

# ПЭК 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, рефлектметры, ультразвуковые приборы для энергоаудита и диагностики)
- Комплектация электротехнических лабораторий



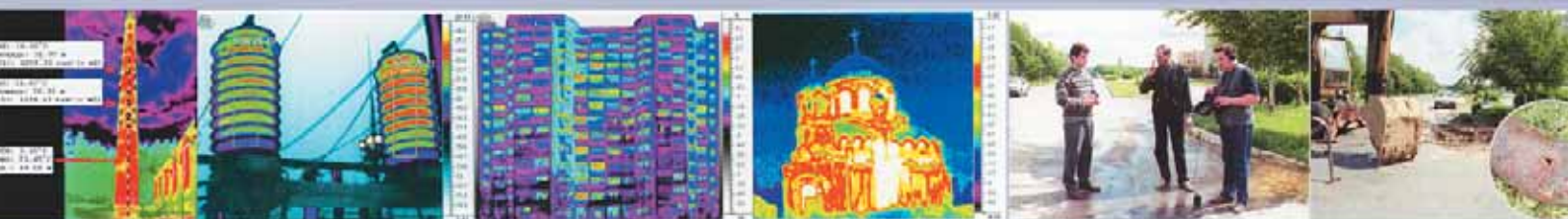
### Оказываемые услуги

- Разработка проектно-сметной документации
- Режимно-наладочные испытания котлов
- Энергетическое обследование организаций
- Техничко-экономическое обоснование энергосберегающих мероприятий
- Разработка удельных расходов энергоресурсов (норм расхода ТЭР)



*Выбирая сотрудничество с нами —  
Вы приобретаете надежного партнера!*

ПРОДАЖА - РЕМОНТ - ГАРАНТИЯ



СООО «ПромЭнергоКомплекс»  
220037 г. Минск  
пер. Уральский, 15

тел./факс: (017) 269-90-54, 327-04-54  
(017) 327-07-20, 294-37-90, 394-36-35  
(029) 603-49-63

<http://www.pek.by/>  
E-mail: [pek\\_info@mail.ru](mailto:pek_info@mail.ru)  
УНП 190465012

## СОДЕРЖАНИЕ

### Учредитель

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

### Редакционная коллегия:

Каранкевич В.М.	заместитель Министра энергетики Республики Беларусь
Бобарико Ю.А.	заместитель генерального директора РУП «Минскэнерго»
Герман М.Л.	к.ф.-м.н., директор РУП «БЕЛТЭИ»
Клявза В.И.	начальник отдела охраны труда ОАО «Центроэнергомонтаж»
Кордуба В.Г.	инженер-теплоэнергетик, заслуженный работник промышленности Республики Беларусь
Кундас С.П.	д.т.н., профессор, ректор Международного государственного экологического университета имени А.Д. Сахарова
Лиштвак 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 БГАТУ
Рыков А.Н.	к.т.н., директор РУП «Белнипиэнергопром»
Седин 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

### НОВОСТИ ТЭК

Обзор событий .....	4
42-е заседание Электроэнергетического Совета в Минске .....	7
Каракулько Г.А. Мировая энергетика. По материалам электронных и печатных СМИ.....	8

### ПРИОРИТЕТЫ

Самая крупная ГЭС в республике начала свою работу Интервью генерального директора РУП «Гродноэнерго» В.В. Шатерника, заместителя генерального директора по капитальному строительству И.В. Некраша, главного инженера Ю.А. Шмакова .....	11
Подготовительные работы к осенне-зимнему периоду в отрасли завершены .....	17
Надежность электро- и теплоснабжения в регионах будет обеспечена .....	18

### ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Забелло Е.П., д.т.н., профессор БГАТУ Факторы, влияющие на экономическую эффективность энергетической отрасли в условиях развития рыночных отношений .....	21
Сулжиц А.М., заведующая лабораторией учета электроэнергии РУП «БЕЛТЭИ» Порядок создания АСКУЭ потребителей и некоторые технические аспекты .....	26
Колик В.Р., начальник отдела учета и качества электроэнергии РУП «Белэнергопроект», Горовой В.В., заместитель начальника отдела учета и качества электроэнергии – заведующий группой АСКУЭ О необходимости аттестации алгоритмов и программ, входящих в состав измерительных приборов и систем .....	29

### ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Груша Н.М., директор Департамента по ядерной энергетике Министерства энергетики Заинтересованность в развитии ядерной энергетике в мире сохраняется По итогам 56-й сессии Генеральной конференции МАГАТЭ в Вене.....	32
---	----

### ГАЗОВАЯ И ТОРФЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Криворотов В.Л., помощник генерального директора ГПО «Белтопгаз» Профессионализм – это высокие результаты труда.....	34
---	----

### НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Ерусланов В.Л., специалист по продажам ООО «Интербелтрейд» О механических нагрузках, выдерживаемых лентой защитно-сигнальной серии ЛЗС.....	38
---	----

**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОНАДЗОР**

Бакалкин Ю.А., заместитель начальника энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Брестэнерго»

**О развитии малой энергетики в Брестской области** .....40

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

**Работа над ошибками**

*Анализ результатов отопительного периода 2011/2012 года*

*в Гомельской области*.....43

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

**О подготовке потребителей энергии и энергоснабжающих организаций Гродненской области к ОЗП 2012/2013 года** .....46

**НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ**

Бильдюкевич А.В., д.х.н., член-корреспондент НАН Беларуси, директор Института физико-органической химии НАН Беларуси, Шункевич А.А., зав. лабораторией Института физико-органической химии НАН Беларуси,

Хаятина Е.С., руководитель группы по наладке водно-химического режима Инженерного центра ОАО «Белэнергогормналадка»

**Водоподготовка. Новые технологии удаления органических соединений из природных вод**.....49

**ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ**

**Календарь выставок (ноябрь/декабрь 2012 года)** .....55

Моисеева Е.Н.

**Energyexpo. Современное оборудование и новейшие технологии в энергетике**

*По итогам XVII Белорусского энергетического и экологического форума* .....60

**СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ**

**Национальный фонд ТНПА – энергетике** .....63

**МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ**

Левченко С.А., к.т.н., ведущий научный сотрудник Института тепло- и массообмена имени А.В. Лыкова НАН Беларуси

**Потенциал интеллектуальных сетей (Smart Grids): проблемы и возможности их решения** .....64

**БИБЛИОТЕКА ЭНЕРГЕТИКА**

**Республиканская научно-техническая библиотека предлагает** .....69

**ПАМЯТИ УШЕДШИХ**

**Ушел из жизни Георгий Николаевич Хартанович** .....70

**Энергетическая безопасность****Традиционная и ядерная энергетика****Газовая и торфяная промышленность****Транспорт газа и газоснабжение****Альтернативная и малая энергетика****Энергоэффективность и экология****Редакция:**

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

**Уважаемые рекламодатели!**

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

**Адрес редакции:**

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

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала  
№ 931 от 27.08.2010.

