза Беларуси, Казахстана и России. По его мнению, Беларусь теперь может предложить инвесторам рынок с населением более 170 млн человек.

Единое экономическое пространство трех стран начнет работать 1 января 2012 года. В настоящее время в Беларуси принят ряд нормативных актов, направленных на повышение транзитной привлекательности страны, проводятся масштабные работы по строительству объектов





придорожного сервиса, реконструкции автомобильных дорог, развитию инфраструктуры, автодорожных пунктов пропуска и пунктов пропуска на железных дорогах.

Таможенный союз предусматривает активное продвижение капитала в страны, входящие в него, дает новые возможности продвижения товарной продукции. Через Беларусь проходят два трансъевропейских транспортных коридора, по которым ежегодно перемещается более 1 млн грузовых автотранспортных средств. Об этом сообщил в своем выступлении Премьер-министр Республики Беларусь С.С. Сидорский.

Руководитель Правительства отметил, что Беларусь идет по пути развития малой энергетики. В ближайшее время планируется построить около 160 таких станций. С.С. Сидорский высказал уверенность в том, что партнеры республики по Таможенному союзу Россия и Казахстан в ближайшей перспективе также будут развивать малую энергетику и энергетику на альтернативных и возобновляемых видах топлива, и подчеркнул, что считает перспективным приход в эту сферу иностранных инвесторов.

Кроме того, глава Правительства отметил, что Беларусь заинтересована в производстве на своей территории турбин и другого оборудования для нужд энергетики.

На форуме выступили также представители международных организаций, банков, зарубежных компаний, работающих в республике или имеющих намерения инвестировать

в экономику Беларуси, а также белорусских предприятий, заинтересованных в привлечении зарубежного капитала.

В рамках форума прошли два пленарных заседания по темам «Почему выгодно инвестировать в экономику Республики Беларусь?» и «Как инвестировать в Республике Беларусь?» и четыре параллельные секции в форме подиумной дискуссии, на которых обсуждалась работа различных отраслей белорусской экономики, в том числе вопросы банковской деятельности и инвестиционной привлекательности финансового рынка; новые возможности развития инфраструктуры в рамках Таможенного союза Республики Беларусь, Российской Федерации, Республики Казахстан; перспективные направления для инвестирования в сфере промышленности и сельского хозяйства и возможности приватизации белорусских предприятий; инновации в энергоэффективность, экология, возобновляемые источники энергии.

Руководитель секции «Инновации в энергоэффективность. Экология. Возобновляемые источники энергии» Белорусского инвестиционного форума заместитель Министра энергетики Республики Беларусь Ю.В. Рымашевский ответил на вопросы нашего корреспондента.

– Юрий Владимирович, как прошло заседание секции и какие вопросы энергетической отрасли обсуждались ее участниками?

– В работе секции приняли участие более 70 человек. Были обсуждены актуальные вопросы инвестиционного климата Республики Беларусь, прозвучали выступления и доклады в области инноваций в энергоэффективности, экологии и возобновляемых источников энергии. Вниманию зарубежных инвесторов было представлено 20 проектов общей стоимостью около \$ 1,1 млрд, среди которых инновационные проекты в области энергоэффективности, по возобновляемым источникам энергии, по строительству биогазовых комплексов на очистных сооружениях городов Барановичи, Витебск, Гомель, Слоним, Гродно, организация совместных инновационных производств на основе разработок Национальной академии наук Беларуси и ряд других. Надо отметить, что потенциальные инвесторы проявили живой интерес к презентуемым проектам.

– Какие проекты по возобновляемой энергетике были представлены на заседании секции?

– Один из приоритетов энергетической политики Беларуси – вовлечение в топливно-энергетический баланс возобновляемых источников энергии. Кроме того, это направление привлекает особое внимание зарубежных инвесторов.

Заместителем генерального директора ГПО «Белэнерго» М.В. Лузиным был представлен ряд проектов в гидро- и ветроэнергетике, в целях реализации которых ведется активная работа по взаимодействию с европейскими компаниями. В частности, это проекты «Строительство Речицкой ГЭС на реке Днепр»; «Строительство Бешенковичской ГЭС на реке Западная Двина»; «Строительство Верхнедвинской ГЭС на реке Западная Двина»; строительство ветропарков в Сморгонском, Ошмянском, Новогрудском, Лиозненском, Дзержинском районах Минской области.

Темпы роста экономики Беларуси впечатляют!

Из выступления председателя Восточного комитета немецкой экономики Клауса Мангольда

Потенциальная мощность всех водотоков Беларуси составляет 850 МВт, в том числе технически доступная – 520 МВт, а экономически целесообразная – 250 МВт. Основные направления развития гидроэнергетики сегодня – это сооружение новых, реконструкция и модернизация существующих гидроэлектростанций. В Белорусской энергосистеме на настоящий момент эксплуатируется 21 гидроэлектростанция общей установленной мощностью 9,5 МВт. В стадии реализации находятся два проекта – по возведению Гродненской ГЭС (установленная мощность 17 МВт) на реке Неман и Полоцкой ГЭС (23 МВт) на р. Западная Двина. Для строительства Немновской ГЭС (20 МВт) на реке Неман и Витебской ГЭС (40 МВт) на реке Западная Двина разработана проектно-сметная документация, объявлены конкурсные торги. По строительству двух ГЭС на Западной Двине (Верхнедвинская и Бешенковичская) и четырех на реке Днепр (Оршанская, Шкловская, Могилевская, Речицкая) проводится предпроектная проработка.

После реализации этих проектов выработка электроэнергии составит порядка 805,5 млн кВт·ч, что позволит диверсифицировать 225,5 млн м³ природного газа.

Что касается ветроэнергетики, то согласно исследованиям в Беларуси строительство ветроэнергетических установок возможно на 1840 площадках, где фоновая скорость ветра составляет около 3–8 м/с. В качестве приоритетных выбраны площадки, где могут быть размещены ветроустановки суммарной мощностью 160–180 МВт. Среди

Для того чтобы оценить Беларусь, недостаточно статистики и фактов. Необходимо увидеть страну своими собственными глазами.

Из выступления регионального директора Всемирного банка по Украине, Беларуси и Молдове Мартина Райзера

них такие, как Дзержинская, Лиозненская, Ошмянская, Новогрудская, Сморгонская. В качестве пилотного проекта ГПО «Белэнерго» выбрано строительство ветроустановки мощностью 1,2 МВт в Новогрудском районе Гродненской области. В Государственную программу развития электроэнергетики Белорусской энергосистемы на 2011–2015 годы включено строительство ветропарков общей мощностью до 50 МВт.

Реализация проектов в сфере возобновляемой энергетики выгодна как для Беларуси, так и для Европы. Развитие возобновляемой энергетики позволит республике снизить импортную зависимость от природного газа, даст возможность производить чистую энергию и выполнять международные договоры по сокращению выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов. Для европейцев это импорт электроэнергии без стоимости углекислого газа, возможность привлечения для реализации проектов инжиниринговых и строительных компаний стран Евросоюза и также выгодное вложение капитала для частных инвесторов.

Законодательство Республики Беларусь дает возможность осуществлять деятельность по строительству возобновляемых источников энергии с частичным или полным участием иностранных компаний. При этом гарантируется по-

купка выработанной электрической энергии по установленным государственным тарифам с учетом стимулирующих коэффициентов.

– Какие инновационные проекты были представлены на заседании секции?

– В ходе работы секции заместителем Председателя Президиума НАН Беларуси С.К. Рахмановым были представлены инновационные проекты на основе разработок Национальной академии наук Беларуси. Они вызвали серьезный интерес у зарубежных инвесторов. Среди них проект по производству светодиодных светильников для продажи на внутреннем рынке, а также рынках соседних стран. Эта инициатива полностью соответствует национальным приоритетам в области внедрения инновационных энергоэффективных решений. В настоящее время ведется работа по формированию госзаказа на светодиодные светильники для уличного освещения и нужд жилищно-коммунального хозяйства.

Предпочтительной формой инвестирования является создание совместного предприятия, для которого белорусская сторона готова предоставить отработанную в условиях серийного производства технологию, интеллектуальный капитал.

Интересен для энергетики еще один инвестиционный проект Национальной академии наук. Он предполагает создание совместного предприятия, ориентированного на серийное производство ультрафильтрационных мембранных модулей, применяемых для водоподготовки в теплоэнергетике, жилищно-коммунальном, сельском хозяйстве и промышленности. Высокий уровень водоочистки, достигаемый с помощью мембранной ультрафильтрации, позволяет рассматривать этот процесс как альтернативу традиционным способам.

Технология производства мембранных модулей уже реализована и опробована на уровне опытной установки малой производительности. Реализация данного инвестиционного про-



екта позволит освоить около 10% мирового рынка и обеспечит прибыль в € 15,9 млн за три года после выхода производства на проектную мощность. Для осуществления проекта предлагается создать на территории Беларуси совместное предприятие с иностранными инвестициями.

– С презентацией ряда проектов на секции выступил первый заместитель Министра жилищно-коммунального хозяйства Г.В. Ляпунов. В каком направлении развивается сотрудничество с зарубежным бизнесом в этой отрасли?

– Внимание иностранных инвесторов привлекли проекты жилищно-коммунального хозяйства республики по строительству биогазовых комплексов на очистных сооружениях населенных пунктов и заводов по переработке твердых коммунальных отходов (ТКО).

В этой сфере с участием иностранного капитала уже реализуется ряд проектов, среди которых строительство мусороперерабатывающего завода в г. Бресте (генеральный подрядчик и инвестор – STRABAG, Германия), внедрение когенерационных установок на котельных в г.п. Октябрьский (чешская компания TEDOM), г. Логойске (австрийская компания Vado Engineering GmbH) и г. Чаусы (словенская компания Eltesco), сооружение комплекса по сбору и утилизации биогаза на полигоне ТКО г. Витебска и установки на полигоне ТКО «Тростенец» в г. Минске, работающей на биогазе, полу-

чаемом из коммунальных отходов (австрийская компания TDF Ecotech AG), и др. Предполагается внедрение биогазовых комплексов в городах Минске, Гомеле, Барановичах, Слониме, Гродно, Витебске.

В целях развития сотрудничества в этих направлениях были проведены двусторонние встречи и переговоры с представителями таких компаний, как REMONDIS (Германия), TDF Ecotech AG (Австрия), WILO SE (Германия).

В частности, с господином Иваном Михальчуком, представителем REMONDIS в Республике Беларусь, обсуждались вопросы наращивания присутствия компании на территории нашей страны, в том числе дальнейшие планы по развитию СООО «Ремондис-Минск» и поэтапной реализации этого инвестиционного проекта. Он предполагает создание совместного предприятия; построение логистической системы по организации раздельного сбора отходов в жилом фонде и вывозу их на захоронение; оценку объемов образования ТКО и их морфологического состава; принятие и реализацию решения о создании линии для сортировки раздельно собранных ТКО; определение

целесообразности строительства сортировочно-перегрузочной станции.

Обсуждались с иностранными инвесторами и вопросы создания совместных предприятий в сфере обращения с отходами в городах Гродно, Витебске и Орше, построения логистических систем по организации раздельного сбора ТКО в жилом фонде и вывозу на захоронение.

Кроме того, достигнута договоренность о проведении дополнительных переговоров руководства и специалистов министерства с представителями компании REMONDIS.

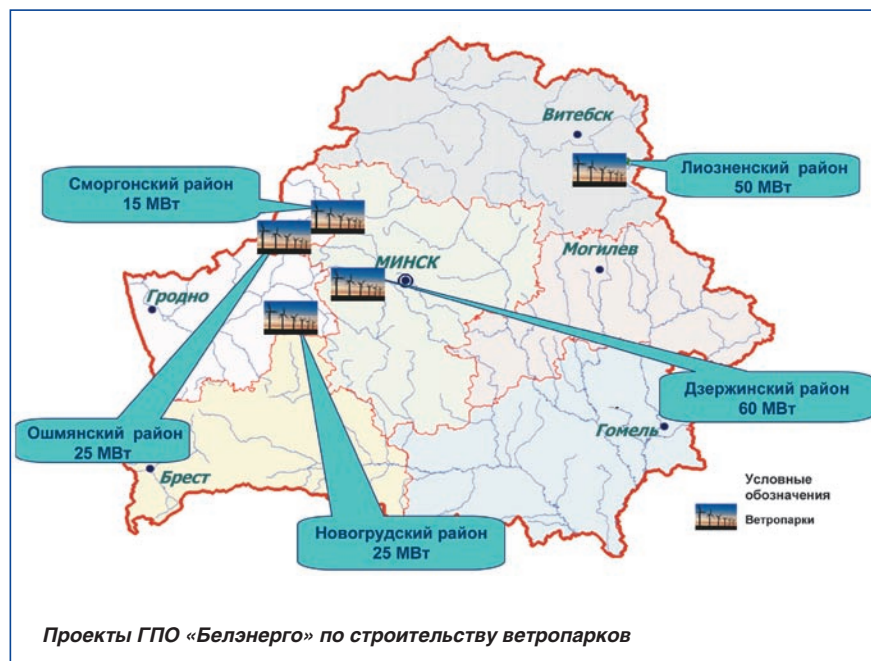
На переговорах с господином Владимиром Шлоттхауэром, главой TDF Ecotech AG, обсуждался положительный опыт реализации компанией проектов на территории Республики Беларусь и планы внедрения новых проектов.

Также были проведены переговоры с господином Лоуренсом Веббом, менеджером по странам Восточной Европы компании WILO SE, по вопросам поставки насосного оборудования для организаций жилищно-коммунального хозяйства республики с привлечением иностранных кредитных линий. Кроме того, обсуждалась возможность открытия на базе водопроводно-канализационного хозяйства дополнительных сервисных центров по его обслуживанию и организации совместного предприятия по сборке насосного оборудования. Господин Вебб подтвердил заинтересованность компании WILO в открытии дополнительных сервисных центров в Республике Беларусь и предложил продолжить детальное обсуждение этих вопросов при его посещении нашей страны в ближайшее время.

Строительство биогазовых установок позволит не только получить дополнительную электро- и тепловую энергию, но и снизить затраты на покупку электроэнергии, импорт природного газа в страну, уменьшить выбросы метана и углекислого газа и улучшить экологическую обстановку в регионе. Возможными формами сотрудничества с инвесторами

Беларусь стала одним из лидеров нового показателя «Оценка по изменению условий ведения бизнеса» и заняла третье место среди стран, которые добились крупнейших успехов в создании более благоприятной регулятивной среды для отечественных предпринимателей за последние пять лет.

По данным отчета Всемирного банка и МФК «Ведение бизнеса»



в реализации таких проектов могут стать как создание предприятий с 100 %-ным иностранным капиталом и совместных предприятий с участием иностранных инвесторов, так и любые другие проекты, способные обеспечить экономическую целесообразность их реализации.

– О каких конкретных результатах Белорусского инвестиционно-форума можно говорить как о значительных?

– Выступая на пленарном заседании, Премьер-министр Республики Беларусь С.С. Сидорский отметил, что Белорусский инвестиционный форум – эффективная переговорная площадка, которая дает реальные результаты. Это действительно так. В ходе форума у нас состоялось немало встреч с зарубежными инвесторами и достигнут ряд договоренностей. В частности, по просьбе компании SNC–Lavalin проведена встреча с ее представителями, высказавшими заинтересованность в возведении белорусской атомной электростанции, Зельвенской электростанции, СПГ-терминала, в модернизации энергообъектов, строительстве энергоисточников на альтернативных видах топлива (гидроэлектростанций, ветроустановок и др.). Достигнута договоренность о проведении встречи в Министерстве энергетики для обсуждения возможного участия компании в реализации предложенных инвестиционных проектов.

Проведены переговоры с компанией ENERTRAG (ФРГ) о поставке светодиодных устройств для осве-



щения ветроустановок и планирует к подписанию соответствующее соглашение. Согласована возможность взаимодействия по представленным НАН Беларуси на форуме проектам, а также по другим проектам в области энергоэффективности с представителями компании REG AG (ФРГ) для их совместной реализации в Беларуси и ведется подготовка проекта соглашения о сотрудничестве.

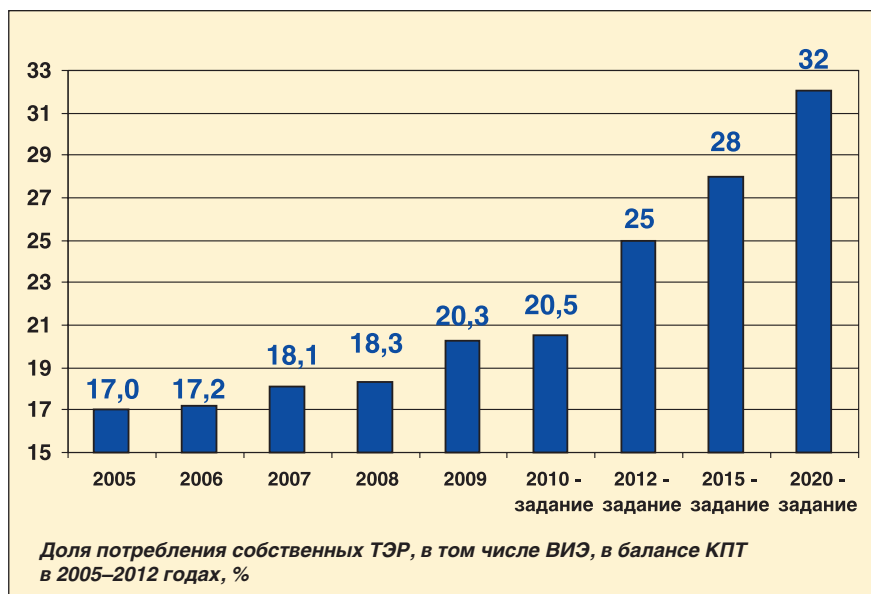
С компаниями Philips Lighting и Philips Lumileds Lighting (Королевство Нидерландов) при участии представителей ОАО «БПС-Банк» (Республика Беларусь) проведены трехсторонние переговоры о порядке взаимодействия НАН Беларуси, ОАО «БПС-Банк» и компании Philips по организации производства светодиодной техники. Принято решение о совместной подготовке плана

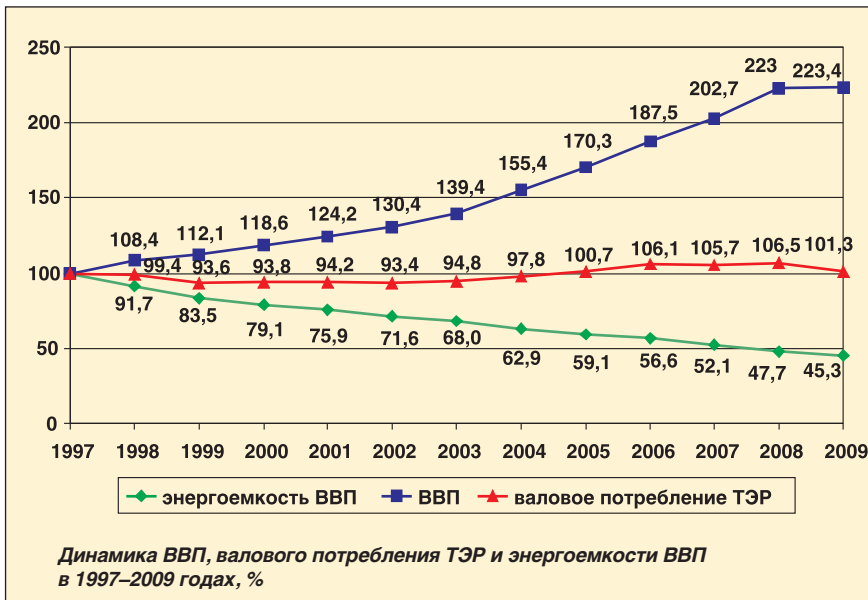
реализации проекта и соответствующей стратегии с учетом маркетинговой составляющей.

НАН Беларуси совместно с концерном «Белнефтехим» прорабатывается перечень перспективных проектов для реализации в нашей стране при участии компании BASF SE. В ходе переговоров с руководством федеральной земли Рейнланд-Пфальц достигнута договоренность об интенсификации взаимодействия в научно-технической и технологической сфере, включая проработку реализации совместных проектов в области альтернативной энергетики, фармацевтики, медицины.

Немецкая сторона выразила намерение оказать поддержку осуществлению совместных проектов НАН Беларуси и немецких бизнес-структур, а также содействовать созданию в Республике Беларусь технопарка в сфере энергоэффективности, охраны окружающей среды, технологий для химической промышленности и др. При этом для реализации данного проекта может быть предоставлено финансирование из средств немецких организаций-доноров.

Проявлена заинтересованность в сотрудничестве с НАН Беларуси в области новых и высоких технологий представителями международной консалтинговой компании Ronald Berger Strategy Consultants, имеющей офисы в 27 странах. Представители компании GTZ (ФРГ) подтвердили готовность предоставить техническую помощь при реализации совместных проектов, в том числе финансирующихся из фондов ЕС.





Перечень зарубежных инвесторов, заинтересованных в сотрудничестве с нашей страной, можно было бы продолжить.

– Как Вы оцениваете значение для отрасли работы форума и секции «Инновации в энергоэффективность. Экология. Возобновляемые источники энергии»?

– Не только на форуме, но и на заседании 4-й секции ощущалось, что интерес инвесторов к нашей стране повысился. Этому способствовал и представленный на форуме положительный опыт сотрудничества (в частности, с компаниями одного из основных экономических партнеров Республики Беларусь – Германии). На белорусском энергетическом рынке успешно работают всемирно известные компании Siemens, Robert Bosch, Biogas Nord, не так давно появилась группа компаний RETHMANN, зарекомендовавшая себя успешными проектами в сфере водоочистки, сбора и переработки вторичного сырья, логистики и биоиндустрии. Наши зарубежные партнеры позитивно оценивают сотрудничество с Беларусью.

Главный итог форума, с моей точки зрения, в том, что его проведение дало возможность всем заинтересованным лицам ознакомиться с условиями, созданными для зарубежных инвесторов в Беларуси, с наиболее интересными проектами, и не только в сфере энергетики, а также провести переговоры, по результатам которых подписаны или планируются к подписанию соответствующие соглашения.

Проведение форума и секции «Инновации в энергоэффективность. Экология. Возобновляемые источники энергии» позволило не только раскрыть перед зарубежными инвесторами серьезный инвестиционный потенциал нашей республики в сфере энергетики, энергосбережения и экологии, но и дало нашим зарубежным коллегам понимание того, что Министерство энергетики Республики Беларусь открыто к сотрудничеству и готово рассмотреть любые предложения.

Энергосбережение и энергоэффективность

Энергосбережение и создание условий для повышения энергоэффективности в Республике Беларусь стало темой выступления

заместителя председателя Госстандарта – директора Департамента по энергоэффективности Л.В. Шенца на заседании секции «Инновации в энергоэффективность. Экология. Возобновляемые источники энергии».

В частности, он отметил, что в Беларуси создана законодательная основа для реализации государственной политики в сфере использования ВИЭ. Среди документов, регулирующих реализацию мероприятий в этой области, – Закон Республики Беларусь «Об энергосбережении», Директива № 3 Президента Республики Беларусь «Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства», Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергосистемы, Республиканская программа энергосбережения на 2006–2010 годы, принят законопроект Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии».

Приоритетными задачами повышения энергоэффективности и использования местных и возобновляемых энергоресурсов являются снижение энергоемкости ВВП и обеспечение экономии ресурсов. Реализация действующих в настоящее время программ по использованию возобновляемых источников энергии позволит внедрить в 2010–2015 годах 161 энергоисточник на местных видах топлива, 39 биогазовых установок и 33 гидроэлектростанции.

В настоящее время в республике разрабатывается национальный про-



ект «Нетрадиционная энергетика», который предусматривает помимо прочего внедрение тепловых насосов, гелиоводонагревателей и строительство ветропарков. Л.В. Шенец также ознакомил зарубежных инвесторов с динамикой ВВП, валового потребления ТЭР и энергоемкости ВВП в республике в 1997–2009 годах.

Традиционно вопросы энергосбережения и энергоэффективности пользуются особым вниманием зарубежных инвесторов. Наш корреспондент обратился к заместителю председателя Госстандарта Республики Беларусь – директору Департамента по энергоэффективности Л.В. Шенцу с просьбой рассказать о том, какие проекты в этой сфере оказались наиболее привлекательными для иностранного бизнеса.

– Энергоэффективность и энергосбережение являются приоритетными направлениями развития энергетики большинства стран мира. Белинвестфорум показал, что интерес к этой теме продолжает возрастать. Переговоры, проведенные с рядом зарубежных компаний, подтвердили их заинтересованность в сотрудничестве с Республикой Беларусь в сферах энергоэффективности и использования возобновляемых источников энергии.

В частности, с компанией TDF Ecotech AG, занимающейся строительством комплекса по актив-



ной дегазации на полигоне «Тростенец» г. Минска и биогазовых комплексов, мы обсудили ход реализации этих проектов. Были рассмотрены вопросы дальнейшего сотрудничества по строительству энергетических объектов, использующих «свалочный газ» на полигонах для захоронения коммунальных отходов в Могилеве и Витебске для получения тепловой и электрической энергии, а также перспективы реализации подобных проектов в других регионах республики.

Компания подтвердила готовность осуществить в Беларуси строительство биогазовых комплексов в СПК «Лань-Несвиж», ОАО «Гастелловское», установок для активной

дегазации полигона ТКО «Северный» в г. Минске, полигона ТКО «Ново-Милеевка» г. Могилева, полигона ТКО «Витебск».

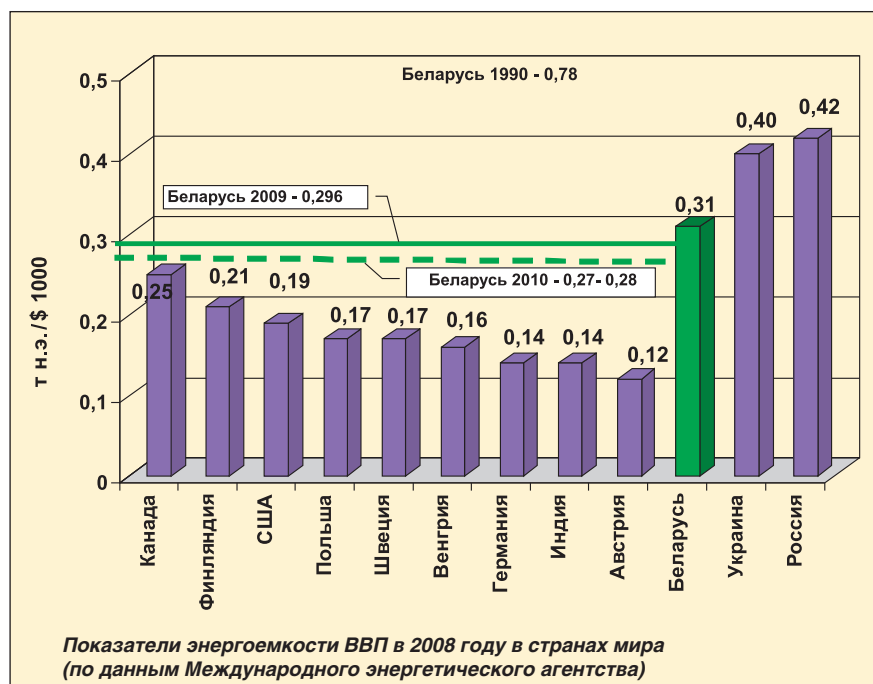
С представителями фирмы ENERTRAG обсуждался ход работ по возведению ветропарка на территории Дзержинского района Минской области.

В рамках форума были проведены переговоры с председателем совета директоров группы компаний «Авиценна» Е.В. Капустиным о возможной организации производства и дальнейшем внедрении в Беларуси солнечных коллекторов; с представителями компаний Bertsh и Bertshlaska – о реализации в нашей стране проектов в сфере энергоэффективности и использования возобновляемых источников энергии. В результате достигнуты договоренности о проведении дополнительных встреч в Республике Беларусь. Стоит отметить, что между Минским облисполкомом и компанией TDF Ecotech AG подписано рамочное соглашение о сотрудничестве в области строительства ветропарка в Логойском районе. Предполагается, что объем инвестиций в этот объект составит € 100 млн.

Это хорошие результаты, которые дают надежду, что интерес зарубежных участников форума к сотрудничеству в этой сфере перейдет в практическую плоскость.

Беседовала Ольга ГОНЧАР

Выражаем благодарность Национальному инвестиционному агентству за предоставленные фотографии



ПРИРОСТ СЕБЕСТОИМОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ КАК ЭКОНОМИЧЕСКИЙ КРИТЕРИЙ ОБОСНОВАНИЯ ОЧЕРЕДНОСТИ РАЗГРУЗКИ ЭНЕРГОУСТАНОВОК В НОЧНЫЕ ЧАСЫ

Распределение меняющейся во времени электрической нагрузки между электростанциями и электрогенерирующими установками – одна из наиболее важных проблем, которые необходимо преодолевать на стадиях эксплуатации энергообъектов, планирования и прогнозирования их работы. В настоящее время для решения этой задачи широко используются приросты удельных расходов теплоты и топлива на энергоустановках, позволяющие достигать максимального значения совокупного энергетического эффекта в процессе распределения нагрузки. Однако в условиях многоресурсного топливного баланса энергосистемы при значительном различии цен на потребляемое топливо, что уже в ближайшие годы станет характерным для Белорусской энергосистемы, возникает необходимость перехода к более общему экономическому критерию, в котором учитывались бы и разные цены на топливо, и разные уровни удельных эксплуатационных затрат на энергоустановках.

В предлагаемой статье излагаются результаты исследований сравнительной экономической эффективности использования различных электрогенерирующих установок для покрытия полупиковой зоны суточного графика электрической нагрузки в зимний период с разгрузкой установок в ночные часы, в которых в качестве критерия использованы приросты удельной себестоимости производства электроэнергии на энергоустановках при их переводе с базового режима работы на режим работы с разгрузкой. Исследования отнесены к состоянию развития электрогенерирующих мощностей в Белорусской энергосистеме на момент ввода белорусской АЭС на проектную мощность – на 2018 год.

Выбор энергоустановок для исследования экономической эффективности их использования в режиме с разгрузкой в ночные часы

В настоящее время переменная электрическая нагрузка в Белорусской энергосистеме в зимний период покрывается в основном конденсационными энергоблоками Лукомльской и Березовской ГРЭС, а также Минской ТЭЦ-5, работающими на природном газе. Согласно Государственной программе развития Белорусской энергосистемы на 2011–2015 годы часть этих энергоблоков будет демонтирована по причине физического износа. Оставшиеся по-прежнему могут быть использованы для покрытия переменной электрической нагрузки в энергосистеме и при вводе в эксплуатацию белорусской АЭС. Можно предположить, что мощность таких энергоблоков к 2018 году составит 1960 МВт, в том числе:

- на Лукомльской ГРЭС – 1 200 МВт (4 x К-300-240);
- на Березовской ГРЭС – 430 МВт (3 x К-160-130);
- на Минской ТЭЦ-5 – 330 МВт (1 x ТК-330-240).



В.И. ТРУТАЕВ,
главный специалист
РУП «БелНИПИэнергопром»



В.М. СЫРОПУЦИНСКИЙ,
к. т. н., начальник ПТО
РУП «БелНИПИэнергопром»

В этот период планируется также построить и ввести в эксплуатацию Зельвенскую КЭС на угле мощностью 920 МВт, состоящую из двух конденсационных энергоблоков по 460 МВт каждый. И хотя КЭС ориентируется на работу в базовом режиме, при острой необходимости она может быть использована и в режиме с разгрузкой по мощности в ночные часы.

Кроме того, намечается соорудить четыре газотурбинные установки (ГТУ): одну электрической мощностью 121,7 МВт на Гродненской ТЭЦ-2 и три по 70 МВт на Бобруйской ТЭЦ-2, Новополоцкой и Витебской ТЭЦ, которые также могут быть использованы в режиме с разгрузкой.

Что касается паротурбинных установок ТЭЦ, работающих в теплофикационном режиме в зимний период, то, как показано авторами в [1], в режиме с разгрузкой

в ночные часы при необходимости могут быть использованы лишь наиболее крупные теплофикационные турбоагрегаты типа «Т» единичной мощностью 100, 180 и 250 МВт (3 x Т-100-130, 3 x Т-180-130, 3 x Т-250-240, общей установленной электрической мощностью 1710 МВт), технологическая схема которых нуждается в дополнительных устройствах и, как следствие, в дополнительных капитальных вложениях для обеспечения разгрузки отборов по теплу в период ночного провала суточного графика электрической нагрузки в энергосистеме.

Таким образом, суммарная электрическая мощность энергоустановок, которые потенциально могут быть использованы для покрытия полупиковой электрической нагрузки в энергосистеме в зимний период, на момент выхода белорусской АЭС на проектную мощность, составляет 4920,7 МВт, в том числе:

- КЭС на природном газе – 1960 МВт (39,8 %);
- КЭС на угле – 920 МВт (18,7 %);
- крупные ТЭЦ на природном газе – 1710 МВт (34,8 %);
- ГТУ на природном газе – 330,7 МВт (6,7 %);

С учетом изложенного для оценки сравнительной экономической эффективности использования энергоустановок в маневренном режиме с разгрузкой по электрической мощности в ночные часы отобрано семь типов агрегатов:

- три типа конденсационных агрегатов – К-160-130; К-300-240, работающих на природном газе, и К-500-240, работающий на угле (при отсутствии необходимой информации как аналог энергоблоку 460 МВт Зельвенской КЭС);
- три типа теплофикационных турбоагрегатов, находящихся в эксплуатации на ТЭЦ, работающих на природном газе, – Т-100-130, Т-180-130, Т-250-240;
- одна усредненная ГТУ мощностью 70–100 МВт, работающая на природном газе.

Методические положения и исходная информация для расчета сравнительной экономической эффективности

Прирост себестоимости производства электроэнергии на энергоустановках определяется с учетом перевода ее с базового режима работы на режим работы с разгрузкой по электрической мощности в ночные часы.

Удельная себестоимость в базовом режиме:

$$C_3^6 = C_n^6 + U_T \epsilon_3^6; \tag{1}$$

удельная себестоимость в режиме с разгрузкой:

$$C_3^{pr} = C_n^{pr} + U_T \epsilon_3^{pr}. \tag{2}$$

Критерий сравнения – прирост удельной себестоимости – определяется как разность

$$\Delta C_3^{pr} = C_3^{pr} - C_3^6 = (C_n^{pr} - C_n^6) + U_T (\epsilon_3^{pr} - \epsilon_3^6) = \Delta C_n^{pr} + U_T \Delta \epsilon_3^{pr}, \tag{3}$$

где C_3^6, C_3^{pr} – удельная себестоимость электроэнергии в базовом режиме и режиме с разгрузкой; C_n^6, C_n^{pr} –

постоянные составляющие удельной себестоимости; $\epsilon_3^6, \epsilon_3^{pr}$ – удельные расходы топлива на производство электроэнергии на энергоустановках в базовом режиме и режиме с разгрузкой; U_T – цена потребляемого топлива.

В случае дополнительных затрат в технологическую схему энергоустановки для обеспечения ее маневренности по электрической мощности к величине критерия C_3^{pr} прибавляется удельная величина этих приведенных затрат, отнесенная к выработке электроэнергии за период разгрузки в течение года. Поскольку такие затраты, как правило, имеют место на ТЭЦ для создания устройств, позволяющих разгружать отборы турбоагрегатов, работающих в теплофикационном режиме в зимний период, то и дополнительные удельные затраты относятся к выработке электроэнергии в режиме разгрузки за этот период. Для такого случая дополнительные удельные затраты в технологическую схему (Δz_{cx}) определяются по выражению

$$\Delta z_{cx} = \frac{(\alpha_n + \alpha_{эк}) k_{эк} q_{от} \phi_{pr}}{(1 - \phi_{pr}) T_{pr} P_{зрд}}, \tag{4}$$

где $k_{эк}$ – дополнительные удельные капитальные вложения в схему, отнесенные на 1 МВт разгрузки отбора теплофикационного турбоагрегата по теплу, \$/МВт(т); $q_{от}$ – удельная величина отбора в МВт тепловых на 1 МВт электрической мощности турбоагрегата, МВт(т)/МВт(э); T_{pr} – продолжительность ночной разгрузки турбоагрегата в течение рабочих суток зимнего периода, ч; $P_{зрд}$ – число рабочих дней зимнего периода; ϕ_{pr} – коэффициент ночной разгрузки турбоагрегата; $\alpha_{эк}$ – доля дополнительных эксплуатационных издержек по маневренной схеме от дополнительных удельных капитальных вложений в схему; α_n – коэффициент банковского процента на капитал.

С учетом дополнительных удельных приведенных затрат в технологическую схему критерий прироста себестоимости дополняется этими затратами и приобретает вид дополнительных затрат на производство электроэнергии при переводе энергоустановок с базового режима на режим работы с разгрузкой (Δz_3^{pr}):

$$\Delta z_3^{pr} = \Delta C_3^{pr} + \Delta z_{cx}. \tag{5}$$

Экономическое преимущество перевода на режим работы с разгрузкой в ночные часы обретают энергоустановки с наименьшим приростом себестоимости и затрат на производство электроэнергии:

$$\Delta C_3^{pr}, \Delta z_3^{pr} \rightarrow \min. \tag{6}$$

Из приведенных выражений видно, что принятый в исследованиях экономический критерий (прирост себестоимости производства электроэнергии) включает в себя и показатель энергетической эффективности (прирост удельного расхода топлива), корректируя его с учетом цены топлива. В условиях перехода белорусской энергосистемы к многоресурсному топливному балансу с резко различающимися ценами топлива последнее весьма важно, поскольку приводит к иным

Таблица 1. Энергетические характеристики турбоагрегатов*

Конденсационные турбоагрегаты	Теплофикационные турбоагрегаты
<p>К-160-130 $Q_o = 25,07 + 1,92N - 0,113(N - 109,18)$</p>	<p>Т-100-130 $Q_o = 14,6 + 1,89N - 1,02N_T + Q_{отб}$ $N_T = 0,663(Q_{отб} - 28,5)$</p>
<p>К-300-240 $Q_o = 46,3 + 1,77N$</p>	<p>Т-180-130 $Q_o = 20 + 2,316N - 1,3N_T + Q_{отб}$ $N_T = 0,6(Q_{отб} - 24,4)$</p>
<p>ТК-330-240 $Q_o = 35,52 + 1,98N$</p>	<p>Т-250-240 $Q_o = 30 + 1,98N_T + 1,05Q_{отб} - 0,65(Q_{отб} - 26,48) - 9,3$ $N_T = 0,708(Q_{отб} - 40,47)$</p>
<p>К-500-240 $Q_o = 76,5 + 1,687N$</p>	

* В приведенных характеристиках N и N_T – в МВт; Q_o и $Q_{отб}$ – в Гкал/ч.

результатам, когда отдельные энергоустановки и электростанции в целом, имеющие высокие удельные расходы топлива, благодаря низкой цене топлива получают экономическое преимущество при использовании их с полной загрузкой в базовом режиме.

Для определения приростов удельных расходов топлива в работе использованы энергетические характеристики турбоагрегатов, устанавливающие зависимость часового расхода тепла на турбоагрегат (Q_o) от его электрической мощности (N), а для теплофикационных турбоагрегатов – и от величины регулируемого отбора пара для покрытия тепловой нагрузки потребителей ($Q_{отб}$) и электрической мощности, выработанной на тепловом потреблении (N_T). Характеристики принимались по справочным данным и представлены в табл. 1.

Для перевода часовых расходов тепла (Q_o) в часовые расходы топлива использованы удельные рас-

ходы топлива по энергетическим котлоагрегатам с учетом их КПД и КПД тепловых потоков в технологической схеме. Удельный расход топлива на производство тепла при сжигании природного газа принят в размере 158,6 кг у. т./Гкал, при сжигании угля – 171 кг у. т./Гкал.