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

Отпечатано в типографии: РУП «Минсктиппроект»,  
220123, г. Минск, ул. В. Хоружей, 13/61  
ЛП №02330/0494102 от 11.03.2009.  
Печать офсетная. Бумага мелованная.  
Подписано в печать 25.10.2012 г., формат 60х90%,  
тираж 1600 экз., заказ № 2784.

© «Информационно-издательский центр»  
ОАО «Экономэнерго», 2012

## Уровень подготовки инфраструктуры будущей АЭС соответствует лучшим мировым стандартам

С 4 по 7 октября Беларусь посетил заместитель генерального директора Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ) Александр Бычков. В ходе визита состоялись встречи с заместителем Премьер-министра Республики Беларусь А.А. Тозиком, заместителем Министра энергетики М.И. Михадюком, директором Департамента по ядерной энергетике Минэнерго Н.М. Грушей и другими, на которых обсуждались итоги миссии МАГАТЭ по комплексной оценке ядерно-энергетической инфраструктуры Беларуси, работавшей в республике с 16 по 30 июня 2012 года.

Были рассмотрены вопросы взаимодействия Беларуси и МАГАТЭ по выполнению рекомендаций миссии, включая привлечение технического и консультативного содействия Агентства, разработку соответствующего интегрированного плана.

Представители МАГАТЭ посетили Островецкий район, где ознакомились с ходом работ на площадке возведения атомной станции, строительством новых микрорайонов в г. Островце, а также побывали в информационном центре будущей АЭС.

А. Бычков отметил интенсивную и качественную работу заказчика и подрядчика. «Впечатляет подготовка всех внешних систем. Проложены хорошие дороги, в том числе железная, город строится. Это тоже очень важно, чтобы строители жили в хороших условиях. Все комплексно, как мне кажется, находится на уровне лучших мировых стандартов», – констатировал представитель МАГАТЭ.

## В разработке проектной документации Белорусской АЭС участвуют российские проектировщики

В соответствии с договором, подписанным между генеральным подрядчиком сооружения Белорусской АЭС и санкт-петербургским «Атомэнергопроектом» (СПбАЭП), в зоне ответственности петербургских проектировщиков находятся важнейшие объекты станции – ядерный остров, турбинный остров и физическая защита станции. Кроме того, по субподрядным договорам СПбАЭП разработает проектную и рабочую документацию для градирен Белорусской АЭС.

Первые пакеты проектной документации будут переданы заказчику уже в декабре нынешнего года. Речь идет об архитектурных, конструктивно-планировочных решениях проекта АЭС и мероприятиях по обеспечению пожарной безопасности. После завершения всех разделов проекта он будет направлен на экспертизу надзорным органам Беларуси и в Главгосэкспертизу России.

Ранее СПбАЭП была выполнена и передана заказчику первоочередная рабочая документация, в соответствии с которой на площадке ведется устройство



На строительной площадке Белорусской АЭС

котлована под ядерный и турбинный остров, а также выполняются подбетонки, пластовый дренаж, молниеприемная сетка.

В настоящее время уложено более 5500 м<sup>3</sup> бетона, что составляет 21 % от объема пластового дренажа. Работы ведутся на 62 объектах, 14 из которых планируется сдать в 2012 году. Работы по котловану идут в соответствии с графиком: бетонируются «пазухи» котлована и идет подготовка к укладке бетона пластового дренажа. На площадке задействовано около 200 единиц строительной техники и трудится более 800 рабочих. До 20 ноября 2012 года предстоит закончить выполнение пластового дренажа, который одновременно будет являться защитой от промерзания основания котлована. В 2013 году планируется развернуть работы на 35 объектах.

## Система управления техническим состоянием газотранспортной системы Беларуси будет совершенствоваться

Вопросы совершенствования системы управления техническим состоянием газотранспортной системы обсуждались 17 сентября в Минске в ходе 43-го заседания комитета «Промышленность и строительство» Европейского делового конгресса, организованного ОАО «Белтрансгаз» (член ЕДК). На заседании эксперты из России, Беларуси, Германии, Великобритании и других стран обсудили вопросы управления надежностью газотранспортной системы. В том числе были рассмотрены различные технологии при реализации новых проектов по повышению надежности трубопроводного транспорта, перспективы использования природного газа в Беларуси для автомобильного транспорта.

Также обсуждались вопросы, связанные с функционированием единой системы газоснабжения, подходы и методы, которые позволяют достичь надежности, во-

просы, связанные с диагностикой, оценкой технического состояния.

Те подходы, которые рассматривались и обсуждались, будут реализованы и в рамках эксплуатации газотранспортной системы в зоне ответственности ОАО «Белтрансгаз». Они не противоречат существующим в Беларуси, утверждены нормативной базой, позволяют увязать два таких фактора, как надежность и финансы, и оптимизировать их с точки зрения необходимости и достаточности в проведении ремонтов, технического обслуживания, соответственно, затрат.

В настоящее время ОАО «Газпром» и ОАО «Белтрансгаз» разрабатывают трех- и десятилетние программы развития газотранспортной системы Беларуси, которые включают в себя мероприятия, направленные на обеспечение надежной и синхронизированной работы газотранспортных систем России и Беларуси, в том числе для покрытия пиковых нагрузок потребления газа в осенне-зимний период за счет развития подземных хранилищ газа (прежде всего Мозырского).

### **Началась реализация проекта по реконструкции котельного цеха № 3 Жодинской ТЭЦ в г. Борисове**

4 октября был дан официальный старт реконструкции котельного цеха № 3 Жодинской ТЭЦ в г. Борисове. Проект включает в себя строительство современной парогазовой установки (ПГУ) общей электрической мощностью 65 МВт. В ее состав входят газовая турбина в комплекте с генератором мощностью 45 МВт; паровой котел-утилизатор двухбарабанного типа со встроенным газовым подогревателем сетевой воды, вертикальный, с индивидуальной дымовой трубой; паровая конденсационная турбина в комплекте с генератором мощностью 20 МВт.



*Торжественная церемония по случаю начала реконструкции РК №3 Жодинской ТЭЦ в г. Борисове*

Проект предусматривает подключение ПГУ по технологическим трубопроводам к существующей схеме РК-3, а также создание системы технического водоснабжения закрытого типа с градирнями. Выдача электрической мощности будет осуществляться на напряжении 110 кВ от строящегося на котельной распределительного устройства РУ 110 кВ на ПС 330 кВ «Борисов».