По ГТУ в качестве энергетической характеристики принята зависимость ее КПД от рабочей мощности. Усредненный график этой зависимости определен расчетом по данным ОАО «Лукойл» (рис. 1).

Для определения прироста постоянной составляющей себестоимости производства электроэнергии принимались значения постоянной составляющей себестоимости при работе энергоустановок в базовом режиме (C_3^6): для КЭС – по данным, принятым в работе Объединенного института энергетических и ядерных исследований «Сосны» НАН Беларуси, для ТЭЦ – по материалам ГПО «Белэнерго»:

- Лукомльская ГРЭС (К-300-240) – 0,60 цент/кВт·ч;
- Березовская ГРЭС (К-160-130) – 0,95 цент/кВт·ч;
- Минская ТЭЦ-5 (ТК-330-240) – 0,48 цент/кВт·ч;
- Зельвенская КЭС на угле (энергоблок 460 МВт) – 0,60 цент/кВт·ч;
- Минская ТЭЦ-3 (Т-100-130) – 1,29 цент/кВт·ч;
- Минская ТЭЦ-4 (Т-250-240) – 0,72 цент/кВт·ч;
- Гомельская ТЭЦ-2 (Т-180-130) – 0,80 цент/кВт·ч;
- ГТУ 70–100 МВт в среднем – 0,40 цент/кВт·ч.

Расчет прироста постоянной составляющей себестоимости при работе энергоустановок в режиме с разгрузкой определяется в зависимости от глубины разгрузки ($\phi_{гр}$) по формуле

$$C_n^{pr} = C_3^6 \frac{\phi_{гр}}{1 - \phi_{гр}} \tag{7}$$

Расчет удельных дополнительных затрат в технологическую схему выполнен для теплофикационных турбоагрегатов по формуле (4) с предположением, что для разгрузки отборов устанавливаются электроды соответствующей теплопроизводительности. Полученные значения дополнительных затрат в зависимости от глубины разгрузки показаны в табл. 2.

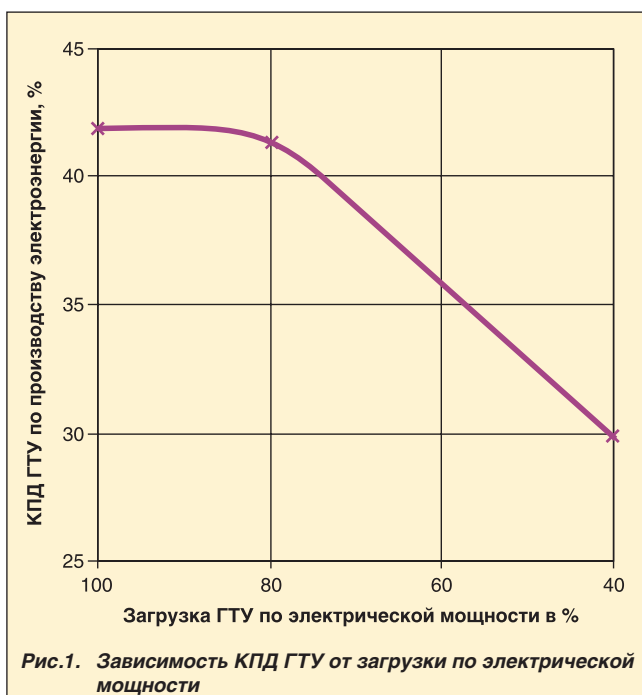


Рис. 1. Зависимость КПД ГТУ от загрузки по электрической мощности

Таблица 2. Удельные дополнительные затраты в технологическую схему теплофикационных турбоагрегатов для обеспечения их маневренности, цент/кВт·ч

Турбоагрегат	Коэффициент разгрузки, ϕ_{pt} , %				
	20 %	40 %	50 %	60 %	80 %
T-100-130	0,31	0,83	1,26	1,89	5,0
T-180-130	0,27	0,71	1,08	1,62	4,32
T-250-240	0,24	0,65	0,98	1,48	3,94

Расчет сравнительной экономической эффективности использования энергоустановок в режиме с разгрузкой и анализ результатов

Для получения целостной картины эффективности расчет выполнен при двух уровнях цен на топливо (природный газ – 180 и 250 \$/т у.т., уголь – 75 и 90 \$/т у.т.) в диапазоне разгрузки турбоагрегатов от 20 до 80 %.

Результаты расчета прироста удельной себестоимости производства электроэнергии на конденсационных турбоагрегатах и удельных приведенных затрат на теплофикационных при переводе их с базового режима работы на режим с разгрузкой в ночные часы представлены в табл. 3. Там же указана и экономическая очередность такого перевода.

Результаты расчета подтвердили признаваемое ныне экономическое преимущество первоочередного использования в маневренном режиме КЭС, работающих на природном газе, по отношению к ТЭЦ, также работающим на природном газе, дав количественную

оценку этому преимуществу. Экономический эффект разгрузки конденсационных энергоблоков определен в 2–2,6 раза выше теплофикационных турбоагрегатов среди наиболее эффективных в своей категории и в 2,8–3,5 раза выше среди наименее эффективных в зависимости от глубины разгрузки. Наибольшие различия наблюдаются при глубине разгрузки в 40–50 %. Следует также отметить, что рост цены природного газа оказывает лишь незначительное влияние на эти соотношения.

Среди конденсационных энергоблоков, работающих на природном газе, на первом месте в очередности разгрузки в пределах 30–60 % определен энергоблок ТК-300-240 Минской ТЭЦ-5, на втором – энергоблоки К-300-240 Лукомльской ГРЭС, на третьем – энергоблоки К-160-130 Березовской ГРЭС.

Конденсационный энергоблок Зельвенской КЭС при цене угля 75 \$/т у.т. занимает последнее место в очередности на разгрузку в ночные часы. При цене угля 90 \$/т у.т. угольный энергоблок по эффективности

Таблица 3. Сравнительная экономическая эффективность и экономическая последовательность использования энергоустановок в режиме с разгрузкой в ночные часы

Турбоагрегаты	Коэффициент разгрузки									
	20 %		40 %		50 %		60 %		80 %	
	цент/ кВт·ч	посл.	цент/ кВт·ч	посл.	цент/ кВт·ч	посл.	цент/ кВт·ч	посл.	цент/ кВт·ч	посл.
<i>Расчет при цене природного газа 180 \$/т у.т., угля 75 \$/т у.т.</i>										
К-160-130	0,30	4	0,78	3	1,20	3	1,76	3	12,9	5
К-300-240	0,26	3	0,70	2	1,04	2	1,56	2	2,96	1
ТК-330-240	0,20	2	0,53	1	0,79	1	1,48	1	3,15	2
К-500-240	1,05	8	2,81	8	4,20	8	6,30	8	16,79	6
T-100-130	0,83	7	2,21	7	3,33	7	5,28	7	–	*
T-180-130	0,68	6	1,78	6	2,71	6	4,04	6	10,75	4
T-250-240	0,52	5	1,42	5	2,13	5	3,11	5	–	·
ГТУ	0,18	1	1,15	4	1,82	4	2,71	4	4,88	3
<i>Расчет при цене природного газа 250 \$/т у.т., угля 90 \$/т у.т.</i>										
К-160-130	0,32	4	0,83	3	1,30	3	1,89	3	16,4	8
К-300-240	0,30	3	0,82	2	1,21	2	1,82	2	3,64	2
ТК-330-240	0,23	2	0,61	1	0,91	1	1,66	1	3,63	1
К-500-240	1,06	7	2,84	7	4,24	7	6,36	7	16,95	6
T-100-130	1,07	8	2,88	8	4,34	8	6,50	8	–	*
T-180-130	0,76	6	1,99	6	3,03	6	4,52	6	12,01	4
T-250-240	0,56	5	1,53	5	2,30	4	3,32	4	–	*
ГТУ	0,21	1	1,50	4	2,38	5	3,54	5	6,19	3

* В энергетических характеристиках этих турбоагрегатов не предусмотрена такая глубина разгрузки.

Таблица 4. Сопоставление перерасходов топлива на ГТУ, связанных с разгрузкой их по электрической мощности, с перерасходом на пуско-остановочные операции ГТУ в расчете на 1 МВт номинальной мощности ГТУ

Показатель	Коэффициент разгрузки ГТУ				
	20 %	40 %	50 %	60 %	80 %
Мощность ГТУ, находящихся в работе, МВт	0,8	0,6	0,5	0,4	0,2
Прирост удельного расхода топлива на ГТУ в зависимости от разгрузки, кг у.т./МВт·ч	4,3	50,0	80,3	119,2	186,6
Часовой перерасход топлива на ГТУ при разгрузке в расчете на 1 МВт номинальной мощности, кг у.т.	3,4	30,0	40,1	47,7	37,3
То же за весь период ночной разгрузки при продолжительности:					
6,8 ч/сут	23,4	204,0	272,7	324,4	253,6
5 ч/сут	17,2	150,0	200,5	238,5	186,5
3 ч/сут	10,3	90,0	120,3	143,1	113,0
2 ч/сут	6,9	60,0	80,2	95,4	74,6
Перерасход топлива на ГТУ в режиме останова с последующим пуском на 1 МВт номинальной мощности, кг у.т.	133	133	133	133	133

разгрузки поднимается на одну ступеньку выше, обгоняя теплофикационный турбоагрегат Т-100-130.

Среди теплофикационных турбоагрегатов экономическая эффективность разгрузки по электрической мощности возрастает с увеличением их установленной мощности: наибольшая – у Т-250-240, наименьшая – у Т-100-130. С ростом цены природного газа прирост удельных приведенных затрат увеличивается: на Т-250-240 в 1,07 раза, на Т-180-130 в 1,1 раза, на Т-100-130 в 1,3 раза. Необходимо отметить, что на снижение сравнительной экономической эффективности разгрузки теплофикационных турбоагрегатов существенное влияние оказывают дополнительные затраты в технологическую схему для обеспечения их маневренности. Однако, как показали дополнительные расчеты, даже без учета затрат в технологическую схему экономическое преимуще-

ство разгрузки по электрической мощности остается за конденсационными энергоблоками.

В отношении ГТУ расчет выявил весьма высокий прирост удельных расходов топлива на производство электроэнергии при разгрузке и соответственно высокий прирост себестоимости, что непосредственно обусловлено резко падающей характеристикой КПД в зависимости от глубины разгрузки. По очередности разгрузки это поставило ГТУ ниже всех конденсационных энергоблоков, работающих на природном газе, при разгрузке ниже 20 %. Эта ситуация определила необходимость исследовать энергетическую целесообразность полной разгрузки и останова ГТУ на весь период ночного провала в суточных графиках электрической нагрузки энергосистемы. Для такого исследования необходима информация по расходам топлива на пуск и останов ГТУ. В результате сопоставления данных различных ГТУ был определен усредненный удельный расход топлива на пуско-остановочную операцию ГТУ в размере 133 кг у.т. на 1 МВт номинальной электрической мощности. Это позволило, используя ранее определенные приросты удельных расходов топлива на ГТУ в зависимости от их разгрузки (см. табл. 3), сравнить перерасходы топлива при разгрузке с перерасходом топлива в режиме работы с остановом ГТУ и последующим пуском.

Такие расчеты были выполнены для четырех значений продолжительности ночного провала в суточном графике электрической нагрузки зимнего периода – 6,8 (что фактически имеет место) и дополнительно 5; 3 и 2 ч/сут – в целях определить эффективность режима работы ГТУ с пуском и остановом в широком временном диапазоне (табл. 4, рис. 2).

Результаты таких расчетов показывают, что, исходя из расхода топлива, останов и последующий пуск ГТУ становятся целесообразными при продолжительности простоя ГТУ от 3 ч и выше в случае, когда их разгрузка находится в пределах 55–70 %. При продолжительности ночного провала суточного графика в 6,8 ч/сут, что в реальности имеет место, энергетический, а вместе с ним и экономический эффект останова ГТУ с последующим пуском наступает при разгрузке 30 % и выше и возрастает примерно до 70 % разгрузки, после чего начинает снижаться, оставаясь положительным.

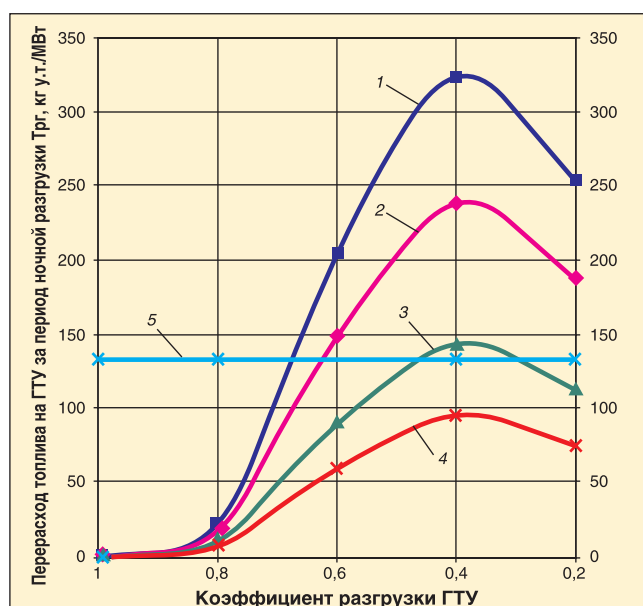


Рис. 2. Перерасход топлива на ГТУ в зависимости от продолжительности и глубины разгрузки в ночные часы в расчете на 1 МВт номинальной мощности ГТУ:

1 – при продолжительности разгрузки 6,8 ч/сут; 2 – 5 ч/сут; 3 – 3 ч/сут; 4 – 2 ч/сут; 5 – при останове ГТУ на период ночного провала суточного графика нагрузки с последующим пуском

Таблица 5. Сравнительная энергетическая эффективность использования энергоустановок в режиме с разгрузкой по электрической мощности в ночные часы (по критерию прироста удельного расхода топлива)

Турбоагрегаты	Коэффициент разгрузки									
	20 %		40 %		50 %		60 %		80 %	
	г у.т./кВт·ч	посл.	г у.т./кВт·ч	посл.	г у.т./кВт·ч	посл.	г у.т./кВт·ч	посл.	г у.т./кВт·ч	посл.
К-160-130	3,2	1	8,4	1	13,9	1	18,9	1	50,4	1
К-300-240	6,2	5	16,4	4	24,6	4	36,9	4	97,9	3
ТК-330-240	4,3	2	11,4	2	17,1	2	25,7	2	68,3	2
К-500-240	6,5	6	17,4	5	26,2	5	39,4	5	104,7	4
Т-100-130	11,1	7	28,9	6	43,3	6	81,1	7	-	
Т-180-130	11,7	8	30,0	7	46,1	7	67,8	6	179,4	5
Т-250-240	5,6	4	16,1	3	23,9	3	30,5	3	-	
ГТУ	4,4	3	50,0	8	80,0	8	118,9	8	186,6	6

Переход от энергетического критерия (прироста удельного расхода топлива) к более общему критерию экономического (приросту себестоимости производства электроэнергии) приводит к изменениям в очередности разгрузки различных энергоустановок. Из сопоставления показателей табл. 3 и 5 видно, что если по энергетическому критерию энергоблок К-160-130 устойчиво занимал первое место в очередности разгрузки, по экономическому критерию он перешел на третье-четвертое и даже пятое место, уступив первенство энергоблоку ТК-330-240 и второе место энергоблоку К-300-240. То же характерно и для теплофикационного турбоагрегата Т-250-240: по энергетическому критерию он занимал третье место, по экономическому перешел на пятое. Поменялись местами и турбоагрегаты Т-100-130 и Т-180-130. Рейтинг второго повысился, а Т-100-130 прочно занял последнее место в очередности разгрузки.

Переход к экономическому критерию четко показал неэффективность разгрузки энергоблоков Зельвенской КЭС, работающих на угле, снизив их рейтинг с пятого-шестого и даже четвертого места на последнее, восьмое, при всех значениях глубины разгрузки.

Выводы

В статье изложены результаты исследований сравнительной экономической эффективности перевода различных энергоустановок Белорусской энергосистемы с базового круглосуточного режима работы на маневренный режим с разгрузкой по электрической мощности в ночные часы зимнего периода. В качестве экономического критерия принят прирост удельной себестоимости производства электроэнергии на энергоустановках, включая дополнительные затраты в технологическую схему для обеспечения маневренности.

Исследования с охватом всех конденсационных энергоблоков, работающих на органическом топливе, крупных теплофикационных турбоагрегатов и намечаемых к сооружению газотурбинных установок, выполненные для широкого диапазона их разгрузки от 20 до 80 % при двух уровнях цены потребляемого топлива (природный газ 180 и 250 \$/т у.т. и каменный уголь 75 и 90 \$/т у.т.), показали следующее.

1. Конденсационные энергоблоки К-160-130, К-300-240 и ТК-330-240, работающие на природном газе, имеют прирост себестоимости в режиме разгрузки в 2–3,5 раза ниже, чем крупные теплофикационные турбоагрегаты, что экономически обосновывает первоочередной перевод их в маневренный полупиковый режим. Из этих энергоблоков на первом месте по эффективности разгрузки определился ТК-330-240, на втором – К-300-240, на третьем – К-160-130.

2. Конденсационный энергоблок Зельвенской КЭС, ориентируемый на использование каменного угля, судя по принятому в расчетах аналогу К-500-240, занял последнее место в очередности на разгрузку в ночные часы. Прирост себестоимости у него определился в 3,2–3,6 раза выше, чем у менее эффективного в разгрузке конденсационного энергоблока К-160-130, и в 1,2–1,3 раза выше, чем у менее эффективного теплофикационного турбоагрегата Т-100-130. Этим еще раз подтвердилась целесообразность использования новой Зельвенской КЭС в базовом режиме, что и предусмотрено ее технико-экономическим обоснованием.

3. Исследования по ГТУ показали целесообразность использования их в полупиковой зоне суточного графика электрической нагрузки не посредством глубокой разгрузки их по электрической мощности, а путем останова и вывода из работы на период ночного провала электрической нагрузки с последующим пуском. В работе определены временные границы простоя ГТУ в ночные часы.

4. Исследования выявили различия в очередностях перевода энергоустановок с базового режима работы на режим работы с разгрузкой в ночные часы, определенные по критериям прироста удельного расхода топлива и прироста себестоимости производства электроэнергии.

Список литературы

- Трутаев, В. И. Применение электродеталей на ТЭЦ как эффективный способ получения маневренной электрической мощности в энергосистеме Беларуси с вводом АЭС / В. И. Трутаев, В.М. Сыропушинский // Энергетическая стратегия. – 2010. – № 4. – С. 19–24.
- Яковлев, Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения / Б.В. Яковлев. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002. – 448 с.
- Горшков, А.С. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций / А.С. Горшков. – М.: Энергия, 1974. – 240 с.

ЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ И СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС

После аварии на Чернобыльской АЭС международное сообщество ученых и специалистов под эгидой МАГАТЭ проделало огромную работу по совершенствованию требований, предъявляемых к безопасности атомных электростанций, поиску новых инженерных решений, направленных на повышение ее уровня. Сегодня благодаря предусмотренным защитным мероприятиям и эффективным системам безопасности атомные электростанции проектируются, строятся и работают таким образом, что вероятность серьезной аварии, способной вызвать выброс значительного количества радиоактивных продуктов за пределы двойной защитной оболочки, крайне мала.

В Республике Беларусь принято решение о строительстве АЭС с корпусным водо-водяным энергетическим реактором третьего поколения типа ВВЭР (PWR), в котором в качестве теплоносителя и замедлителя нейтронов используется вода. Он хорошо зарекомендовал себя за более чем 40-летний срок эксплуатации и, по прогнозам, будет доминировать в мировой атомной энергетике еще ближайшие 50 лет.

Разработка реакторов третьего поколения началась в конце 90-х годов прошлого века. По сравнению с образцами предыдущих поколений они в большей мере обладают свойствами внутренней самозащищенности:

- обеспечение безопасности в реакторах такого типа происходит на основе естественных обратных связей и процессов (отрицательный коэффициент реактивности по мощности, температуре топлива, плотности теплоносителя);
- используются естественные факторы, активные и пассивные технические средства (срабатывание органов регулирования в режиме аварийной защиты на основе действия сил гравитации, применение отсечных, ограничительных и сбросных устройств, работающих под действием естественных процессов без дополнительной подачи энергии).

Реакторы этого поколения соответствуют современным международным требованиям по ядерной и радиационной безопасности и отвечают растущим мировым потребностям в чистом и надежном источнике энергии.

УСТРОЙСТВО РЕАКТОРА И ПРИНЦИПЫ РАБОТЫ АЭС

Главная часть реактора – активная зона, в которой содержится ядерное топливо и протекает управляемая и контролируемая цепная реакция деления, в результате которой выделяется колоссальная энергия и ядерное топливо нагревается. Тепло отводится с помощью воды, которая подается в корпус реактора.

Активная зона состоит из шести-гранных тепловыделяющих сборок (ТВС), расположенных наподобие шестиугольных сот в пчелином улье. ТВС в свою очередь состоят из тепловыделяющих элементов (ТВЭлов) – таблеток уранового топлива, помещенных в оболочку из сплава циркония с ниобием. Активная зона водо-водяного реактора по соображениям радиационной безопасности заключена в толстостенный стальной корпус.

Атомная электростанция с реакторами типа ВВЭР, в отличие от реакторов чернобыльского типа РБМК, двухконтурная. Вода первого контура поступает в корпус реактора, проходит через активную зону и нагревается. Для того чтобы не дать воде первого контура вскипеть, в нем поддерживается давление порядка 160 атм. Нагретая вода поступает в парогенератор. Проходя по его трубам, она отдает тепло воде второго контура через металлическую стенку и специальными насосами закачивается обратно в реактор.

Вода второго контура уже не радиоактивна, так как не имеет прямого контакта с активной зоной. Это обычная вода с химическими добавками, которая в парогенераторе превращается



В.А. БРЫЛЕВА, научный сотрудник ГНУ «Объединенный институт энергетических и ядерных исследований – Сосны» НАН Беларуси

в пар. Таким образом, двухконтурная схема позволяет пустить на турбину обычный, нерадиоактивный пар.

Отработавший пар поступает в конденсатор, где охлаждается и конденсируется. Конденсат проходит через вспомогательное оборудование и подается снова в парогенератор, чтобы затем вновь превратиться в пар. Так замыкается второй контур. Тепло, отводимое от конденсатора, либо сбрасывается в окружающую среду через градирню, либо отводится в водоем-охладитель, как это происходит на обычных ТЭС.

Управляющее, контролирующее, защитное и другое оборудование АЭС эффективно связано в единую технологическую цепь, скоординировано, отлажено и подчинено одной цели – обеспечить эффективный процесс выработки электроэнергии и предотвратить отрицательное воздействие атомной электростанции на окружающую среду и человека.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ АТОМНОЙ СТАНЦИИ

Под безопасностью атомной станции понимается создание условий и разработка мер, направленных на обеспечение защиты персонала и население

ния от радиационного воздействия, а окружающей среды – от загрязнения радиоактивными веществами, превышающего допустимые показатели как при нормальной эксплуатации, так и при возможных нарушениях, вплоть до аварийных ситуаций. Вероятность наступления таких ситуаций равна одной миллионной на один реактор в год, то есть пренебрежимо мала.

Безопасная эксплуатация АЭС под-держивается выполнением системами станции трех основных функций:

- 1) управление реактивностью или условиями технологического процесса;
- 2) эффективный отвод тепла;
- 3) удержание радиоактивного материала.

Основным принципом обеспечения безопасности ядерных объектов, включая АЭС, является оптимальное сочетание четырех направлений деятельности: юридического, организационного, кадрового и технического.

Технические мероприятия включают создание и поддержание в работоспособном состоянии автоматических систем защиты и диагностики. На каждом объекте атомной отрасли установлены датчики автоматизированной системы контроля радиационной обстановки. На крайний случай предусмотрено обязательное резервирование сил и средств, необходимых для предотвращения аварии или ликвидации ее последствий. С технической точки зрения обеспечение безопасности заключается в том, что на пути распространения радионуклидов во внешнюю среду выстраивается ряд преград – защитных барьеров безопасности, организуемых по принципу «защита в глубину», то есть при нарушении целостности одного барьера защитные функции принимает на себя следующий.

Первым барьером является сама таблетка ядерного топлива. Она предотвращает выход подавляющего большинства продуктов деления, образующихся в результате осуществления в ядерном реакторе контролируемой и управляемой цепной реакции деления.

Второй барьер – герметичная оболочка, в которую помещаются таблетки ядерного топлива. Оболочки твэлов сохраняют герметичность на протяжении всего срока их эксплуатации. Если разрушение оболочки все же имеет место (трещины, неплотности), небольшая часть радионуклидов может попасть в теплоноситель и при-

вести к повышению его активности в контуре реактора. Поэтому на АЭС осуществляется непрерывный контроль герметичности оболочек твэлов специальной системой контроля, которая регистрирует уровень радиоактивности теплоносителя.

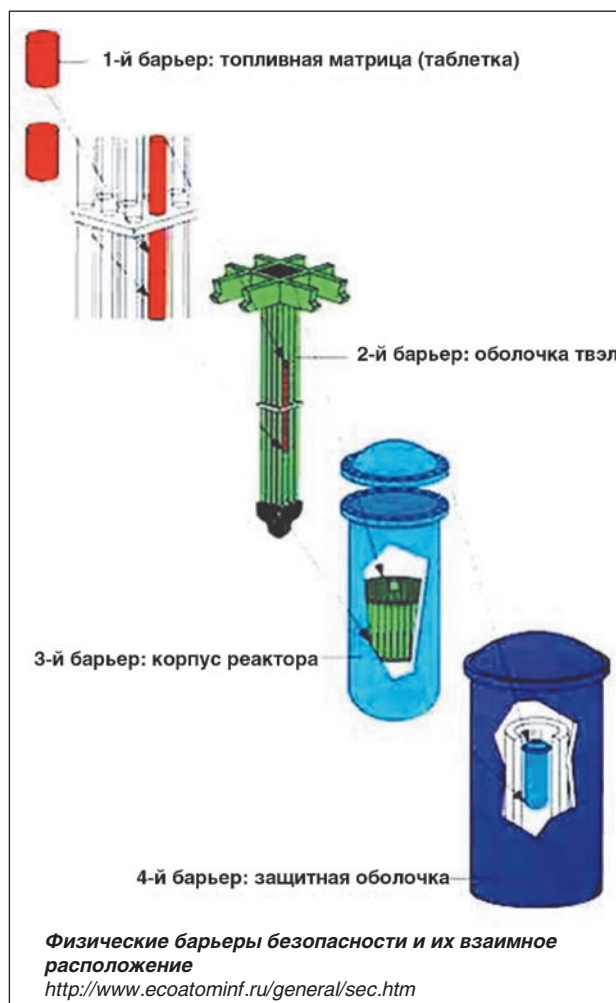
Третий барьер на пути распространения продуктов деления – прочный толстостенный герметичный стальной корпус реактора, оборудование и трубопроводы 1-го (реакторного) контура. Корпус реактора обеспечивает герметичность активной зоны в течение расчетного периода эксплуатации, который для энергоблоков нового поколения составляет не менее 60 лет. Конструкция первого контура позволяет противостоять всем возможным расширениям и сужениям материалов, связанным с изменением температуры ядерного топлива. Его наличие на Чернобыльской АЭС позволило бы избежать выхода радиоактивных веществ после тепловых взрывов и пожаров, возникших при воспламенении графита, используемого в качестве замедлителя в реакторах РБМК. Это наглядно было продемонстрировано во время аварии на реакторе Три-Майл-Айленд в США (1979 год), где несмотря на расплавление активной зоны станции не произошло значительного загрязнения окружающей среды.

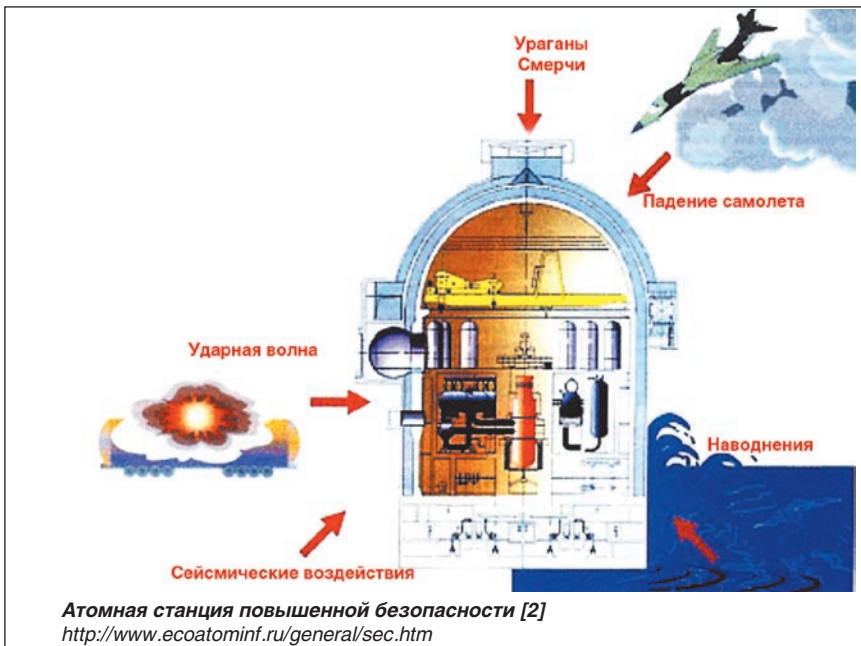
Четвертым барьером безопасности является двойная защитная оболочка – контеймент. Внутренняя предназначена для предотвращения всех внутренних воздействий и рассчитана на высокое давление, которое может возникнуть внутри энергоблока при серьезной аварии. Внешняя оболочка защищает от внешних воздействий: ураганов, землетрясений, ударных волн, возникающих в результате взрывов, падения самолета и пр. Станция

не пострадает в случае землетрясения силой 8 баллов, урагана или смерча со скоростью ветра 50 м/с (~210 км/ч), наводнения и других катаклизмов.

На АЭС с энергоблоком ВВЭР-1200, проект которой предполагается реализовать в Республике Беларусь, защитная оболочка выполнена из напряженного железобетона. В ней размещается все оборудование первого контура и реакторный зал. Здание полностью газонепроницаемо. Кроме того, давление воздуха внутри него поддерживается ниже атмосферного. Соответственно, в случае нарушения герметичности воздух будет поступать внутрь здания. Таким образом, радиоактивные элементы не смогут проникнуть из здания контеймента наружу, даже если произойдет утечка через первый контур.

Несмотря на то что вероятность тяжелой аварии с расплавлением ядерного топлива практически равна нулю, в проекте реактора предусмотрена специальная ловушка расплава, которая предотвратит попадание радионуклидов в подземные воды.





Кроме того, при проектировании АЭС разрабатываются системы технических и организационных мер по защите барьеров и сохранению их эффективности на случай нарушения качества при изготовлении оборудования, монтаже или в процессе эксплуатации.

Автоматические устройства контролируют такие важные параметры работы станции, как интенсивность цепной ядерной реакции деления, температура, давление в активной зоне реактора и т.п. Если эти параметры отклоняются от нормы, стержни аварийной защиты, находящиеся над активной зоной, автоматически вводятся в реактор, цепная реакция прекращается. Устройства безопасности включаются и действуют без вмешательства операторов на центральном пульте управления.

При механической поломке, неисправности средств электроники или компьютеров автоматически включаются сигнал тревоги и другие средства оповещения. В маловероятном случае несрабатывания системы безопасности операторы имеют возможность в любое время остановить реактор вручную нажатием на кнопку аварийной остановки.

Обеспечение безопасной эксплуатации ядерной энергетической установки основано на глубоких знаниях ядерных, тепловых, химических и механических процессов, протекающих в ней, и высоком уровне технического обеспечения. При этом реализуются следующие основные принципы:

- переходные регулируемые режимы

мощности реактора осуществляются при очень малой реактивности за счет запаздывающих нейтронов (параметр реактивности определяет различные режимы работы реактора, малая реактивность соответствует почти стационарному, то есть устойчивому во времени режиму работы реактора);

- в реакторе действует механизм отрицательной обратной связи по температуре и мощности, так что при малых отклонениях параметров реактора и теплоносителя реактор проявляет свойство саморегуляции, когда режим его работы оказывается устойчивым;
- регулирование мощности реактора основано не только на применении твердых поглотителей (поглощающих стержней), но и на использовании жидких поглотителей нейтронов – борной кислоты, растворенной в теплоносителе;
- используются дистанционные системы контроля и управления реактором, дублирование ряда устройств, применяются узлы и агрегаты только с высокой степенью надежности их работы.

Обеспечению безопасности эксплуатации атомной станции, повышению ее надежности и эффективности служат и плановые профилактические работы, которые должны ежегодно проводиться на каждом из работающих энергоблоков. Эти профилактические работы, называемые планово-предупредительным ремонтом (ППР), являются обязательным этапом производственной деятельности всех

атомных электростанций. Цель ППР – обследование и ремонт оборудования для обнаружения и устранения скрытых дефектов, перегрузка ядерного топлива, замена узлов и агрегатов, выработавших ресурс, модернизация оборудования. Разрабатывается также график капитальных ППР с полной выгрузкой ядерного топлива из активной зоны реактора. Во время капитального ППР проводятся обследования технического состояния и испытания внутрикорпусных устройств, а также испытания корпуса реактора на прочность.

ВОЗДЕЙСТВИЕ АЭС НА НАСЕЛЕНИЕ И ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

С целью ограничения воздействия АЭС на население вокруг нее организуется санитарно-защитная зона, в которой запрещены проживание и ведение хозяйственной деятельности, не относящейся к эксплуатации станции. Радиус этой зоны рассчитывается по специальным моделям. К примеру, во Франции он равен 500 м. На Ленинградской и Ново-Воронежской АЭС, где в настоящее время строятся новые энергоблоки ВВЭР-1200, ввиду более жестких норм по радиационной безопасности, введенных после аварии на ЧАЭС, радиус санитарно-защитной зоны составляет 800 м.

За последние 30–40 лет персоналом атомных станций, специалистами ведущих научных и проектных организаций мира и МАГАТЭ выполнен большой объем радиационных исследований в районах расположения АЭС. Они позволяют утверждать, что в нормальном режиме работы при качественном удовлетворении требований по безопасности и соблюдении регламентов эксплуатации атомная станция практически не оказывает отрицательного воздействия на окружающую среду и население.

Радиационная обстановка в районах расположения АЭС характеризуется значениями мощности дозы гамма-излучения (МД) от 0,06 до 0,20 мкЗв/ч в зависимости от местоположения АЭС, что сравнимо или меньше уровня естественных фоновых значений [1]. Например, согласно данным Республиканского центра радиационного контроля и мониторинга окружающей среды среднегодовой уровень МД в областных центрах Бе-

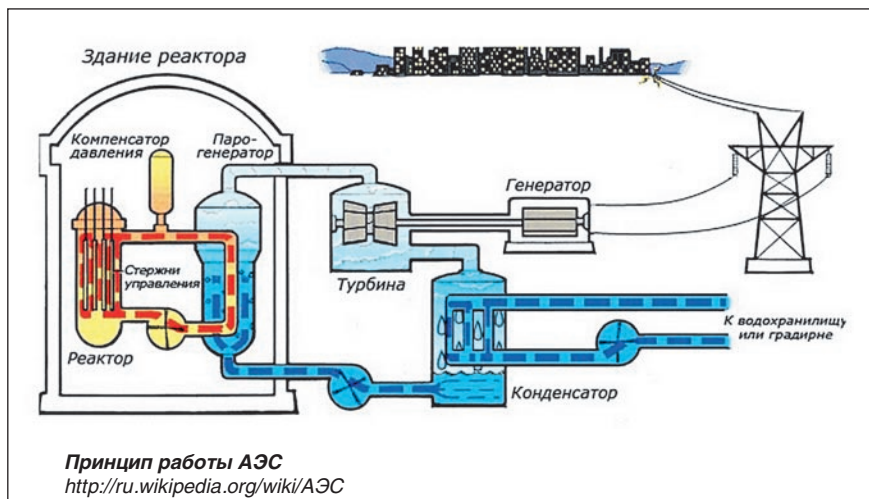
ларуси находится в пределах от 0,10 до 0,12 мкЗв/ч, а в 30-километровой зоне влияния Игналинской АЭС, а также в 100-километровой зоне влияния Смоленской и Ровенской АЭС по данным автоматизированных систем контроля в период с июля по сентябрь 2007 года превышений уровней мощности дозы гамма-излучения над установившимися многолетними уровнями не зафиксировано. МД в пунктах контроля составляли от 0,10 до 0,13 мкЗв/ч, в частности в г. Браславе (7 км от Игналинской АЭС, на которой в то время эксплуатировался один энергоблок с реактором РБМК) МД в этот период составляла 0,11 мкЗв/ч.

Таким образом, радиационная обстановка за пределами промплощадки АЭС не отличается от обстановки в окружающих регионах. Она определяется радионуклидами естественного и космогенного происхождения, а также радионуклидами глобального загрязнения атмосферы, образовавшимися при испытаниях ядерного оружия и поступивших в атмосферу в результате аварии на Чернобыльской АЭС. По данным ООН вклад различных источников ионизирующего излучения в среднюю годовую эффективную эквивалентную дозу облучения среднестатистического человека выглядит следующим образом: естественные источники — ~2 мЗв (или 82,61 %), техногенные — ~0,42 мЗв (17,39 %); в сумме 2,42 мЗв. Техногенное облучение складывается из облучения, полученного при медицинских обследованиях и лечении (~0,4 мЗв; 16,5 %), облучения от радиоактивных осадков (~0,02 мЗв; 0,83 %) и от атомной энергетики (~0,001 мЗв; 0,04 %).

Следует заметить, что согласно современным медицинским исследованиям риски для здоровья населения, живущего в радиусе 40 км от АЭС, в 100–1000 раз меньше, чем риски, связанные с деятельностью предприятий химической промышленности, которых на территории республики немало.

ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР И ОСНОВЫ КУЛЬТУРЫ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС

Все технологические операции на атомных станциях, безусловно, должны осуществлять профессионалы, имеющие кроме теоретических знаний практический опыт работы



на конкретных объектах. Для этого используются специальные тренажеры с интерактивными системами, проводятся учения с учебными тревогами, отрабатываются процедуры аварийной остановки, ведется отбор персонала психологами.

Важным моментом является воспитание у персонала АЭС так называемой культуры безопасности, то есть установление в сознании человека приоритета принципов безопасности перед необходимостью производства энергии. Смысл понятия «культура безопасности» следует понимать как выражение отношения человека к проблемам безопасности, проявленное им при выполнении служебных обязанностей, — осознание индивидуальной ответственности за свои поступки. Сотрудник не нарушит правил безопасного выполнения работ не потому, что боится лишения премии, и не потому, что задумывается о возможности несчастного случая, а потому, что он просто не в силах отступить от принятых норм, поскольку это стало его внутренней психологической потребностью.

Иными словами, культура безопасности АЭС — это квалификационная и психологическая подготовленность всех лиц, вовлеченных в процесс производства ядерной энергии (от высшего руководства до непосредственных исполнителей), при которой обеспечение безопасности атомной станции является приоритетной целью и внутренней потребностью, приводящей к осознанию ответственности и самоконтролю при выполнении всех работ, влияющих на безопасность. Обучение персонала, а также надежность и качество взаимодействия «человек — машина», эр-

гономика постов управления должны стать во главу угла в вопросах обеспечения безопасности на АЭС.

Таким образом, безопасность атомной электростанции напрямую зависит от многих условий:

- правильности выбора площадки АЭС;
- качества изготовления и монтажа оборудования;
- соблюдения регламентов эксплуатации и требований нормативно-правовых и нормативно-технических документов персоналом АЭС;
- безотказной работы систем нормальной эксплуатации и систем безопасности;
- наблюдения и контроля за состоянием всех систем станции в ходе эксплуатации;
- своевременного выполнения комплекса профилактических противоаварийных мер по всем системам станции;
- взаимодействия квалифицированного и хорошо подготовленного персонала.

Современные технологии строительства и эксплуатации атомных электростанций соответствуют всем необходимым требованиям ядерной и радиационной безопасности. Приведенные данные подтверждают возможность обеспечения высокого уровня безопасности энергоблоков АЭС и позволяют уверенно говорить об экологической чистоте энергии, вырабатываемой на АЭС.

Список литературы

1. Боровик, А.С. Знакомьтесь: атомная станция. Эффективность, безопасность, надежность / А.С. Боровик, В.С. Малышевский, С.Н. Янчевский. — Режим доступа: <http://www.ecoatominf.ru/publishs>.
2. Режим доступа: <http://www.ecoatominf.ru/publishs>.

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ИСТОК – СЕРТИФИЦИРОВАННЫЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Одно из простых и очевидных решений задачи сбережения любых ресурсов и ценностей состоит в их точном учете. Объективный товарный учет энергоресурсов – это измерения, достоверность которых гарантируется сертификацией и подтверждается калибровкой измерительных систем в процессе эксплуатации без нарушения их целостности. Без строгого соблюдения этих критериев безошибочность учета находится под сомнением.

Недостоверные измерения лишают смысла любую систему обработки учетных показателей, искажают реальную картину экономического состояния предприятия и ведут к принятию неверных решений и экономическим потерям.

Научно-производственный центр «Спецсистема» 19 лет работает на рынке разработки, производства и внедрения приборов и систем учета энергоресурсов. Одно из последних достижений НПЦ «Спецсистема» – создание измерительного комплекса ИСТОК. Комплекс сертифицирован в Республике Беларусь и Российской Федерации, экспертным советом Комитета по энергоэффективности Республики Беларусь внесен в рекомендуемый перечень № 1 приборов учета энергоресурсов и имеет положительное экспертное заключение Госэнергонадзора Российской Федерации.

Комплекс ИСТОК – это произвольный модульный набор метрологически аттестованных измерительных систем, обеспечивающих многоузловой товарный учет отпуска и потребления энергоресурсов, поддерживающих технологию СЕРВЕР/КЛИЕНТ и объединяемых в единую информационно-измерительную систему программным пакетом ИСТОК СЕРВЕР/АРМ.



Измерительный комплекс ИСТОК имеет три модификации – ИСТОК-ГАЗ, ИСТОК-ПАР, ИСТОК-ВОДА – и 17 исполнений согласно применяемым методам измерения расхода. Комплекс используется в узлах учета газа, пара (перегретого и насыщенного), воды и сжатого воздуха на любых диаметрах трубопроводов, для разных расходов и давлений как в энергетике, так и в различных отраслях промышленности, коммунальном и сельском хозяйстве.

Измерительному комплексу ИСТОК присущи отличительные особенности, выгодно выделяющие его из ряда аналогичной продукции:

- аттестованная методика расчета погрешности и диапазона расхода измерительных комплексов, что является основным условием устранения причин небаланса в местах разграничения финансовой ответственности и разрешения спорных ситуаций цивилизованным способом;
- законченная конструктивная поставка аттестованного измерительного комплекса, гарантирующая его целостность в процессе эксплуатации;
- единая приборная база для всех модификаций измерительных систем, что существенно уменьшает стоимость и упрощает эксплуатационные затраты.

НПЦ «Спецсистема» – официальный представитель чешской фирмы **JSP** в Республике Беларусь – одного из ведущих производителей датчиков температуры и представляет на белорусском рынке все многообразие промышленных датчиков температуры (от 200 до 1 800 °С) и широкий спектр преобразователей сигналов, предназначенных для энергетики, нефтехимии, строительной и других отраслей экономики.

Основным конкурентным преимуществом фирмы **JSP** является реализация интегрированных решений под ключ – от выполнения «полевых» проектов



**С.Н. ГРИГОРЬЕВ, директор
УЧП «НПЦ «Спецсистема»**

измерения и контроля, поставки, монтажа или шеф-монтажа и запуска до следующего обслуживающего сервиса и поставки запасных частей, а также различных схем финансирования и логистического сопровождения поставок. Фирма **JSP** является поставщиком не только интегрированных инженерных



решений, но и промышленных технологий, обеспечивающих функциональность, надежность, безопасность, высокую производительность, удобство эксплуатации и рабочий комфорт в течение всего периода использования.

УНП 300047573

НПЦ «Спецсистема»
г. Витебск, 210004, ул. Ломоносова, 22
(8 0212) 34-69-99, 34-26-93, 34-06-40
(8 029) 624-29-11, 624-29-16
818-29-12, 819-29-12
www.spsys.net, www.jsp.eu
spsys@vitebsk.by, sales@spsys.net

Уважаемые коллеги! Позвольте поздравить вас с профессиональным праздником – Днем энергетика!

Желаем вам и вашим близким здоровья, вдохновения и оптимизма!

Пусть вам сопутствуют удача, душевное и материальное благополучие!

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ФОТОВОЛЬТАИЧЕСКИХ СИСТЕМ В БЕЛАРУСИ

Во всем мире наблюдается устойчивый рост использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Так, для стран Евросоюза в 2004 году доля ВИЭ в производстве первичной энергии составляла около 6 %, на конец 2010 года она должна достигнуть 10 % и долгосрочный прогноз (2020 год) – 21 %. Среди возобновляемых источников солнечная энергия является одной из самых доступных и экологически чистых.

Предполагается, что в 2030 году установленная мощность так называемых фотовольтаических систем (PV-систем от англ. Photovoltaic) в мире составит около 300 ГВт при стоимости солнечного модуля 1000 \$/кВт и электроэнергии 0,05–0,12 €/кВт·ч. К этому времени согласно прогнозам возобновляемые источники энергии будут замещать около 30 % потребности в ископаемых видах топлива (рис. 1).

Наибольшее распространение такие системы получили в Германии, Японии и США. Среди них несомненный лидер – Германия. Она владеет более чем половиной мирового рынка PV-систем (около 53 %). А поскольку Германия имеет схожие с Беларусью климатические условия по солнечной инсоляции, следует предположить, что аналогичный потенциал и перспективы развития солнечной энергетики, и в частности фотовольтаических систем, имеются и у нас. К сожалению, в нашей республике процент использования ВИЭ, в том числе и PV-систем, ничтожно мал, и поэтому уже сейчас необходимо радикальное улучшение создавшегося положения.

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ В БЕЛАРУСИ

Для условий Республики Беларусь рассматриваются два способа использования солнечной энергии:

- преобразование солнечной энергии в тепловую энергию;
- преобразование солнечной энергии непосредственно в электрическую при помощи PV-систем (рис. 2).

Использование солнечных электрических станций термодинамического цикла не рассматривается из-за их небольшого КПД (6–8 %).

Преобразование солнечной энергии в тепловую для условий Республики Беларусь исследовано достаточно хорошо [1, 2]. Что касается второго способа (применение PV-систем), то для определения его эффективности в условиях Беларуси необходимы более подробные



В. Л. ЧЕРВИНСКИЙ,
к.т.н., доцент
Белорусского национального
технического университета

исследования, несмотря на то что некоторые данные в литературных источниках имеются [3]. В настоящее время однозначно можно утверждать, что перспективным является применение гибких PV-пленок, которые могут использоваться как снаружи, так и внутри помещений.

ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ PV-СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ БЕЛАРУСИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Зависимость выработки PV-системами электроэнергии от времени суток и погодных условий подсказывает выход из создавшегося положения в виде объединения разрозненных PV-электрических станций в энергосистемы, простирающиеся с запада на восток. Именно это обстоятельство поможет увеличить время использования установленной мощности вплоть до 8760 часов.

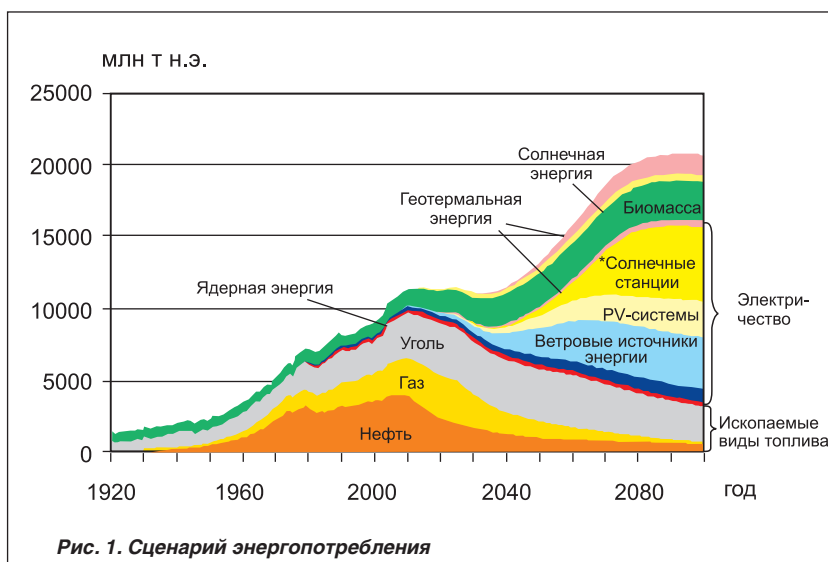




Рис. 2. Внешний вид мощной PV-системы

Поступление солнечной радиации на земную поверхность определяется следующими факторами:

- продолжительностью дня;
- высотой расположения солнца;
- режимом облачности атмосферы;
- прозрачностью атмосферы.

Годовой приход суммарной радиации в Республике Беларусь лежит в пределах 990–1130 кВт·ч/м², увеличиваясь с северо-запада на юго-восток [4]. Из-за большого количества облачности в течение всего года проявляется высокая рассеянная радиация (525–595 кВт·ч/м²), что составляет около половины прихода суммарной солнечной радиации в год. Необходимо отметить, что PV-системы способны работать не только на прямом солнечном излучении, но также и на рассеянном.

Приход солнечной радиации (прямой S, рассеянной D и суммарной Q) в течение года изменяется так, как это показано на рис. 3. В марте прямая S и рассеянная D солнечная радиация резко увеличиваются, достигая максимума в июне.

Если рассмотреть энергобаланс PV-системы в течение дня, то получим график качественного характера, показанный на рис. 4. Часть энергии PV-системы идет на зарядку аккумуляторов, так называемой батарейной поддержки PV-системы. Качественный характер суммарной запасенной энергии $\mathcal{E}_{аккумулятор}$ будет изменяться в течение светового времени. На графике видно отставание $\mathcal{E}_{аккумулятор}$ от Q. Это объясняется тем, что зарядка аккумуляторов является инерционным процессом, то есть величина запасенной аккумуляторами энергии несколько отстает от величины поступающей суммарной солнечной радиации Q, преобразуемой PV-системой в электрический ток, идущий как непосредственно на энергоприемники потребителя, так и на зарядку аккумуляторов PV-системы.

Необходимость в электроэнергии коммунально-бытового потребителя изменяется достаточно неравномерно в течение суток, достигая максимума в вечернее время. Видно хорошее согласование аккумулярированной энергии ($\mathcal{E}_{аккумулятор}$) и потребленной ($\mathcal{E}_{потр}$). Положительный баланс энергии наблюдается, когда $\mathcal{E}_{аккумулятор} > \mathcal{E}_{потр}$. Такая ситуация складывается примерно к полудню. До этого времени, когда $\mathcal{E}_{аккумулятор} < \mathcal{E}_{потр}$, вероят-

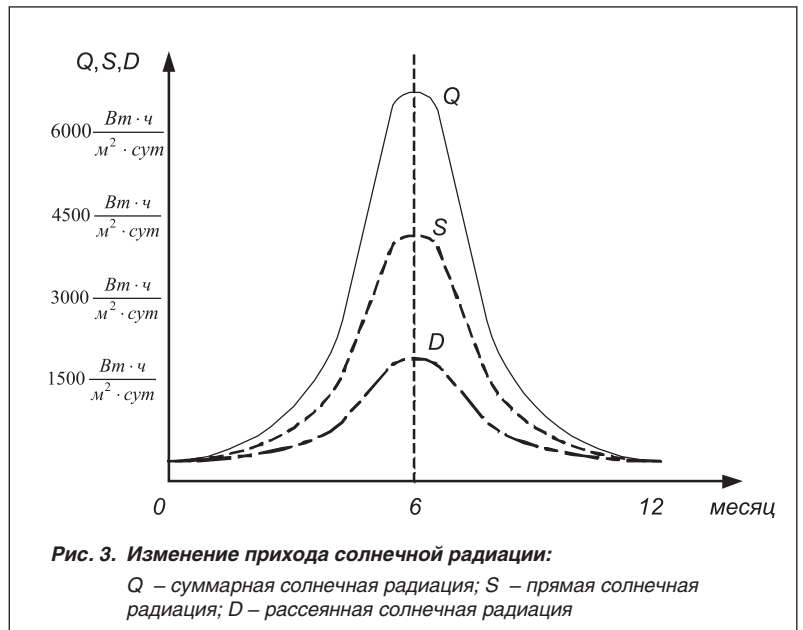


Рис. 3. Изменение прихода солнечной радиации:

Q – суммарная солнечная радиация; S – прямая солнечная радиация; D – рассеянная солнечная радиация

но, требуется поддержка электрической сети. Однако конечная картина изменения энергобаланса в каждом конкретном случае является индивидуальной, так как в общем случае величина поддержки электрической сети определяется двумя факторами – техническим и экономическим.

Технический фактор зависит от:

- приходной части энергобаланса, то есть от интенсивности солнечной радиации Q, емкости аккумуляторов и площади PV-элементов, подпитывающих эти аккумуляторы;
- расходной части энергобаланса, то есть от установленной мощности энергоприемников и графика их использования.

Экономический фактор определяется:

- стоимостью аппаратуры, представляющей большую часть стоимости всей PV-системы;
- соотношением тарифов на электроэнергию, вырабатываемую PV-системой и потребляемую из сети.

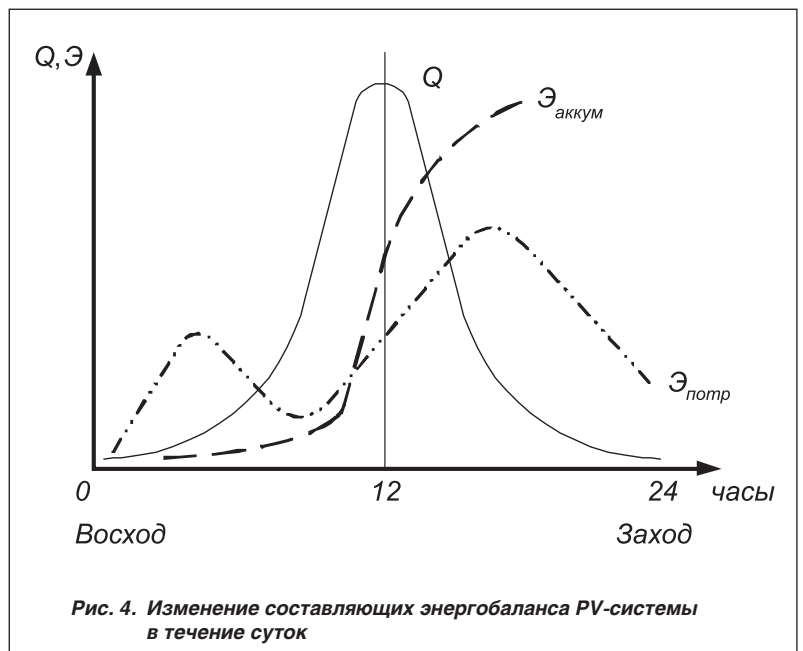


Рис. 4. Изменение составляющих энергобаланса PV-системы в течение суток

Коммунально-бытовые PV-системы дают возможность генерировать как часть, так и всю необходимую потребителю электроэнергию, используя для ее установки крышу здания (рис. 5). При этом в дневное время они могут накапливать энергию для будущего вечернего энергопотребления. В то же время дом остается подключенным к основной электросистеме все время и ее можно использовать в любой момент, если энергии требуется больше, чем вырабатывает PV-система. При наличии достаточной емкости дублирующих батарей имеется возможность автономной работы PV-системы в течение часов или десятков часов в зависимости от энергопотребления. При дополнительном остеклении PV-системы возможно ее когенерационное использование, то есть одновременное получение теплого воздуха и электроэнергии, что положительно сказывается на тепловом режиме PV-элементов и создает возможность дополнительно использовать тепловую энергию воздуха.

Если рассматривать только электрическую схему, то имеются два основных принципа конструирования PV-системы для жилых домов: системы, которые постоянно взаимодействуют с энергосистемой и не имеют возможности батарейной поддержки (неавтономные системы), и системы с аккумуляторами, которые при необходимости могут работать только на аккумуляторах (автономные системы). Во втором случае система включает накопление энергии в аккумуляторах для поддержания критической нагрузки в доме во время перерывов энергоснабжения. Когда такой перерыв наступает, устройство отсоединяется от сети и питает электрическую нагрузку в доме.

ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВЫХОДНУЮ МОЩНОСТЬ PV-МОДУЛЯ

Для рационального определения необходимой мощности PV-системы рассмотрим основные факторы, влияющие на ее выходную мощность.

Первый фактор – разброс параметров. Выходная мощность PV-модуля оценивается на производстве при стандартных тестовых условиях (STC – Standard Test Conditions). Эти условия соответствуют температуре солнечного элемента +25 °С и интенсивности солнечной радиации 1000 Вт/м. Модули обычно имеют разброс по выходной мощности +/- 5%. Так, для модуля мощностью 100 Вт выходная мощность с учетом фактора разброса параметров для худшего варианта составит 95 Вт.

Второй фактор – температура. При повышенной температуре, которая всегда бывает на крыше здания в солнечную погоду, выходная мощность PV-модуля уменьшается. Под воздействием солнца температура PV-модулей может подниматься до 50–75 °С, при этом температурный коэффициент снижения мощности может достигать 0,89.

Третий фактор – загрязнения и пыль на поверхности PV-модуля. Со временем на поверхности PV-модуля накапливаются загрязнения и пыль. В среднем коэффициент, учитывающий этот фактор, можно оценить как 0,93.

Четвертый фактор – потери в проводах из-за нагрузочных потерь и потерь на рассогласование электродвижущих сил (ЭДС), проявляющихся при соединении модулей параллельно для увеличения силы

тока. Максимальный выход энергии суммарной PV-системы всегда меньше, чем сумма максимальных выходов каждого PV-модуля в отдельности. Это называется рассогласованием модулей. Нагрузочные потери определяются сопротивлением проводов и квадратом протекающего тока. Коэффициент этих потерь можно принять равным 0,95.

Пятый фактор – потери в инверторе и синхронизаторе. Энергия постоянного тока, вырабатываемого PV-системой, должна быть преобразована в переменный ток промышленной частоты (50 Гц) при помощи инвертора. При этом важное значение имеет синхронизация подключения к сети PV-модуля. Подключение несинхронизированного модуля чревато возникновением токов короткого замыкания и отключением модуля защитой. Коэффициент потерь инвертора и синхронизатора по паспорту колеблется в диапазоне 0,92–0,95. Фактические данные по коэффициенту потерь инвертора будут еще ниже; таким образом, можно принять коэффициент потерь инвертора равным 0,9.

Итоговое значение выходной мощности 100-ваттного модуля с учетом всех перечисленных потерь после конечного преобразования в переменный ток промышленной частоты будет равно

$$P_{\text{преобр. перем.}} = 100 \cdot 0,95 \cdot 0,89 \cdot 0,93 \cdot 0,95 \cdot 0,9 = 67 \text{ Вт.}$$

Кроме указанных факторов необходимо учитывать угол солнцестояния и ориентацию дома. Во время всего дня угол падения солнечных лучей на PV-модуль постоянно меняется, что будет отражаться на выходной мощности. Выходная мощность 100 Вт модуля будет постепенно увеличиваться от нуля в часы рассвета до пикового значения, когда солнце находится в зените, а после этого постепенно снижаться до нуля в сумерки и ночные часы.

ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ PV-ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Существенным фактором, влияющим на целесообразность применения PV-электрических станций, является их стоимость. Она определяется стоимостью солнечных элементов на основе кремния. По данным Подольского химического завода по производству кремния при объеме выпуска 1 ГВт/год стоимость солнечного модуля составляет сейчас около 3500–4000 \$/кВт, а стоимость PV-электрических станции – 6000–8000 \$/кВт, однако уже к 2020 году ее можно снизить до 1000 \$/кВт.

Основные пути снижения стоимости PV-электрических станций:

- повышение КПД солнечных модулей;
- увеличение числа часов использования установленной мощности PV-станций, территориально удаленных по долготе, за счет их объединения;
- снижение расхода кремния на единицу мощности;
- комбинированное производство электроэнергии и теплоты (когенерация) на PV-электрических станциях;



Рис. 5. Одиночная PV-система на крыше дома

- использование гетеропереходных солнечных элементов.

Все эти пути приводят к существенному снижению числа PV-модулей, задействованных в выработке электроэнергии, а значит, и к снижению стоимости PV-станций, составленных из этих модулей.

Рассмотрим количество часов использования установленной мощности для различных типов станций. Для ТЭС оно составляет около 5200 часов в год, для ГЭС – 1000–4500, для АЭС – 8000, для ВЭС – 1200–3000, для PV-электрических станций – 1500–2000 часов. Видно, что в настоящее время «ахиллесовой пятой» PV-станций является низкое число часов использования установленной мощности из-за того, что солнце светит не всегда. Тем не менее это число можно повышать вплоть до 8760 за счет объединения станций, что даст возможность круглосуточно использовать PV-системы.

К преимуществам PV-систем следует отнести то, что они преобразуют солнечный свет непосредственно в электрическую энергию. Коэффициент их полезного действия составляет 14–15 % с перспективой увеличения до 37 %.

Использование PV-систем в Республике Беларусь актуально прежде всего для коммунально-бытовых потребителей. В настоящее время около 12,5 % мирового рынка солнечных фотоэлементов составляют элементы, производимые в виде гибких тонких пленок из таких материалов, как аморфный кремний, теллурид кадмия, диселенид меди и индия (CIS) и других, нанесенных на различные подложки. Тонкопленочные технологии позволяют снизить стоимость конечного продукта благодаря тому, что они используют небольшое количество кремния либо применяют вместо него другие материалы.

По мнению аналитиков, лидирующие позиции в секторе тонких пленок сохраняют модули на основе аморфного кремния (a-Si). Они останутся наиболее вероятным выбором производителей по причине доступности сырья и оборудования. Во-первых, оптическое поглощение аморфного кремния примерно в 20 раз выше, чем кристаллического, и для существенного поглощения видимого света достаточно толщины пленки a-Si всего 0,5–1,0 мкм. Во-вторых, при существующих технологиях получения тонких пленок из a-Si не требуется технологических операций резки, шлифовки и полировки, которые необходимы для элементов на основе кристаллического кремния. Динамичное развитие ожидает и другие тонкопленочные технологии и, возможно, органические фотоэлементы и фотоэлементы на основе сенсibili-



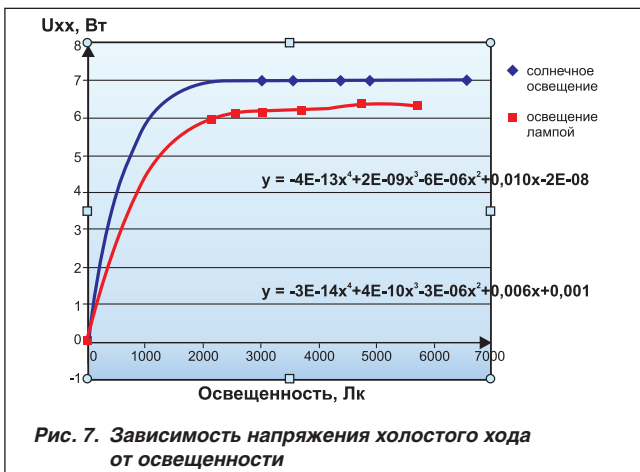
Рис. 6. Внешний вид гибкой PV-пленки производства фирмы Klockner Pentaplast

зированных красок. Преимуществом гибких PV-систем является возможность их использования внутри помещений в качестве жалюзи, обоев и т.п.

Кафедрой ЮНЕСКО «Энергосбережение и возобновляемые источники энергии» БНТУ был исследован образец гибкой PV-пленки, предоставленный немецкой фирмой Klockner Pentaplast. Плотность образца составляет 400 г/м², стоимость по данным производителя – 5–10 €/м² (рис. 6).

В результате исследований этого образца в лабораторных условиях были получены вольтамперные характеристики для разного уровня освещенности – как при солнечном свете, так и при освещении лампой накаливания (рис. 7). Результаты исследований показывают, что с увеличением освещенности растут напряжение холостого хода и ток короткого замыкания. Превышение исследуемых параметров при солнечном освещении можно трактовать двояко. Во-первых, солнечный спектр включает в себя гораздо больший диапазон частот, действующих на фотовольтаическую пленку, чем искусственный свет. Во-вторых, возможно негативное воздействие на фотовольтаическую пленку повышенной температуры (около +40 °C) в результате освещения лампой накаливания мощностью 500 Вт, в то время как под воздействием солнечного света температура пленки практически равнялась комнатной, то есть +20 °C.

Анализ современного опыта эксплуатации большого числа PV-систем для коммунально-бытовых и промышленных потребителей в других странах (США, Германия и т.д.) позволяет сделать вывод, что, несмотря на высокие начальные затраты, эти системы оправдывают себя и способствуют рациональному использованию ТЭР, улучшая экологическую ситуацию в регионах, где они применяются.



Список литературы

1. Конев, С.В. Особенности создания гелиотеплотехнических устройств для Беларуси / С.В. Конев, Е.Ю. Иващенко. – Минск, 2007. – 51 с.
2. Даффи, Дж. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии / Дж. Даффи, У.А. Бекман: под ред. Ю.А. Малевского; пер. с англ. – М.: Мир, 1977. – 420 с.
3. Русан, В.И. Комплексное использование возобновляемых источников энергии / В.И. Русан, М.А. Короткевич. – Минск, 2004. – 67 с.
4. Справочник по климату СССР. Вып. 7. – Л.: Гидрометеоздат, 1966. – 67 с.

ПРИМЕНЕНИЕ АДМИНИСТРАТИВНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ В СФЕРЕ ЭНЕРГЕТИКИ

Со вступлением в законную силу Кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях (КоАП) и Процессуально-исполнительного кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях (ПИКоАП) органы Государственного энергетического надзора были наделены статусом органа, ведущего административный процесс. В связи с тем что их деятельность в этом направлении находится на этапе становления, журнал «Энергетическая стратегия» будет последовательно представлять вашему вниманию комментарии специалиста к отдельным статьям КоАП, содержащие юридическую регламентацию применения административной ответственности в сфере энергетики, а также примеры из имеющейся правоприменительной практики. Это является актуальным и для лиц, ведущих административный процесс (в целях установления единообразного подхода), и для потребителей (в целях предупредительного воздействия).

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

СТАТЬЯ 20.3

НАРУШЕНИЕ ПРАВИЛ ОХРАНЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1. Нарушение правил охраны электрических сетей Республики Беларусь влечет предупреждение или наложение штрафа в размере до двадцати базовых величин, на индивидуального предпринимателя – до пятидесяти базовых величин, а на юридическое лицо – до двухсот базовых величин.

2. Нарушение правил охраны электрических сетей Республики Беларусь, вызвавшее повреждение электрических сетей или перерыв в обеспечении потребителей электрической энергией либо причинение иного ущерба, влечет наложение штрафа в размере от двадцати до пятидесяти базовых величин, на индивидуального предпринимателя – от двадцати до ста базовых величин, а на юридическое лицо – до пяти сот базовых величин.

Диспозиция ч. 1 ст. 20.3 Кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях выражается в нарушении правил охраны электрических сетей Республики Беларусь. Для раскрытия данной нормы необходимо пояснить, что наименование «правила охраны

электрических сетей Республики Беларусь», используемое в контексте данной статьи, обозначает не конкретный нормативный правовой акт, а всю совокупность обязательных для исполнения норм права, конкретизирующих правовое регулирование общественных отношений в сфере охраны электрических сетей по процедурным вопросам.

В настоящее время такая совокупность норм права в сфере охраны электрических сетей выражается в Правилах охраны электрических сетей напряжением до 1000 вольт, утвержденных постановлением Совета Министров СССР от 11.09.1972 № 667, и в Правилах охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 вольт, утвержденных постановлением Совета Министров СССР от 26.03.1984 № 255. Указанные нормативные правовые акты действуют на основании ст. 1 Закона Республики Беларусь от 28 мая 1999 года № 261-З «О применении на территории Республики Беларусь законодательства СССР» (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 09.06.1999, № 42, рег. № 2/36 от 31.05.1999).

Кроме того, некоторые особенности охраны электрических сетей установлены Инструкцией о порядке выполнения работ по проведению обследования, учета, вырубке деревьев (насаждений) и реализации древесины, заготовленной в приле-

гающих к просекам воздушных линий электропередачи полосах леса, ширина которых определяется высотой деревьев, радиус траектории падения которых превышает установленное безопасное расстояние до крайних проводов воздушных линий электропередачи, утвержденной постановлением Министерства лесного хозяйства Республики Беларусь и Министерства энергетики Республики Беларусь от 22.11.2005 года № 44/36 (с изменениями и дополнениями от 26.06.2008 года) (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 19.12.2005, № 195, рег. № 8/13550 от 13.12.2005).

Родовым объектом правонарушения являются общественные отношения в сфере использования топливно-энергетических ресурсов; *непосредственным объектом* – общественные отношения по поводу обеспечения бесперебойного и безопасного электроснабжения; *предмет правонарушения* – электрические сети.

Электрическая сеть – это совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории [1].

В зависимости от напряжения законодательство разделяет электри-

ческие сети напряжением до 1000 В и электрические сети напряжением свыше 1000 В.

К электрическим сетям напряжением до 1000 В можно отнести воздушные, подземные и подводные линии электропередачи, вводные и распределительные устройства.

Линия электропередачи — это электрическая линия, выходящая за пределы электростанции или подстанции и предназначенная для передачи электрической энергии [1].

Электрическое распределительное устройство — электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы [1].

В качестве примера электрических сетей напряжением до 1000 В можно привести кабельную линию 0,4 кВ от трансформаторной подстанции до вводно-распределительного устройства жилого дома, с помощью которой осуществляется его электроснабжение.

Под электрическими сетями напряжением свыше 1000 В понимаются подстанции, распределительные устройства, токопроводы, воздушные линии электропередачи, подземные и подводные кабельные линии электропередачи и относящиеся к ним сооружения [2].

В качестве примера электрических сетей напряжением свыше 1000 В можно привести кабельную либо воздушную линию от трансформаторной подстанции 110/10 кВ до трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ.

Объективная сторона. Диспозиция ст. 20.3 КоАП является бланкетной, поэтому для того, чтобы раскрыть объективную сторону административного правонарушения, необходимо обратиться к Правилам охраны электрических сетей напряжением до 1000 вольт и Правилам охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 вольт.

Охрана электрических сетей предполагает обеспечение сохранности электрических сетей на стадиях проектирования, сооружения и эксплуатации воздушных, подземных и подводных линий электропередачи, вводных и распределительных устройств, электрических сетей на-

пряжением свыше 1000 В, а также при производстве работ и осуществлении другой деятельности вблизи электрических сетей.

В связи с этим невыполнение требований законодательства на любой из стадий является характеристикой способа совершения административного правонарушения.

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

Например, для обеспечения сохранности, создания нормальных условий эксплуатации электрических сетей и предотвращения несчастных случаев отводятся специальные земельные участки, устанавливаются охранные зоны, минимально допустимые расстояния от электрических сетей до зданий, сооружений, земельной и водной поверхностей, прокладываются просеки в лесных массивах и зеленых насаждениях. Невыполнение данных требований законодательства при проектировании является бездействием.

Наброс на провода линий электропередачи либо привязывание к ним посторонних предметов, сбрасывание на провода снега с крыш зданий является противоправным действием.

Ч. 1 ст. 20.3 КоАП имеет формальный состав административного правонарушения. В связи с этим для наступления административной ответственности достаточно совершения противоправного деяния без наступления общественно опасных последствий. Например, согласно п. 4 Правил охраны электрических сетей напряжением до 1000 вольт в пределах охранных зон линий электропередачи напряжением до 1000 В без письменного согласия организации, эксплуатирующей эти линии, запрещается осуществлять строительные, монтажные, взрывные и поливные работы, производить посадку и вырубку деревьев, устраивать спортивные площадки и площадки для игр, складировать корма, удобрения, топливо и другие материалы. Виновное невыполнение этого требования влечет наступление административной ответственности несмотря на то, что данное действие не привело на момент его выявления к повреждению электрических сетей.

Ч. 2 ст. 20.3 КоАП предполагает материальный состав административного правонарушения. Общественно опасные последствия нарушений

правил охраны электрических сетей могут выражаться в повреждении электрических сетей, перерыве в обеспечении потребителей электроэнергией или причинении иного ущерба.

Следует отметить, что понятие «ущерб» в КоАП отсутствует. Согласно Гражданскому кодексу Республики Беларусь (ГК) под ущербом понимаются расходы, которые лицо, чье право нарушено, произвело или должно будет произвести для восстановления нарушенного права, утраченного или поврежденного имущества (ч. 2 ст. 14 ГК).

Однако правила охраны электрических сетей направлены не только на обеспечение сохранности электрических сетей, но и на предотвращение несчастных случаев. В такой ситуации логично было бы предусмотреть в ч. 2 ст. 20.3 КоАП причинение общественно опасных последствий не в виде ущерба, а в виде вреда. Вред имеет более широкую дефиницию и предполагает физический, имущественный или моральный вред, подлежащий денежному измерению (ст. 1.4 ПИКоАП). На настоящий момент этот вопрос еще не урегулирован.

Для наступления административной ответственности по ч. 2 ст. 20.3 КоАП необходимо установить причинную (объективную, необходимую, внутренне закономерную) связь между общественно опасным деянием и наступившими последствиями.

Например, производство земляных работ на глубине более 0,3 м в пределах охранных зон линий электропередачи без письменного согласия организации, эксплуатирующей эти линии, повлекло повреждение электрических сетей и, как следствие, перерыв в электроснабжении потребителя.

Субъективная сторона. Правонарушение, предусмотренное ст. 20.3 КоАП, может совершаться умышленно или по неосторожности. Приведем примеры.

23.03.2010 выявлено нарушение подп. в) п. 4 Правил охраны электрических сетей напряжением до 1000 вольт, выразившееся в организации стоянки экскаватора, находящегося в ведении ПМК-5, в охранной зоне ВЛ 10 кВ между 2-й и 3-й опорами. Данное нарушение подтверждается актом обследования от 23.03.2010.

Согласно п. 23 Правил охраны электрических сетей напряжением

до 1000 вольт должностные лица, виновные в невыполнении требований Правил, привлекаются к ответственности в установленном порядке.

К административной ответственности по ч. 1 ст. 20.3 КоАП привлечен начальник участка ПМК-5 И.И. Иванов. Он является ответственным за организацию производственных работ на объекте, в том числе за введенный ему транспорт, что подтверждается приказом по предприятию и должностными обязанностями, прописанными в положении об участке.

Согласно ст. 3.4 КоАП форма вины при совершении административного правонарушения, не связанного с наступлением вредных последствий, устанавливается по отношению физического лица к противоправному деянию. Так, Иванов И.И., обладая специальными познаниями в силу квалификационных требований и локальных правовых актов, сознавал противоправность своего деяния, однако нарушил Правила охраны электрических сетей напряжением до 1000 вольт, организовав стоянку в охранной зоне. Административное правонарушение совершено умышлено (косвенный умысел).

15.07.2010 выявлено нарушение подп. г) п. 4 Правил охраны электрических сетей напряжением до 1000 вольт, выразившееся в том, что гражданин К. самовольно производил земляные работы для прокладки канализации в охранной зоне КЛ 10 кВ без согласия организации, эксплуатирующей эту линию. В результате этих действий КЛ 10 кВ была повреждена. Данное нарушение подтверждается актом обследования от 15.07.2010.

Согласно п. 23 Правил охраны электрических сетей напряжением до 1000 вольт граждане, виновные в невыполнении требований Правил, привлекаются к ответственности в установленном порядке.

К административной ответственности по ч. 2 ст. 20.3 КоАП привлечен гражданин К. Его вина характеризуется тем, что он предвидел возможность наступления вредных последствий своих действий (КЛ 10 кВ была обозначена на придомовом участке опознавательным знаком), но без достаточных оснований рассчитывал их избежать. Административное правонарушение совершено по легкомыслию.

Субъект. Субъектом правонарушения, предусмотренного ст. 20.3

КоАП, может быть физическое лицо, индивидуальный предприниматель или юридическое лицо.

Физическое лицо должно быть дееспособным, достигшим ко времени совершения правонарушения 16-летнего возраста. В некоторых случаях к административной ответственности по данной статье может привлекаться физическое лицо в связи с выполнением (невыполнением, ненадлежащим выполнением) своих должностных обязанностей.

Физическое лицо подлежит административной ответственности как индивидуальный предприниматель, если совершенное административное правонарушение связано с осуществляемой им предпринимательской деятельностью и прямо предусмотрено статьей Особенной части КоАП. В этом случае привлечение индивидуального предпринимателя к административной ответственности исключает наложение на него административного взыскания, предусмотренного той же статьей Особенной части КоАП для физического лица (ч. 1 ст. 4.8 КоАП).

Юридическое лицо подлежит административной ответственности, если установлена его вина, то есть если будет доказано, что этим юридическим лицом не соблюдены нормы (правила), за нарушение которых предусмотрена административная ответственность, и данным лицом не были приняты все меры по их соблюдению.

Поскольку юридическое лицо является неодушевленным субъектом, то вину юридического лица следует доказывать, исходя из действий его органов. Ведь согласно ч. 1 ст. 49 ГК юридическое лицо приобретает гражданские права и принимает на себя гражданские обязанности через свои органы, действующие в соответствии с законодательством и учредительными документами. Они являются полномочными представителями юридического лица и совершают от его имени юридически значимые действия. Таким образом, обязанность по соблюдению правил охраны электрических сетей возложена на органы юридического лица. Следовательно, при установлении виновного неисполнения этой обязанности органами юридического лица можно говорить о виновности самого юридического лица.

В то же время следует учитывать положение п. 7 ст. 4.8 КоАП, которым установлено, что наложение

административного взыскания на юридическое лицо не освобождает от административной ответственности за данное правонарушение виновное должностное лицо юридического лица, равно как и привлечение к административной ответственности должностного лица юридического лица не освобождает от административной ответственности за данное правонарушение юридическое лицо.

В понятие «должностное лицо», приведенное в ст. 1.3 КоАП, внесены дополнения. Так, должностное лицо – это физическое лицо, постоянно, временно или по специальному полномочию выполняющее организационно-распорядительные или административно-хозяйственные функции, либо лицо, уполномоченное в установленном порядке на совершение юридически значимых действий, а также государственный служащий, имеющий право в пределах своей компетенции отдавать распоряжения или приказы и принимать решения относительно лиц, не подчиненных ему по службе.

Согласно ст. 3.30 Процессуально-исполнительного кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях протоколы об административных правонарушениях по ст. 20.3 КоАП имеют право составлять органы, в ведении которых находятся электрические сети, а также органы Государственного энергетического и газового надзора Министерства энергетики Республики Беларусь.

Должностные лица органов, ведущих административный процесс, наделяются полномочиями на составление протоколов об административных правонарушениях и подготовку дел об административных правонарушениях к рассмотрению решением соответствующего государственного органа (ч. 2 ст. 3.29 ПИКоАП).

Во исполнение данной нормы вступило в законную силу постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 23.07.2007 № 27 «О предоставлении полномочий на составление протоколов об административных правонарушениях и утверждении форм документов по делам об административных правонарушениях» (с изм. и доп. 09.12.2009) (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 16.08.2007, № 197, рег. № 8/16908 от 03.08.2007) (далее – постановление Министерства энергетики № 27).