Контракт с ОАО «Группа Е4» (Россия) на комплексное строительство объекта «Реконструкция котельного цеха № 3 (РК-3) Жодинской ТЭЦ в г. Борисове со строительством парогазовой установки» заключен 28 декабря 2011 года по результатам торгов. В составе основного оборудования – газотурбинная установка SGT-800 Siemens, паротурбинная установка SST-400 Siemens, а также котел-утилизатор.

В торжественной церемонии по случаю начала строительства приняли участие заместитель генерального директора РУП «Минскэнерго» Ю.А. Бобарико, заместитель главного инженера РУП «Минскэнерго» по теплотехнической части Д.И. Меметов, заместитель председателя Борисовского райисполкома И.Л. Чайкун, руководство и работники Жодинской ТЭЦ и др.

Реализация проекта даст возможность повысить эффективность энергетического производства за счет применения современной парогазовой технологии сжигания топлива. Так, удельный расход условного топлива на производство электроэнергии составит 169 г/кВт·ч, тепла – 169,5 кг/Гкал. Кроме того, ввод в эксплуатацию ПГУ на РК-3 Жодинской ТЭЦ в г. Борисове позволит увеличить генерирующую мощность Белорусской энергосистемы, повысить энергетическую безопасность страны, полностью обеспечить потребности г. Борисова в тепловой и электрической энергии.

Сооружение объекта предполагается завершить в течение 1,5 лет.

### **Китайские специалисты приступили к строительству Витебской ГЭС**

Специалисты Китайской национальной корпорации по электрооборудованию CNEEC, которая является генподрядчиком по проекту строительства Витебской ГЭС на р. Западная Двина, приступили к подготовительным работам. Идет подготовка площадки для возведения временных сооружений, необходимых для строительных работ. Заключены контракты с рядом белорусских организаций на выполнение подрядных работ по проекту. Кроме того, предусматривается, что белорусские предприятия будут поставлять для строительства ГЭС стройматериалы и металлоконструкции.

РУП «Витебскэнерго» заключило контракт с Китайской национальной корпорацией по электрооборудованию еще в декабре 2010 года. В рамках контракта компания CNEEC должна обеспечить строительство Витебской ГЭС под ключ, выполнить испытания оборудования и ввести объект в эксплуатацию, а также

осуществлять обслуживание станции в течение гарантийного периода. В обязанности генподрядчика также входит обучение персонала станции.

Большая часть финансирования проекта будет осуществлена за счет кредита от Государственного банка развития Китая под гарантии белорусского правительства.

Мощность станции составит 40 МВт, что позволит производить около 140 млн кВт·ч электроэнергии в год. Таким образом, работа станции на 50 % обеспечит потребности Витебского района в электроэнергии. Ввод станции в эксплуатацию запланирован на 2016 год.

### Сформирован кадастр возобновляемых источников энергии

В Беларуси сформирован государственный кадастр возобновляемых источников энергии (ВИЭ), который был зарегистрирован в феврале текущего года. Ознакомиться с кадастром можно на сайте Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды, которое является его владельцем. К настоящему времени в кадастре собрана полная информация как об уже действующих установках, так и о площадках возможного размещения новых объектов. Кроме того, в документе собраны сведения о производителях энергии из возобновляемых источников энергии и др. Владельцы

ВИЭ могут самостоятельно внести в него информацию об имеющихся у них площадках и установках, актуализировать ее. Кроме того, кадастр позволяет владельцам ВИЭ получить сертификат о подтверждении происхождения энергии.

Создание государственного кадастра будет способствовать привлечению инвестиций в использование возобновляемых источников энергии, оценке энергетического потенциала территории Беларуси и повышению эффективности использования возобновляемых источников энергии.

Согласно информации, содержащейся в кадастре, в настоящее время в республике на возобновляемых видах энергии действует около 150 установок, установленная мощность которых составляет 139,2655 МВт. На древесном топливе, иных видах биомассы работает 69 объектов, 39 использует энергию естественного движения водных потоков, 15 – энергию солнца, 14 – биогаз, 8 – энергию ветра и 4 – тепло земли. На долю индивидуальных предпринимателей приходится 93 установки.

Имеющиеся объекты ВИЭ способны вырабатывать свыше 505 109,7 тыс. кВт·ч электроэнергии в год и около 893 295,443 Гкал/год – тепловой энергии. При этом они позволяют сэкономить более 114 802,666 т у.т. в год.

*Подготовлено по материалам Минэнерго, информагентств, собственных корреспондентов*

## Команда Столбцовских электрических сетей стала призером международных профессиональных соревнований

С 5 по 15 сентября на базе учебно-испытательного полигона обособленной структурной единицы «Винницаэлектротехнология» государственного предприятия «Национальная энергетическая компания «Укрэнерго» состоялись Международные

соревнования профессионального мастерства бригад по обслуживанию высоковольтных линий электропередачи национальных энергосистем государств – участников СНГ.

В них состязались команды из восьми государств: Республики Армения, Республики Беларусь, Грузии, Республики Казахстан, Российской Федерации, Республики Таджикистан, Республики Узбекистан и Украины.

По итогам соревнований команда «Столбцовские электрические сети» РУП «Минскэнерго» заняла второе место. Победителем стала команда Житомирских МЭС Центральной ЭС ГП «НЭК Укрэнерго», третье место присуждено команде филиала ЗАО «Электрические сети Армении» – «Эксплуатация электрических сетей 35–110 кВ».

**Поздравляем команду Столбцовских электрических сетей с призовым местом и желаем дальнейших профессиональных побед!**



# В МИНСКЕ СОСТОЯЛОСЬ 42-Е ЗАСЕДАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОВЕТА СНГ

19 октября в Минске состоялось 42-е заседание Электроэнергетического совета СНГ. В его работе приняли участие представители органов управления электроэнергетикой и руководители электроэнергетических компаний Азербайджана, Армении, Беларуси, Казахстана, Кыргызстана, Молдовы, Российской Федерации, Таджикистана, Туркменистана, Узбекистана, Украины, представители Исполнительного комитета и наблюдатели при ЭЭС СНГ. От Белорусской энергосистемы на заседании присутствовали Министр энергетики А.В. Озерец и генеральный директор ГПО «Белэнерго» А.Р. Ширма. В работе ЭЭС СНГ также принял участие первый заместитель Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко.



Открыл заседание Президент Электроэнергетического совета СНГ, Министр энергетики Российской Федерации А.В. Новак. Он отметил, что ЭЭС СНГ проделал серьезную работу по развитию нормативно-правовой базы электроэнергетики СНГ, совершенствованию параллельной работы энергетических систем стран Содружества, обеспечению надежного энергоснабжения экономики и граждан за счет использования преимуществ единой технологической базы, а также развитию других важнейших направлений деятельности Совета.