Согласно п.п. 1.1, 1.2 постановления Министерства энергетики № 27 полномочия на составление протоколов об административных правонарушениях и подготовку дел об административных правонарушениях к рассмотрению по делам об административных правонарушениях по ст. 20.3 КоАП предоставлены следующим должностным лицам:

- Главному государственному инспектору Республики Беларусь по энергетическому надзору (его заместителям);
- старшим государственными инспекторами по энергетическому надзору;
- государственными инспекторами по энергетическому надзору;
- начальнику управления электрических сетей (его заместителю) ГПО «Белэнерго»;
- должностным лицам энергоснабжающих организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», – руководителям (их заместителям), главным инженерам, старшим мастерам, мастерам филиалов «Электрические сети» и их структурных подразделений по эксплуатации электрических сетей.

Протоколы об административных правонарушениях могут составляться либо при непосредственном об-

наружении уполномоченными должностными лицами признаков состава административного правонарушения, либо по результатам проверки заявления физического лица, сообщения должностного лица государственного органа, общественного объединения, иной организации.

Дело об административном правонарушении по ст. 20.3 КоАП может рассматриваться в течение 15 дней с момента его получения:

- судом;
- Главным государственным инспектором Республики Беларусь по энергетическому надзору или его заместителями;
- старшими государственными инспекторами по энергетическому надзору.

Согласно п. 7 Положения о государственном энергетическом надзоре, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10.01.1998 № 26 (с изм. и доп. от 22.05.2008) статусу Главного государственного инспектора Республики Беларусь по энергетическому надзору соответствует должность начальника управления Государственного энергетического и газового надзора и охраны труда Министерства энергетики, а статусу его заместителей –

должности заместителей начальника управления Государственного энергетического и газового надзора и охраны труда Министерства энергетики.

Старшими государственными инспекторами по энергетическому надзору одновременно по должности являются заведующий сектором, консультант, главные специалисты управления Государственного энергетического и газового надзора и охраны труда Министерства энергетики, начальник, его заместители, начальники отделов, их заместители, главные и ведущие специалисты управления Государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго», директора филиалов «Энергонадзор», их заместители, а также начальники энергоинспекций и отделений этих филиалов и их заместители.

Список литературы

1. ТКП 181-2009 (02230) Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: утв. Министерством энергетики Респ. Беларусь 20 мая 2009 года. – Минск: Минэнерго, 2009.
2. Правила охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 вольт: утв. постановлением Совета Министров СССР от 26 марта 1984 года № 255 // Консультант Плюс: Версия Проф. Технология 3000 [Электронный ресурс] / ООО «ЮрСпектр». – Минск, 2009.

ОДО «Энергостройинвест»

Поздравляет энергетиков с профессиональным праздником, Рождеством и Новым годом!

Предлагаем

- автоматизированные котельные
- отопление, газоснабжение
- водоснабжение

ПРОЕКТ * ПОСТАВКА * МОНТАЖ * НАЛАДКА * СЕРВИС

220123, г. Минск, ул. В. Хоружей, 29, офис 604
Тел./факс: 283-17-79; 283-17-80, 283-17-81, 283-17-82
e-mail: esi@tut.by

УНП 200382752

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАБОЧЕГО МЕСТА ИНСПЕКТОРА

Внедрение программы по автоматизации рабочего места «Энергоинспекция» (направления «Электроинспекция» и «Теплоинспекция») позволит не только поднять на новый качественный уровень организацию работы инспектора, повысить производительность его труда, но и улучшить качество обследований энергоустановок потребителей, а значит, обеспечить безопасное, надежное и экономичное функционирование энергооборудования потребителей и теплоисточников.

Внедрение программы по автоматизации рабочего места «Энергоинспекция» по направлениям АРМ «Электроинспекция» и АРМ «Теплоинспекция» в филиале «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» приближается к завершению, и на основании имеющегося опыта их использования можно подвести промежуточные итоги.

Для того чтобы программа полноценно выполняла свою роль, ей необходимо соответствовать значительному числу требований. Она должна учитывать специфику работы, все разнообразие форм обследований и проверок, систематически повторяющиеся данные о поднадзорных потребителях, необходимость оперативного поиска ссылок в нормативно-технической документации и литературе на выявленные замечания и нарушения, а также индивидуальные особенности работников. Поэтому, как и любое современное программное обеспечение, установленное на пользовательские ПЭВМ, АРМ «Энергоинспекция» разрабатывалась с учетом постоянно меняющихся потребностей пользователей и возможности оперативно и легко обновлять как информационное наполнение, так и прикладные программы.

Несомненным преимуществом программы АРМ является то, что она предусматривает создание базы данных о всех поднадзорных потребителях, ведомственных теплоисточниках, содержит сведения о руководителях предприятий и организаций, их телефоны, электронные адреса, а также характеристику состава оборудования, размер потребления или выработки энергии и другие необходимые для состав-

ления актов сведения. Общая база данных доступна только для руководства инспекций и дает возможность ежедневно проверять работу инспекторов по реализации плана, контролю сроков выполнения потребителями ранее выданных предписаний, соблюдению сроков проверки знаний у лиц, ответственных за энергохозяйство.

Инспектор может работать с базой данных лишь по закрепленным за ним потребителям или теплоисточникам. Программой предусмотрена функция контроля сроков устранения нарушений. Если они не соблюдаются, предписания оформляются автоматически и высылаются потребителям по факсу или электронной почтой (при условии, что они имеются у потребителей и внесены в базу данных) или просто распечатываются предписание и конверт, и инспектору остается только отправить его почтой.

Программой обеспечиваются автоматическое заполнение актов проверки, обследований и выполнения предписаний, их редактирование, вывод на печать, сохранение и удаление из базы данных. Так, при создании нового документа автоматически заполняются поля «отделение», «районная энергоинспекция», «адрес», «число», «месяц», «год», а при вводе данных в поле «наименование организации» открывается справочник предприятий и все начальные сведения об обследуемом предприятии или организации автоматически заносятся в бланк.

В этой ситуации существуют и свои минусы. Если при ручном заполнении актов инспектор вынужден уточнять сведения о проверяемой организации, то, используя



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



А.А. СИМАКОВ, начальник ОАСУ филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»

АРМ, он концентрирует внимание только на выявлении нарушений в организации эксплуатации и безопасности работ по энергооборудованию потребителей. Вместе с тем нельзя исключить, что со времени создания базы ряд сведений мог измениться. В результате при оформлении документов могут быть допущены ошибки.

Для внесения в предписывающую часть актов создана также база данных по наиболее характерным нарушениям и замечаниям со ссылкой на нормативно-техническую документа-

цию, правила, инструкции и т.д. Кроме того, предусмотрена функция, дающая инспектору возможность вносить менее характерные замечания и нарушения с последующим сохранением в базе «Замечания и нарушения». Это позволяет свести до минимума время составления актов обследований и тем самым сократить нормы времени на то или иное обследование или проверку. Другими словами, инспектор в базе данных находит нарушение, которое он выявил, выделяет его, и оно автоматически переносится в акт проверки. Инспектору остается только ввести дату устранения нарушения. С другой стороны, данное удобство практически полностью освобождает инспектора от непосредственного обращения к нормативно-технической литературе. А это может привести к тому, что инспектора потеряют навыки практического общения с правилами и инструкциями.

Первоочередным условием успешного внедрения программы АРМ является оснащение рабочих мест инспекторов необходимым количеством ПЭВМ, а для районных инспекций со слаборазвитой транспортной структурой при обследовании удаленных потребителей – ноутбуками. Так, в случае обследования потребителя, находящегося на значительном расстоянии от инспекции, инспектор на месте составляет акт, согласовывает сроки устранения нарушений, подписывает у потребителя и один экземпляр акта оставляет для устранения нарушений. Такая схема работы может сэкономить не только время инспектора, но и финансовые затраты, связанные с повторным выездом к данному потребителю для подписания и вручения акта.

Однако, к сожалению, внедрение АРМ в настоящее время не подкреплено достаточной материальной базой. Фактическое количество ПЭВМ не обеспечивает оперативную работу инспекторов согласно ежедневным планам. И даже вернувшись в инспекцию после обследования потребителя, инспектор может столкнуться с трудностями доступа к компьютеру. Более того, инспектор не всегда может своевременно внести в базу данных результаты своей работы за день (например, сделать отметку о проведении очередной проверки знаний у лица, ответственного за энергохозяйство, или внести информацию о выполнении потребителем ранее вы-

явленных нарушений). Для решения проблемы дефицита ПЭВМ приходится регламентировать работу инспекторов на компьютере.

Программа АРМ «Электроинспекция» и АРМ «Теплоинспекция» нуждается в постоянном совершенствовании, так как растут требования к органам Госэнергонадзора, появляются новые виды обследований и проверок, формируются новые формы актов согласно изменениям перечня работ, включаемых в годовые планы. Сегодня первоочередной задачей для разработчиков является формирование баз данных и форм актов обследований технического состояния энергооборудования энергоснабжающих организаций. Также с учетом осуществления контроля за выполнением потребителями требований Директивы Президента Республики Беларусь № 3 необходимо в кратчайшие сроки разработать дополнение к программе по расчету нерационального и расточительного расхода энергии в энергосетях потребителей и энергоснабжающих организаций.

Разработка и внедрение программы АРМ «Электроинспекция» в филиале «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» сегодня позволяет формировать акты по следующим обследованиям:

- проверка выполнения предписаний;
- проверка технического состояния электроустановок промышленного и приравненного к нему потребителя электрической энергии;
- комплексное обследование электроустановок промышленного и приравненного к нему потребителя электрической энергии;
- допуск в эксплуатацию низковольтных электроустановок юридических лиц;
- комплексное обследование электроустановок промышленного и приравненного к нему потребителя электрической энергии.

База программы АРМ «Теплоинспекция» осуществляет следующие функции:

- 1) ведение и печать учетной карточки потребителя;
- 2) ведение и печать учетной карточки теплоисточника;
- 3) передача объектов от одного потребителя другому;
- 4) печать наклейки на дела потребителей;
- 5) присваивание регистрационного номера потребителям;

6) печать адресов потребителей на конвертах при рассылке писем;

7) печать сводных данных по поднадзорным потребителям;

8) передача потребителей от одного инспектора другому для формирования реестра поднадзорных потребителей;

9) печать реестров поднадзорных потребителей в разрезе инспектора, инспекции, отделения, области;

10) печать реестров ведомственных теплоисточников в разрезе инспектора, инспекции, отделения, области;

11) планирование работы инспектора, теплогруппы, теплоинспекции на месяц, квартал, год, расчет загрузки инспекторов;

12) ведение рабочего журнала инспектора, дневника;

13) формирование месячного отчета инспектора, теплогруппы и теплоинспекции;

14) формирование отчета с нарастающим итогом за каждый месяц инспектора, теплогруппы и теплоинспекции;

15) формирование журнала обследований на год;

16) расчет хищений тепловой энергии (т/э):

- самовольное подключение,
- сверхнормативная подпитка,
- превышение договорных нагрузок;
- 17) расчет нерационального и расточительного использования теплоты:

- при отсутствии изоляции на трубопроводах при прокладке на воздухе /в помещении, в канале /бесканально,

- при неудовлетворительной изоляции оборудования,

- при утечках теплоносителя через неплотности соединений оборудования,

- при превышении температуры обратной сетевой воды,

- при отсутствии автоматики технологического процесса,

- при отсутствии автоматики системы отопления и вентиляции,

- при отсутствии автоматики регулирования температуры горячей воды,

- при неутеплении окон и дверей;

18) контроль за подготовкой к ОЗП (потребители):

- присваивает регистрационные номера после внесения даты регистрации паспорта,

- формирует отчеты о регистрации паспортов по городу Гомелю и Гомельской области,

- выдает информацию о потребителях, не зарегистрировавших паспорта в разрезе министерств и ведомств,
- формирует график регистрации паспортов готовности потребителей для утверждения в исполкоме,
- формирует перечень зарегистрированных паспортов готовности потребителей к работе в ОЗП в разрезе города, района, отделения, инспекции,
- формирует перечень потребителей, у которых не зарегистрированы паспорта готовности к работе в ОЗП, в разрезе города, района, отделения, инспекции,
- формирует отчет о регистрации паспортов готовности потребителей тепловой энергии к работе в ОЗП в разрезе министерств и ведомств;
- 19) контроль за подготовкой к ОЗП (теплоисточники):
 - присваивает регистрационные номера после внесения даты регистрации паспорта,
 - формирует график регистрации паспортов готовности теплоисточников для утверждения в исполкоме,
 - формирует перечень зарегистрированных паспортов готовности теплоисточников к работе в ОЗП в разрезе города, района, отделения, инспекции,
 - формирует перечень теплоисточников, у которых не зарегистрированы паспорта готовности к работе в ОЗП, в разрезе города, района, отделения, инспекции,
 - формирует отчет о регистрации паспортов готовности потребителей тепловой энергии к работе в ОЗП в разрезе министерств и ведомств;
 - 20) оформление актов:
 - допуска в эксплуатацию систем теплоснабжения, теплоустановок, тепловых сетей потребителей,
 - комплексного обследования теплоиспользующих установок и тепловых сетей непромышленного потребителя,
 - комплексного обследования теплоиспользующих установок и тепловых сетей промышленного и приравненного к нему потребителя,
 - комплексного обследования теплоисточника,
 - перерегистрации теплоустановок потребителя на нового владельца,
 - проверки подготовки (готовности) потребителя к работе в осенне-зимний период,

- предписания любого акта,
- проверки выполнения потребителем тепловой энергии выданных предписаний,
 - на самовольное подключение потребителя к тепловым сетям энергоснабжающей организации,
 - на самовольный разбор сетевой воды из системы отопления,
 - на сверхнормативную подпитку тепловых сетей;
- 21) контроль проверки знаний лиц, ответственных за общее состояние теплового хозяйства, поднадзорных потребителей каждого инспектора, группы, инспекции;
- 22) формирование предписания на отстранение от работы лиц, не прошедших проверку знаний, для отправления потребителю обычной почтой или факсом;
- 23) контроль исполнения ранее выданных предписаний;
- 24) формирование предписания при задержке сроков выполнения выданных ранее предписаний для отправления потребителю обычной почтой и факсом;
- 25) режим «Сводные отчеты», который позволяет получать разные отчеты на основе информации, введенной в учетную карточку потребителя:
 - перечень потребителей, у которых отсутствуют приборы учета т/э,
 - перечень потребителей, у которых отсутствуют регуляторы температуры,
 - перечень потребителей, у которых отсутствует год ввода в эксплуатацию энергооборудования,
 - перечень руководителей потребителей,
 - перечень главных инженеров потребителей,
 - перечень главных энергетиков потребителей,
 - перечень лиц, ответственных за теплоснабжение потребителей,
 - перечень лиц, ответственных за теплоснабжение по объектам,
 - перечень лиц, замещающих ответственного за теплоснабжение на период длительного отсутствия,
 - перечень инженеров по охране труда,



- перечень объектов,
- перечень объектов:
 - у которых отсутствуют регуляторы температуры,
 - у которых отсутствуют приборы учета т/э,
- перечень субабонентов (арендаторов) потребителя,
- перечень теплоисточников потребителя, у которых отсутствуют регуляторы температуры,
- перечень теплоисточников потребителя, у которых отсутствуют приборы учета т/э,
- перечень потребителей, у которых не было ремонта внешних тепловых сетей за указанный период,
- отчет по министерствам о количестве потребителей, объектов и теплоисточников.

Система безопасности и регистрации обеспечивает защиту от несанкционированного входа в систему, а также возможность самостоятельного создания новых учетных записей инспекторами.

Опыт показывает, что, несмотря на имеющиеся технические и финансовые трудности, работу по дальнейшему совершенствованию программ АРМ следует продолжать, причем не только на уровне отдельных филиалов «Энергонадзор». С учетом опыта всех филиалов необходимо разработать республиканскую программу по автоматизации рабочих мест инспекторов (использование компьютерных программ в значительной степени помогает добиться качественного обследования потребителей) и таким образом обеспечить безопасную, надежную и экономичную работу систем энергоснабжения.

МОДУЛЬНАЯ СИСТЕМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Одной из мер защиты людей от поражения электрическим током является заземление. Оно применяется практически во всех электроустановках – от торгового киоска до крупного промышленного предприятия – и гарантирует безопасность при прикосновении к металлическим частям электромеханического оборудования, оказавшимся под напряжением вследствие нарушения изоляции между токоведущими частями и корпусом машины, механизма, аппарата и т.д. При этом существенное значение имеют правильное устройство, грамотная эксплуатация защитных заземлений, а также их состояние.

Особенности применения модульно-штыревой системы заземления

В условиях развития современных технологий, связанных с микроэлектроникой и информатикой, потребность в повышении уровня надежности защитного заземления особенно возрастает. К сожалению, традиционные способы защиты не всегда отвечают запросам времени. Цифровые системы связи предъявляют более высокие требования к характеристикам заземляющих устройств, чем аналоговое оборудование. Высокая чувствительность к импульсным помехам является особенностью современной цифровой аппаратуры – воздействие электростатических потенциалов на аппаратуру часто приводит к сбоям в ее работе и даже выходу из строя.

Еще большую опасность для аппаратуры представляют импульсные

помехи при разрядах молний и коммутациях в питающей сети и интерфейсных цепях. А встроенные и внешние элементы защиты от перенапряжений без надежного заземления не работают. Поэтому при монтаже новых телекоммуникационных узлов или модернизации существующих необходимо решить вопросы, связанные с устройством заземления, отвечающего современным требованиям. Монтаж заземляющего устройства в городских условиях, когда существенно ограничена доступная для монтажа площадь поверхности и почти везде имеется твердое покрытие, может оказаться весьма затруднительным.

Альтернативой традиционному способу монтажа заземляющего устройства является модульно-штыревая система, предназначенная для организации одноточечного или многоточечного контуров заземления на телекоммуникационных и энергетических объектах операторов мобильной и стационарной связи, ведомственных сетей, промышленных предприятий. Основу системы составляют стальные штыри небольшой длины, соединительные муфты и вспомогательные элементы (рис. 1). Модульно-штыревая конструкция обеспечивает максимальное удобство и технологичность монтажа и позволяет монтировать контуры заземления любой конфигурации. При этом не требуются подготовительные

операции, вся работа выполняется на месте без использования тяжелого инструмента. Важным преимуществом является также простота сопряжения деталей, при которой не требуется сварка либо используется экзотермическая сварка.



А.Э. ВОРОНЦОВ,
государственный инспектор
по энергетическому надзору
МРО Минского района
филиала «Энергонадзор»
РУП «Минскэнерго»

Монтаж заземлителей

Вертикальные элементы заземлителей монтируются из штырей модульной системы, заглубляемых в землю с помощью обычного перфоратора. Для получения нужной длины штыри соединяются между собой резьбовыми муфтами (без сварки или с экзотермической сваркой).

Монтируемый контур заземления может иметь удобную для конкретного случая конфигурацию с любым числом вертикальных элементов, а сами вертикальные элементы могут быть смонтированы на любую глубину, в то время как при традиционном способе глубина монтажа элементов ограничивается 2–6 м, при глубинном достигает 40 м (рис. 2).

Способ монтажа выбирается в зависимости от доступной площади и типа грунта. Глубинный монтаж является наиболее технологичным, так как характеризуется небольшой площадью контура заземления, возможностью осуществления внутри периметра зданий (в подвалах) и минимальным объемом земляных работ. Кроме того, сопротивление заземлителей при применении такого типа конструкций не зависит от погоды.

Таким образом, в случаях, если для монтажа заземления поверхность земли ограничена фундаментом здания, дорожным покрытием и т.д. либо отсутствует возможность выполнения сварочных работ, наиболее оптимальной альтернативой традиционной системе заземления является модульно-штыревая.



Рис. 1. Элементы модульно-штыревой системы заземления

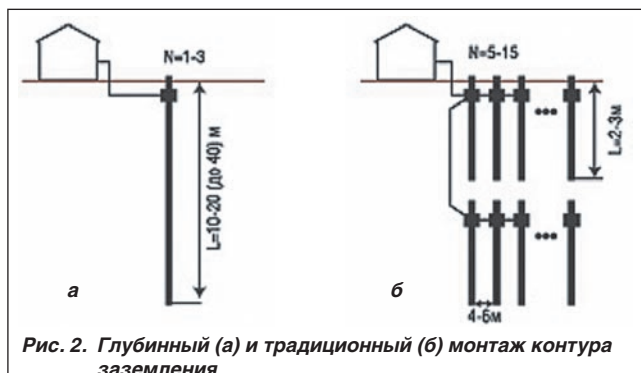


Рис. 2. Глубинный (а) и традиционный (б) монтаж контура заземления

К ЮБИЛЕЮ ЭНЕРГОСБЫТА И ЭНЕРГОНАДЗОРА

По итогам Республиканской научно-практической конференции ГПО «Белэнерго»

21–22 октября 2010 года на базе РУП «Брестэнерго» состоялась Республиканская научно-практическая конференция ГПО «Белэнерго», посвященная 50-летию создания в Белорусской энергосистеме областных подразделений энергосбыта с функциями государственного энергетического надзора. В ней приняли участие представители филиалов «Энергонадзор», энергосбытовых филиалов, РУП-облэнерго, а также ветераны отрасли.

Деятельность энергосбыта и энергонадзора имеет особое значение в настоящее время, отметили в ходе открытия конференции генеральный директор РУП «Брестэнерго» В.М. Шишко и и.о. заместителя генерального директора ГПО «Белэнерго» Н.М. Гречиха.

Сегодня в Белорусской энергосистеме в сфере сбыта энергии работают свыше 5 000 человек, сообщил в докладе о современном облике энергосбыта, его достижениях и перспективах развития начальник управления сбыта энергии ГПО «Белэнерго» А.Б. Богушевич. Он подчеркнул, что на персонал сбытовых подразделений РУП-облэнерго возложены важнейшие задачи по организации правового, финансового и технического взаимодействия с потребителями энергии. Сбытовые подразделения способствуют реальному наполнению доходной части финансовых балансов областных предприятий электроэнергетики, играя важную роль в обеспечении финансовой устойчивости отрасли.

За 50 лет условия деятельности энергосбыта существенно изменились. Общее количество абонентов, обслуживаемых персоналом сбытовых подразделений РУП-облэнерго, к 2010 году достигло 4 594 298. Из них:



- 4 409 787 абонентов по договорам электроснабжения, в том числе бытовых абонентов – 4 135 436;
- 184 511 абонентов по договорам теплоснабжения.

Значительно улучшилось оснащение потребителей современными приборами расчетного учета электрической и тепловой энергии. В настоящее время широко внедряется автоматизированный учет, позволяющий снимать показания приборов дистанционно, использовать в работе расчетные (биллинговые) программы. По состоянию на 1 июля

2010 года в общем числе расчетных однофазных электросчетчиков электронные составляют около 8 %, трехфазных – около 22 %. Электронный учет дает возможность потребителям рассчитываться за энергию по сложным тарифным системам и тем самым экономить денежные средства.

Профессия сбытовика уникальна, подчеркнул А.Б. Богушевич, ей специально не обучают в учебных заведениях Республики Беларусь. Для того чтобы стать настоящим специалистом в сфере сбыта энергии, нужно получить базовое энергетическое образование, приобрести опыт практической работы на производстве, изучить вопросы экономики и финансов, а также гражданского и административного права. В связи с этим в энергосбыте большое внимание уделяется вопросам повышения квалификации, проведению обучающих семинаров, а также совещаний по специальным вопросам, требующим выработки согласованной позиции.

К СВЕДЕНИЮ

Приказом Управления энергетики СНХ БССР от 23 сентября 1960 года в республике были созданы Брестское, Витебское, Гомельское, Гродненское, Минское и Могилевское отделения энергосбыта Управления энергетики СНХ БССР. Это событие положило начало централизации сбытовой и надзорной деятельности, а 23 сентября 1960 года вошло в историю как день создания энергосбыта и энергонадзора.



Деятельность энергосбытовых подразделений в значительной степени формирует имидж предприятий электроэнергетики и является связующим звеном в системе взаимоотношений «энергоснабжающая организация – потребитель», отметил А.Б. Богушевич в заключение.

С докладом о деятельности органов Госэнергонадзора в современных условиях выступил начальник управления Госэнергонадзора ГПО «Белэнерго» Д.М. Лосенков. За многолетнюю историю энергонадзора не один раз менял название, но при этом сохранял главное свое предназначение – обеспечение энергетической безопасности страны.

За последнее время в организационной структуре органов произошел ряд изменений. Сегодня в систему Госэнергонадзора Республики Беларусь входят управление Госэнергогазнадзора и охраны труда Министерства энергетики, управление Госэнергонадзора ГПО «Белэнерго», 6 филиалов «Энергонадзор» РУП-облэнерго. Численность персонала предприятий «Энергонадзор» составляет 1527 человек, в том числе инспекторский персонал – 885. Органы Госэнергонадзора осуществляют государственный энергетический надзор за 74 тыс. потребителей энергии,

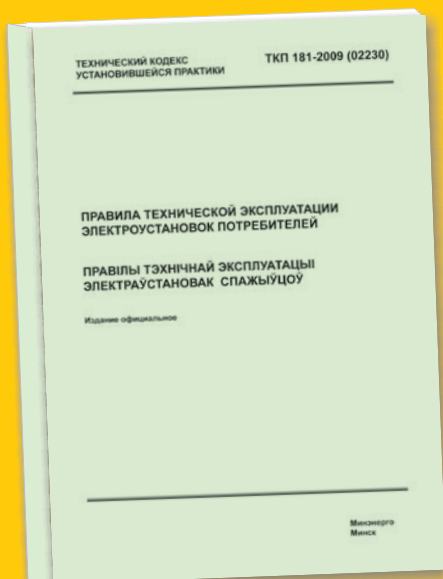
22,2 тыс. потребителей тепловой энергии и 9,3 тыс. теплоисточников.

В настоящее время происходит интеграция органов Госэнергонадзора в единую систему контрольно-надзорных органов Республики Беларусь. У органов энергонадзора появились относительно новые направления деятельности – применение административного законодательства и надзор за энергоснабжающими организациями. За 2009 год филиалами «Энергонадзор» составлено 4 270 протоколов об административных правонарушениях, по которым вынесено 2 361 постановление о наложении административного взыскания на сумму 1 739,5 млн рублей. Д.М. Лосенков отметил, что для осуществления надзора за энергоснабжающими организациями серьезное внимание требуется уделить подготовке инспекторского персонала.

В ходе конференции выступили также ветераны энергосбыта и энергонадзора и состоялась церемония награждения лучших специалистов энергосбытовых и энергонадзорных организаций.

Участникам конференции был продемонстрирован кинофильм об истории становления органов энергосбыта и энергонадзора; они ознакомились также с выставкой современных технических средств, используемых в бытовой и надзорной деятельности.

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



Официальное издание

Утвержден постановлением Министерства энергетики
Республики Беларусь от 20 мая 2009 года № 16.
Введен в действие с 1 сентября 2009 года.

ЗАКАЗАТЬ

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



январь/февраль 2011 года

РОССИЯ

Экология. Управление отходами - 2011 2-я Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 08.02.2011– 10.02.2011	Город: Екатеринбург	www.exponet.ru
Aqua-Therm Moscow 2011 Международная выставка	Дата проведения: 08.02.2011– 11.02.2011	Город: Москва	www.exponet.ru
Энергоресурсы. Промоборудование - 2011 13-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 09.02.2011– 11.02.2011	Город: Калининград	www.exponet.ru
Строительство. Ремонт. Коммунальное хозяйство - 2011 14-я Межрегиональная выставка	Дата проведения: 09.02.2011– 11.02.2011	Город: Пенза	www.exponet.ru
Энергоэффективность. Энергосбережение в строительстве и ЖКХ - 2011 2-я Межрегиональная выставка	Дата проведения: 09.02.2011– 11.02.2011	Город: Пенза	www.exponet.ru
Энергоресурс. ЖКХ - 2011 8-я Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 16.02.2011– 18.02.2011	Город: Воронеж	www.exponet.ru
Экология в промышленности - 2011 3-я Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 16.02.2011– 18.02.2011	Город: Воронеж	www.exponet.ru
Нефть. Газ. Энерго - 2011 Специализированная выставка	Дата проведения: 16.02.2011– 18.02.2011	Город: Оренбург	www.exponet.ru
Стройиндустрия Севера. Энергетика. ЖКХ - 2011 8-я Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 24.02.2011– 26.02.2011	Город: Якутск	www.exponet.ru

СНГ

Нефть. Газ. Сервис Межрегиональная выставка-ярмарка	Дата проведения: 16.02.2011– 17.02.2011	Город: Полтава, Украина	www.expotop.ru
---	---	-------------------------	--

ConMac Ukraine Международная выставка «Дорожная, строительная и подъемно-транспортная техника, оборудование, машины и механизмы для горнодобывающей промышленности»	Дата проведения: 23.02.2011– 26.02.2011	Город: Киев, Украина	www.expotop.ru
---	---	----------------------	----------------

В МИРЕ

EverythingAboutWater Expo 2011 Выставка и конференция по технологиям очистки воды и сточных вод	Дата проведения: 06.01.2011– 08.01.2011	Город: Мумбай, Индия	www.exponet.ru
ELASIA 2011 Выставка электроэнергетической промышленности	Дата проведения: 07.01.2011– 10.01.2011	Город: Бангалор, Индия	www.exponet.ru
Ulusal Enerji Verimliliği Forumu ve Fuarı Национальная выставка-форум по вопросам энергетической эффективности	Дата проведения: 13.01.2011– 14.01.2011	Город: Стамбул, Турция	www.expotop.ru
Environment 2011 Специализированная выставка энергетических технологий и водных ресурсов	Дата проведения: 17.01.2011– 19.01.2011	Город: Абу-Даби, Объединенные Арабские Эмираты	www.exponet.ru
World Future Energy Summit 2011 Международный саммит по вопросам выработки и распределения электроэнергии будущего	Дата проведения: 17.01.2011– 20.01.2011	Город: Абу-Даби, Объединенные Арабские Эмираты	www.exponet.ru
Nuclear Power Asia 2011 2-я Международная конференция по атомной энергетике Азии	Дата проведения: 18.01.2011– 19.01.2011	Город: Ханой, Вьетнам	www.expoclub.ru
Gas Transport & Storage Summit (GTS) 2011 4-й ежегодный саммит по транспортировке и хранению газа	Дата проведения: 19.01.2011– 20.01.2011	Город: Дюссельдорф, Германия	www.expoclub.ru
Nigeria Oil & Gas (NOG) 2011 Выставка нефтегазовой промышленности	Дата проведения: 21.02.2011– 24.02.2011	Город: Абуджа, Нигерия	www.exponet.ru
TerraTec 2011 12-я Международная выставка по экологическому оборудованию и экологическим услугам	Дата проведения: 25.01.2011– 27.01.2011	Город: Лейпциг, Германия	www.expoclub.ru
INDOGAS 2011 5-я Международная конференция и выставка газовой промышленности	Дата проведения: 24.01.2011– 27.01.2011	Город: Джакарта, Индонезия	www.expoclub.ru
Hydraulic Fracturing Technology Conference 2011 Конференция нефтяной и газовой промышленности	Дата проведения: 24.01.2011– 26.01.2011	Город: Вуудлэндз, США	www.exponet.ru
European Gas Conference 2011 4-я Европейская ежегодная газовая конференция	Дата проведения: 25.01.2011– 27.01.2011	Город: Вена, Австрия	www.expoclub.ru
Enertec Международная выставка энергетики	Дата проведения: 25.01.2011– 27.01.2011	Город: Лейпциг, Германия	www.expotop.ru
Energy from Biomass and Waste 2011 Международная конференция и выставка производства биоэнергии, возобновляемых источников энергии	Дата проведения: 25.01.2011– 26.01.2011	Город: Лондон, Великобритания	www.exponet.ru
Respirez la Vie 2011 Выставка здорового образа жизни и возобновляемых источников энергии	Дата проведения: 01.02.2011– 03.02.2011	Город: Ванн, Франция	www.exponet.ru

DistribuTECH Выставка и конференция, посвященная индустрии энергетики	Дата проведения: 01.02.2011– 03.02.2011	Город: Сан-Диего, США	www.expotop.ru
Respirez la Vie 2011 Выставка здорового образа жизни и возобновляемых источников энергии	Дата проведения: 04.02.2011– 06.02.2011	Город: Брест, Франция	www.exponet.ru
Middle East Electricity 2011 Выставка оборудования для производства электроэнергии и электротехники	Дата проведения: 08.02.2011– 10.02.2011	Город: Дубай, Объединенные Арабские Эмираты	www.exponet.ru
CEP - CLEAN ENERGY POWER Международная выставка альтернативных источников энергии и решений по эффективному использованию энергии	Дата проведения: 10.02.2011– 12.02.2011	Город: Штутгарт, Германия	www.expotop.ru
Energy and Power India 2011 Международная выставка энергетики	Дата проведения: 11.02.2011– 14.02.2011	Город: Бангалор, Индия	www.exponet.ru
ENEO 2011 Выставка энергоресурсов, климат-контроля и обслуживания	Дата проведения: 15.02.2011– 18.02.2011	Город: Лион, Франция	www.exponet.ru
Salon des Energies Renouvelables 2011 Специализированная выставка по возобновляемым источникам энергии	Дата проведения: 15.02.2011– 18.02.2011	Город: Лион, Франция	www.exponet.ru
Coal Gen Europe Выставка энергетики и альтернативных источников энергии	Дата проведения: 15.02.2011– 17.02.2011	Город: Прага, Чехия	www.expotop.ru
Egetica-Expoenergetica Международная выставка энергоэффективности и новых технологических решений	Дата проведения: 16.02.2011– 18.02.2011	Город: Валенсия, Испания	www.expotop.ru
Renewtech India 2011 Индийская выставка по возобновляемой энергии	Дата проведения: 17.02.2011– 19.02.2011	Город: Мумбай, Индия	www.exponet.ru
EnergyTech 2011 Международная выставка отопления, традиционных и возобновляемых источников энергии	Дата проведения: 17.02.2011– 20.02.2011	Город: Салоники, Греция	www.exponet.ru
Bauen & Energy Vienna Международная выставка по экологическому строительству, вопросам модернизации, финансирования и энергосбережения	Дата проведения: 17.02.2011– 20.02.2011	Город: Вена, Австрия	www.expotop.ru
Strategies in Light 2011 121-я специализированная конференция и выставка светодизайнерских решений в освещении	Дата проведения: 22.02.2011– 24.02.2011	Город: Санта Клара, США	www.expoclub.ru
Australasian Oil & Gas Expo Крупнейшая выставка нефтегазовой промышленности в Австралии	Дата проведения: 23.02.2011– 25.02.2011	Город: Перт, Австралия	www.expotop.ru
Oil & Gas Outlook Brasil Конференция по энергетике для нефтегазовой промышленности Бразилии	Дата проведения: 23.02.2011– 25.02.2011	Город: Рио-де-Жанейро, Бразилия	www.expotop.ru
WaterEx – 2011 Международная выставка водных технологий в Индии	Дата проведения: 23.02.2011– 26.02.2011	Город: Мумбай, Индия	www.exponet.ru

УКРАИНА. ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

На протяжении последнего десятилетия Украина пытается выстроить новую энергетическую политику и предпринимает попытки обеспечить свою энергетическую безопасность. Это государство, как и Беларусь, существенно зависит от поставок энергоносителей извне и является страной-транзитером. Ее опыт решения проблем энергетической безопасности может быть полезен для нас как с точки зрения поиска новых решений, так и предупреждения возможных ошибок.

Энергетическая безопасность Украины базируется на трех составляющих – атомная, тепловая и гидроэнергетика.

В наследство от Советского Союза Украине досталось 5 атомных электростанций установленной мощностью более 13 000 МВт – Запорожская, Ровенская, Чернобыльская, Хмельницкая и Южноукраинская (табл. 1). Всего на АЭС страны приходится 17 энергоблоков, из них действующих – 14. Атомные электростанции производят около 50 % электроэнергии.

Также в состав энергетической системы Украины входят более 10 крупных ГЭС и свыше 40 тепловых электростанций. Наиболее мощными гидроэлектростанциями являются Днепроовская (Запорожье) – 1 538 МВт, Днестровская ГЭС-1 (Новоднестровский) – 702 МВт, Кременчугская (Светловодск) – 625 МВт и др.

Среди теплоэлектростанций 12 имеют мощность свыше 1 000 МВт: Угледорская (Светлодарск) и Запорожская (Энергодар) – по 3 600 МВт каждая, Криворожская (Зеленодольск) – 3000 МВт, Змиевская (Комсомольское) – 2 400 МВт.

В марте 2006 года Кабинет Министров Украины утвердил Энергети-

ческую стратегию Украины до 2030 года, которая определила главные цели энергетической безопасности государства:

- уменьшение энергоемкости экономики;
- интеграция украинской энергосистемы в европейскую;
- снижение энергозависимости Украины за счет использования собственных энергоресурсов.

Разработаны и пути достижения поставленных целей:

- модернизация старых и строительство новых блоков АЭС;
- модернизация и строительство новых ТЭЦ, работающих на каменном угле;
- внедрение котлов по сжиганию твердой биомассы;
- наращивание производства электроэнергии за счет использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

За счет реализации этих мероприятий предусмотрено снизить потребление природного газа к 2030 году с 76 до 50 млрд м³. Предполагается также увеличить собственную добычу газа до 30 млрд м³, в том числе и за счет зарубежных проектов, ни один из которых до настоящего времени не реализован.



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



Е.В. ЕМЕЛЬЯНЕНКО, МГЭУ им. А.Д. Сахарова

ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ УКРАИНЫ

Как отмечают эксперты, Энергетическая стратегия Украины имеет атомный уклон. Согласно ей в стране к 2030 году запланировано строительство 22 новых блоков АЭС – 2 дополнительных на Хмельницкой АЭС (2 000 МВт), 9 замещающих существующие (10 500 МВт) и 11 на новых площадках (16 500 МВт).

Документ также уделяет внимание развитию других энергетических направлений, в частности структуре потребления первичных энергоресурсов (табл. 2). Запланировано более чем в два раза

Таблица 1. Мощность действующих АЭС Украины

Название	Местонахождение	Мощность, МВт	Годы постройки
Ровенская	Кузнецовск	2880	1973–1980
Запорожская	Энергодар	6000	1981–1984 1988–1995
Хмельницкая	Нетешин	2000	1981–1987
Южноукраинская	Южноукраинск	3000	1975–1982

Таблица 2. Структура потребления первичных ресурсов в Украине (по данным Энергетической стратегии)

Ресурсы	2005 год		2030 год	
	млн т у.т.	%	млн т у.т.	%
Природный газ	87,9	43,8	56,9	18,8
Уголь	43,5	21,7	101,0	33,4
Нефть	25,7	12,8	34,0	11,2
Другие виды топлива (биогаз, торф, биомасса и т.п.)	11,0	5,5	16,8	5,6
Тепловая энергия окружающей среды	0,2	-	22,7	7,5
Производство электроэнергии на ГЭС	3,89	1,9	5,5	1,8
Производство электроэнергии на АЭС	28,11	14	64,78	21,4
Производство тепловой энергии на АЭС	0,3	0,2	0,4	0,1
Всего	200,6	100	302,7	100

увеличить долю угля в энергетическом балансе страны (с 43,5 млн т в 2005 году до 101,0 млн т в 2030 году), причем предполагается, что подавляющая часть добытого угля уйдет на производство электроэнергии. Следует отметить, что такое резкое увеличение угледобычи повлечет и резкое обострение проблем, связанных с самой угледобычей и производством электроэнергии на ТЭС.

Также намечено внедрение котлов по сжиганию твердой биомассы, что позволит заместить потребление природного газа в объеме 5 млрд м³ (5,97 млн т у.т./год). Что касается нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, то на их долю к 2030 году в энергобалансе страны будет приходиться 39,5 млн т у.т. (13 % от общего потребления ТЭР).

Как считают эксперты, в результате реализации стратегических планов резко возрастет количество вырабатываемой энергии, что породит другую проблему: кто станет ее потреблять? Предполагается, что на экспорт будет уходить 25 млрд кВт·ч, а около 100 млрд кВт·ч пойдет на производство тепла.

Многие украинские эксперты в области энергетической безопасности приходят к выводу, что намеченные стратегией планы малоосуществимы, если не сказать больше. Суммируем приводимые ими доводы:

– отсутствие системного подхода при разработке вопросов энергетической стратегии;

– отсутствие взаимосвязи между энергетическими и экономическими составляющими ТЭК;

– нескоординированность межотраслевого развития национальной экономики, в том числе и ТЭК;

– некорректно определены национальные объемы потребления энергоресурсов на отраслевом и секторном уровнях. Эксперты отмечают, что экономика Украины находится на уровне третьего-четвертого технологического уклада (ведущие отрасли – металлургия,

авиа-, судостроение), в то время как ведущие страны мира достигли пятого-шестого уровней технологического уклада (информационно-коммуникационные технологии с элементами био- и нанотехнологий), что существенно снижает объемы потребления энергоресурсов. Именно поэтому целевой ориентир стратегии приобретает декларативный характер;

– стратегическими планами страны не учтены комплексное влияние ТЭК на экологическую сферу и взаимосвязь их функционирования;

– в стратегии просматривается четкий уклон в развитие атомной энергетики, но не проработан вопрос создания собственного ядерно-топливного цикла. Исходя из этого эксперты полагают, что со временем будет возрастать отечественный импорт данного энергоресурса для АЭС, что в свою очередь вступает в противоречие с планами сокращения уровня энергозависимости Украины с нынешних 55 до 11 % в 2030 году. Попыткой решить эту проблему явился подписанный 30 марта 2008 года контракт между украинской компанией «Энергоатом» и шведской компанией Westinghouse Sweden AB на поставку в 2011 году ядерного топлива для украинских атомных энергоблоков. Согласно контракту Westinghouse в 2011–2015 годах должна обеспечить свежим ядерным топливом от 3 до 6 энергоблоков АЭС Украины с реакторами типа ВВЭР-1000. Ми-



Южноукраинская атомная электростанция

нимальный объем партии составит 630 ураново-графитовых стержней, чего должно хватить для перегрузки топлива трех энергоблоков в течение пяти лет.

По сообщениям агентства Lenta Ru от 22 сентября 2010 года Кабинет Министров Украины утвердил российскую корпорацию «ТВЭЛ» победителем конкурса по предоставлению технологий для сооружения в стране завода по изготовлению ядерного топлива для реакторов ВВЭР-1000. Новый завод начнет работать в 2013–2014 годах.

В апреле текущего года стало известно, что с 2011 года «Энергоатом» планирует продолжить закупать ядерное топливо и у Westinghouse. Это поможет Украине избежать монопольной зависимости от одного производителя тепловыделяющих сборок.

АНАЛИЗ ЭКСПЕРТНЫХ ОЦЕНОК СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ УКРАИНЫ

Проблемы энергетической безопасности Украины волнуют как экспертное сообщество самой страны, так и ее соседей. Специалисты Фонда содействия «Свободная Европа» (Москва), консалтинговой компании United Communications (Москва), Международного института политической экспертизы (Москва) и Центра социальных исследований «София» (Киев) провели исследование, задачей которого являлся анализ оценок состояния энергетической отрасли Украины и перспектив ее развития. Исследование проводилось

методом опроса аналитиков и экспертов из стран ЕС, России и Украины. Экспертное сообщество пришло к следующим выводам:

– основной проблемой энергетической отрасли является ее недостаточное финансирование. Государство рас-

сматривает энергетику не как сферу бизнеса, а как часть государственной инфраструктуры и источник пополнения бюджета;

– в среднесрочной перспективе энергетический баланс Украины не изменится, основную роль по-прежнему будут играть традиционные источники энергии, но доля этих источников перераспределится (табл. 3). Возрастет роль атомной энергетики, увеличится доля угля в энергобалансе страны, который благодаря развитию новых технологий потеснит в перспективе газ как источник энергии. Экспертное сообщество прогнозирует, что через 20–25 лет Украине будет под силу наладить производство биотоплива в промышленном масштабе;

– приоритетными направлениями развития атомной энергетики станут реконструкция существующих и строительство новых энергоблоков, а также создание замкнутого ядерного цикла. Попутно было отмечено, что созданию замкнутого цикла будут препятствовать как США, так и Россия, являясь конкурентами на рынке ядерного топлива, не заин-



Кременчугская ГЭС (г. Светловодск) – третья ступень каскада гидроэлектростанций на реке Днепр

тересованы в утрате перспективного украинского рынка;

– сильная изношенность магистральных газо- и нефтепроводов в перспективе может стать серьезной экономической и политической проблемой. Кроме того, в связи с сооружением Россией обходных трубопроводов все более туманной становится перспектива загрузки имеющихся мощностей. В качестве аргумента эксперты приводили ситуацию с нефтепроводом Одесса–Броды, на строительство которого средств хватило, однако возникла серьезная проблема с загрузкой.

Анализ развития энергетической отрасли нашей южной соседки позволяет сформулировать следующие выводы:

- в среднесрочной перспективе энергобаланс Украины не изменится, основную роль будут играть традиционные источники энергии;
- произойдет перераспределение долей традиционных источников энергии в следующей последовательности: атомная энергия, уголь, биотопливо, газ, гидроэнергия;
- в перспективе Украина создаст свой замкнутый ядерный цикл, но на этом пути ее ждет противодействие как США, так и России;
- должны быть безотлагательно начаты работы по реконструкции ГТС.

Разработанная Украиной энергетическая стратегия, несмотря на ее многочисленные уязвимые места, дает стране возможность наметить пути по решению проблем энергетической безопасности, а в сотрудничестве с экспертным сообществом – произвести коррекцию как самой стратегии, так и способов ее осуществления.

Таблица 3. Прогноз перераспределения доли источников энергии в среднесрочной перспективе

Источник энергии	Высказалось «за» экспертов, %
Атомная энергия	71,80
Гидроэнергия	17,90
Уголь	69,20
Газ	23,10
Солнце	2,60
Ветер	2,60
Нефтепродукты	10,30
Биотопливо	20,50

МИРОВАЯ ПРАКТИКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Потребность планеты в нефти, природном газе и других источниках энергии постоянно возрастает. По данным Energy Information Administration только в США за 10 лет электрическая мощность генераторов увеличилась на 40 %, причем в основном за счет станций, работающих на природном газе [1]. Эксперты полагают, что к 2030 году необходимые мощности в мире увеличатся приблизительно на 33 %, что обусловлено интенсивным развитием промышленности, значительным приростом населения и повышением уровня жизни [2]. Сегодня многие страны, стремясь снизить зависимость от ископаемого топлива и нагрузку на экологию, расширяют использование возобновляемых источников энергии, в том числе и геотермальных.

Проблема удовлетворения возрастающего спроса на электроэнергию обостряется тем, что ряд действующих атомных электростанций и станций, работающих на угле, подлежит выводу из эксплуатации вследствие выработки ими проектных сроков и технического устаревания, а также по экологическим причинам [3]. Основная часть увеличения спроса на электроэнергию произойдет в странах с большим населением и энергозатратной экономикой, таких как Китай и Индия.

В настоящее время в мире осознана необходимость срочно снизить зависимость от минерального топлива и заменить его возобновляемыми источниками энергии (солнечная и геотермальная энергия, ветер, гидроресурсы рек, энергия морских приливов).

Практика использования геотермальных электростанций в мире

На начало 2010 года 78 стран мира использовали геотермальную энергию для различных целей, включая и получение электроэнергии. Третье место среди них после США и Филиппин занимает Индонезия. В настоящее время страна имеет мощность электростанций 1 100 МВт, используя только около 4,2 % возобновляемых геотермальных ресурсов, со-

держащихся в ее недрах. В недалеком будущем Индонезия может стать мировым лидером в применении геотермальных ресурсов, а к 2025 году ожидается, что этот природный источник обеспечит около 5 % ее потребности в энергии [4].

Индонезия обладает 35–40 % мировых ресурсов геотермальной энергии потенциалом до 28 000 МВт. Использование только 9 000 МВт из них позволит стране сэкономить до 4 млрд баррелей нефти в год, при этом будет предотвращен выброс в атмосферу миллионов тонн парникового CO₂ [5]. Наиболее перспективные территории для использования геотермальных ресурсов – провинции Центральная Ява, Южная Суматра и Западный Лампунг.

В подавляющем большинстве случаев для привода турбин электрогенераторов в Индонезии используют водяной пар с температурой 150–180 °С, выводимый на поверхность с помощью буровых скважин. Наиболее крупная (с учетом работ по расширению) геотермальная электростанция Wayang Windu (рис. 1) находится в 40 км от города Бандунг в провинции Западная Ява. Ее мощность достигает 227 МВт, к 2013 году планируется ее увеличить до 360 МВт.

Две геотермальные станции Salak (337 МВт) и Darajat (259 МВт) в Западной Яве обеспечивают электроэнергией



В.И. ЗУЙ, д. г.-м. н., заведующий отделом геотермии Белорусского научно-исследовательского геологоразведочного института

около 4 млн домов. Уже к 2020 году Индонезия может получать на геотермальных электростанциях до 10 ГВт установленной мощности. Хотя начальные капитальные затраты на их сооружение достаточно высоки, выработка электрической энергии обходится значительно дешевле за счет более низких эксплуатационных расходов, чем при сжигании топлива, доля которого в энергетике Индонезии остается еще высокой – более 20 %.

В течение следующих десяти лет мощность геотермальных электростанций Индонезии планируется довести до 3583 МВт, что продиктовано быстрым экономическим ростом. Стоимость вырабатыва-



Рис. 1. Геотермальная электростанция Wayang Windu расположена среди плантаций чая



Рис. 2. Общий вид геотермальной станции Нойштадт-Глеве, Германия

емой на них энергии составляет около 6,8–7,0 цента/кВт·ч. Темпы роста использования геотермальной энергии достигают в среднем 5 % в год и являются наивысшими в мире.

Исландия также является одним из государств, на протяжении нескольких десятков лет успешно использующих геотермальную энергию. Ее доля в энергопотреблении страны достигает 25–30 %. Геотермальная энергия способствовала преодолению недавнего спада активности банков Исландии, поскольку затраты на отопление и электроснабжение здесь значительно ниже, чем в других европейских странах [6]. Кроме того, геотермальные ресурсы за счет дешевой энергии делают Исландию привлекательной для инвестиций в промышленность, особенно в энергоемкие производства, например по выплавке алюминия.

Многие страны и регионы уже достигли 5 % производства энергии, вырабатываемой геотермальными электростанциями. Среди них остров Лихир, Папуа – Новая Гвинея, Тибет, остров Сан Мигель, архипелаг Азорских островов, Тоскана, Италия, Исландия, Сальвадор, Кения, Филиппины, Никарагуа, Гваделупа, Коста-Рика и Новая Зеландия.

Геотермальные электростанции с бинарным циклом

Водяной пар с необходимыми параметрами для привода турбин электрогенераторов находится на сравнительно небольших глубинах, главным образом в районах развития вулканизма и активной

сейсмичности. Здесь толща горных пород имеет повышенную проницаемость, способствующую выводу глубинного тепла близко к земной поверхности и образованию горячих зон. В пределах древних платформ, на одной из которых расположена и Беларусь, такие зоны с перегретым паром на малых глубинах не встречены, поэтому среди небольших геотермальных электростанций (<10 МВт) в мире преобладают бинарные установки (196 блоков), работающие при низком диапазоне температуры геотермального флюида.

В последние годы в разных странах построено несколько станций с использованием более низкой температуры геотермального источника – 80–120 °С. Для получения пара в этом случае подходит органический теплоноситель с более низкой температурой кипения, например пропан при высоком давлении. При этом применяют органический цикл Ранкина (ORC) или Калина-цикл, использующий водный раствор аммиака.

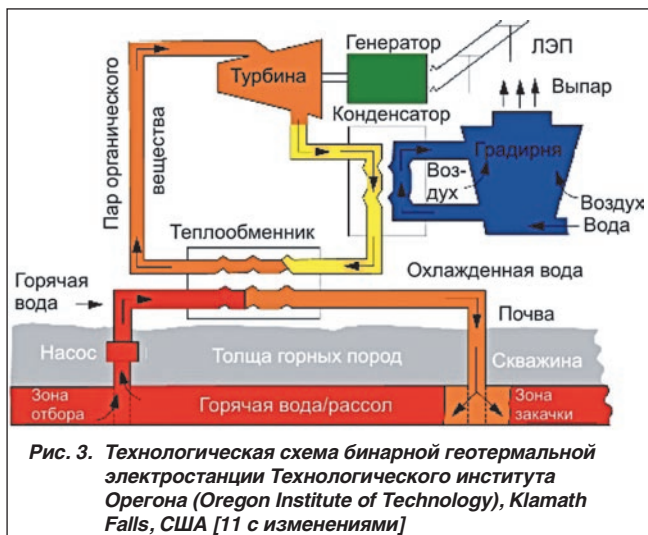
В августе 2004 года в Нойштадт-Глеве была введена в эксплуатацию первая в Германии бинарная установка, расположенная в Северогерманском осадочном бассейне и использующая температуру геотермального рассола около 95–98 °С при минерализации в пласте до 200–220 г/л. (рис. 2). Она вырабатывает одновременно тепло и электроэнергию, мощность электрогенератора составляет 210 кВт [7]. Тепловая же энергия мощностью примерно 10,7 МВт используется в местной системе централизованного теплоснабжения.

Две другие геотермальные электростанции – Landau в Рейнском

грабене и Unterhaching в Молласовом бассейне (южная часть страны) – начали работать с 2008 года. Мощность каждой из них составляет около 3 МВт. Они также обеспечивают отопление зданий с общей тепловой мощностью 3,5 и 38 МВт соответственно [8].

В США в 2006 году введена в действие единственная в мире бинарная установка, работающая на геотермальной воде с наиболее низкой температурой 74 °С (курорт Chena Hot Springs на Аляске [9]) с электрогенератором мощностью 225 кВт, которую предполагается увеличить до 730 кВт [10]. Кроме того, небольшие бинарные электростанции созданы в других штатах. Во Флориде вводится в эксплуатацию небольшая электростанция мощностью 200 кВт (ORC), в Нью-Мексико (Raser Technologies) смонтирована пилотная бинарная станция 240 кВт, в Вайоминге в 2009 году – бинарная установка 250 кВт.

Одна из геотермальных электростанций действует в Технологическом институте штата Орегон, США (мощность 280 кВт). Она использует воду геотермального горизонта с температурой 89 °С. Отработанная вода с температурой около 60 °С направляется для отопления зданий и теплицы. Здесь ведутся дальнейшие работы по наращиванию электрической мощности генераторов – выполнено бурение глубокой скважины с целью создания в конце 2010 года геотермальной электростанции, полностью обеспечивающей потребность в электроэнергии этого института. Ее технологическая схема приведена на рис. 3 [11]. Проектом предусмотрено довести мощность электрогенераторов до 0,8–1,0 МВт [12]. В целом же



мощность электростанций такого типа может оцениваться в 1,5–1,6 МВт [13].

В Австрии за последнее десятилетие введены в действие три бинарные геотермальные электростанции: в 2001 году – Blumau (мощность 0,2 МВт, температура подземной воды 110 °С); в 2002 году – Altheim (1,0 МВт, 106 °С); в 2009 году – Simbach /Braunau на границе с Венгрией (200 кВт с ОРС-турбинами) [14, 15].

В северной части Исландии в Husavik построена экспериментальная геотермальная станция мощностью 2 МВт, где применен бинарный цикл Калина с использованием в качестве рабочего флюида водного раствора аммиака для теплообменников и турбины. Часть воды после электростанции используется для отопления зданий и плавательного пруда. Ее температура на выходе из скважин составляет 120 °С.

пользовать геотермальные ресурсы для выработки электроэнергии еще с 50-х годов прошлого столетия. За это время здесь построено ряд геотермальных электростанций общей мощностью около 600 МВт. Они вырабатывают около 10 % необходимой стране электроэнергии, долю которой планируется довести до 15 % или выше [17]. Несмотря на то что с открытием месторождения дешевого природного газа Мауи темпы работ по развитию геотермальной энергетики снизились, в последнее время в связи с падением добычи природного газа интерес к подземному теплу вновь начал возрастать. Он стимулируется тем, что спрос на электроэнергию в Новой Зеландии увеличивался в течение последних 30 лет практически по линейной зависимости – около 660 ГВт·ч/год.

Остановимся лишь на используемых бинарных геотермальных электростанциях. Все геотермаль-

Эта опытная станция введена в эксплуатацию в 2008 году и продолжает работать в отладочном режиме с остановками [16]. В стране действуют и другие геотермальные электростанции, использующие природный пар с более высокой температурой.

Эта опытная станция в центре Северного острова (регион Ngawha). С 2005 года был создан ряд бинарных станций – блок 14 МВт в Wairakei, вторая ступень в Mokaia (19 МВт и 17 МВт +4x5 МВт бинарных блоков), бинарный блок 8 МВт в Kawerau, наконец, бинарный блок 15 МВт в Ngawa. Дешевая электроэнергия, вырабатываемая геотермальными станциями вместе с ветрогенераторами, успешно дополняет ее производство на станциях, сжигающих минеральное топливо.

Бинарные геотермальные электростанции разной мощности действуют либо проектируются и в других странах. Так, в северной части Таиланда в г. Fang с 1989 года находится в эксплуатации небольшая бинарная геотермальная электростанция мощностью 300 кВт [16]. Разработан проект такой электростанции для г. Орадея в Румынии, использующей подземную воду из трещиноватых карбонатных формаций с температурой около 120 °С. Здесь геотермальное месторождение Vors расположено на расстоянии 6 км от г. Орадея. Пилотную станцию планируется построить в ближайшие годы [18]. В этом геотермальном горизонте встречены и более высокие значения температуры – свыше 130 °С на глубине около 2 500 м. Другой геотермальный резервуар Ciuteghiu выявлен в 50 км южнее г. Орадея. Здесь температура достигает 105 °С на глубине 2 200 м. В Венгрии в Ortaháza также планируется создать пилотный проект геотермальной станции мощностью 5 МВт.



Таблица 1. Мощности геотермальных установок мира и их использование в 2010 году

Вид использования	Установленная мощность, МВт	Годовое потребление энергии, ГВт·ч	Коэффициент использования мощности	Количество стран
Выработка электроэнергии	10 715	67 246	0,72	24
Прямое использование тепла	50 583	121 696	0,27	78

Таблица 2. Использование геотермальной электроэнергии по регионам в 2010 году

Регион	Выработка электроэнергии		
	% МВт	% ГВт·ч/год	количество стран
Азия	34,9	35,1	6
Америки	42,6	39,9	6
Африка	1,6	2,1	2
Европа	14,5	16,2	7
Океания	6,4	6,7	3

Выработка электроэнергии и используемые геотермальные мощности

К настоящему времени из 78 стран, использующих геотермальную энергию, в 27 налажена выработка электроэнергии за счет подземного тепла. Из них в Греции, Аргентине и на Тайване станции остановлены из-за проблем с охраной окружающей среды либо по финансовым причи-

нам. В итоге на начало 2010 года геотермальные электростанции фактически работали в 24 странах (рис. 4, 5; табл. 1, 2). За истекшие 10 лет новые были введены в эксплуатацию в Коста-Рике, Гваделупе (заморская провинция Франции), Индонезии, Исландии, Кении, Мексике и Филиппинах [15]. В Папуа-Новая Гвинея геотермальные электростанции мощностью 56 МВт снабжают

электричеством шахты. В России действуют 5 геотермальных электростанций на Камчатке и 2 на Курилах.

Предполагается, что собранная информация по странам может быть неполной и заниженной приблизительно на 20 % [9]. По использованию подземного тепла для выработки электроэнергии лидируют оба американских континента (42,6 % по уста-

новленной мощности и 39,9 % по выработке электроэнергии). По прямому же использованию геотермальной энергии – Европа (42,5 % по установленной мощности геотермальных установок и 45 % по выработке тепловой энергии) при наибольшем количестве стран (37), практически использующих этот природный источник. По имеющимся оценкам потенциал геотермальной энергии обеспечит в ближайшем будущем 1,7 % мировой потребности в энергии, а ее использование к 2030 году увеличится на 45 % [19]. Европейский долгосрочный план по энергетической стратегии предусматривает увеличение выработки энергии за счет возобновляемых источников до 20 % уже к 2020 году [20].

Перспективы использования геотермальной энергии в Беларуси

По состоянию на 2010 год в Беларуси выработка электроэнергии за счет геотермальных источников не производилась. Однако температура в глубоких горизонтах Припятского прогиба (юго-восточная часть страны), зарегистрированная в ходе бурения нескольких скважин, здесь достигает 80–115 °С на глубинах 3 500–5 000 м (рис. 6). На этих глубинах встречены крепкие рассолы с минерализацией (содержанием растворенных солей) до 300–400 г/л. При бурении же в породы кристаллического фундамента температура будет увеличиваться. Это в принципе позволяет ставить вопрос о возможности использования такого природного ресурса и для выработки электроэнергии с применением установок с бинарным циклом, в том числе циклами Ранкина и Калина. Такие исследования предстоит выполнить в ближайшие годы.

С точки зрения технологии извлечения геотермальной энергии необходимо решить ряд геологических задач. К ним следует отнести обоснование выбора геотермального горизонта, изучение дебитов пробуренных скважин, определение их местоположения и количества, решение технических приемов отбора тепла (откачка

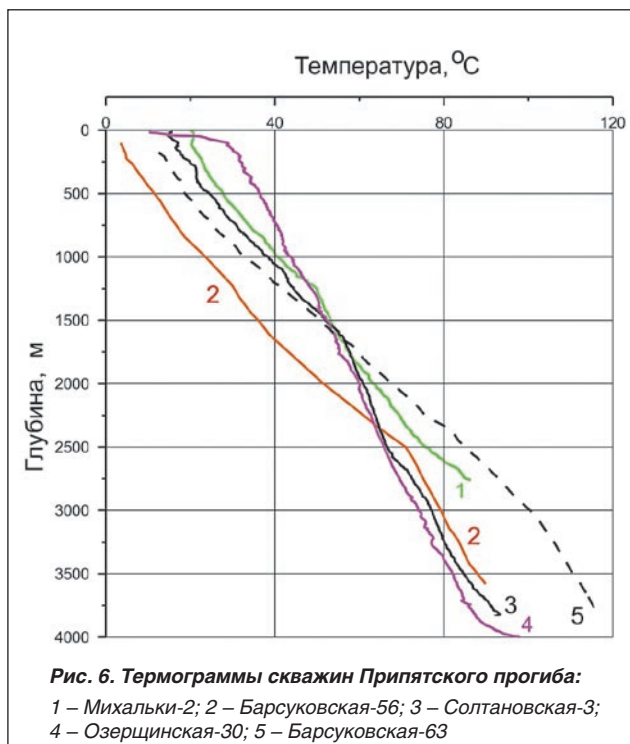


Рис. 6. Термограммы скважин Припятского прогиба: 1 – Михальки-2; 2 – Барсуковская-56; 3 – Солтановская-3; 4 – Озерцинская-30; 5 – Барсуковская-63

горячих флюидов, создание скважинных теплообменников, меры по предотвращению выпадения кристаллов растворенных солей из рассолов и т.п.).

В настоящее время в республике имеется так называемое прямое использование геотермальной энергии для отопления жилья, зданий и сооружений, а также горячего водоснабжения с суммарной инсталлированной тепловой мощностью геотермальных установок около 4,5 МВт. Область прямого применения геотермальной энергии подразумевает отопление зданий и сооружений, теплиц и других объектов сельскохозяйственного назначения, сушку различных продуктов, создание обогреваемых плавательных бассейнов и других объектов, где не предусматривается преобразование подземного тепла в другие виды энергии.

Заключение

Практика многих стран мира показывает, что на геотермальных электростанциях происходит прирост инсталлированной мощности генераторов в среднем до 5 % в год. Общее количество государств, вырабатывающих электроэнергию за счет природного тепла, приближается к 30, установленная мощность электростанций превышает 10 ГВт, а выработка электроэнергии достигает 70 ГВт·ч. В первую тройку стран, наиболее активно использующих геотермальную энергию для выработки электричества, входят США, Филиппины и Индонезия, обладающие огромными геотермальными ресурсами с температурой подземных горизонтов до 150–200 °С на глубинах до 3–5 км.

В регионах, где отсутствует вулканическая деятельность и активная сейсмичность, температура геотермальных горизонтов ниже. Однако и здесь создан ряд геотермальных электростанций, построенных на применении бинарных схем. При температуре 80–120 °С геотермального флюида во вторичном контуре бинарных установок используют органические теплоносители, позволяющие получать пар для привода турбин электростанций при более низкой температуре (циклы Ранкина

и Калина). Эти схемы могут быть применены и в условиях Беларуси.

Третьим способом извлечения геотермальной энергии является создание в горячих непроницаемых породах зоны искусственной трещиноватости с применением гидроразрыва и бурением двух скважин – для закачки пресной воды и отбора водяного пара, получивших название инженерных геотермальных систем. В настоящее время их использование находится в стадии эксперимента.

В условиях растущих цен на импортируемые природный газ и нефть в Беларуси назрела необходимость провести опережающие научные геолого-геотермические исследования с целью оценить перспективы выработки электроэнергии за счет возобновляемых геотермальных ресурсов, имеющихся в недрах страны.

Список литературы

1. Energy Information Administration (EIA) US Department of Energy (DOE). – Mode of access: <http://www.eia.doe.gov/>. 2006. – Date of access: 1.05.2010.
2. Delivering energy for the future through people. Partnership and performance / WGC 2010. Daily News. Issue 1, April 25, 2010. – P. 8. – Mode of access: <http://www.wgc2010.org/>. – Date of access: 1.05.2010.
3. Tester, J.W. Impact of enhanced geothermal systems on US energy supply in the twenty-first century // J.W. Tester [et al]. Phil. Trans. R. Soc. A. – 2007. – Vol. 365. – P. 1057–1094.
4. Geothermal, a solution for global warming / WGC 2010. Daily News. Issue 3, April 27, 2010. – P. 1–2. – Mode of access: <http://www.wgc2010.org/>. – Date of access: 1.05.2010.
5. Sukhyar, R. WGC2010 is a barometer of geothermal Science and technology development / WGC 2010. Daily News. Issue 1, April 25, 2010. – P. 4. – Mode of access: <http://www.wgc2010.org/>. – Date of access: 1.05.2010.
6. Grimsson, O.R. Geothermal energy has helped / WGC 2010. Daily News. Issue 3, April 27, 2010. – P. 3. – Mode of access: <http://www.wgc2010.org/>. – Date of access: 1.05.2010.
7. Erdwaerme-kraft. – Mode of access: <http://www.erdwaerme-kraft.de/index.html>. – Date of access: 19.07.2010.
8. Schellschmidt, R. Geothermal Energy Use in Germany / R. Schellschmidt [et al] // Proceedings of the World Geothermal Congress 2010, Bali International Convention Centre. Nusa Dua, Bali, Indonesia, 25–30 April, 2010. – P. 1–19.
9. Lund, J.W. Worldwide geothermal utilization 2010 / WGC 2010. Daily News. Issue 1, April 25, 2010. – P. 3–4. – Mode of access: <http://www.wgc2010.org/>. – Date of access: 1.05.2010.
10. Lund, J.W. The United States of America Country Update 2010 / J.W. Lund [et al] // Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, April 25–30, 2010. – P. 1–18.
11. Lund, J.W. Imminent Geothermal Power Production at the OIT Campus / J.W. Lund // IGA News. Newsletter of the International Geothermal Association. – Quarterly No. 76, April–June 2009. – Mode of access: www.geothermal-energy.org/. – Date of access: 1.08.2009.
12. Lund, J.W. Geothermal Uses and Projects on the Oregon Institute of Technology Campus / J.W. Lund, T. Boyd // Proceedings of the World Geothermal Congress 2010, Bali International Convention Centre, Nusa Dua, Bali, Indonesia, 25–30 April 2010. – P. 1–6 (Compact Disk).
13. Frick, S. Life cycle assessment of geothermal binary power plants. Energy / S. Frick, M. Kaltschmitt, G. Schröder. – (accepted for publication, submitted in March 2009).
14. Goldbrunner, J. Austria – Country Update / J. Goldbrunner: Proceedings of the World Geothermal Congress 2010, Bali International Convention Centre, Nusa Dua, Bali, Indonesia, 25–30 April 2010. – P. 1–14.
15. Bertani, R. Geothermal Power Generation in the World 2005–2010 Update Report I R. Bertani: Proceedings of the World Geothermal Congress 2010, Bali International Convention Centre, Nusa Dua, Bali, Indonesia, 25–30 April 2010. – P. 1–41.
16. Ragnarsson, Á. Geothermal Development in Iceland 2005–2009 / Á. Ragnarsson: Proceedings of the World Geothermal Congress 2010, Bali International Convention Centre, Nusa Dua, Bali, Indonesia, 25–30 April 2010. – P. 1–12.
17. Harvey, C.C. 2005–2010 New Zealand Country Update / C.C. Harvey: Proceedings of the World Geothermal Congress 2010, Bali International Convention Centre, Nusa Dua, Bali, Indonesia, 25–30 April 2010. – P. 1–10.
18. Rosca, M. Geothermal Energy in Romania: Country Update 2005–2009 / M. Rosca, C. Antal, C. Bendea: Proceedings of the World Geothermal Congress, Bali International Convention Centre, Nusa Dua, Bali, Indonesia. 25–30 April 2010. – P. 1–9.
19. Panel discussion on international collaboration / WGC 2010. Daily News. Issue 5, April 29, 2010. – P. 1–2. – Mode of access: <http://www.wgc2010.org/>. – Date of access: 1.05.2010.
20. Calcagno, P. The ENGINE Coordination Action (Enhanced Geothermal Innovative Network for Europe) / Calcagno P. – WGC 2010. Daily News. – Issue 5, April 29, 2010. – P. 3: http://www.wgc2010.org/pdf/WGC2010_Daily_News_5thEdition.pdf. – Date of access: 1st May 2010.

НАТУРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ УСТРОЙСТВА ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА МР801 ПРОИЗВОДСТВА РУП «БЕЛЭЛЕКТРОМОНТАЖНАЛАДКА»

В рамках Государственной научно-технической программы «Разработка и освоение методов, технологий, оборудования и систем, обеспечивающих эффективное и устойчивое функционирование топливно-энергетического комплекса Республики Беларусь» («Энергетика-2005», «Энергетика-2010») сотрудниками РУП «Белэлектромонтажналадка» разработано и организовано производство терминалов защиты по напряжению и частоте МР600, направленной защиты со свободно программируемой логикой МР741 (ТЗЛ) и дифференциальной защиты трансформатора МР801 (УДЗТ).

Разработка терминала МР801 стала завершающим этапом в реализации задачи обеспечения устройствами релейной защиты и автоматики отечественного производства подстанций 110/35/10.

Натурные испытания устройства дифференциальной защиты трансформатора МР801 прошли 6–7 июля 2010 года на ПС 110/10 «Синявка» филиала «Столбцовские электрические сети» РУП «Минскэнерго». Инициатором испытаний выступила служба релейной защиты и автоматики РУП «Минскэнерго». Для испытаний МР801 был выделен трансформатор Т2 ПС 110/10 «Синявка» мощностью 6,3 МВА.

Существующая в настоящее время дифференциальная защита трансформатора Т2 реализована на электромеханической базе (реле ДЗТ-11). Согласно разработанной РУП «Минскэнерго» программе ис-

пытаний последовательно по цепям тока с существующей защитой были подключены два цифровых терминала дифзащиты – МР801 и терминал одной из зарубежных фирм, опыт эксплуатации которого уже имеется в РУП «Минскэнерго».

Целью испытаний была проверка поведения защиты в реальных условиях – ее несрабатывания при бросках тока намагничивания (БНТ), при различных видах сквозных коротких замыканий на стороне 10 кВ силового трансформатора (в том числе в режиме насыщения ТТ низкой стороны), в режиме включения Т2 с высокой стороны на короткое замыкание по стороне 10 кВ (режим БНТ совместно с



М.С. ЛОМАН, м.т.н., инженер РУП «Белэлектромонтажналадка»



А. В. КОВАЛЕВСКИЙ, к.т.н., заместитель начальника СРЗАИ РУП «Минскэнерго»

К СВЕДЕНИЮ

Назначение МР801: основная защита двух- и трехобмоточных трансформаторов напряжением 6–110 кВ.

Основные функции:

- дифференциальная ступень с торможением (характеристика с двумя изломами), с блокировками по 2-й и 5-й гармоникам;
- дифференциальная отсечка без торможения;
- 3 ступени дифференциальной защиты нулевой последовательности;
- 8 направленных токовых ступеней с возможностью привязки к любой стороне трансформатора;
- 6 направленных ступеней по току нулевой последовательности с возможностью привязки к любой стороне трансформатора;
- по 4 ступени от повышения/понижения напряжения;
- 16 внешних защит (для контроля газовой защиты, термодатчиков и др.);
- осциллографирование;
- 16 входных логических сигналов (8И и 8ИЛИ);
- 16 выходных логических сигналов по логике ИЛИ.

внешним КЗ), а также проверка срабатывания терминала в лабораторных условиях путем подачи токов только одной из сторон защиты.

Для ее достижения были проведены следующие опыты:

- включение силового трансформатора на холостой ход (ввод 10 кВ отключен);
- включение ВЛ 10 кВ № 508 на двухфазное короткое замыкание (КЗ) с землей (силовой трансформатор предварительно включен по стороне 110 кВ, включен ввод 10 кВ Т2);
- включение ВЛ 10 кВ № 508 на трехфазное КЗ с землей (силовой трансформатор предварительно

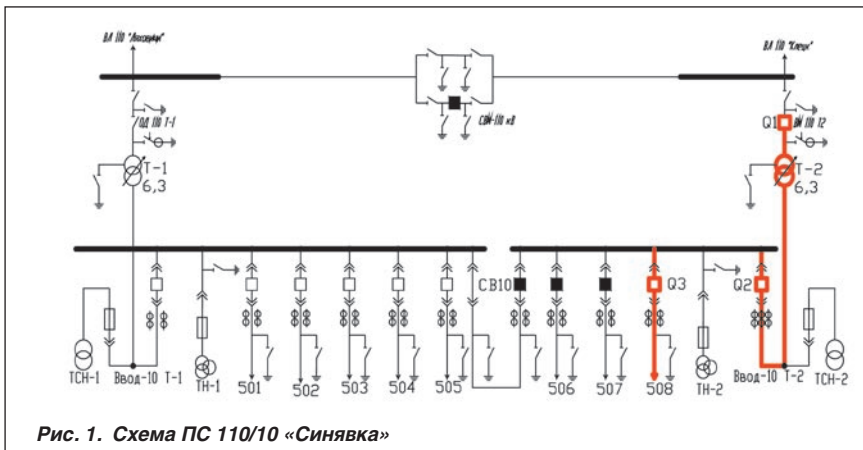


Рис. 1. Схема РУ 110/10 «Синявка»

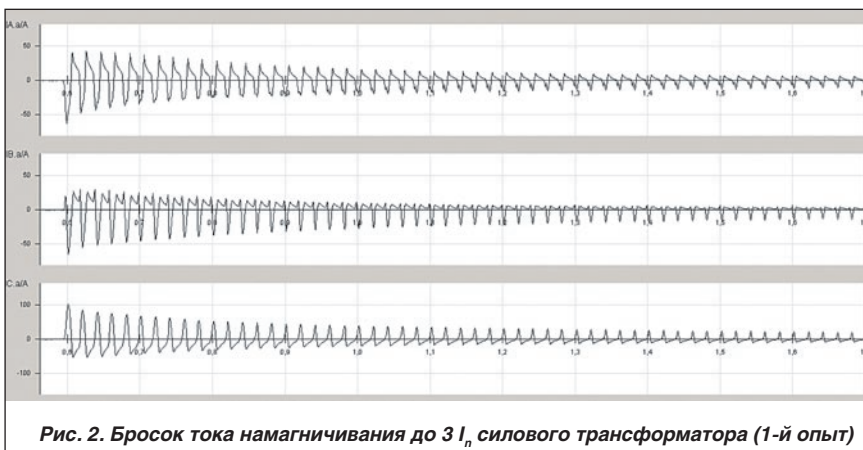


Рис. 2. Бросок тока намагничивания до $3 I_n$ силового трансформатора (1-й опыт)

установлены исходя из того, что за время 0,3 с дифференциальная защита успеет отработать (если будет работать ложно).

После монтажа в отдельно стоящем шкафу терминала МР801 и ее зарубежного аналога, проверки дифференциальных защит под нагрузкой были проведены следующие опыты.

1. Включение силового трансформатора на холостой ход

В исходном режиме были отключены выключатели ВМ 110 Т-2, ввод 10 кВ Т2, В 10 кВ фидер 508. В ходе опыта ключом управления включался выключатель ВМ 110 Т2. Все три защиты не срабатывали. Дифференциальные ступени обоих цифровых терминалов блокировались по 2-й гармонике. После этого выключатель отключался вручную.

Опыт повторялся три раза подряд. Во всех случаях МР801 вел себя корректно, надежно блокируя срабатывание выходных реле. Бросок тока намагничивания составил от 1 до 3 номинальных токов силового трансформатора (рис. 2).

2. Включение ВЛ 10 кВ № 508 на двухфазное КЗ с землей

В исходном режиме включены выключатели ВМ 110 Т2, ввод 10 кВ Т2; отключен выключатель 10 кВ ВЛ 10 кВ № 508. На ВЛ 508 установлено переносное заземление между фазами «А» – «В» и землей. Далее ключом управления включается выключатель 10 кВ ВЛ 10 кВ № 508. Короткое замыкание на фидере 508 отключается терминалом защиты линии (МТЗ-610.3) с выдержкой 0,3 с. Действующее значение тока

включен по стороне 110 кВ, включен ввод 10 кВ Т2);

- включение Т2 со стороны 110 кВ на сквозное двухфазное КЗ с землей по стороне 10 кВ (предварительно включены ввод 10 кВ Т2, выключатель 10 кВ ВЛ 10 кВ № 508).

В каждом из опытов переносное заземление, имитирующее КЗ, устанавливалось на отходящей ВЛ 10 кВ № 508. Схема РУ в части ОРУ-110 кВ была следующая: линейный разъединитель ВЛ 110 кВ «Клецк» отключен, питание РУ осуществляется от ВЛ 110 кВ «Ляховичи», секционный

выключатель СВМ-110 кВ включен (рис. 1). Вся нагрузка 2-й секции 10 кВ РУ «Синявка» была переведена на другие источники питания. Для проверки дифференциальной защиты в режимах насыщения ТТ в ячейке ввода 10 кВ Т2 были заменены трансформаторы тока 600/5 на 150/5.

Были установлены следующие времена срабатывания максимальных токовых защит (МТЗ):

- МТЗ-110 кВ Т2 (действует на отключение ВМ 110 Т2) – $t_{cp} = 1$ с;
- МТЗ-10 кВ Т2 (действует на отключение ввода 10 кВ Т2) – $t_{cp} = 0,5$ с;
- МТЗ-10 кВ Т2 (действует на отключение выключателя 10 кВ ВЛ 10 кВ №508) – $t_{cp} = 0,3$ с.