Сегодня важно сохранить и всесторонне развивать сложившиеся за десятилетия совместной работы партнерские отношения между энергосистемами Содружества, подчеркнул в своем выступлении первый заместитель Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко. Энергетикам необходимо одновременно выполнить три сложнейшие задачи: провести структурную модернизацию и реформирование национальных энергосистем для обеспечения необходимых предпосылок работы промышленности в условиях постоянно растущей конкуренции; обеспечить устойчивую синхронную работу энергосистем государств – участников СНГ; реализовать целый ряд крупных взаимовыгодных проектов путем объединения потенциала стран, что будет способствовать повышению уровня экономической безопасности и благосостояния населения.

Председатель Исполнительного комитета Е.С. Мишук, обращаясь к участникам заседания Электроэнергетического совета, отметил, что в настоящее время активизируется сотрудничество ЭЭС СНГ с международной энергетической организацией «Еврэлектрик», объединяющей энергосистемы государств Европы. В то же время страны СНГ, к сожалению, медленно идут к созданию общего электроэнергетического рынка. Основная причина в том, что цена топливной составляющей производства электроэнергии в каждой стране своя. Вместе с тем, сообщил докладчик, планомерная

работа по ускорению процесса объединения энергетических рынков всех стран СНГ продолжается.

В ходе заседания было рассмотрено около 30 вопросов, в том числе подготовка энергосистем государств к работе в осенне-зимний период 2012/2013 года. Участники заседания обсудили ситуацию в энергосистемах государств Центральной Азии, разработку проекта Перечня и принципов формирования системных и вспомогательных услуг в рамках синхронной зоны ЕЭС/ОЭС, проект Порядка урегулирования отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии, сотрудничество Электроэнергетического совета СНГ с Еврэлектрик и другими международными энергетическими организациями.

Впервые было предложено наладить совместную работу энергонадзорных органов стран СНГ на одной площадке с Энергосоветом. Таким образом, планируется организовать сотрудничество государственных органов энергонадзора стран СНГ.

Утвержден (одобрен) ряд документов, среди которых Концептуальные подходы по разработке межправительственного Соглашения о мерах по обеспечению плановых межгосударственных перетоков электрической энергии между энергосистемами Центральной Азии и Казахстана (приняты за основу); Положение о Комиссии по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств – участников СНГ; Программа сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств – участников СНГ; проект Межгосударственного стандарта «Организация работы с персоналом в электроэнергетике государств – участников СНГ» и др.

Участники заседания провели ряд двусторонних встреч, на которых обсудили текущие вопросы и возможность более тесного сотрудничества в области электроэнергетики.

*Елена МОИЦЕВА*

# МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

## ПО МАТЕРИАЛАМ ЭЛЕКТРОННЫХ И ПЕЧАТНЫХ СМИ

### Начались работы по созданию первого в мире термоядерного реактора

*New Scientist*

Во Франции начались работы по строительству реактора ИТЭР (ITER) – International Thermonuclear Experimental Reactor. Его создание станет самым грандиозным мировым экспериментом в области термоядерного синтеза.

ИТЭР – совместный проект семи ведущих мировых энергетических держав: Китая, Индии, Японии, Южной Кореи, России, США и Европейского союза. Задача его участников – создать первый в мире термоядерный реактор, вырабатывающий энергию на основе процессов, аналогичных происходящим на Солнце и большинстве других звезд.

Термоядерный синтез имеет массу преимуществ перед своим более опасным родственником – процессом ядерного деления – и уже давно считается эффективным источником энергии. Однако только сегодня, после многих лет ожесточенных политических распри относительно выбора места строительства и серьезных сокращений бюджета проекта в 1990-х годах, огромные конструкции будущего ИТЭР начинают обретать форму. «Это одно из самых сложных сооружений, какие только можно себе представить, – считает Ричард Питтс, руководитель группы по исследованию взаимодействия плазмы со стенкой токамака ИТЭР. – Это воистину грандиозное научное мероприятие».

В реакторе будущего самые большие в мире магниты должны удерживать тороидальную камеру со сверхраскаленной плазмой. Внутри нее ядра водорода будут сливаться и образовывать гелий. Возможно, в итоге мы увидим первое в мире искусственное «горение плазмы».

Хотя ядерный синтез намного безопаснее, чем ядерное деление, в ходе него все равно образуются радиоактивные и токсичные вещества. Источником большинства из них являются нейтроны высокой энергии, которые постепенно проникают в стенки корпуса и создают такие изотопы, как кобальт-60. Тритий также обладает радиоактивностью, а бериллий, используемый для облицовки стен, ядовит.

Для решения вопросов безопасности проектировщики ИТЭР работают над созданием системы дистанционного управления, включающей в себя множество «ядерных подъемников», каждый из которых имеет размер большого автобуса. Их механические «руки»-манипуляторы будут применяться для удаления и транспортировки отработавших свой срок компонентов из корпуса реактора в специальное хранилище, называемое горячей камерой, а также для установки на их место новых деталей. Операторы ИТЭР планируют использовать для контроля за роботами систему виртуальной реальности.

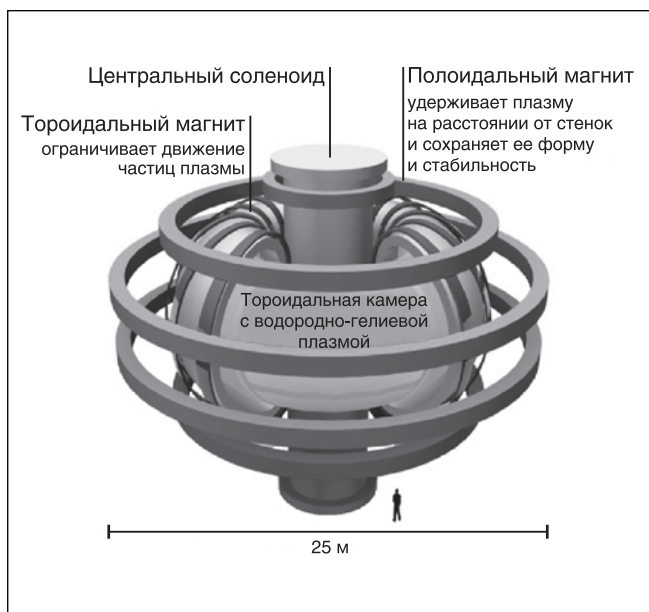
Для запуска реактора предполагается закупить тритий, однако, чтобы термоядерный синтез стал экономически эффективным (1 кг трития стоит около \$ 30 млн, а для запуска требуется как минимум 3 кг. – Прим. ред.), необходимо научиться вырабатывать этот изотоп. Поэтому следующей после начала синтеза задачей станет поиск способа получения трития внутри самого реактора (через бомбардировку литиевой мишени нейтронами, получаемыми в процессе синтеза).