С целью не допустить мгновенного отключения КЗ токовой отсечкой (ТО) ВЛ 10 кВ № 508 время последней было увеличено до 0,3 с. Такие времена срабатывания были

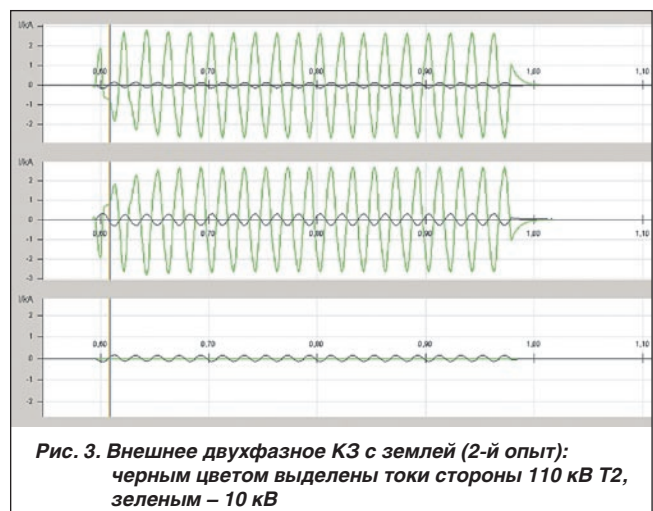


Рис. 3. Внешнее двухфазное КЗ с землей (2-й опыт): черным цветом выделены токи стороны 110 кВ Т2, зеленым – 10 кВ

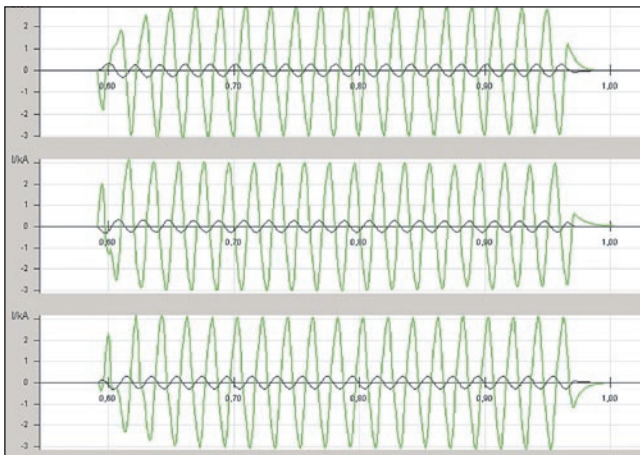


Рис. 5. Внешнее трехфазное КЗ с землей (3-й опыт): черным цветом выделены токи стороны 110 кВ T2, зеленым – 10 кВ

КЗ в сети 10 кВ достигало значения 1,8 кА (рис. 3).

При этом дифференциальные защиты не работали. Однако по осциллограммам видно, что в начальный момент внешнего КЗ (за счет аperiodической составляющей) есть дифференциальный ток в зоне срабатывания. Оба цифровых терминала отслеживают этот режим и блокируют работу дифференциальной ступени. МР801 блокируется по второй гармонике.

3. Включение ВЛ 10 кВ № 508 на трехфазное КЗ с землей

В исходном режиме включены выключатели ВМ 110 Т2, ввод 10 кВ Т2; отключен выключатель 10 кВ ВЛ 10 кВ № 508. На ВЛ 508 установлено переносное заземление между фазами «А» – «В» – «С» и землей (рис. 4).

В ходе опыта ключом управления включается выключатель 10 кВ ВЛ 10 кВ № 508. Короткое замыкание на фидере 508 отключается терминалом защиты линии (МТЗ-610.3) с выдержкой 0,3 с. Действующее значение тока КЗ в сети 10 кВ достигало значения 2,3 кА (рис. 5).

Дифференциальные ступени не срабатывают. Как и в предыдущем



Рис. 4. Установка переносного заземления в три фазы

случае, на осциллограмме терминала МР801 видны пуски измерительных органов и блокировки.

4. Включение Т2 со стороны 110 кВ на сквозное двухфазное КЗ с землей по стороне 10 кВ

В исходном режиме включены ввод 10 кВ Т2, выключатель 10 кВ ВЛ 10 кВ № 508; отключен выключатель ВМ 110 Т2. На ВЛ 508 установлено переносное заземление между фазами «А» – «В» и землей.

Ключом управления включается выключатель ВМ 110 Т2. Короткое замыкание на фидере 508 отключается терминалом защиты линии (МТЗ-610.3) с выдержкой 0,3 с. Действующее значение тока КЗ в сети 10 кВ достигало значения 1,96 кА (рис. 6).

Дифференциальные защиты не срабатывают при одновременном намагничивании трансформатора и сквозном токе КЗ.

В испытаниях приняли участие проректор БНТУ по научной и инновационной работе Ф.А. Романюк, специалисты РУП «Белэлектромонтажналадка» (главный инженер И.Ч. Стрелюк, начальник УПР С.П. Королев, инженер М.С. Ломан), СРЗАИ РУП «Минскэнерго» (начальник СРЗАИ О.П. Редковец, заместитель начальника СРЗАИ А.В. Ковалевский), СРЗАИ филиала «Столбцовские электрические сети» РУП «Минскэнерго» (начальник СРЗАИ В.И. Ярмак и др.).

Лабораторная часть эксперимента

Ввиду риска повреждения силового трансформатора опыты вну-

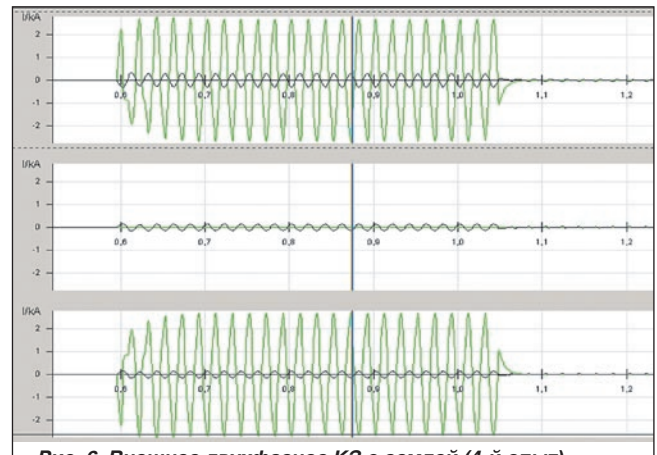


Рис. 6. Внешнее двухфазное КЗ с землей (4-й опыт) с намагничиванием силового трансформатора: черным цветом выделены токи стороны 110 кВ T2, зеленым – 10 кВ

тренного короткого замыкания в реальной сети проведены не были. Однако во всех проведенных опытах с цифровых терминалов защит были сняты файлы осциллограмм.

С помощью испытательного устройства, позволяющего выдавать значения токов и напряжений, по полученным в цифровых терминалах файлам-осциллограммам на вход шкафа, в котором были смонтированы оба терминала дифференциальной защиты, подавались токи одного плеча дифференциальной защиты. При этом токи второго плеча (опыты № 2–4) программно исключались из файла испытательного устройства. Обе защиты надежно обрабатывали на отключение.

В другой серии опытов ток подавался в оба плеча защиты, при этом плечо 10 кВ было развернуто на 180°, то есть имитировалось КЗ в зоне действия защиты (опыты № 2–4). Как и в предыдущих испытаниях, обе защиты надежно обрабатывали на отключение.

Выводы

Результаты проведенных натуральных испытаний устройства дифференциальной защиты трансформатора МР801 производства РУП «Белэлектромонтажналадка» показывают, что оно надежно блокируется при бросках тока намагничивания и при сквозных КЗ, четко срабатывает при внутренних повреждениях и не срабатывает из-за насыщения трансформаторов тока, установленных по низкой стороне силового трансформатора.

О НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНОСТИ ТЕРРИТОРИИ ОРШАНСКОЙ ВПАДИНЫ

Во всем мире потребность в энергоносителях продолжает расти. Несмотря на повышенное в связи с этим внимание к альтернативным источникам энергии, поиски новых месторождений углеводородного сырья не утратили актуальности и остаются приоритетным направлением геологических исследований. Основным объектом исследований на нефть и газ в Беларуси продолжает оставаться Припятская нефтеносная область, между тем серьезный интерес в этом направлении может представлять Оршанская впадина – одна из крупнейших геологических структур на территории республики.

На сегодняшний день объем знаний о геологическом строении Оршанской впадины (рис. 1), особенно нижних этажей осадочного чехла, весьма скромнен. На интересующей нас территории Витебской мульды (рис. 2, 3) площадью около 5 000 км² к настоящему времени пробурено всего две скважины, прошедшие всю толщю осадочного чехла и вскрывшие породы кристаллического фундамента. При этом ни из одной скважины не получено притока нефти. Вместе с тем по мере изучения территории исследователи получают все новые и часто неожиданные данные о геологии региона.

История геолого-геофизических исследований северной части Оршанской впадины

Исследования Оршанской впадины начались еще до революции. Тогда была разработана стратиграфическая схема Главного девонского поля и сделано заключение о распространении на территории современной Оршанской впадины древнепалеозойских отложений. В довоенный период (1918–1940 годы) изыскания были продолжены. В марте 1933 года в Центральный научно-исследовательский геологоразведочный инсти-



И.М. ГАВРИЛОВ,
заведующий лабораторией
дистанционных методов
исследований Земли в геологии
НПРУП «Космоаэрогеология»



О.Л. КАШТЕЛЯН,
младший научный сотрудник
лаборатории дистанционных
методов исследования
Земли в геологии НПРУП
«Космоаэрогеология»

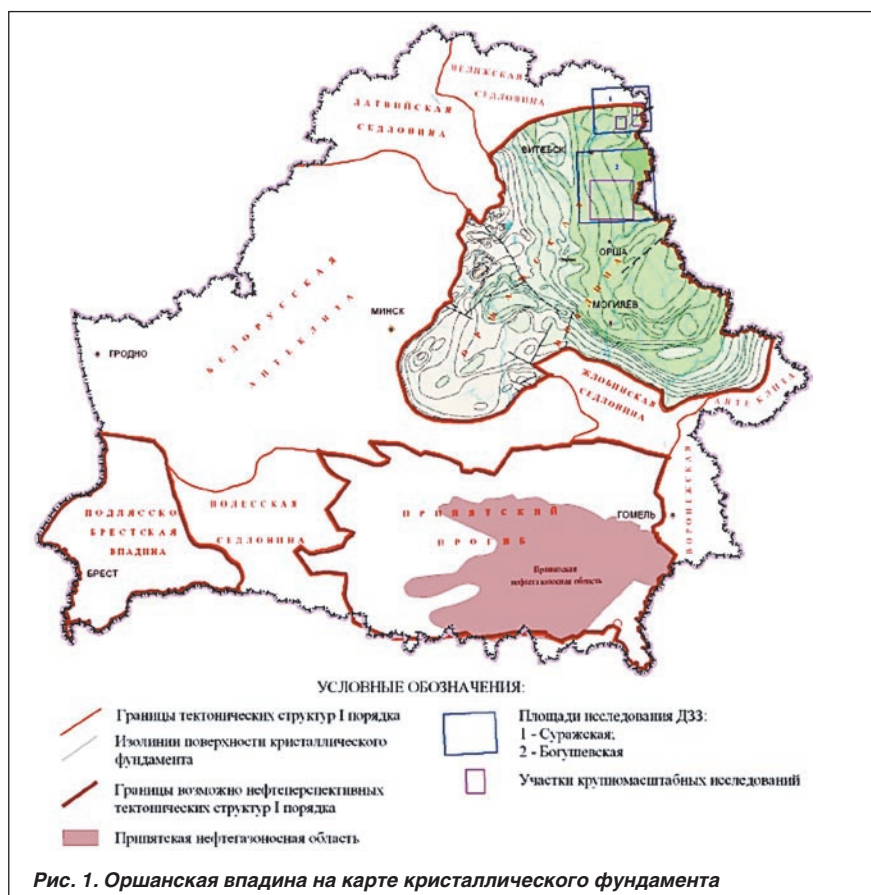
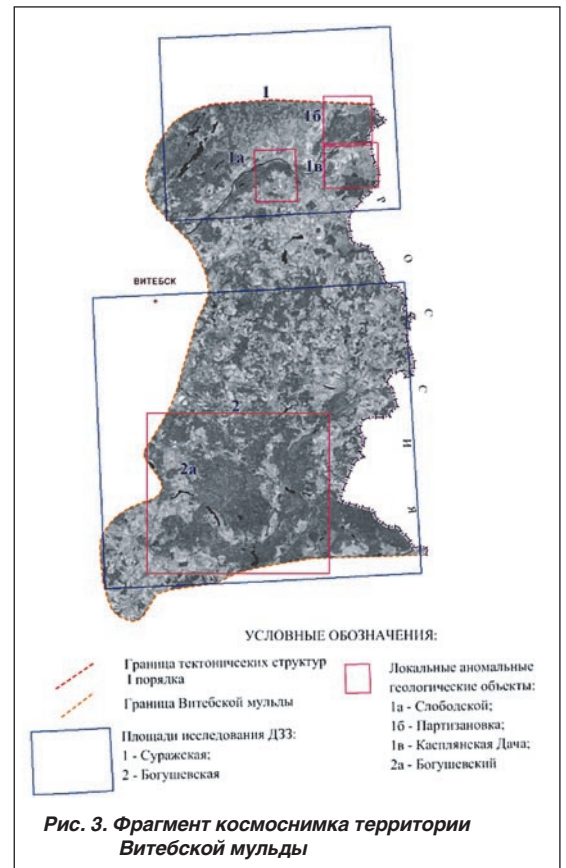
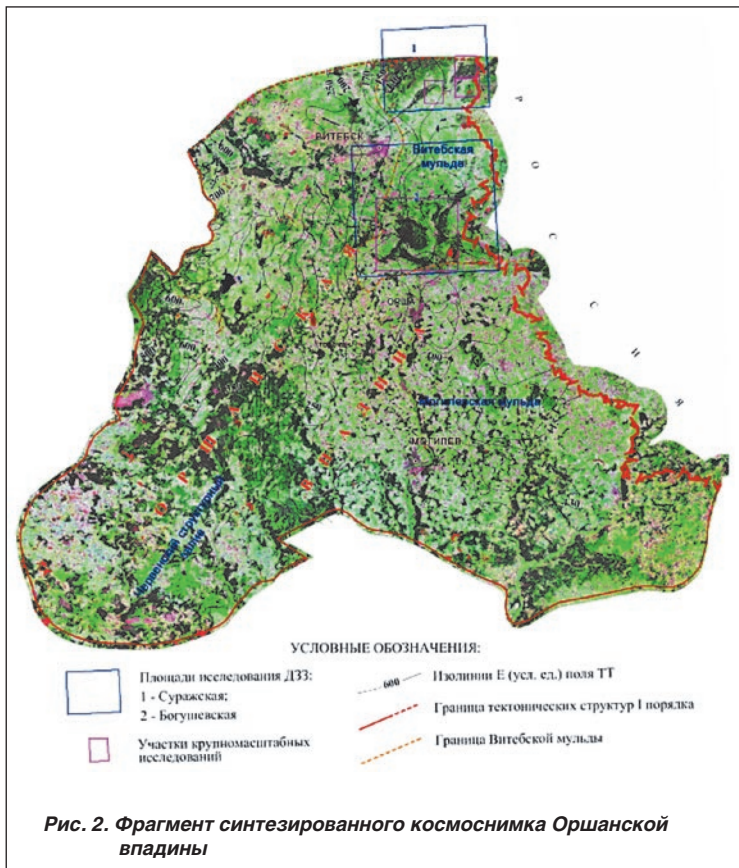


Рис. 1. Оршанская впадина на карте кристаллического фундамента

тут (ЦНИГРИ) представляют доклад «О результатах магнитометрических работ 1932 года по БССР». В этот период геологические исследования продолжаются в различных частях республики.

На основе анализа крупных тектонических структур и обнаружения в пределах Припятской впадины соляных вод, соляных структур (и обычно связанных с ними нефтяных залежей) в 1939 году Институтом геологии АН БССР территория Припятского прогиба отнесена к нефтеперспективным.

Это надолго отодвигает исследование Оршанской впадины, и даже в послевоенный период ее территория не входит в список приоритетных



объектов для геологических исследований и изучается малыми силами. Лишь к 1966 году обосновывается ее современное строение и в 1968-м принимается решение о бурении Оршанской опорной скважины.

В результате изучения каменного материала и данных геофизических исследований опорной скважины, а также глубоких скважин восточной Беларуси, Смоленской и Брянской областей были решены основные вопросы стратиграфии региона, произведено подробное геологическое описание, установлены основные этапы формирования Оршанской впадины и сделано заключение о ее нефтегазоперспективности.

Однако в 1980-х годах финансирование исследований нефтегазоносности территории Оршанской впадины стало сокращаться и к началу 1990-х годов практически прекратилось.

Несмотря на то что после 1990 года была создана Государственная геологическая служба Республики Беларусь, геофизические исследования продолжались в незначительных объемах, которые включали высокоточные грави- и магниторазведочные работы, профильные сейсморазведочные.

В результате комплексного анализа сейсморазведочных, магниторазве-

дочных и высокоточных гравиметрических данных было рекомендовано пробурить поисковую скважину в нескольких километрах севернее н.п. Сураж, что и было сделано в 2007 году.

Данные, полученные в результате исследований скважины Суражская-1, не дали ответа на вопрос о нефтеперспективности Витебской мульды, но позволили уточнить геологическую интерпретацию накопленных геофизических материалов и подтвердили сложное геологическое строение северной части Оршанской впадины.

За более чем 50-летний период так и не было выработано системного подхода к изучению этой территории. С начала 2007 года к исследованиям Суражской площади добавились дистанционные методы, применение которых на базе современных географических информационных систем (ГИС) в корне изменило их поисковые возможности.

Прогнозная оценка нефтеперспективности Оршанской впадины

Оршанская впадина как объект поисковых работ на нефть оценивалась и оценивается исследователями крайне неоднозначно. Так, если А.М. Жирмунский считал ее продол-

жением Полесского меридионального поднятия, что в принципе предполагает высокую вероятность обнаружения там нефти, то по мнению В.И. Маевского заключение А.М. Жирмунского о существовании в Городокско-Невельском районе меридиональной антиклинальной складки девонских пород не соответствует действительному положению [1].

В послевоенный период В.А. Шидловский утверждал, что тектонические особенности позволяют считать район перспективным на газ и нефть. Он отмечал, что юго-восточнее г.п. Городок в районе д. Кабище и д. Курино выявлена структура субширотного простираения. При высоте 55–62 м длина ее достигает 24 км, а ширина – 6 км. Структура разделена широкой седловиной на две части. В С-З части района, северо-восточнее г.п. Езерище, отмечалась структура, имеющая высоту над днищем ложбины около 55 м. В восточной части района, юго-восточнее и северо-восточнее г.п. Усвяты, отмечался ряд структур широтного и субширотного простираения, уходящих за пределы района [2].

Положительные структуры, по мнению геологов-съемщиков, могут свидетельствовать о присутствии коллекторов нефти и газа, поэтому при поисках углеводородов в преде-

лах листа N-36-I было рекомендовано в первую очередь проводить работы на такого рода структурах. Кроме того, о возможном присутствии здесь газа может свидетельствовать нефтегазопроявление в Смоленской опорной скважине, расположенной в пределах той же структурной области, что и исследуемый район.

Проявления нефти в Смоленской опорной скважине встречены в низах рифейских отложений, соответствующих оршанской свите по стратиграфической схеме Беларуси. При анализе результатов газового каротажа в Городокской опорной скважине № 144 отмечалось резкое повышение содержания углеводородов и свободного водорода на глубине 810–830 м, 850–870 м – в породах валдайской серии нижнего кембрия и 884–908 м, 935–955 м – в отложениях оршанской свиты белорусской серии.

В 1960-х годах исследователь М.Я. Цауне в отчете о комплексной геологической съемке настаивала на необходимости постановки специальных работ по выяснению нефтегазоносности древнепалеозойских отложений [3].

Надо отметить, что еще в 1940-е годы ряд исследователей высказывал предположение о возможном наличии нефти и газа в отрицательной структуре, расположенной в районе Могилева, Орши, Кричева. Позднее

уверенность в положительной оценке перспектив нефтегазоносности возросла. По мнению В.А. Лапуты эта уверенность основывалась на том, что в верхнепротерозойских отложениях были обнаружены хлор-кальциевые воды с минерализацией 116 г/л, высокой хлоридностью, низкой сульфатностью и повышенной метаморфизацией. В условиях глубокого погружения (Московская синеклиза) в отложениях терригенной формации значительно повышается содержание серы (0,2–4,0%), хлороформенных битумоидов (до 0,954%) и последние нередко приобретают нефтяной характер. Поэтому не случайно из отложений этой формации на Даниловской площади (Припятский прогиб) получены притоки нефти.

В.А. Лапутя отмечает, что перспективы нефтегазоносности Оршанской впадины снижают неудовлетворительные гидрогеологические условия. Лишь по одной скважине Рудненская Р-1 имеются сведения о незначительных проявлениях нефти (запах битумов или керосина). Других более или менее значительных сведений о нефти и газопроявлениях в изученных скважинах нет [4].

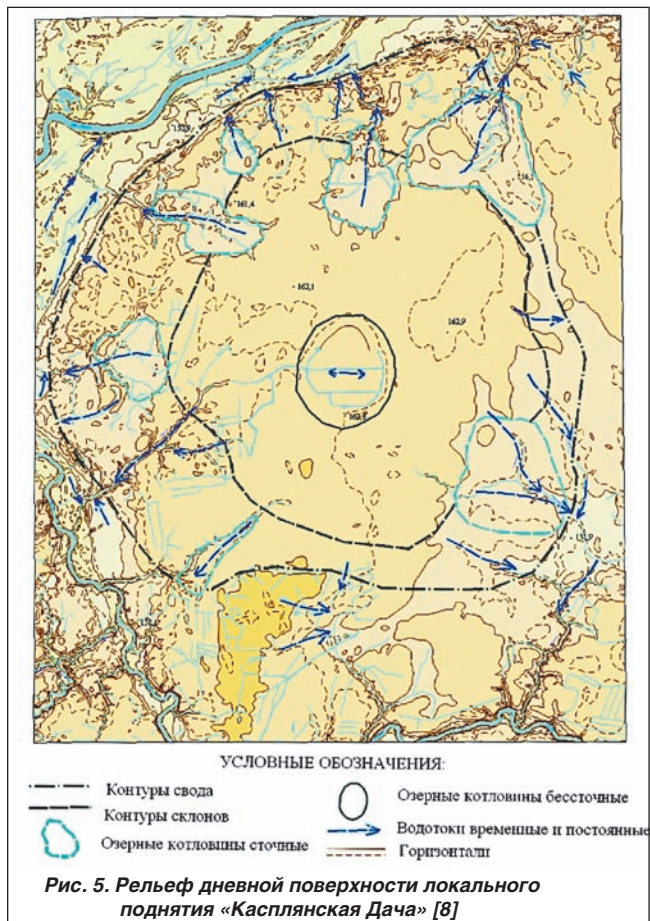
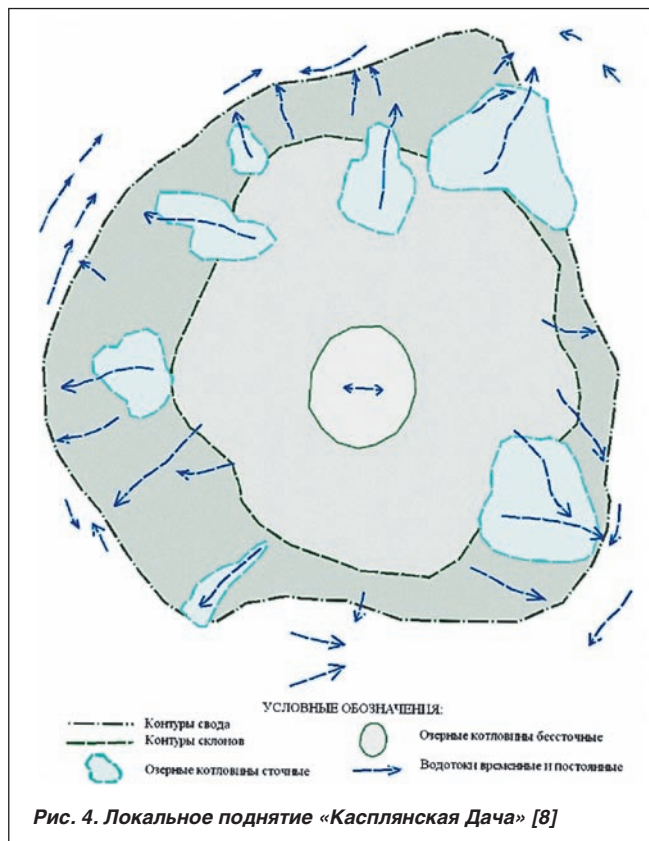
Позже коллектив авторов (В.Я. Бессонова и А.М. Синичка) рекомендовал продолжить исследова-

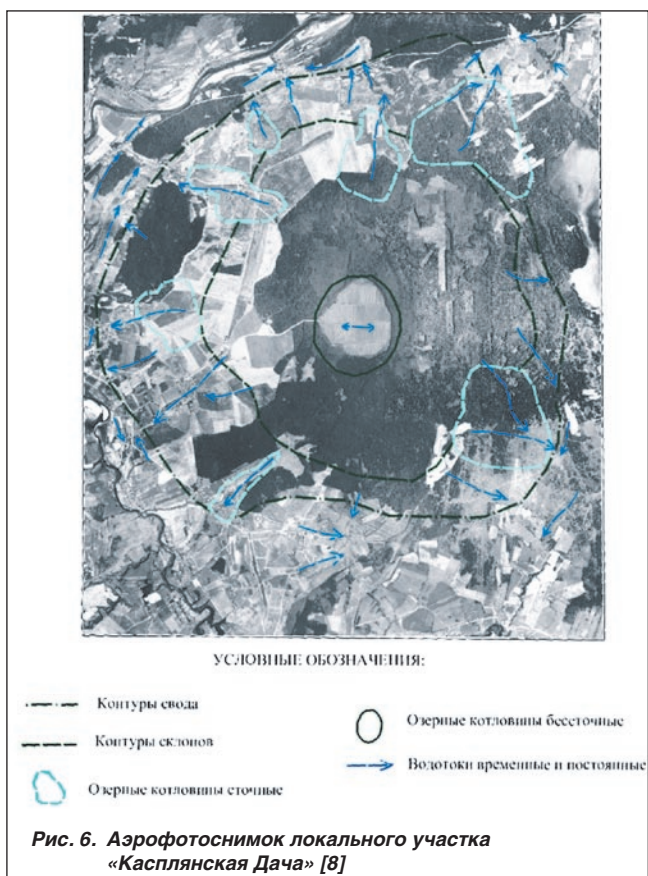
ния в Оршанской впадине по двум направлениям:

- а) региональные исследования с целью изучения общих закономерностей строения региона;
- б) нефтепоисковые работы для окончательного решения о целесообразности дальнейшего их проведения в регионе.

Региональные работы в Оршанской впадине рекомендуются в объеме двух сейсмических профилей и 8 профильных скважин глубиной от 1 450 до 1 650 м (общий объем бурения 12 тыс. м). Специальные нефтепоисковые работы рекомендуется провести на трех скважинах общим объемом бурения 4 500 м: на одной – в районе г.п. Богушевск глубиной до 1 650 м и на двух – на Среднеоршанской перемычке глубиной до 1 400–1450 м. После выполнения намеченных работ (структурного бурения в объеме около 16,5 тыс. м и проведения региональных сейсмических исследований) можно будет дать окончательную и достаточно обоснованную оценку перспектив нефтегазоносности Оршанской впадины [5].

Несмотря на то что эти рекомендации сделаны еще в 1972 году, реализованы они не были. А более поздние исследователи (Р.Е. Айзберг, Р.Г. Га-





рецкий, А.В. Кудельский, А.В. Матвеев) утверждают, что после бурения Суражской параметрической скважины на северном замыкании Оршанской впадины и предварительного геолого-геохимического анализа керна, изучения данных ГИС и региональных сейсмических работ надежд на выявление залежей углеводородов в пределах белорусской территории этой впадины осталось очень мало [6].

Как видим, ответ на вопрос, есть ли на территории Оршанской впадины в пределах Беларуси залежи углеводородов, остается открытым.

Исследования Оршанской впадины дистанционными методами

Несмотря на отрицательную оценку нефтеперспективности Оршанской впадины, данную рядом ученых, интерес к проблеме не уменьшился. С начала 2007 года исследования этой территории были возобновлены. Значительная работа по изучению неотектонического строения северной части Оршанской впадины проведена сотрудниками лаборатории дистанционных методов исследований Земли в геологии совместно с отделом нефти и газа РУП «БелНИГРИ» при финансовой поддержке РУП «Белгеология».



Рис. 7. Проявление остатков углеводородов в карьере Гралево

Работа была выполнена на базе современных ГИС технологий, что в корне изменило поисковые возможности дистанционных исследований и всего комплекса методов, данные

которых были использованы.

Исследования базировались на комплексном анализе, обработке и обобщении геологических, геофизических материалов и данных дистанционного зондирования. Причем необходимо отметить, что ключевыми являлись именно дистанционные методы, которые кроме общепризнанного преимущества – возможности создания снимков высокого разрешения имеют целый ряд других достоинств. Благодаря использованию современных ГИС появилась возможность работать одновременно с большим количеством геолого-геофизической информации, вести исследования территории на разных уровнях генерализации (в любых необходимых для исследователя масштабах) данных аэро- и космических съемок, наносить на электронную топографическую основу информацию любого геологического содержания и создавать картографические документы с практически неограниченным количеством слоев. Это позволяет проводить комплексный анализ всех исходных геолого-геофизических данных на дистанционной основе, роль которой выполняет космический снимок или мозаика аэроснимков, имеющих координатную привязку.

Основными объектами изучения (дешифрирования), которые могут

контролировать нефтегазоносность, являются структурные элементы различных рангов и типов – блоковые и разрывные структуры фундамента и осадочного чехла. Особая роль при оценке перспективности территории принадлежит кольцевым структурам поднятия. Тектонические неоднородности глубоких горизонтов чехла и фундамента проявляются на поверхности благодаря влиянию неотектонических движений, уплотнению, проседанию и трещинообразованию в отложениях, перекрывающих нефтегазовые резервуары. На подвижки блоков фундамента и чехла реагирует ландшафт. Поэтому ведущую роль при дешифрировании прогнозных структур играет геоиндикационный анализ.

Дистанционные исследования крупных нефтегазоносных структур российскими геологами показали, что отдешифрированные объекты могут полностью соответствовать нефтегазоносной структуре или быть значительно больше по размеру, а месторождения оказываются приуроченными к локальным структурам на их периферии.

Целью работы лаборатории дистанционных методов исследований в геологии было выявление таких структурных элементов в пределах Суражской и Богушевской площадей. Работа проводилась на трех уровнях генерализации исходных данных: первый – мелкомасштабные (1 : 500 000) исследования района, охватывающего прилегающие к Суражской и Богушевской площадям территории; второй – исследования Суражской и Богушевской площадей в масштабе 1 : 50 000; третий – крупномасштабные исследования локальных аномальных

объектов (прогнозных участков), основанные на работе с аэрофотоснимками высокого разрешения [7, 8].

В результате геологической интерпретации данных специализированного дешифрирования было выделено несколько геологических объектов, представляющих поисковый интерес. Объекты отличаются хорошо выраженные признаки, присущие нефтегазоносным структурам.

На рис. 4–6 представлены изображения одного из аномальных объектов «Каспьянская Дача» на аэрофотоснимке, в рельефе дневной поверхности и в схематическом виде, где показаны основные признаки, присущие локальному поднятию. В нефтегазоносных районах структуры подобного рода являются отражением месторождений на дневной поверхности.

Структура находится в 8 км восточнее г. Суража, с трех сторон ограничена реками Каспля и Западная Двина. Район ее расположения представляет аккумулятивную равнину с характерными признаками локального поднятия, слабо выраженного в рельефе. В структурно-тектоническом плане это зона влияния межрегионального Каспьянского и регионального Двинско-Велижского разломов, проникающих на современный денудационный уровень, а также разлома северо-восточного направления, в пределах структуры практически не выраженного. Ее диаметр по внешнему контуру свода составляет около 8 км (см. рис. 4–6).

В гравитационном поле большей части Каспьянского объекта соответствует слабоинтенсивная отрицательная аномалия Δg лок, что можно интерпретировать как наличие здесь зоны разуплотнения пород кристаллического фундамента. А если поднятия, которые мы видим в рельефе дневной поверхности, сформированы с участием рельефа дочетвертичных отложений, то повышенная трещиноватость будет характерна и для пород осадочного чехла [8], возможно, являющихся коллектором для углеводородов.

Полученная информация дает основание для продолжения поисковых работ на территории северной части Оршанской впадины. В первую очередь целесообразно доизучение природы выделенных объектов комплексом геофизических методов и обоснование мест заложения поисковых скважин.

Кроме того, мы посчитали не лишним включить в статью результаты

исследований, проведенных одним из ее авторов в крупнейшем карьере Беларуси по добыче доломита. Карьер находится в непосредственной близости от выделенных нами аномальных объектов. В процессе обследования юго-восточной части горной выработки (рис. 7) на отметках 122–123 м в образованиях девона были отобраны пробы пород, не типичные для этой толщи (рис. 8).

После прогрева образцов в пламени спиртовой горелки от них исходил запах керосина. А так как месторождение доломита Руба находится в тех же структурно-тектонических условиях, что и рекомендуемые нами для доизучения объекты, проявление остатков углеводородов в горной выработке всего в 25–35 км от их расположения повышает вероятность обнаружения здесь проявлений, а возможно, и месторождений нефти.

В условиях недостаточного финансирования геологоразведочных работ ответ на вопрос о нефтеперспективности белорусской территории Оршанской впадины получить практически невозможно. Выход может быть найден за счет привлечения инвестиций на взаимовыгодных условиях для государства и инвестора (например, путем объявления тендера на проведение поисковых работ). Крупные нефтедобывающие компании имеют весьма опытных экспертов, способных даже на таком этапе исследований по данным накопленной геолого-геофизической информации оценить соотношение степени риска и рентабельности инвестиций.

На основе уже изученного материала, полученного геологами и геофизиками за предшествующие десятилетия, комплексного анализа исходных данных на базе ГИС технологий, а также проявления остатков углеводородов можно с полным основанием считать, что территория северной части Оршанской впадины заслуживает большего внимания со стороны геологов, и в первую очередь геологов-нефтяников.

Геологическое доизучение выявленных локальных объектов, вклю-



Рис. 8. Образцы пород из карьера Гралево:

1–3 – слабосцементированный доломитовый песок с примесью углеводородов

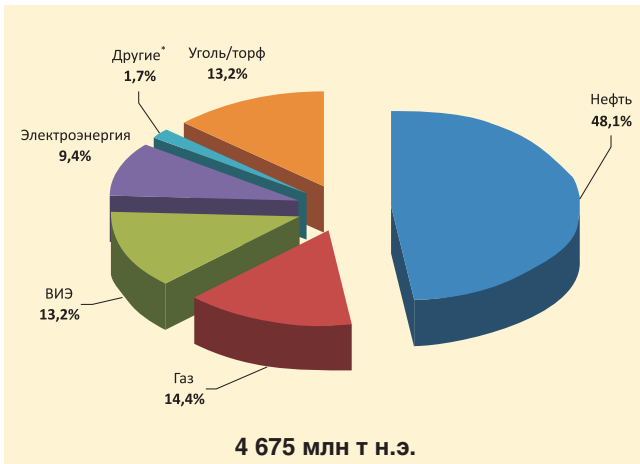
чающее бурение поисковых скважин, даст окончательный ответ на вопрос о нефтеперспективности территории и, вероятнее всего, откроет новую страницу истории геологических исследований.

Список литературы

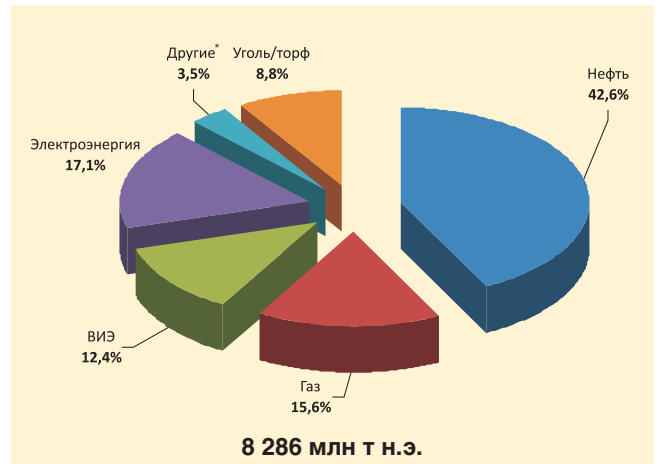
1. Маевский, В.И. Отчет о геологической съемке среднего масштаба N-36- I V, N-36-VII. ИГГ АН БССР. 1932–1934 гг. / В.И. Маевский. – 1934.
2. Шидловский, В.А. Отчет о комплексной геологической съемке масштаба 1 : 200 000 территории листа N-36-I / В.А. Шидловский. – 1960.
3. Цауне, М.Я. Отчет о комплексной геологической съемке масштаба 1 : 200 000 листа N-36-XIII (Орша) и дополнительных гидрогеологических исследованиях / М.Я. Цауне, Б.Н. Гурский. – 1960.
4. Лапуть, В.А. Геохимия нефтегазоносных отложений Белоруссии / В.А. Лапуть. – Минск: Наука и техника, 1983.
5. Бессонова, В.Я. Опорные скважины СССР. Опорная скважина № 2. Оршанская впадина / В.Я. Бессонова, А.М. Синичка. – Минск: Наука и техника, 1972.
6. Айзберг, Р.Е. Проблемы нефтегазоносности / Р.Е. Айзберг, Р.Г. Гарецкий, А.В. Кудельский, А.В. Матвеев // Літасфера. – 2010. – № 1(32).
7. Гаврилов, И.М. Изучение особенностей структурно-тектонического строения территории Оршанской (Суражская площадь) и Подляско-Брестской впадин на основе материалов дистанционного зондирования с целью рационального размещения региональных геологоразведочных работ на нефть и газ: отчет о НИР / И.М. Гаврилов [и др.]. – Минск, 2008.
8. Гаврилов, И.М. Проведение анализа, обработки и обобщения геологических, геофизических материалов и данных дистанционного зондирования на территории Суражской и Богушевской площадей Оршанской впадины: отчет о НИР / И.М. Гаврилов [и др.]. – Минск, 2009.

КОНЕЧНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЭР ПО ВИДАМ ТОПЛИВА В МИРЕ

1973 год



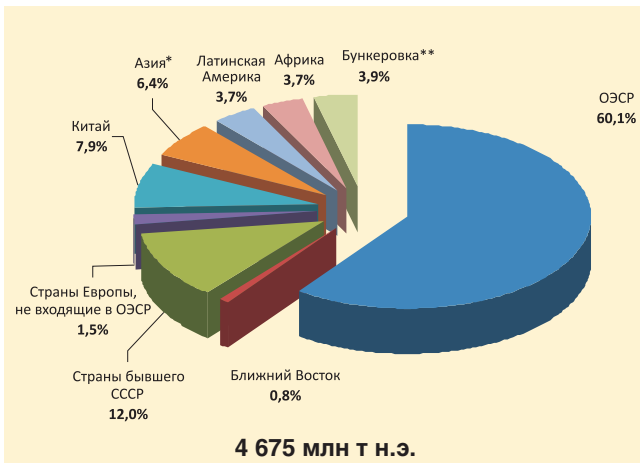
2007 год



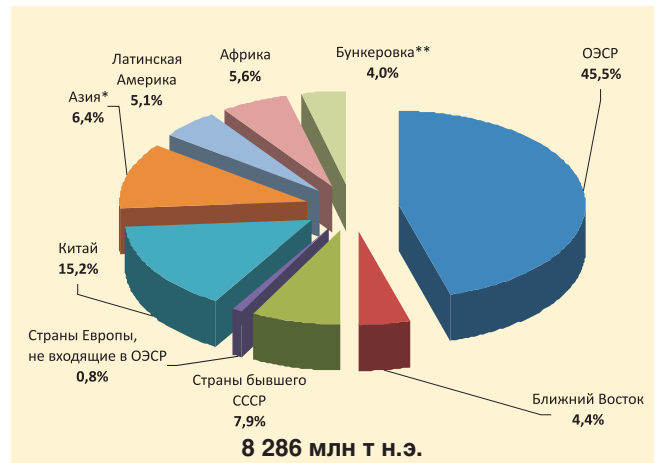
* Геотермальные источники, энергия солнца, ветра и др.