### Биотопливо: за и против

*Energy Tribune*

Согласно статистике, в настоящее время в Соединенных Штатах Америки и странах Европы биотопливо занимает всего 5 % от общего объема потребляемого топлива. В будущем планируется довести его количество до 25–30 %. В то же время в Бразилии доля использования биотоплива составляет уже примерно треть ее топливно-энергетического баланса. Это обусловлено ростом цен на нефть, которой очень мало на территории страны, и благоприятной экономической конъюнктурой – там пользуются спросом FFV-автомобили (flexible fuel vehicles), двигатели которых могут работать на любой смеси бензина и этанола.

Между тем в августе ООН обратилась к правительству США с призывом приостановить выпуск этанола в качестве биотоплива. Международная организация ООН по сельскому хозяйству и продовольствию (FAO) прогнозирует, что из-за продолжающейся на всей территории США засухи и жары, самой сильной за последние полвека, погибнет большая часть урожая зерновых. А, как известно, согласно американскому законодательству 40 % урожая должно быть использовано для производства биологического топлива. В нынешней ситуации это может способствовать развитию продовольственного кризиса в мире, считают в ООН.



Несколько лет назад казалось, что благодаря биотопливу многие отрасли производства заметно сократят выбросы парниковых газов в атмосферу, особенно компании – производители автомобилей. Тогда Европейский союз поддержал идею и объявил переход на биотопливо своей конкретной задачей. Однако ученые доказывают, что некоторые сорта этого вида топлива практически не способствуют сокращению количества загрязнений в атмосфере. Уже тогда специалисты предупреждали, что полный переход на биотопливо грозит постепенным уничтожением тропических лесов и подорожанием продуктов питания.

Комиссар Евросоюза по вопросам экологии Ставрос Димас признал, что, ратуя за переход многих промышленных отраслей на биотопливо, его ведомство не предполагало, какие негативные последствия это может за собой повлечь. Руководство Евросоюза пообещало пересмотреть свою политику в этих вопросах, чтобы избежать нежелательных последствий.

### Международные нефтегазовые компании стремятся в Арктику

#### Reuters

Экономическая сторона добычи нефти в Арктике весьма неоднозначна. Крайний холод, удаленность, плавучий лед, разбивающий оборудование, ограничения на бурение во время охотничьего сезона и периода размножения животных, а также требование наличия в состоянии постоянной готовности дорогого аварийного оборудования – все это значительно увеличивает себестоимость добычи углеводородов в данном регионе мира.

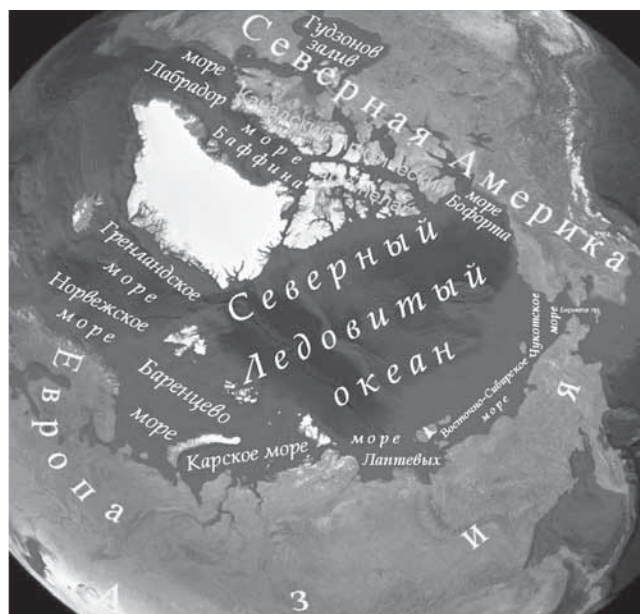
Недавно крупнейший международный нефтегазовый концерн Shell потерпел поражение в тяжелой борьбе с арктической зимой и оставил надежду добыть первую нефть на арктическом шельфе. Однако концерн все же планирует пробурить несколько скважин до того, как лед скует воду в Чукотском море, с тем чтобы подготовиться к работам в 2013 году.

В июле компания BP приостановила на неопределенное время офшорный нефтяной проект на Аляске стоимостью \$ 1,5 млрд в связи с перерасходом средств и техническими проблемами. А недавно положили под сукно план по разработке огромного месторождения газа Штокман в Баренцевом море в связи с чрезмерной дороговизной проекта.

Тем не менее и Shell, и другие международные нефтегазовые компании стремятся в Арктику в связи с проблемами национализации природных ресурсов и снижением добычи в традиционных регионах Ближнего Востока, Южной Америки, США, в Северном море и других местах. Постоянно высокие цены на нефть делают проведение работ в тяжелых природных условиях обоснованными. Кроме того, изменение климата отодвигает уровень вечных льдов все дальше на север, предоставляя доступ к месторождениям углеводородов.

Выигрыш в случае успеха может быть огромным. По оценке Международного энергетического агентства (МЭА), порядка 30 % вероятных запасов нефти и 13 % природного газа может быть сосредоточено в Арктике.

У берегов Норвегии, после того как в Баренцевом море был найден ряд месторождений углеводородов, продолжается бурение. Правительство страны планирует вы-



дать к концу этого года лицензии на проведение работ на 72 участках месторождений. Норвежская компания Statoil уже начала эксплуатацию комплекса СПГ Snoehvit в Баренцевом море и работает над прототипом газового компрессора величиной с футбольное поле и высотой 20 м, предназначенным для круглогодичной работы на морском дне подо льдом, а итальянская ENI введет в действие в 2014 году предприятие Goliat стоимостью \$ 6,4 млрд.

### Новые исследования ЕС о возможных последствиях эксплуатации месторождений сланцевого газа

#### Natural Gas Europe

Еврокомиссия провела исследование возможных последствий эксплуатации месторождений сланцевого газа в Европе. В опубликованных в сентябре результатах исследований дан анализ возможного влияния использования нетрадиционных видов топлива на энергетические рынки, добычи сланцевого газа – на изменение климата; приведены результаты исследований возможных рисков, связанных с разработкой месторождений сланцевого газа, среди которых и гидроразрыв пласта.

В работе «Идентификация потенциальных рисков для окружающей среды и человеческого здоровья, связанных с добычей углеводородов с применением гидроразрыва пласта в Европе» показано, что добыча сланцевого газа обычно оказывает большее воздействие на окружающую среду по сравнению с добычей традиционного газа. Одновременное осуществление ряда проектов повышает риск загрязнения земной поверхности и подземных вод, истощения водных ресурсов, возрастания шумового воздействия, увеличения изъятия земли, уменьшения биологического разнообразия, обострения проблем с транспортом.

Кроме того, в работе дан обширный обзор опыта, законодательства и стандартов, которые можно использовать для контроля рисков, связанных с гидроразрывом пласта, и предлагается сорок обоснованных мер по управлению рисками с описанием и оценкой их эффективности.

В исследовании «Воздействие на климат добычи сланцевого газа в ЕС» говорится о том, что производство сланцевого газа в Евросоюзе вызывает большой выброс парниковых газов по сравнению с традиционным природным газом (1–8 % в зависимости от технологии). Однако при соответствующем контроле его влияние на климат может быть меньшим по сравнению с воздействием газа, импортируемого из-за пределов ЕС, независимо от того, поступает ли он по газопроводам или в виде СПГ. Это связано с повышением выбросов при транспортировке газа на большие расстояния.

В исследовании также говорится о том, что выбросы, связанные с производством электроэнергии на основе сланцевого газа, существенно ниже тех, которые возникают при сжигании угля для этих же целей (41–49 %). Результаты исследований аналогичны большинству других исследований в этом направлении.

В работе дается также анализ соответствия законодательства Евросоюза данному вопросу и предлагается ряд мер, обязывающих применение самых передовых технологий и действий, направленных на сокращение выбросов парниковых газов.

## На транспорт приходится 1/5 мирового потребления энергоресурсов

### *Oil & Gas Journal*

В условиях, когда 92 % мирового транспорта работает на нефтепродуктах и наблюдается значительный рост количества транспортных средств в развивающихся странах, Мировое энергетическое агентство (МЭА) опубликовало два отчета: «Технологическая дорожная карта: экономия топлива для автодорожного транспорта» и «Политическая траектория: повышение эффективности использования топлива для автодорожного транспорта». По мнению Агентства, если сейчас не принять необходимые меры, спрос на нефть для транспорта достигнет неприемлемого уровня.

Доклады содержат описание технологий и политических действий, которые позволят на 50 % повысить топливную эффективность автомобилей менее чем за 40 лет, что приведет к сокращению на 4/5 существующего глобального потребления нефти. В настоящее время на транспорт приходится 1/5 мирового потребления энергоресурсов, а будущий его рост в мире связывают в основном с увеличением количества транспортных средств.

По мнению МЭА, существует потенциал для повышения эффективности использования топлива на транспорте, что может привести к стабилизации мирового спроса на нефть, даже если число автомобилей к 2050 году удвоится. Среди технологий, призванных выполнить такие задачи, отмечается система впрыска топлива под высоким давлением, а пакет политических мер в этом направлении включает маркировку экономии топлива, стандарты и фискальную политику.

В то время как стандарты экономии топлива действуют в большинстве стран ОЭСР (Организация по экономическому сотрудничеству и развитию) и Китае, МЭА желало бы, чтобы эти отчеты послужили руководством к действию в других странах. «Большинству стран с крупным экономическим потенциалом следовало бы воплотить в жизнь стандарты эффективного использования топлива как часть комплексного пакета энергоэффективности

уже к 2015 году, существенно повысить экономию топлива к 2020 и 2030-му», – отмечает МЭА. Дополнительные меры предполагают введение маркировки эффективного использования топлива, а также создание системы налогообложения, привязанной к выбросам двуокиси углерода и устанавливающей налоги на топливо.

## Нефтегазовый союз Кипра и Израиля

### *Energy Tribune*

В июне 2010 года американская компания Houston Noble Energy открыла в районе территориальных вод Израиля в Восточном Средиземноморье крупнейшее месторождение газа, которому было дано название «Левифан». Объем месторождения оценивался сначала в 16, а затем в 25 трлн куб. футов. Высказываются также мнения о запасах нефти объемом порядка 600 млн баррелей. С учетом уже открытых месторождений потенциальные запасы природного газа Израиля могут составить 50 трлн м<sup>3</sup>.

В декабре 2011 года компания Noble Energy заявила, что в результате пробного бурения в экономической зоне Кипра обнаружено месторождение, содержащее до 9 трлн куб. футов высококачественного природного газа. По оценке Геологической службы США (the United States Geological Survey), запасы извлекаемого природного газа в Восточном Средиземноморье составляют 200 трлн куб. футов, а нефти – 3,7 млрд баррелей.

Для Израиля открытие таких месторождений как никогда кстати: совсем недавно новое исламистское руководство Египта разорвало договор о поставках природного газа из этой страны. Однако некоторые обстоятельства указывают на существенные проблемы в деле освоения огромных энергетических ресурсов.

Во-первых, месторождения расположены в Восточном Средиземноморье на глубине 6000 футов воды и 14 000 футов под морским дном. И если бы не геополитическая целесообразность, они вряд ли оказались бы экономически привлекательными. В мире найдется мало мест, где природный газ добывается на такой глубине. Кроме того, существует проблема транспорта газа. Его прокачка по трубопроводу, например в Европу, маловероятна из-за большой глубины расположения месторождения. Это означает, что будет необходимо осуществлять транспортировку в виде СПГ или сжатого природного газа.

Освоение ресурсов потребует десятков миллиардов долларов инвестиций, что под силу только крупнейшим мировым компаниям. Пока они не спешат начать освоение этих богатейших месторождений, поэтому Израилю понадобится помощь Кипра для эксплуатации своих месторождений и строительства заводов по производству СПГ и ожигению газа.

Объем месторождения таков, что обеим странам потребуются экспортировать газ. Существует мнение, что израильское и киприотское месторождения природного газа следует объединить, тем более что они представляют собой непрерывный массив. Кипр, в свою очередь, в лице Израиля будет иметь защитника от настроенной агрессивно к нему Турции. Таким образом, этот нефтегазовый союз двух стран может оказаться успешным.

Подготовил Геннадий КАРАКУЛЬКО

# САМАЯ КРУПНАЯ ГЭС В РЕСПУБЛИКЕ НАЧАЛА СВОЮ РАБОТУ

В сентябре сдана в эксплуатацию самая крупная в республике гидроэлектростанция – Гродненская. О том, как начиналось ее создание и какое значение для Гродненской энергосистемы и для республики в целом имеет Гродненская ГЭС, рассказывают нашему корреспонденту генеральный директор РУП «Гродноэнерго» Владимир Владимирович Шатерник, его заместитель по капитальному строительству Иван Вацлавович Некраш и главный инженер Юрий Анатольевич Шамаков.



**Генеральный директор  
РУП «Гродноэнерго»  
В.В. Шатерник**

– Владимир Владимирович, когда появилась идея создания Гродненской ГЭС?