СТРУКТУРА КОНЕЧНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЭР ПО СТРАНАМ

1973 год



2007 год



* Кроме Китая.

** Топливо для морских судов и самолетов, совершающих международные рейсы.

ОЭСР – Организация экономического сотрудничества и развития, в которую входят Австралия, Австрия, Бельгия, Венгрия, Великобритания, Германия, Греция, Дания, Ирландия, Исландия, Испания, Италия, Республика Корея, Люксембург, Мексика, Нидерланды, Новая Зеландия, Норвегия, Польша, Португалия, Словакия, США, Турция, Финляндия, Франция, Чехия, Швеция, Швейцария, Япония.

Страны Европы, не входящие в ОЭСР: Албания, Босния и Герцеговина, Болгария, Македония, Гибралтар, Кипр, Мальта, Румыния, Сербия, Словения, Хорватия.

МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС

1973 год

млн т н.э.

Поставка и потребление ТЭР	Уголь/торф	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Ядерная энергия	Гидроэнергия	Горючие ВИЭ и отходы	Другие*	Всего
Производство	1 497,01	2936,72	–	993,07	53,05	110,23	646,08	6,13	6224,29
Импорт	140,04	1562,28	408,20	73,41	–	–	0,12	8,14	2192,19
Экспорт	-130,37	-1611,16	-438,59	-72,57	–	–	-0,19	-8,27	-2261,16
Изменение запасов ¹	12,22	-21,59	-15,80	-15,00	–	–	0,06	–	-40,11
Валовое потребление первичных ТЭР	1500,90	2866,25	-46,19	978,90	53,05	110,23	646,05	6,00	6115,21
Реклассификация ²	–	-46,49	48,52	–	–	–	–	–	2,02
Статистическая разница ³	10,04	11,83	-6,53	4,79	–	–	-0,04	-0,03	20,07
Электростанции	-559,58	-22,55	-319,24	-160,01	-52,95	-110,23	-2,94	502,69	-724,82
ТЭЦ	-86,31	–	-28,26	-50,85	-0,10	–	-0,75	100,70	-65,56
Котельные	-7,80	–	-0,90	-0,69	–	–	-0,80	7,11	-3,08
Газовые заводы	-9,86	-0,60	-9,10	13,52	–	–	–	–	-6,04
НПЗ	–	-2783,39	2761,29	–	–	–	–	–	-22,10
Трансформация угля	-183,63	–	-3,40	-0,19	–	–	-0,08	–	-187,30
Установки для производства сжиженного газа	-0,73	0,23	–	–	–	–	–	–	-0,50
Другие виды трансформации	–	5,08	-5,48	-0,03	–	–	-23,21	–	-23,63
Собственные нужды	-34,15	-2,59	-162,76	-106,58	–	–	-0,19	-57,58	-364,04
Потери при распределении	-7,41	-7,07	-0,27	-7,49	–	–	-0,29	-43,07	-65,60
Конечное потребление ТЭР	621,48	20,70	2227,69	671,37	–	–	617,77	515,63	4674,64
Промышленный сектор	357,29	16,38	431,93	362,02	–	–	90,96	286,35	1544,93
Транспорт**	33,00	–	1019,51	17,72	–	–	0,33	10,59	1081,15
Прочие	225,18	0,0	521,07	273,26	–	–	526,48	218,68	1764,67
Неэнергетическое применение топлива ⁴	6,02	4,32	255,19	18,37	–	–	–	–	283,89

МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС

2007 год

млн т н.э.

Поставка и потребление ТЭР	Уголь/торф	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Ядерная энергия	Гидроэнергия	Горючие ВИЭ и отходы	Другие*	Всего
Производство	3208,54	4000,95	–	2498,03	709,14	264,74	1175,12	83,01	11939,53
Импорт	589,63	2350,05	972,51	757,55	–	–	5,58	53,27	4728,59
Экспорт	-602,67	-2217,49	-1024,66	-742,66	–	–	-4,65	-53,35	-4645,48
Изменение запасов	-9,18	-1,54	10,07	6,94	–	–	0,34	–	6,64
Валовое потребление первичных ТЭР	3186,32	4131,97	-42,08	2519,87	709,14	264,74	1176,39	82,93	12029,27
Реклассификация ²	–	-146,65	166,61	–	–	–	–	–	19,96
Статистическая разница	12,77	-7,61	-12,31	13,83	–	–	-0,25	0,57	7,00
Электростанции	-1883,67	-27,11	-216,90	-609,03	-702,82	-264,74	-48,34	1470,39	-2282,22
ТЭЦ	-183,29	-0,05	-25,86	-295,88	-6,32	–	-28,29	322,70	-216,98
Котельные	-99,95	-0,71	-12,28	-87,43	–	–	-7,34	167,93	-39,78
Газовые заводы	-14,39	–	-3,07	10,87	–	–	–	–	-6,59
НПЗ	–	-3959,95	3913,99	-0,57	–	–	–	–	-46,53
Трансформация угля	-195,02	0,02	-3,07	-0,17	–	–	-0,00	–	-198,24
Установки для производства сжиженного газа	-18,23	8,26	–	-5,74	–	–	–	–	-15,71
Другие виды трансформации	0,01	29,15	-30,10	-1,93	–	–	-52,09	–	-54,96
Собственные нужды	-73,18	-9,38	-216,91	-220,56	–	–	-10,85	-177,67	-708,54
Потери при распределении	-2,66	-3,91	-0,32	-27,06	–	–	-0,24	-166,43	-200,62
Конечное потребление ТЭР	728,71	14,05	3517,69	1296,19	–	–	1029,00	1700,41	8286,07
Промышленный сектор	583,23	4,68	319,36	461,34	–	–	188,78	717,32	2274,72
Транспорт**	3,53	0,01	2160,94	74,77	–	–	34,15	23,34	2296,73
Прочие	110,21	0,22	453,44	614,99	–	–	8006,06	959,75	2944,68
Неэнергетическое применение топлива	31,75	9,15	583,95	145,09	–	–	0,01	–	769,94

¹ Изменение запасов – разница между запасами топлива на начало (1 января) и конец (31 декабря) года.

² Реклассификация – преобразование или трансформация топлива в связи с изменением его свойства (например, нефть в нефтепродукты).

³ Статистическая разница – категория, включающая сумму необъяснимых статистических различий отдельных видов топлива, так как они представлены в исходной статистике. Сюда же относятся статистические различия, вызванные разнообразием конверсионных коэффициентов в колонке «Уголь/торф».

⁴ Неэнергетическое применение топлива – использование топлива за пределами энергетического сектора экономики, например в нефтехимической промышленности.

* Геотермальные источники, энергия солнца, ветра и др.

** Включая топливо для морских судов и самолетов, совершающих международные рейсы.

По материалам интернет-сайтов подготовила Виктория ЯКОВЛЕВА

ПЕРВЕНЦУ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ – 80 ЛЕТ

8 ноября 2010 года 80-летний юбилей отметила Белорусская ГРЭС. Сегодня ее установленная мощность составляет 7,5 МВт – по современным меркам это небольшая доля в энергетическом балансе республики. Однако, как и десятилетия назад, станция является историческим символом рождения большой электроэнергетики нашей страны. Все появившиеся после нее ГРЭС и ТЭЦ возведены на «белгрэсовском фундаменте» – фундаменте знаний, опыта и мастерства трудившихся здесь рабочих, инженеров и техников.

Можно считать, что история Белорусской ГРЭС началась еще в 1920-е годы – в период интенсивного восстановления и развития народного хозяйства СССР. Согласно плану ГОЭЛРО основной его реконструкции должна была стать электрификация. Первым государственным планом развития народного хозяйства на основе электрификации намечалось в течение 10–15 лет построить 30 электростанций. Их было возведено значительно больше. Одной из них стала Белорусская ГРЭС.

Решение о начале строительства Осиновской электростанции на торфе было утверждено постановлением № 327 Совета труда и обороны от 6 мая 1927 года. Будущее сооружение признавалось государственной районной станцией союзного значения. Выбор площадки для строительства не случайно пал на деревню Орехи Витебской области. Полноценная работа станции была возможна только при наличии достаточного количества топлива, а расположенные рядом Осиновские болота площадью около 6 тыс. га имели запас торфа более 11 млн т, которого хватило бы примерно на 40 лет работы станции. Большое Ореховское озеро решало вопрос технического водоснабжения. Удачным было выбранное место и с точки зрения распределения нагрузки: на севере потребителем являлся Ви-



тебск, на юге – Орша, Дубровно, Барань, Шклов, Копысь, Могилев.

11 июля 1927 года стало днем закладки первого камня в основание будущей станции. Так началось строительство первенца отечественной энергосистемы – Белорусской ГРЭС, положившей начало развитию энергетической отрасли. На строительстве электростанции и жилых домов для ее будущих сотрудников работало около двух тысяч человек из разных уголков Беларуси, России и Украины. Благодаря их энтузиазму, неиссякаемой энергии и целеустремленности БелГРЭС была сооружена в короткие сроки.

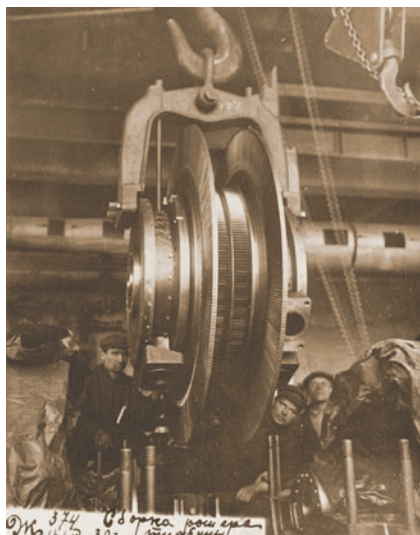
8 ноября 1930 года эта крупнейшая в довоенный период станция дала первый промышленный ток. К этому времени были возведены и первые линии электропередачи напряжением 110 кВ, отходящие от БелГРЭС на Витебск, Шклов, Могилев, и линии напряжением 35 кВ на Оршу, «Осинторф» и Дубровно. После того как в 1939 году было завершено сооружение второй очереди БелГРЭС, ее общая мощность достигла 32 МВт.

Два первых агрегата и вспомогательное оборудование поставлялись и монтировались иностранными фирмами. Третий агрегат мощностью 12 тыс. кВт был изготовлен Кировским заводом, а монтаж и наладку оборудования выполнили белорусские специалисты под ру-

ководством шеф-инженеров советских заводов-поставщиков.

В котельном цеху были установлены пять котлов с цепными решетками для сжигания кускового торфа и присадкой 20 % фрезерного. Дутьевые вентиляторы и дымососы располагались на дымососной этажерке. Каждый котел имел отдельную металлическую дымовую трубу. В машинном зале были смонтированы три турбогенератора: два – шведской фирмы «Юнгстрем» с турбинами конденсационного типа мощностью по 10 000 кВт, один – с турбиной ТН-65 конденсационного типа мощностью 12 000 кВт производства Кировского завода. Химводоочистки станция не имела. Добавок питательной воды приготавливался в испарителях, работавших на озерной воде.

Торф на БелГРЭС доставлялся по узкоколейной железной дороге с полей торфомассива «Осинторф», находящегося в 25 км от электростанции. На бункерную галерею вагонетки с торфом поднимались по наклонной эстакаде двумя фуникулерными установками. Зола и шлак отвозились на золоотвал в вагонетках с применением конной тяги. Вблизи главного корпуса располагались закрытое распределительное устройство 35 кВ и открытая подстанция 110 кВ, механическая мастерская, водонасосная хозяйственно-противопожарного водопровода и другие сооружения.



Сборка ротора, 1930 год



Доставка торфа в корзинах в 40-е годы

Выработка электроэнергии ГРЭС составляла более 30 % от всей производимой в БССР. К началу Великой Отечественной войны станция вырабатывала 1 млрд 552 млн кВт·ч электроэнергии – это очень большая цифра для того времени.

Осиновская электростанция в корне изменила экономику всего района. Одновременно с БелГРЭС выросли благоустроенный жилой поселок, школа, Дом культуры, столовая, детский сад. Из тысяч людей, строивших первую в Беларуси крупную электростанцию, многие стали ее сотрудниками. Они освоили оборудование, совершенствовали технологические процессы, добивались высоких результатов в работе.

Великая Отечественная война разрушила планы энергетиков. В начале июля 1941 года с приближением линии фронта к БелГРЭС был получен приказ о демонтаже и эвакуации оборудования и основных специалистов. Разобрать успели только две турбины. На восток ушло 86 вагонов и платформ с оборудованием. Оставшиеся турбину и оборудование пришлось взрывать.

Многих работников станции призывали в ряды Красной Армии, часть специалистов по заданию партийных органов осталась в тылу врага для подпольной работы, но костяк профессионального коллектива во главе с директором «Белэнергокомбината» Я.Е. Ботвинником был эвакуирован в Москву. Среди них И.Н. Александров, К.С. Умецкий, В.М. Фурманов, И.И. Сергейчик, В.И. Гайдуков, В.О. Рацевич, Ф.М. Балашов, И.Я. Ефимовский, В.А. Коробин, Н.А. Кунцевич,

Д.Н. Воронин, Е.К. Сарамок и др. Оттуда белорусских энергетиков направили на Урал и в Куйбышев, где они должны были организовать работу эвакуированного оборудования.

Два вывезенных турбогенератора со вспомогательным оснащением были установлены на Урале в г. Кирово-Чепецке и в течение всей войны успешно справлялись со своей задачей, обеспечивая энергией предприятия оборонной промышленности.

После Победы оборудование было возвращено в республику и началось восстановление электростанции. Это оказалось нелегким делом. Только в 1953-м мощность БелГРЭС достигла довоенного уровня.

В последующие годы происходила интенсивная модернизация оборудования, включавшая перевод станции на сжигание фрезерного торфа вместо кускового, а затем – на топочный мазут. В 1999 году котлы БелГРЭС были переведены на природный газ.

Белорусская ГРЭС сегодня

В настоящее время в рамках выполнения Концепции энергетической безопасности и Государственной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергосистемы разработан и успешно реализован проект по строительству на Белорусской ГРЭС энергоблока в составе турбины мощностью 1,5 МВт и котла, работающих на древесном топливе и торфе.

Паровой котел функционирует на основе современной технологии сжигания топлива в кипящем слое нагретого до температуры 800 °С кварцевого песка. С момента установки котлоагрегата (2006 год) по настоящее время было использовано 36,3 тыс. т местных видов топлива, в том числе 13,8 тыс. т торфа, что позволило сэкономить около 31,5 млн м³ газа. С 2007 года поселок Ореховск обеспечивается теплом в межотопительный период только от котла, использующего местные ресурсы. В рамках этого проекта реализован также ряд мероприятий

по автоматизации технологического процесса.

Коллектив Белорусской ГРЭС не останавливается на достигнутых результатах. Специалисты станции стремятся идти в ногу со временем. В дальнейшем планируется установка второго котлоагрегата паропроизводительностью 30 т/ч, работающего на местных видах топлива, что даст возможность использовать природный газ на станции в пределах технически необходимого минимума.

На протяжении многих лет Белорусская ГРЭС была ведущей электростанцией республики. Она внесла огромный вклад в развитие народного хозяйства не только Витебской области, но и всей Беларуси, явилась кузницей профессиональных кадров для дальнейшего успешного развития энергетики. Многие руководители Белэнерго, главные специалисты энергетических предприятий начинали свою трудовую деятельность на Белорусской ГРЭС. Среди них управляющий Белэнергокомбинатом, одновременно директор БелГРЭС Я.Е. Ботвинник, начальник ТЭО «Белорусэнерго» Г.Н. Хартанович, главные инженеры «Белглавэнерго» В.О. Рацевич и И.Н. Александров, заместители начальника «Белглавэнерго» В.И. Овчинников, Е.И. Микулич, М.П. Слижевский, директора электростанций А.М. Глинский, Б.Т. Демченко, И.Р. Сигалов, А.И. Сухоцкий, Л.М. Сидоренко, Л.А. Журавлев и др.

Белорусская ГРЭС всегда отличалась устойчивой и надежной работой, высоким профессионализмом кадров, крепкой трудовой и производственной дисциплиной, здоровым морально-психологическим климатом. Первая электростанция в Беларуси и первая ГРЭС, построенная по плану ГОЭЛРО, она на протяжении многих лет была ведущей в Белорусской энергосистеме и внесла огромный вклад в развитие народного хозяйства Беларуси.

Валентина БОРОДИЧ,
инженер по работе со СМИ
отдела социального развития и
информационно-идеологической
работы РУП «Витебскэнерго»

От всей души поздравляем коллектив первой в республике электростанции со знаменательной датой – 80-летием БелГРЭС. Примите слова благодарности за ваш нелегкий ежедневный труд, верность выбранному делу и высокий профессионализм.

Наша особая признательность ветеранам, которые по-прежнему передают свой богатый жизненный и профессиональный опыт молодому поколению энергетиков.

Крепкого вам здоровья, материального благополучия, душевного покоя, личного счастья и семейного тепла!

*Аппарат Министерства энергетики Республики Беларусь,
редакционная коллегия, редакция журнала*

БОБРУЙСКОЙ ТЭЦ-2 – 40 ЛЕТ

Бурное развитие энергомашиностроения в СССР в 1960–1970 годах вызвало интенсивный рост тепловых и электрических нагрузок. Бобруйская ТЭЦ-1, электрическая мощность которой к 1965 году составила 11 МВт, не могла обеспечить потребности развивающейся промышленности региона. И в 1970 году в эксплуатацию была введена новая станция, с которой связан важный этап становления энергетики и в целом экономики города Бобруйска.

Бобруйская ТЭЦ-2 планировалась как источник теплоснабжения для Белорусского шинного завода, который начал строиться в Бобруйске в 1960-е годы. Проектное задание, разработанное в октябре 1964 года Минским отделением института «Промэнергопроект», предусматривало установку на станции двух турбин ПТ-60-130/22, одной ПТ-60-130/13 и шести котлов БКЗ-210-140ф. Основным топливом должен был стать фрезерный торф. Но в связи с возросшей потребностью в торфе сельского хозяйства и необходимостью сохранения природных ресурсов Минэнерго приняло решение о строительстве и вводе в эксплуатацию мазутного хозяйства с двумя резервуарами по 3 000 т.

В 1970 году ТЭЦ-1 и строящаяся ТЭЦ-2 были объединены в одно предприятие – Бобруйскую ТЭЦ-2. Бывшая ТЭЦ-1 стала именоваться очередью среднего давления (ОСД) ТЭЦ-2.

Предпусковой период практически начался в июне 1970 года, когда был включен в работу первый паропровод связи 0,6 МПа между ОСД и ОВД (очередью высокого давления). Первый котел БКЗ-210-140 был принят в эксплуатацию 24 декабря 1970 года. Первый турбоагрегат был синхронизирован с энергосистемой в 0 ч 55 мин 30 декабря 1970 года.

К СВЕДЕНИЮ

Месяцем рождения Бобруйской ТЭЦ-2 стал декабрь 1970 года, когда первый турбоагрегат станции был синхронизирован с энергосистемой. Сегодня в состав ТЭЦ входят семь цехов – топливно-транспортный, котельный, турбинный, электрический, тепловой автоматики и измерений, химический, централизованного ремонта – и лаборатория металлов.

Станция оснащена турбоагрегатами ПТ-60-130/22 ст. № 1, 3, ПТ-60-130/13 ст. № 2, энергетическими и водогрейными котлоагрегатами. Рабочее топливо ТЭЦ-2 – природный газ, резервное – топливный мазут. Установленная электрическая мощность станции составляет 180 МВт, установленная тепловая – 1318 Гкал/ч.

Четкая организация предпусковых работ позволила досрочно обеспечить надежный безаварийный ввод в эксплуатацию оборудования, благодаря чему уже в 1971 году начала работу первая очередь Белорусского шинного комбината, а жилищно-коммунальный сектор получил отопление и горячее водоснабжение.

Благодаря работе ТЭЦ за 1971–1976 годы в городе были выведены из эксплуатации более 50 мелких городских котельных, оборудованных 138 котлами, что значительно улучшило экологическую обстановку региона за счет снижения выбросов в атмосферу золы, окислов серы и азота. Город получил источник теплоснабжения, а промышленные предприятия – энергетическую базу, позволившую нара-

щивать производственные мощности и совершенствовать технологии.

После пуска первых агрегатов с нуля строительно-монтажные работы продолжались еще в течение 1970–1974 годов. Это был сложный период формирования коллектива, творческого решения различных проблем, больших и малых, связанных с вводом в эксплуатацию нового оборудования.

Наиболее трудным оказалось время освоения эксплуатации головного образца котлоагрегата с газомазутными горелками под наддувом БКЗ-420-140 НГМ-1 ст. № 5, который был пущен 31 декабря 1974 года, и турбоагрегата ПТ-60-130/22 с генератором ТВФ-60-2 ст. № 3 на экспериментальном образце металлического фундамента, созданном по проекту Минского филиала ВНИПИ «Проектстальконструкция» и Грузинского НИИ энергетики и гидросооружений.

После ввода второй очереди (водогрейная котельная с котлами ПТВМ-100 ст. № 1, 2, очистные сооружения и другие объекты) в июне 1978 года Государственная комиссия, назначенная приказом Минэнерго № 118-Р от 19.05.1978 г., под руководством главного инженера РЭУ «Могилевэнерго» Г.П. Плятнера приняла Бобруйскую ТЭЦ-2 в постоянную эксплуатацию с оценкой «хорошо».

В связи с развитием производства на Белорусском шинном комбинате (строительство завода сверхкрупногабаритных шин) и других предприятиях Северного промышленного района г. Бобруйска было принято



Центральный тепловой щит № 1

решение об увеличении тепловой мощности станции за счет ввода водогрейных котлов КГВМ-180 ст. № 4, 5, энергетического котла БКЗ-420-140 НГМ ст. № 6, мазутного хозяйства № 2, замены части действующего теплофикационного оборудования.

Новым этапом развития станции стал перевод в 1989–1992 годах котлов ОВД на сжигание природного газа. Для этих целей в 1991 году были сооружены газораспределительный пункт, внутривоздушные газопроводы и переведен на природный газ котел КВГМ-180 ст. № 4.

В апреле 1992 года в связи с организацией предприятия «Теплосети» ТЭЦ-1 (очередь среднего давления) отделяется от ТЭЦ-2. В 1992–1997 годах на сжигание природного газа переведены все котлы станции, что способствовало улучшению экологической обстановки в воздушном бассейне города за счет снижения выбросов вредных веществ в атмосферу, а также придало импульс дальнейшему развитию теплофикации города. Кроме того, улучшилось техническое состояние котельного оборудования (экономичность котельных установок с 1991 по 1996 год возросла примерно на 1,5%), уменьшились затраты на проведение ремонтов котельного оборудования на 20% в сопоставимых ценах.

За последние годы экономичность работы основного оборудования и станции в целом значительно повысилась за счет ряда мероприятий, среди которых:

- внедрение автоматизированной системы коммерческого учета отпускаемой энергии (2002 год);
- реконструкция схемы калориферов энергетических котлов (2003);
- реконструкция электролизной установки (2004);
- реконструкция градирни ст. № 1 (2005);
- реконструкция сетей снабжения паром потребителей (вывод из работы паропровода связи 0,6 МПа) (2006);
- установка гидромфты на сетевой насос СЭ-2500 № 9 (2006);
- реализация схемы утилизации вторичных энергоресурсов БРУП «Гидролизный завод» (2008);
- перевод Бобруйского завода древесноволокнистых плит с потребления редуцированного пара 3,0 МПа на отборный пар 1,9 МПа (2009);



Турбинный цех

- реконструкция котлоагрегата БКЗ-210 ст. № 1 с внедрением АСУ ТП (2009);
- установка регулируемых приводов на насосном оборудовании (2000–2010).

В 2010 году РУП «БЕЛТЭИ» разработан проект «Бобруйская ТЭЦ-2. Реконструкция основного оборудования с установкой ГТУ. Обоснование инвестиций», согласно которому в ближайшие годы на Бобруйской ТЭЦ-2 планируется выполнить следующие мероприятия:

- установка паровой утилизационной (приключенной) турбины;
- реконструкция турбоагрегата ПТ-60-130 ст. № 1 с увеличением электрической мощности и производительности теплофикационного отбора;
- установка ГТУ и котла-утилизатора;
- реконструкция турбоагрегата ПТ-60-130 ст. № 2 с переводом турбины в режим работы с ухушенным вакуумом.

В декабре 2010 года исполняется 40 лет со дня пуска первых агрегатов Бобруйской ТЭЦ-2. За это время на теплоэлектростанции сложился крепкий, сплоченный коллектив, способный решать любые производственные проблемы, выросло много высококвалифицированных специалистов. Практически с момента пуска трудится на электростанции А.В. Коржаев – ведущий инженер электроцеха. Тогда же начинали здесь работать недавно вышедшие на пенсию Е.С. Лейкинд – начальник смены станции, Л.И. Вашкевич и А.И. Батый – старшие машинисты котельного цеха,

В.А. Рудая – машинист центрального щита управления турбинами, Т.Н. Бочарникова – электромонтер электролаборатории, Р.В. Шаметько – начальник смены электроцеха, Т.Л. Колесникова – электромонтер главного щита управления, А.Г. Борисевич – начальник смены котельного цеха.

Длительное время на станции ответственно и плодотворно трудятся С.Л. Брезгин, И.И. Ильковец, В.В. Грушковский, А.Д. Михолап, И.М. Плякин, А.В. Белокурская. В коллективе сформировалось несколько династий энергетиков, среди которых семьи Аболтиных, Торгунаковых, Есаненко, Андрушкевичей и др. Их дети с честью продолжают дело отцов.

Особый вклад в развитие Бобруйской ТЭЦ-2 внесли ветераны станции Г.И. Гавриленко, Н.М. Горбачев, И.С. Луканский, Е.И. Викторов и др.

За 40-летнюю историю Бобруйской ТЭЦ-2 достигнуты значительные результаты. Сегодня установленная электрическая мощность теплоэлектростанции составляет 180 МВт, установленная тепловая мощность – 1318 Гкал/ч. Не останавливаясь на достигнутом, БТЭЦ-2 и дальше идет по пути развития и совершенствования, ставя перед собой новые цели. И есть основания быть уверенным, что эти цели будут достигнуты благодаря сплоченности коллектива, опыту, высокому профессионализму работников и их инициативе.

А.С. ПРОХОРОВИЧ,
главный инженер Бобруйской ТЭЦ-2

КЛИМОВИЧСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ ОТМЕТИЛИ ПОЛУВЕКОВОЙ ЮБИЛЕЙ

В конце 1923 года под руководством механика-самоучки Е. Черномордика в г. Климовичи началось строительство первой электростанции, а в апреле 1924 года в центр города и кинотеатр уже была подана первая энергия, которая вырабатывалась машиной «Русь» мощностью 15 л. с., работавшей на нефти. Новая электростанция мощностью 75 кВт была построена в мае 1926 года. До создания Климовичских электрических сетей оставалось более 30 лет.

В первые послевоенные годы промышленность г. Климовичи имела маломощные электродизели-локомотивы, и только в 1948 году в районе завода силикатного кирпича началось строительство электростанции. На ней были установлены два турбогенератора английского производства «Виккерс» мощностью 450 кВт каждый, котлы марки «Митчель» производительностью 4,5 т/ч при давлении 15 атм; присутствовала химводоочистка и топливopодача.

Для обеспечения электроэнергией развивающегося народного хозяйства в 1956 году был дополнительно установлен дизель «Шкода» чехословацкого производства мощностью 350 кВт, а чуть позже – паротурбинный энергопоезд мощностью 1000 кВт. Электроснабжение силикатного завода осуществлялось напряжением 0,4 кВ, города и дальних потребителей – через трансформаторную подстанцию 6 кВ, установленную рядом с электростанцией.

Рост промышленности в городе требовал строительства подстанций и высоковольтных линий электропередачи. С 1958 по 1960 год сданы в эксплуатацию подстанция 110/35/10 кВ и первая линия электропередачи 110 кВ Могилев – Кричев – Климовичи. Развивалась электрификация и в других районах Могилевской области.



Работы на ВЛ 750 кВ, Мстиславльский район



Административное здание филиала «Климовичские электрические сети» РУП «Могилевэнерго»

В ноябре 1960 года на базе коммунальных электростанций и электрических сетей образован Климовичский район электрических сетей, куда вошли Климовичский, Славгородский, Костюковичский и Чериковский участки. Директором района стал Е.В. Гузнов (в 1961 году его сменил В.И. Леонов), главным инженером – И.Л. Герашенко. В 1962 году в состав района электрических сетей включены Хотимский, а затем Краснопольский, Мстиславльский и Кричевский участки. Из производственных подразделений в то время имелась лишь служба линий, а эксплуатацией сетей занимались электромонтеры подстанций.

В том же году в Климовичский район электрических сетей вливаются местные электрические сети сельскохозяйственного назначения. Начинается подбор персонала, создаются первые производственные службы – подстанции, релейная группа, участок связи, диспетчерская.

В 1960-х годах на территории предприятия завершили работы по электрификации административных центров и сельского хозяйства и район стал создавать производственную базу, строительство которой начали в Климовичах. Это было верным ре-

шением, поскольку расположенность базы в центре электрических нагрузок, а значит, географическая равноудаленность от участков, имела существенное значение.

В декабре 1967 года Климовичский район электрических сетей преобразован в Климовичское предприятие электросетей.

В середине 1970-х – начале 1980-х годов электросети продолжали активно развиваться, велись работы по автоматизации распределительных сетей, внедрению секционирования, устройств АПВ и АВР. В 1981–1982 годах в электрохозяйстве появляется напряжение 330 кВ и вводится в эксплуатацию ВЛ 330 кВ Смоленская АЭС – Кричев и Кричев – Гомель, ПС «Кричевская» с автотрансформатором 125 МВА. Подстанцию строила и монтировала механизированная колонна № 3 треста «Западэлектросетьстрой». Наладочные работы велись силами Бобруйских, Могилевских электросетей, собственными производственными службами и Белглавэнерго. Включение ее в энергосистему произошло в 1982 году.

К 1986 году была полностью сформирована структура эксплуатации и управления электрическими сетями, созданы базы районов электросетей.

В результате аварии на Чернобыльской АЭС в апреле 1986 года шесть из восьми районов Климовичских электрических сетей подверглись радиоактивному загрязнению. Реализация программы по ликвидации последствий катастрофы на ЧАЭС, которая предусматривала перевод жилых домов на электроотопление, положила начало новому этапу становления и развития предприятия.

В предельно сжатые сроки были построены и введены в эксплуатацию 193,5 км ВЛ 110 кВ и 8 подстанций 110 кВ мощностью 119,7 МВА, а также ВЛ 35 кВ с подстанцией 35 кВ мощностью 2,5 МВА в н.п. Холмы Чериковского района. В 1990 году завершено строительство ВЛ 110 кВ и ПС 110/10кВ с электротопельной 4 x 2 МВт для поселка переселенцев Майский Чериковского района. Служба ВЛ 35–330 кВ и служба подстанций обеспечили выполнение объема работ в установленные сроки.

Ветераны энергетики В.С. Сергеев, И.А. Пушенко, П.С. Осмоловский, С.В. Немкин, Г.С. Худобкин, А.Л. Зубович., И.П. Чумасов, Н.Н. Худобкин, В.Р. Осмоловский, Л.В. Шалыгин, И.М. Бобков, В.И. Геращенко, И.М. Шмидов, В.А. Осипенко, Н.И. Линник и многие другие отдавали свои знания и опыт для достижения общей цели – обеспечения людей электроотоплением, которое гарантировало им экологическую безопасность.

В декабре 1988 года Климовичское предприятие электросетей переименовано в Климовичские электрические сети.

Громадный объем работ был выполнен в распределительной сети 0,4–10 кВ. Свое умение и талант



Подстанция 330 кВ «Кричев», ОРУ 330 кВ

сполна проявили начальники районов электросетей В.Н. Рыжков, Н.И. Шинкарев, Н.Е. Марков, А.П. Латушкин, В.С. Колейчик. Им пришлось организовывать возведение объектов, устраивать быт строителей, готовить персонал к обслуживанию электроустановок потребителей.

Яркой страницей биографии коллектива стало сооружение ЛЭП 750 кВ Смоленская АЭС – ПС «Белорусская», введенной в строй в 1993 году. Ее эксплуатация началась на трассе длиной 212 км, в том числе 106 км, находящейся на территории России.

В мае 2000 года Климовичские электрические сети переименованы в филиал «Климовичские электрические сети» РУП «Могилевэнерго». Филиал включает восемь районов электрических сетей – Климовичский, Костюковичский, Кричевский, Краснопольский, Мстиславльский, Славгородский, Хотимский и Чериковский.

В его структуру кроме аппарата управления входят также службы подстанций, распределительных сетей, механизации и автотранспорта, релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского технологического управления, линий электропередач, оперативно-диспетчерская и ряд других подразделений.

Сегодня филиал «Климовичские электрические сети» – это звено производственно-хозяйственного комплекса по производству, передаче, распределению и реализации электрической энергии. Обслуживаемая площадь – 9,6 тыс. км², что составляет 33,1 % от территории Могилевской области. Основными задачами коллектива были и остаются надежное обеспечение энергией потребителей и повышение эффективности энергетического производства.

В.М. ОСМОЛОВСКИЙ,
директор филиала «Климовичские электрические сети»
РУП «Могилевэнерго»



Подстанция 35 кВ «Хотимск», КРУН-10



Подстанция 330 кВ «Кричев», ОРУ 110 кВ

«Своей судьбе я благодарен за все...»

К 90-летию *Ивана Ивановича Чижонка*

29 октября 2010 года в актовом зале РУП «Гродноэнерго» коллеги и друзья тепло приветствовали Ивана Ивановича Чижонка. Заслуженному энергетику Республики Беларусь, СНГ и Польской Народной Республики, почетному работнику Белорусской энергосистемы, ветерану Великой Отечественной войны и труда исполнилось 90 лет. В когорте руководителей Гродненской энергосистемы, внесших весомый вклад в ее становление и развитие, Иван Иванович Чижонка, грамотный специалист, талантливый руководитель и воспитатель целой плеяды высококлассных энергетиков, занимает особое место.

Школой жизни для И.И. Чижонка стала война. До нее он успел окончить Минский техникум электросвязи и сразу же был призван в армию. Это было в 1939-м, так что войну он прошел от начала до конца. Спустя годы, оглядываясь на то время, Иван Иванович понимает, что война преподала ему важный урок – в трудной ситуации необходимы настойчивость, упорство, мужество, умение держаться, чего бы это ни стоило. И тогда придет успех. Так было и под Москвой в 1941-м. Превосходство противника было очевидным, но отступать было некуда, за ними Москва. Несмотря на колоссальное напряжение сил, они выстояли и победили. Этот урок Иван Иванович пронес через всю свою жизнь: как бы ни было трудно, нельзя сдаваться, надо бороться до конца! Это стало его жизненной установкой, которая помогала преодолевать все препятствия. А их выпало немало в послевоенной жизни И.И. Чижонка.

Его трудовой путь начался на Гродненской электростанции, где после войны он работал дежурным техником, затем инженером, начальником турбинного цеха. Остро чувствуя недостаток специальных знаний,

Иван Иванович решает продолжить учебу. В 1958 году он заочно заканчивает Всесоюзный энергетический институт в г. Москве по специальности инженер-теплотехник. С этого момента начинается стремительный подъем по карьерной лестнице: с 1958 по 1963 год – главный инженер Лидской ТЭЦ РЭУ «Гродноэнерго», с 1963 по 1966-й – главный инженер, директор Лидского района электрических сетей РУЭ «Гродноэнерго».

Продвижения по службе молодого, талантливого инженера, успевшего к тому времени заявить о себе как об умелом организаторе, были далеко не случайными. За его судьбой внимательно наблюдал начальник Белглавэнерго Я.Е. Ботвинник, обладавший редким даром безошибочно разбираться в людях. В июне 1966 года он подписывает приказ о назначении И.И. Чижонка управляющим РЭУ «Гродноэнерго».

Так во главе энергосистемы Принemannья становится человек, обладающий разносторонним жизненным и профессиональным опытом. Именно на этом посту в полной мере раскрылся талант И.И. Чижонка как выдающегося организатора производства, перспективно мыслящего



специалиста, мудрого и чуткого воспитателя молодых кадров.

За годы руководства И. И. Чижонка в корне изменилась структура областной энергосистемы: в городах и крупных населенных пунктах были построены линии электропередачи и подстанции 110 кВ, вокруг городов областного подчинения появились электрические кольца этого класса напряжения. В августе 1970 года вступила в строй действующих первая очередь Гродненской ТЭЦ-2, ныне крупнейшего генерирующего источника Гродненской энергосистемы, а в сентябре 1976 года построена подстанция 330 кВ «Гродно». Со строительством ВЛ 330 кВ Алитус – Гродно в области появились объекты и этого класса напряжения.

На счету Ивана Ивановича Чижонка и его команды много славных дел. Они успешно трудились в 1960-1980-е годы, вошедшие в историю как период интенсивного роста энергетического





потенциала региональных энергосистем Беларуси. Достаточно сказать, что за 1966–1981 годы в Гродненской энергосистеме были построены и введены в эксплуатацию 110 подстанций 35–110 кВ с линиями электропередачи. Построены производственные базы РЭУ «Гродноэнерго», Лидского ПЭС, три базы районов электросетей. В июне 1978 года на Гродненщине впервые в республике были начаты работы по автоматизации распределительных сетей 10 кВ, расширению Лидской ТЭЦ, строительству новых тепловых сетей в крупнейших городах области – Гродно и Лиде.

Много сил и внимания уделял управляющий РЭУ «Гродноэнерго» И.И. Чижонка созданию вычислительного центра, при нем началась массовая компьютеризация подразделений и филиалов энергосистемы. Все это заложило прочный фундамент для дальнейшего развития энергетики Гродненщины.

Спокойный, выдержанный по характеру руководитель способствовал созданию в аппарате управления РЭУ «Гродноэнерго» здорового

психологического климата, по-настоящему творческой атмосферы в сочетании со строгой исполнительской дисциплиной. Он был равно требователен как к подчиненным, так и к себе, поэтому его слово считалось законом, которым невозможно пренебречь.

Где бы ни работал Иван Иванович, он всегда умел сплотить вокруг себя грамотных специалистов. Подбирая руководителей различных уровней, он учитывал жизненный, инженерный и хозяйственный опыт кандидата, высоко ценил инициативу и творческую активность, смело выдвигал на высокие должности молодежь. Его трудами и заботами в энергосистеме Гродненской области был создан высококвалифицированный и опытный директорский корпус, многие представители которого с гордостью причисляют себя к «школе Чижонка».

Выдающийся белорусский энергетик И.Н. Александров в воспоми-



ниях писал о И.И. Чижонке: «Меня поражают масштабы знаний, запечатленных в памяти Ивана Ивановича, как с первых шагов его пути в недра энергетики, так и в дальнейшем, при формировании его как профессионала и воспитателя, достойного быть отмеченным золотой пробой за искусство управления в XX веке».

За огромный вклад в развитие энергетики Иван Иванович Чижонка удостоен званий «Заслуженный энергетик БССР», «Заслуженный энергетик СНГ», «Ганаровы работнік Беларускай энэргасістэмы», «Ветэран Беларускай энэргасістэмы», отмечен знаками «Отличник энергетики и электрификации СССР», «50 лет ГОЭЛРО», «30 лет Госэнергонадзору», «60 лет ГОЭЛРО», «За заслуги» (Украина), золотым знаком «Заслуженный энергетик Польской Народной Республики».

В 2010 году имя И.И. Чижонка внесено в «Книгу Славы г. Гродно».

«Я вполне счастлив, – говорит юбиляр, – что посвятил свою трудовую жизнь служению людям, своей родной Беларуси, нес на каждое предприятие, в каждый дом свет и тепло. Своей судьбе я благодарен за все!».