– В конце 1990-х годов в нашей стране проводилась большая работа по восстановлению и реконструкции ранее действовавших малых гидростанций. В Гродненской энергосистеме были

заново введены в эксплуатацию Волпянская, Новоселковская, Гезгальская, Яновская и другие ГЭС. Начиная с 1994 года в республике было создано несколько региональных и отраслевых программ по строительству малых ГЭС. Гидроэлектростанции были распределены по категориям в зависимости от установленной мощности: малые (до 1 МВт) и средней мощности (более 10 МВт), к которым была отнесена Гродненская ГЭС. При этом реализацией проектов малых ГЭС должны были заниматься организации жилищно-коммунального хозяйства, а заказчиками по осуществлению проектов ГЭС средней мощности были определены организации, входящие в состав Министерства энергетики.

Обоснование инвестиций в строительство Гродненской ГЭС было разработано еще в конце 1990-х годов. Оно неоднократно корректировалось с учетом мирового опыта в строительстве и эксплуатации аналогичных гидроэлектростанций в европейских странах. Так, в 1999 году состоялась поездка специалистов белорусской энергосистемы в Чехию, по результатам которой было принято решение о возможности использования горизонтальных гидротурбин взамен ранее запроектированных вертикальных, что позволило значительно снизить ожидаемую стоимость реализации проекта.

Решение о разработке архитектурного проекта было принято в 2003 году и в течение 2004–2006 годов его подготовку осуществляли специалисты

РУП «Белэнергосетьпроект». Учитывая отсутствие опыта реализации аналогичных проектов в Республике Беларусь, к работе над данным проектом привлекались сотрудники ОАО «Гидропроект» (г. Москва), которое в то время являлось головным институтом в СНГ по проектированию аналогичных объектов.

В конце 2007 года генеральный проектировщик РУП «Белнипиэнергопром» приступил к разработке строительного проекта с участием на субподряде ОАО «Гидропроект» (Украина), РУП «Белэнергосетьпроект», РУП «Белгипроводхоз». А в мае 2008 года с участием ОАО «Гроднопромстрой» начались работы по созданию котлована ГЭС. Поставщиком основного гидроэнергетического оборудования по результатам конкурсных торгов была определена чешская фирма «МАВЕЛ».

Надо отметить, что сооружение Гродненской ГЭС проходило в соответствии с проектным нормативным сроком и проектной сметной стоимостью строительства.

– Какое значение для Гродненской энергосистемы и для республики в целом имеет завершение строительства Гродненской ГЭС?

– Пуск гидроэлектростанции в запланированные сроки является значимым событием для Гродненской энер-



Начало разработки котлована Гродненской ГЭС

госистемы, так как она является первой в Республике Беларусь ГЭС средней мощности. Ее ввод в эксплуатацию позволит вырабатывать без использования углеводородного топлива около 84 млн кВт·ч электроэнергии в год, а также будет способствовать созданию на водохранилище и рядом с ним целого ряда социально значимых объектов, таких как базы отдыха, причалы, гребные каналы.

В настоящее время прорабатывается вопрос строительства второй гидростанции на р. Неман – Немновской ГЭС, реализация проекта которой должна происходить с привлечением прямых иностранных инвестиций. Сооружение этой ГЭС позволит кроме получения экологически чистой энергии решить вопрос стабилизации уровня воды в Немане в черте г. Гродно. Введением в эксплуатацию Немновской ГЭС будет завершена программа строительства ГЭС средней мощности на р. Неман.

В рамках развития такого направления, как использование возобновляемых источников энергии, в Гродненской энергосистеме активно ведется работа по использованию энергии ветра. В 2011 году успешно введена в эксплуатацию ветроустановка в н.п. Грабники Новогрудского района установленной мощностью 1,5 МВт, а также продолжается проектирование ветропарков в Новогрудском и Сморгонском районах. Надеемся, что реализация перспективных проектов в области возобновляемой энергетики позволит в ближайшее время существенно изменить структуру потребляемого Гродненской энергосистемой топлива за счет эффективного использования энергии воды и ветра.



Монтаж затворов водосливной плотины

Конечно, на разных этапах строительства возникали те или иные проблемы и сложности, но срывов не было ни по поставкам оборудования, ни по строительству. Отдельные случаи объективного отставания от графика строительства наверстывались в ходе дальнейших работ.

Одна из наиболее сложных проблем возникла при сооружении шпунтовой перемычки, отгородившей котлован стройки от р. Неман. Уровень дна котлована находился на 12 метров ниже уровня воды в Немане, и нужно было на несколько лет защитить его от проникновения неманской воды. В самом русле реки, куда забивали шпунты, часто попадались камни и валуны, и приходилось предварительно бурить лидерные скважины, а уже затем забивать шпунт. Сначала было тяжело, но после того как строители приобрели соответствующую технику и появился опыт, – дело пошло.

Были проблемы и при бетонировании самой водосливной плотины и здания ГЭС, ведь бетонные работы шли на стройплощадке круглый год, и даже в морозы. Приходилось привлекать специалистов из РУП «БелНИИСтроительства», которые не раз приезжали к нам, участвовали в работе штабов стройки, давали рекомендации по составам бетонных смесей для бетонирования с использованием бетононасосов в условиях низких температур.

*– Расскажите об основных этапах строительства гидроэлектростанции.*

– Если говорить об основных этапах строительства Гродненской ГЭС, то нужно начинать с подготовительного периода, который включал в себя разработку рабочего котлована, связанную с объемными земельными работами, перемещением и вывозкой грунта в количестве десятков тысяч кубометров. Параллельно шли работы по подготовке ложа водохранилища со сносом кустарниковой растительности, дноуглубительными и берегоукрепительными работами.



**Заместитель  
генерального  
директора  
по капитальному  
строительству  
И.В. Некраш**

*– Иван Вацлавович, с какими трудностями пришлось столкнуться при реализации проекта?*

– Согласно проекту нормативный срок строительства Гродненской ГЭС – 52 месяца. Мы фактически

уложились в этот период, начав работы весной 2008-го и закончив в августе 2012 года.

Основной сложностью осуществления этого проекта было то, что ГЭС средней мощности строилась в республике впервые. Практики подобных работ не было не только у нас, но и у строителей – как у руководителей, так и у инженеров, а также рабочего персонала. Так что сооружение этого уникального для Беларуси объекта принесло всем, кто в нем участвовал, неоценимый опыт.

Отдельным предварительным этапом можно выделить археологические раскопки. Они производились институтом истории НАН Беларуси по договору с энергосистемой на местах древних стоянок первобытных людей, которые шли под затопление после строительства ГЭС. В ходе трехлетних раскопок был обнаружен целый ряд раритетных находок, и по результатам исследований издана соответствующая книга.