Елена ДРОГАЙЦЕВА



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 января 2011 года в Республике Беларусь вводится в действие государственный стандарт СТБ EN 26-2010 «Водонагреватели проточные газовые бытовые, оборудованные атмосферными горелками». Документ устанавливает требования и методы испытаний, касающиеся конструкции, безопасности, рационального использования энергии и соответствия назначению, а также классификацию и маркировку проточных газовых бытовых водонагревателей.

С этой же даты пополнится перечень государственных стандартов на котлы. Так, начнут действовать:

СТБ EN 297-2010 «Котлы газовые для центрального отопления. Котлы типа В, оснащенные атмосферными горелками, номинальной тепловой мощностью не более 70 кВт», который содержит требования к конструкции, безопасности, назначению, рациональному использованию энергии и методы их контроля, а также требова-

ния к классификации и маркировке данных котлов;

СТБ EN 304-2010 «Котлы отопительные. Методы испытаний отопительных котлов с топливораспылительными горелками», содержащий требования, условия и рекомендации по проведению испытаний и их оценке;

СТБ EN 483-2010 «Котлы газовые для центрального отопления. Котлы типа С с номинальной тепловой мощностью не более 70 кВт», устанавливающий требования и методы испытаний, касающиеся конструкции, безопасности, соответствия назначению и рационального использования энергии, а также классификации и маркировки газовых котлов центрального отопления с атмосферными горелками, в том числе оснащенными дутьевым устройством, или горелками с полным предварительным смешением.

Все указанные стандарты гармонизированы с европейскими аналогами.

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕГЛАМЕНТЫ СТРАН СНГ

В Республике Беларусь постановлением Совета Министров от 22.10.2010 № 1552 срок введения в действие восьми технических регламентов, в том числе на низковольтное оборудование (ТР 2007/001/ВУ), электромагнитную совместимость технических средств (ТР 2007/002/ВУ), оборудование, работающее на газовом топливе (ТР 2010/019/ВУ), перенесен на 1 января 2013 года (ранее – 1 января 2011 года).

Перенос даты их введения связан с необходимостью синхронизации деятельности по разработке и примене-

нию технических регламентов в республике и в рамках ЕврАзЭС и Таможенного союза, исключения дублирования и принятия в последующем единых технических регламентов.

В Российской Федерации с 8 ноября 2011 года вступает в действие технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления (утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 29.10.2010 № 870).

НОВОСТИ ТЕХНИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ЕВРОСОЮЗА

Разрабатывается система сертификации биотоплива

Еврокомиссия выступила с предложением по разработке схем сертификации всех типов биотоплива, включая импортируемое в ЕС.

Установлены критерии утверждения и признания таких схем. Биотопливо не должно влиять на увеличение парниковых газов, происходить из сырья, добываемого в лесах, на заболоченных территориях и в природоохраняемых зонах. Такие правила к схемам сертификации являются частью руководства по применению Директивы ЕС по возобновляемым источникам энергии, которая должна быть ратифицирована государствами – членами ЕС в декабре 2010 года.

Одобренный Комиссией пакет документов включает два сообщения и решение, направленные на установле-

ние критериев устойчивости биотоплива и мер контроля по их реализации.

С 1 октября 2010 года введены в действие следующие европейские стандарты на твердое биотопливо и методы его испытаний:

EN 14588:2010 «Биотопливо твердое. Терминология, определения и описания»;

EN 15149-1:2010 «Биотопливо твердое. Определение гранулометрического состава. Часть 1. Метод с применением вибрационного сита с размером отверстий 1 мм и больше»;

EN 15149-2:2010 «Биотопливо твердое. Определение гранулометрического состава. Часть 2. Метод с применением вибрационного сита с размером отверстий 3,15 мм и меньше».

Дополнительную информацию вы можете найти на сайтах:

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

Госстандарта – www.gosstandart.gov.by;

БелГИСС – www.belgiss.org.by

Телефон «горячей линии»

Национального фонда ТНПА – (017) 262 14 20

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



ЭНЕРГЕТИКА. ОБЗОР СОБЫТИЙ В МИРЕ

РОССИЯ

РОССИЯ И ЕВРОСОЮЗ ОБСУДИЛИ ВОЗМОЖНОСТИ БУДУЩЕГО ПАРТНЕРСТВА В ОБЛАСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

22 ноября в Брюсселе состоялось 5-е заседание Постоянного совета партнерства по энергетике, в котором приняли участие представители Минэнерго России, российских государственных ведомств, Еврокомиссии, руководители энергетических компаний, эксперты. На нем были подведены итоги и определены перспективы деятельности тематических групп по энергетическим стратегиям, прогнозам и сценариям, развитию рынков, энергоэффективности. Также стороны обсудили вопросы поставок энергетических товаров и сотрудничества в области ядерной энергии, в том числе ядерной безопасности.

На заседании был представлен совместный доклад России и Евросоюза «Энергетический диалог Россия – ЕС 2000–2010: возможности для нашего будущего партнерства в области энергетики». В документе изложен анализ развития энергетических отношений и тенденций на рынках энергоресурсов, проведена оценка и определены перспективы развития международно-правовой базы сотрудничества между Россией и ЕС, а также вопросы состояния и развития энергетической инфраструктуры стран и основные приоритеты сотрудничества.

Стороны подчеркнули, что энергодиалог должен внести важный вклад в инициативу Россия – ЕС «Партнерство для модернизации» в соответствии с договоренностями, достигнутыми на саммите Россия – ЕС, который состоялся 31 мая – 1 июня 2010 года.

«ГАЗПРОМ» ОБНАРУЖИЛ ЗАПАСЫ ГАЗА ПРИ БУРЕНИИ В АЛЖИРЕ

Российский газовый холдинг ОАО «Газпром» обнаружил запасы газа на участке Эль-Ассель в Алжире. Скважина RSH2 показывает результаты добычи в 76,46 тыс. м³ в день.

Победителем тендера на разведку и разработку углеводородов сухопутного участка Эль-Ассель «Газпром» был объявлен 13 декабря 2008 года. По его результатам был заключен контракт с Алжирским национальным агентством нефти и газа ALNAFT, который вступил в силу 3 мая 2009 года.

Лицензионный участок Эль-Ассель расположен в бассейне Беркин в 500 км южнее столицы Алжира и 150 км от центра нефтедобычи – города Хасси Месауд. Доля «Газпрома» в этом проекте составляет 49 %, алжирской компании Sonatrach – 51 %. Бюджет проекта на текущий год – около \$ 90 млн.

Доказанные запасы природного газа Алжира составляют 4,5 трлн м³ (второе место в Африке после Нигерии – 5,15 трлн м³). Основная их часть сосредоточена в центральной и восточной частях страны. Доказанные запасы нефти Алжира составляют 1,68 млрд т (третье место в Африке после Ливии и Нигерии). В энергобалансе Алжира природный газ занимает 62,5 %, нефть – 34,5 %, уголь – 2,5, гидроэнергетика – 0,5 %.

В октябре глава российского холдинга Алексей Миллер заявил, что «Газпром» планирует принять участие в новых тендерах на разработку газовых месторождений в Алжире.

РОССИЙСКИЙ ГАЗ БУДЕТ ПОСТАВЛЯТЬСЯ В ЮЖНУЮ КОРЕЮ

ОАО «Газпром» начнет поставки российского газа в Южную Корею с 2017 года, их объем составит не менее

10 млрд м³ ежегодно. В настоящее время завершены предпроектные исследования по соглашению, заключенному в 2009 году с компанией Kogas, достигнута договоренность о переходе к следующему этапу – коммерческим переговорам по условиям поставок.

Рассматривается вариант поставок сжатого газа, СПГ и поставок природного газа трубопроводным транспортом. Существует договоренность в отношении того, что строительство мощностей на территории России будет финансировать российская сторона, на корейской территории – Республика Корея.

Условия поставок предусматривают схему take or pay. Формула цены предполагается такая же, как и во всех других контрактах ОАО «Газпром». В нее будут заложены индексы, увязанные со стоимостью нефти и нефтепродуктов на Токийской бирже.

СТРАНЫ БАЛТИИ

В ЛИТВЕ ОПРЕДЕЛИЛИ МЕСТО СТРОИТЕЛЬСТВА СПГ-ТЕРМИНАЛА

3 ноября Министерство энергетики Литвы официально представило отчет по проекту строительства терминала сжиженного газа, который планируется соорудить в южной части Клайпедского порта на островке в Куршском заливе. Это место названо основным вариантом, однако не исключается, что терминал может быть построен в открытом море, между Клайпедой и Палангой. Всего рассматривалось 15 вариантов.

За реализацию проекта строительства терминала сжиженного газа в Литве отвечает компания Klaipėdos nafta. Предположительно его мощность составит 3 млрд м³ в год. Строительство терминала напрямую связано с реализацией в Литве так называемого третьего пакета энергетической директивы Евросоюза, о которой правительство Литвы заявило в мае 2010 года.

СНГ

УКРАИНА АКТИВИЗИРОВАЛА УСИЛИЯ ПО ПОИСКАМ НЕФТИ И ГАЗА

Правительство Украины одобрило проект Государственной целевой научно-технической программы проведения исследований в Антарктике на 2011–2020 годы. По результатам исследований запасы нефти в Антарктике составляют более 100 млрд т, запасы газа – около 15 трлн м³.

В 2006 году между Арабской Республикой Египет, Египетской генеральной нефтяной корпорацией и НАК «Нафтогаз Украины» было подписано соглашение о передаче в концессию территории Алам-эль-Шашиш Ист (Alam El-shawish East) площадью 994 км² в Западной пустыне Египта. За время реализации проекта НАК пробурила 12 поисковых и две разведочные скважины на территории Западной пустыни. Украина рассчитывает

также принять участие в тендерах на освоение месторождений нефти и других минеральных ресурсов на сирийской территории. Кроме того, Украиной достигнута договоренность о начале добычи нефти и газа на территории Венесуэлы.

«УЗБЕКЭНЕРГО» В 2011–2014 ГОДАХ ОСУЩЕСТВИТ МОДЕРНИЗАЦИЮ ТАХИАТАШСКОЙ ТЭС

Государственно-акционерная компания «Узбекэнерго» в 2011–2014 годах планирует в рамках общей программы дальнейшего развития и модернизации промышленного сектора Узбекистана на 2011–2015 годы осуществить модернизацию Тахиаташской тепловой электростанции на северо-западе страны общей стоимостью \$ 330 млн. Финансирование проектов будет осуществляться за счет иностранных кредитов, займов Фонда реконструкции и развития Узбекистана и собственных средств ГАК «Узбекэнерго».

Проектом предусмотрены две газотурбинные установки по 127 МВт и строительство градирни для двух блоков по 210 МВт. Его реализация позволит увеличить мощности электростанции на 30 %, а также сократить сброс отработанных вод. Разработку технико-экономического обоснования проекта модернизации планируется завершить в первой половине 2011 года. В конце этого же года предполагается объявить тендеры по закупке основного оборудования.

Реконструкция Тахиаташской ТЭС связана с расширением деятельности нефтегазовых компаний по освоению месторождений на плато Устюрт, а также со строительством Устюртского газо-химического комплекса, который будет введен в эксплуатацию к 2015 году, что потребует дополнительного энергоснабжения.

В 2011–2015 годах ГАК «Узбекэнерго» планирует реализовать 15 проектов по модернизации и технологическому переоснащению тепловых электростанций стоимостью \$ 3,61 млрд. Это позволит за счет внедрения современных технологий энергопроизводства на базе парогазовых и газотурбинных установок увеличить генерирующие мощности на 2,243 тыс. МВт.

В ТАДЖИКИСТАНЕ ВВЕЛИ ЛИМИТ НА ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

С 1 ноября 2010 года в Таджикистане введены ежегодные ограничения на использование электроэнергии. Для каждой области определен лимит на ее потребление. Эту квоту местные власти делят между административными участками согласно потребностям. Регионы обеспечиваются электричеством от 12 до 14 часов в сутки. Введение ограничений для г. Душанбе не предусмотрено.

В последние годы Таджикистан сталкивается с нехваткой электроэнергии в зимний период в объеме более 3 млрд кВт·ч. Властям до сих пор не удалось договориться с узбекскими энергетиками о транзите электроэнергии из Туркменистана через территорию этой страны.

НОВАЯ МАЛАЯ ГЭС В ТАШКЕНТСКОЙ ОБЛАСТИ

В Узбекистане объявлен тендер на строительство новой малой ГЭС на реке Эрташсай в Ташкентской области стоимостью свыше \$ 8,8 млн. Гидроэлектростанцию планируется построить за 540 дней. Финансирование проекта будет вестись за счет средств от реализации электроэнергии, вырабатываемой ГЭС Минсельводхоза Узбекистана.

В настоящее время в Узбекистане реализуется программа развития малой гидроэнергетики. В ее рамках предусмотрено строительство в перспективе 142 гидроэлектростанций с общей мощностью около 1,3 тыс. МВт и среднегодовой выработкой около 4,6 млрд кВт·ч. В первую очередь планируется построить 15 ГЭС с общей мощностью 423 МВт и среднегодовой выработкой около 1,3 млрд кВт·ч.

Ранее были введены в эксплуатацию Ургутская ГЭС в Самаркандской области мощностью 3 МВт, Туполангская ГЭС 30 МВт, Андижанская ГЭС-2 50 МВт и Ахангаранская МГЭС 21 МВт. В настоящее время продолжается строительство трех ГЭС общей мощностью 53,2 МВт. Планируется, что они будут введены в эксплуатацию до конца 2011 года.

В МИРЕ

ПОЛЬША ГОТОВА ПРЕДОСТАВИТЬ ЕВРОПЕЙЦАМ ДОСТУП К ГАЗПРОМОВСКОЙ ТРУБЕ

Компания Gaz-System, новый оператор польского участка газопровода Ямал – Европа, уже в 2011 году планирует предоставлять третьим лицам доступ к трубе. Таким образом, Польша хочет сделать реальностью действие Третьего энергопакета ЕС в отношении Ямал – Европа, что до сих пор считалось лишь маловероятной отдаленной перспективой.

В конце октября Россия и Польша подписали дополнительные протоколы к межправительственному соглашению двух стран по газу, согласно которым в 2010–2022 годах Польша получит дополнительные объемы газа. Польша гарантировала транзит российского газа по трубопроводу Ямал – Европа до 2019 года. Формально договоренности предусматривали, как этого требует Третий энергопакет, допуск третьих лиц. Но российская сторона считала это формальностью: все мощности газопровода должен был контрактовать «Газпром».

На сайте компании появилась информация о подготовке свода единых правил недискриминационного доступа к трубе (именно этого требовал от Польши еврокомиссар по энергетике Гюнтер Оттингер), который будет оговаривать принципы доступа к трубопроводу, способы использования свободных мощностей и пути регулирования платы за услуги оператора.

Эксперты считают, что свободные мощности в газопроводе могут появиться после строительства подводного газопровода из России в Германию Nord Stream.

КИТАЙСКАЯ СНООС ПРИОБРЕЛА ДОЛЮ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ПРОЕКТЕ EAGLE FORD SHALE

Китайская государственная нефтегазовая корпорация СНООС завершила сделку с американской энергетической компанией Chesapeake Energy Corporation по покупке доли в нефтегазовом проекте Eagle Ford Shale на юге штата Техас. В соответствии с условиями соглашения СНООС выкупит у Chesapeake Energy 33,3 %-ную долю в данном проекте, выплатив за нее \$ 1,08 млрд наличными. Кроме того, китайское предприятие профинансирует 75 % расходов Chesapeake на бурение скважин, что дополнительно обойдется в \$ 1,08 млрд к концу 2012 года.

Предполагалось, что сделка будет завершена в IV квартале 2010 года. Ответственной за бурение, аренду и реализацию продукции останется Chesapeake, являющаяся оператором данного месторождения. За счет потока дополнительных денежных средств Chesapeake надеется довести количество функционирующих буровых вышек с нынешних 10 до 31 к концу 2011 года. К концу 2012-го число вышек должно достигнуть 40, а число скважин вырасти на 900 единиц. За счет расширения мощностей Chesapeake рассчитывает увеличить также объем ежедневной добычи нефти с текущих 1,2 до 400–500 тыс. баррелей в день.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ЭНЕРГООТРАСЛИ ЕС ОБОЙДЕТСЯ В € 1 ТРЛН

Евросоюз нуждается в инвестициях на сумму около € 1 трлн в ближайшее десятилетие для модернизации инфраструктуры энергетической отрасли. Такие расчеты содержатся в энергетической стратегии на период до 2020 года, представленной Еврокомиссией. Тем не менее даже такие финансовые вливания не изменят ориентации европейской энергетики на природный газ.

Указанный объем инвестиций необходим для замены устаревших мощностей, модернизации и адаптации инфраструктуры и приведения энергетического сектора в соответствие с растущими и изменяющимися потребностями в низкоуглеродной энергии.

Как отмечает исполнительный орган ЕС, новые вложения в европейскую энергетическую отрасль также будут направлены на диверсификацию существующих энергоресурсов. В настоящее время около трети всего импорта нефти и газа в ЕС обеспечивает Россия.

В документе «Энергетика-2020» отмечается, что несмотря на все усилия по внедрению альтернативных источников энергии, ключевую роль в энергобалансе Евросоюза по-прежнему будет играть природный газ. При этом значение этого энергоносителя может даже усиливаться, поскольку есть возможность использовать газ как резервное топливо в различных проектах по генерации электричества. Это обуславливает необходимость диверсификации газового импорта, строительства терминалов как трубопроводного, так и сжиженного природного газа, а также все большей связанности между собой национальных европейских газовых сетей.

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

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ТОК – ЭТО ОПАСНО

Сегодня уже никто не представляет жизнь без электричества. Электробытовая техника используется широко, повсеместно и ежедневно. Однако мы нередко забываем, что электрический ток не только приносит пользу, но и представляет собой серьезную опасность для человека. Несчастные случаи, связанные с поражением электрическим током, происходили и происходят, и проблема профилактики электротравматизма среди населения со временем не теряет своей актуальности, а заставляет искать все новые формы и методы работы в этом направлении.

Анализ случаев электротравматизма среди населения по стране за 2009–2010 год показал, что:

- от несанкционированного проникновения в распределительные устройства 10 кВ и 0,4 кВ и приближения на недопустимо близкое расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением, пострадали 4 детей и взрослая женщина;
- при приближении телескопических удильц к ВЛ 110 кВ травмированы электрическим током 4 человека;
- при приближении к оборванным проводам ВЛ 10 кВ, лежащим на земле, погибли 6 человек – трое детей и трое взрослых;
- при попытке хищения цветных металлов погиб 1 человек;
- при попытке самовольного подключения к сетям энергоснабжающей организации или восстановления электроснабжения погибли 3 человека.

Иногда опасность подстерегает там, где ее меньше всего ожидаешь. Однако в большинстве случаев беды можно избежать. Причины почти всех несчастных случаев – человеческая беспечность, безграмотность и пренебрежение элементарными правилами безопасности.

Одной из основных задач органов Госэнергонадзора является профилактика электротравматизма. Борисовским МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Минскэнерго» активно проводится традиционная работа по данному направлению – публикуются статьи в периодической печати, сотрудники МРО выступают с профилактическими беседами по радио, организуется демонстрация видеороликов, в том числе и перед сеансами в кинотеатрах, распространяются плакаты и памятки, оформляют-

ся уголки по профилактике электротравматизма. Кроме того, персоналом Жодинской городской инспекции Борисовского МРО филиала «Энергонадзор» организован видеолекторий, где ребятам читаются лекции и демонстрируются видеоролики.

В 2008 году Борисовским МРО филиала «Энергонадзор» была сделана попытка выйти за рамки привычных методов профилактики электротравматизма. Проведение конкурса рисунков на тему «Электрический ток – это опасно!» среди учащихся Борисовской художественной школы доказало, что это результативная форма профилактической работы. Тридцать лучших работ составили экспозицию «Электробезопасность глазами детей», которая разместилась в холле отделения.

В 2010 году совместно с отделом образования Борисовского райисполкома было решено продолжить конкурс в расширенном формате и привлечь к участию в нем учеников всех общеобразовательных школ города и района.



«Не играй под проводами ЛЭП». Пацкевич Таня, 10 лет, изостудия, г. Борисов



«Будь внимателен». Комар Екатерина, 11 лет, гимназия № 2, г. Борисов



«Высокое напряжение». Ильин Илья, 11 лет, гимназия № 3, г. Борисов



«Разве не ясно — это опасно!». Мельникова Екатерина, 11 лет, СШ № 2, г. Борисов



«Отключи!». Зуенок Николай, 10 лет, изостудия, г. Борисов



«Не оставляй электроприборы без присмотра». Коваленко Ксения, 10 лет, гимназия № 2, г. Борисов

Конкурс прошел в сентябре–октябре 2010 года. В нем приняли участие более 1 500 школьников 4–5 классов. На суд жюри, в состав которого вошли начальник Борисовского МРО филиала «Энергонадзор» А.С. Павлович, заместитель начальника Борисовского МРО филиала «Энергонадзор» И.В. Лавровский и начальник отдела образования Борисовского райисполкома Г.Н. Казак, было представлено 172 работы. Жюри отметило 30 лучших рисунков, 4 из

которых заняли призовые места. Победители конкурса награждены дипломами, памятными подарками и сладкими призами. Все участники получили Почетные грамоты. Из 100 рисунков была организована передвижная выставка.

Следует отметить активность и энтузиазм, с которыми борисовские школьники принимали участие в конкурсе. Жюри и персонал отделения признались, что с огромным удовольствием знакомились с представленными работа-



«Розетка – не игрушка». Проскура Анна, 10 лет, Лошницкая СШ Борисовского района



«Стой – убьет». Трипутень Екатерина, 9 лет, гимназия № 1, г. Борисов



Коллективная работа детей. Лошницкий дошкольный центр развития ребенка, Борисовский район



«Не запуская воздушных змеев над проводами ЛЭП». Цымлов Дмитрий, 11 лет, изостудия, г. Борисов



«Опасный ремонт». Мытько Ира, 11 лет, СШ № 24, г. Борисов

ми. В качестве героев своих рисунков дети использовали персонажей из старых добрых сказок или мультфильмов. Работы отличались разнообразием, а в некоторых случаях и неожиданностью сюжетов.

Воплощая свои идеи в рисунке, ребята проявили фантазию и высокое мастерство. Некоторые рисунки, по мнению жюри, могут служить готовыми плакатами по профилактике электротравматизма. Главным достоинством конкурса является то, что опасность электрического тока дети представили в форме и манере, понятной для своих сверстников: ведь то, что кажется очевидно опасным для взрослых, на детей зачастую не производит впечатления.

Готовясь к конкурсу, дети изучали литературу, памятки по теме электробезопасности, общались по данному вопросу со взрослыми. Несомненно, участие в этом творческом соревновании заставило ребят задуматься об опасности, которую может представлять собой электрический ток, и если конкурс уберет от беды хотя бы одного ребенка, то все усилия были не напрасны.

А.С. ПАВЛОВИЧ, начальник Борисовского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Минскэнерго» – старший государственный инспектор по энергетическому надзору

ПЕРЕЧЕНЬ СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ В 2010 ГОДУ

НОВОСТИ		
	№ 1	2–4
	№ 2	4–7
ТЭК Беларуси	№ 3	4–6
	№ 4	4–6
	№ 5	4–6
	№ 6	4–6
Состоялось 15-е заседание Совета по энергетической политике при Интеграционном комитете ЕврАзЭС	№ 2	7
О выполнении мероприятий по проведению Года родной земли организациями Минэнерго	№ 3	7
Георгию Николаевичу Хартановичу – 80 лет	№ 4	7
О подготовке народного хозяйства Беларуси к отопительному сезону	№ 4	8
ПРИОРИТЕТЫ		
Без скидок на обстоятельства <i>По итогам работы энергетической отрасли за 2009 год</i> Гончар О.В.	№ 1	5–9
Перспективы развития энергетики республики <i>По итогам онлайн-конференции БЕЛТА с участием зам. Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюка</i>	№ 1	10–14
В условиях динамичного развития <i>По итогам работы коллегии Министерства энергетики Республики Беларусь</i> Гончар О.В.	№ 3	8–12
Сохранение темпов развития отрасли потребует полной самоотдачи <i>По итогам работы коллегии Министерства энергетики Республики Беларусь</i> Гончар О.В.	№ 4	9–13
Приоритеты развития энергетики <i>Комментарии к Стратегии развития энергетического потенциала Республики Беларусь на 2011–2015 годы и на период до 2020 года</i> Молочко А.Ф.	№ 5	40–43
Подготовка энергетической отрасли республики к осенне-зимнему периоду 2010/2011 года	№ 5	44–46
Экзамен на надежность. О готовности регионов к отопительному сезону	№ 5	47–49
Развитие энергетики должно стать более динамичным <i>По итогам работы коллегии Министерства энергетики Республики Беларусь</i>	№ 6	8–10
Беларусь готова к масштабному привлечению иностранных инвестиций <i>По итогам Белорусского инвестиционного форума во Франкфурте-на-Майне</i> Гончар О.В.	№ 6	11–18
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА		
Анализ причин нарушений электроснабжения потребителей в январе 2010 года Радюк В.Л.	№ 1	15–17
Пружанская мини-ТЭЦ. Современные европейские технологии в использовании местных видов топлива Леоновец С.В.	№ 1	18–21
Уточнение прогноза электропотребления Республики Беларусь на период до 2020 года Молочко А. Ф.	№ 2	8–13
Брестская ТЭЦ. Завершен очередной этап модернизации Литвинюк О.А.	№ 2	14–15
Современные способы защиты электрооборудования от сетевых аварий в сетях 0,4 кВ	№ 2	16–17
Реконструкция Гродненской ТЭЦ-2. Белорусско-индийское партнерство Сумич А.И.	№ 3	13–16
Пуск 4-го энергоблока Лукомльской ГРЭС состоялся Бородич В.А.	№ 3	17–19
Об электромагнитной совместимости на объектах энергетики Клявза В.И.	№ 3	20–21
Опыт эксплуатации утилизационной турбодетандерной установки на Гомельской ТЭЦ-2 Зенович-Лешкевич-Ольпинский Ю. А.	№ 4	14–18
Применение электродетандерных котлов на ТЭЦ как эффективный способ получения маневренной электрической мощности в энергосистеме Беларуси с вводом АЭС Трутаев В.И., Сыропушинский В.М.	№ 4	19–24
Методические основы определения экономической эффективности модернизации тепловых электростанций Падалко Л.П.	№ 5	50–55

Прирост себестоимости производства электроэнергии как экономический критерий обоснования очередности разгрузки энергоустановок в ночные часы Трутаев В.И., Сыропушинский В.М.	№ 6	19–24
ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА		
Оценка сейсмической опасности при выборе площадки для размещения АЭС в Республике Беларусь Аронов А.Г.	№ 1	22–25
Цена ядерного топлива и ее структура Попов Б. И.	№ 1	26–27
Ядерный ренессанс <i>По итогам Парижской Международной конференции по развитию ядерной энергетики</i> Груша Н.М.	№ 2	18–20
Переработка жидких радиоактивных отходов, образующихся при эксплуатации АЭС Давыдов Ю.П., Торопова В.В.	№ 2	21–25
К вопросу о геологической разведке урана в Беларуси Степанов В.А.	№ 2	26–30
Энергия атома. Переоценка ценностей Кондратьев М.П.	№ 3	27–29
Ядерная энергетика сегодня. Точка зрения специалистов <i>По итогам заседания круглого стола «Перспективы развития атомной энергетики в Республике Беларусь»</i> Никитина А. В.	№ 3	30–31
Инновационные разработки для обеспечения безопасности эксплуатации белорусской АЭС Колпашиков В. Л., Сыскова М.Г.	№ 4	25–28
Подготовленный персонал – залог безопасности АЭС <i>Интервью с заместителем руководителя проекта «Компьютерная обучающая система по основным политикам АЭС, менеджменту и технологиям» В.А. Гедзем</i> Никитина А.В.	№ 4	29–30
Применение компьютерных тренажеров в подготовке специалистов для ядерной энергетики Чернов Е.В., Выговский С.Б., Макатун Д.И., Ямный В.Е.	№ 5	56–58
Защитные мероприятия и системы безопасности АЭС Брылева В.А.	№ 6	25–28
ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА		
Развитие гидро- и ветроэнергетики в Гродненской области Микулич В.И.	№ 1	28–30
Гидроэнергетика Витебской энергосистемы. Каскад ГЭС на реке Западная Двина Никодимов С.Н.	№ 2	31–34
Геотермальные ресурсы Беларуси и их использование Зуй В.И., Грибик Я.Г.	№ 2	35–39
Комментарии к проекту Закона Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии» Казимирчик Е. А.	№ 3	32–34
Перспективы использования фотовольтаических систем в Беларуси Червинский В.Л.	№ 6	30–33
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАДЗОР		
О состоянии электротравматизма в Белорусской энергосистеме Клявза В.И.	№ 1	38–40
Проблемы безопасной эксплуатации электроустановок сельскохозяйственных предприятий Латышонок В.Г., Голубенок А.М.	№ 1	41–43
Корреляционный анализ в задачах выявления источников несинусоидальности напряжения Лымарь О.В.	№ 1	44–46
Утверждены Рекомендации по выполнению испытания цепи «фаза-нуль» в электроустановках напряжением до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали Лосенков Д.М.	№ 2	49–52
Совершенствование НПА и ТНПА в сфере деятельности органов Госэнергонадзора Клявза В.И.	№ 2	53–54
Применение устройств защитного отключения Мацкевич В.Н.	№ 2	55–57
Проблемы применения устройств защитного отключения на объектах народного хозяйства Зленко А.Г.	№ 2	58–59
О переработке нормативно-правовых актов бывшего СССР в области средств защиты работающих в электроустановках Клявза В.И.	№ 3	50–52
Повышение уровня электробезопасности низковольтных комплектных устройств Скрынник К.А.	№ 3	52–55
Об итогах отопительного сезона 2009/2010 года в Брестской области Дейко О. В.	№ 3	56–57

О некоторых вопросах обеспечения защиты от поражения электрическим током Клявза В.И.	№ 4	39–40
Причины и последствия нарушения показателей качества электрической энергии Жигайло Н.П.	№ 4	41–43
О вопросах надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей Пачковский А.Ч.	№ 4	44–45
Структура устройства защитного отключения и его применение Гурова И. А.	№ 4	46–47
О некоторых вопросах проектирования и эксплуатации электроустановок Лосенков Д.М.	№ 5	59–61
Способы защиты от поражения электрическим током в электроустановках Рыбак С. А.	№ 5	62–65
Применение административной ответственности в сфере энергетики Гурина О.В.	№ 6	34–37
Автоматизация рабочего места инспектора Киселев Н.Н., Симаков А.А.	№ 6	38–40
Модульная система заземления Воронцов А.Э.	№ 6	41
К юбилею энергосбыта и энергонадзора <i>По итогам Республиканской научно-практической конференции ГПО «Белэнерго»</i>	№ 6	42–43
БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА		
О политике в области охраны труда Коржова В.А.	№ 2	69–71
НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ		
Радиоэкологические аспекты сжигания древесного топлива на крупных энергетических установках Беларуси Соловьев В.Н., Жемжуров М.Л., Левчук А.С., Кузьмина Н.Д., Плещанков И.Г., Карбанович Л.Н.	№ 1	50–54
Перевод источников теплоты систем централизованного теплоснабжения в теплонасосные станции с газомоторными ТНУ Седнин В.А., Седнин А.В., Богданович М.Л., Шкловчик Д.И., Шимукович А.А., Прокопеня И.Н.	№ 1	55–58
Современные технологии водоподготовки в теплоэнергетике Бильдюкевич А.В.	№ 4	57–61
Выбор расчетной температуры сетевой воды для систем теплоснабжения с теплонасосными станциями в условиях ограниченного источника теплоты низкого потенциала Богданович М. Л., Петриченко А.В.	№ 4	62–67
Натурные испытания устройства дифференциальной защиты трансформатора МР801 производства РУП «Белэлектромонтажналадка» Ломан М.С., Ковалевский А.В.	№ 6	55–57
МНЕНИЕ СПЕЦИАЛИСТА		
Совершенствование работы по обеспечению безопасности труда в энергетике Севрюк З.Б.	№ 1	47–59
Как уменьшить потери электроэнергии Куличенков В.П.	№ 3	22–26
К выбору стратегии регулирования нагрузки объединенной электроэнергетической системы Беларуси Якушев А.П., Быков А.И., Попов Б.И.	№ 4	31–33
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ		
Энергосбережение и эффективное использование ТЭР – приоритеты работы ГПО «Белтопгаз»	№ 2	60–61
Информационные технологии в сварке как средство ресурсосбережения Иванов Г.А., Прончева В.Н.	№ 2	62–64
Измерительный комплекс ИСТОК – сертифицированные средства измерения энергоресурсов Григорьев С.Н.	№ 6	29
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ		
Энергоэффективный турбопривод для питательных и сетевых насосов ТЭЦ Щапов Д. Г.	№ 3	64–65
ЭНЕРГОРЕСУРСЫ		
Прирастаем подземными кладовыми газа Сухачев В.И.	№ 1	59–62
О нефтеперспективности территории Оршанской впадины Гаврилов И.М., Каштелян О.Л.	№ 6	58–62
ПОДГОТОВКА КАДРОВ		
Опыт подготовки специалистов в области возобновляемой энергетики в МГЭУ им. А.Д. Сахарова Родькин О.И., Пашинский В.А.	№ 2	65–67

О подготовке инженерных кадров для белорусской АЭС Силюк С.М., Карницкий Н.Б., Герасимова А.Г.	№ 3	58–60
Изучению современного оборудования – новые подходы Страшинский В.В.	№ 3	61–63
СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ		
	№ 1	63
	№ 2	68
Национальный фонд ТНПА – энергетике	№ 3	67
	№ 4	56
	№ 5	78
	№ 6	78
Стандарты как действенный инструмент продвижения энергоэффективности Гуревич В.Л.	№ 1	64–65
Энергоменеджменту в Беларуси будет уделяться все больше внимания	№ 3	66
Особенности разработки и внедрения систем управления энергопотреблением в соответствии с СТБ 1777-2009 Гуревич В. Л.	№ 5	75–77
МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ		
Перспективы электроэнергетики Литвы после закрытия Игналинской АЭС	№ 1	66–68
Обеспечение энергоэффективности в сельском хозяйстве России Русан В.И.	№ 4	68–69
Украина. Пути решения проблем энергетической безопасности Авчинников А.Б., Емельяненко Е.В.	№ 6	47–49
Мировая практика использования геотермальных ресурсов для выработки электроэнергии Зуй В.И.	№ 6	50–54
МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО		
Беларусь может служить образцом для подражания <i>Энергетический прогноз Всемирного банка для стран Восточной Европы и бывшего Советского Союза</i> Гончар О.В.	№ 3	35–37
Второй Белорусско-Германский энергетический форум Милаш Е.А.	№ 3	38
Второй Белорусско-Финляндский инвестиционно-экономический форум Дмуховская В.В.	№ 3	39
ПРЕЗЕНТАЦИЯ		
Инновационный прорыв в системе отопления	№ 3	48–49
Современное оборудование для получения энергии из биомассы	№ 4	48–49
«Энергостройинвест» предлагает котельное оборудование Natesch	№ 4	50–51
Замена насосов циркуляции сетевой и охлаждающей воды при реконструкции производств	№ 4	52–53
Электробезопасность – генеральная идея СООО «Евроавтоматика ФиФ»	№ 4	54–55
ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ		
Календарь выставок (март/апрель 2010 года)	№ 1	31–35
Календарь выставок (май/июнь 2010 года)	№ 2	40–43
Календарь выставок (июль/август 2010 года)	№ 3	40–41
Календарь выставок (сентябрь/октябрь 2010 года)	№ 4	34–35
Календарь выставок (ноябрь/декабрь 2010 года)	№ 5	66–69
Календарь выставок (январь/февраль 2011 года)	№ 6	44–46
Приглашаем на Белорусский промышленный форум	№ 1	44–45
Началась практическая фаза реализации проекта строительства белорусской АЭС <i>По итогам работы выставки «Атомэкспо-Беларусь-2010»</i> Никитина А.В.	№ 1	46–48
«Атомэкспо-Беларусь» приглашает	№ 1	36–37
Инновационные технологии – основа модернизации экономики <i>По итогам Белорусского промышленного форума-2010</i> Никитина А.В.	№ 3	42–43
Водоподготовке – новые технологии <i>По итогам Международного водно-химического форума</i> Хаятина Е. С.	№ 3	44–45
Современные технологии безопасности <i>По итогам 4-й Международной специализированной выставки «Человек и безопасность»</i> Никитина А.В.	№ 3	46–47
Приглашаем на Белорусский энергетический и экологический форум	№ 4	34–35
По итогам XV Белорусского энергетического и экологического форума	№ 5	70–72
ЭНЕРГЕТИКА В ЦИФРАХ		
Баланс первичных энергоресурсов в мире	№ 3	68

Добыча сырой нефти по странам	№ 3	68
Добыча природного газа по странам	№ 3	69
Добыча каменного угля (антрацита) по странам	№ 3	69
Производство ядерной энергии в мире	№ 3	70
Производство гидроэнергии в мире	№ 3	70
Валовой объем производства нефтеперерабатывающих заводов в мире	№ 4	70
Производство нефтепродуктов по странам	№ 4	70
Добыча сырой нефти в мире	№ 4	71
Производство электроэнергии в мире по источникам энергии	№ 5	73
Производство электроэнергии в мире по странам	№ 5	74
Конечное потребление ТЭР по видам топлива в мире	№ 6	63
Структура конечного потребления ТЭР по странам	№ 6	63
Мировой энергетический баланс. 1973 год	№ 6	64
Мировой энергетический баланс. 2007 год	№ 6	65
50 ЛЕТ ОАО «БЕЛТРАНСГАЗ»		
ОАО «Белтрансгаз» сегодня	№ 5	8
ОАО «Белтрансгаз» отмечает юбилей Майоров В.В.	№ 5	9
ОАО «Белтрансгаз». Этапы становления	№ 5	10–11
Развитие и совершенствование газотранспортной системы	№ 5	12–15
Минское управление магистральных газопроводов	№ 5	16–18
Ямал – Европа – надежное звено европейской газотранспортной системы	№ 5	19–21
Подземные хранилища газа и их роль в обеспечении энергетической безопасности	№ 5	22–25
Компрессорные станции – сердце газотранспортной системы	№ 5	26–27
Автоматизированные системы управления. Надежность, эффективность, безопасность	№ 5	28–29
Экономические аспекты применения компримированного газа	№ 5	30–31
История одной разработки	№ 5	32–33
Система обеспечения надежности и безопасной эксплуатации магистральных газопроводов – в действии	№ 5	34–35
От внедрения энергосберегающих проектов – к стратегии мышления	№ 5	36–37
Главная ценность – человек	№ 5	38–39
СОБЫТИЕ		
Первенцу белорусской энергетики – 80 лет Бородич В.А.	№ 6	66–67
Бобруйской ТЭЦ-2 – 40 лет Прохорович А.С.	№ 6	68–69
Климовичские электрические сети отметили полувековой юбилей Осмоловский В.М.	№ 6	70–71
НАСЛЕДИЕ		
«Своей судьбе я благодарен за все...» К 90-летию Ивана Ивановича Чижонка Дрогайцева Е.С.	№ 6	72–73
ЭНЕРГОПАНОРАМА		
Энергетика. Обзор событий в мире	№ 1	69–72
	№ 2	72–74
	№ 3	71–74
	№ 4	72–74
	№ 5	79–82
	№ 6	75–77
ГЛАЗАМИ ДЕТЕЙ		
Электрический ток – это опасно Павлович А.С.	№ 6	78–80
ПАМЯТИ ВЕТЕРАНОВ		
К 100-летию со дня рождения Николая Наумовича Анисимова Бетанова И.В.	№ 5	83



СОВМЕСТНОЕ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

ПромЭнергоКомплекс

ПРЕДЛАГАЕТ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ



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

Оказываемые услуги

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



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



ПРОДАЖА - РЕМОНТ - ГАРАНТИЯ

С Днем энергетика, Рождеством и Новым годом!

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

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

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