Важным этапом строительства стали работы по отделению котлована от реки шпунтовой водоградительной перемычкой. Кроме того, для постоянного откачивания грунтовых вод на подходах к котловану были пробурены 22 водопонизительные артезианские скважины, 8 скважин на самой низкой точке стройки для откачивания грунтовых вод. Все это в комплексе позволило практически посуху вести строительство ГЭС в течение четырех с лишним лет до момента затопления котлована.

Затем производились строительство водосливной плотины, здания ГЭС; монтаж гидромеханического оборудования (сегментных затворов, козловых кранов, канатных механизмов управления затворами и т.д.); монтаж гидроэнергетического оборудования (гидротурбин, мультипликаторов, генераторов).

В отдельный этап нужно выделить монтаж схемы выдачи электрической мощности в энергосистему, включающий в себя строительство и монтаж подстанции 110/6 кВ, воздушной линии 6 кВ, кабельных линий 6 кВ, оборудования схемы собственных нужд.

Очень запоминающимся стал момент перекрытия реки Неман, которое производилось с целью пустить воду через водосливную плотину, а затем на старом русле возвести земляную плотину. Перекрытие состоялось 23 июня 2012 года и длилось непрерывно восемь часов.

Очень непросто проходило заполнение водохранилища. Началось оно 16 июля. К 30 июля уже был обеспечен в верхнем бьефе подпорный уровень 100 метров над уровнем моря, но оставшиеся два метра до заветной отметки 102 метра были преодолены лишь через



Монтаж направляющего аппарата гидротурбины

23 дня – 22 августа. Сказалось традиционное для конца лета маловодье реки. На тот момент расход воды в Немане составлял всего 80 м<sup>3</sup>/с, поэтому последние метры набирали осторожно, по сантиметрам, чтобы соблюсти санитарный попуск и обеспечить нормальную работу важных водозаборов в районе города Гродно, влияющих на работу ГПО «Азот», Гродненской ТЭЦ-2 и других предприятий.

Завершающим этапом стало комплексное опробование оборудования ГЭС, которое началось 18 августа и закончилось 28-го.

*– Каким образом шла поставка оборудования для Гродненской ГЭС?*

– Если говорить о поставках гидроэнергетического оборудования, то они осуществлялись непосредственно из Чехии, и при этом не было ни одного случая срыва сроков, определенных графиком. Поставщики даже были готовы поставлять нам оборудование заранее, однако энергосистеме это было экономически невыгодно из-за определенных условий кредитного контракта с Чешским экспортным банком. Кроме того, фирма Mavel ежемесячно информировала нас обо всех выполненных работах по подготовке поставок. Чехи работали четко, по-европейски, чего не скажешь о Зуевском энергомеханическом заводе (Украина), у которого были срывы по поставкам. Нашим представителям приходилось неоднократно ездить в Украину и непосредственно на заводе буквально «вытаскивать» отдельные виды оборудования, отслеживать его изготовление и монтаж.

Что касается наладки оборудования Гродненской ГЭС и его пуска в работу, то здесь дружно и слаженно поработали все: и монтажники, и наладчики, и шеф-инженеры фирм – поставщиков оборудования. На финише строительства объекта – в августе – все работали посменно и практически круглосуточно.

*– Какие организации были задействованы в реализации проекта?*

– В реализации проекта был задействован целый ряд организаций. В первую очередь это генеральный проектировщик РУП «Белнипиэнергопром». Здесь нельзя не упомянуть, что руководство института – директор А.Н. Рыков и главный инженер проекта И.А. Тузанкин взяли проектирование этого объекта и авторский надзор за его строительством под личный контроль.

На субподряде у генерального проектировщика работали специалисты ПАО «Укрэнергопроект», которые проектировали бетонную и земляную плотины, а также здание ГЭС со всеми необходимыми механизмами. Главные инженеры проекта предприятия Н.М. Герасимович и А.Б. Попенко от разработки котлована до ввода ГЭС в эксплуатацию находились на объекте, периодически сменяя друг друга. Проектные работы по ложу водохранилища и непосредственно их выполнение вел РУП «Гипроводхоз», и заместитель главного инженера этой организации А.И. Капустинский постоянно участвовал в заседаниях штабов и ведении авторского надзора.

Проектирование схемы выдачи мощности выполняло ОАО «Белэнергосетьпроект» (директор С.Р. Янович).

На мой взгляд, нам очень повезло, что генеральным подрядчиком по сооружению Гродненской ГЭС по итогам торгов стало ОАО «Гроднопромстрой» (генеральный директор А.И. Вагабов, главный инженер В.И. Дзядук, начальник СУ-142 В.П. Шишко). Это самая сильная и самая компетентная в Гродненской области строительная организация, которая, я уверен, входит в группу лидеров среди работающих в республике в этом направлении предприятий.

Работы по ложу водохранилища осуществляло на субподряде РУП «Гродномеливодхоз» (заместитель генерального директора И.И. Тихон). Активно работали на строительстве ГЭС еще два субподрядчика – Гродненский филиал ОАО «ЦЭМ» (начальник В.Г. Цыхун), который выполнял монтаж всего гидромеханического и гидроэнергетического оборудования, и Гродненский филиал ОАО «ЭЦМ» (начальник В.Г. Пырх), занимавшийся обвязкой электротехнического оборудования и прокладкой кабельных линий. Воздушные линии 110 и 6 кВ ПС 110 кВ – ГЭС, связывающие Гродненскую ГЭС с энергосистемой, монтировала механизированная колонна № 84 ОАО «Западэлектросетьстрой» (директор А.Л. Денишкевич).

Особо хочется отметить совместную работу с чешскими специалистами фирмы Mavel. В связи с морозами в январе – феврале 2012 года мы несколько вышли из графика по строительной части, и было необходимо наверстывать при монтаже гидроэнерготехнического оборудования. Фирма Mavel очень оперативно отреагировала на нашу просьбу об увеличении количества шеф-инженеров на объекте для организации двухсменной работы. В результате срок монтажа оборудования был сокращен на два месяца по сравнению с нормативным и отставание ликвидировали. Когда на завершающем этапе сооружения Гродненской ГЭС работа по наладке гидроэнергетического оборудования велась круглосуточно, она была обеспечена

персоналом фирмы Mavel без каких-либо проблем.

Нужно отметить абсолютную компетентность чешских шеф-инженеров. Фирма поставляет, монтирует и налаживает гидроагрегаты для ГЭС во многих странах мира и очень дорожит своей репутацией. Если тендер на строительство очередной ГЭС на Немане выиграет фирма Mavel, то мы будем очень рады.

Гродненская ГЭС была нелегким объектом с достаточно длительным сроком строительства, и поэтому с созданием этого объекта у нас будут связаны особые воспоминания.

**Главный инженер  
РУП «Гродноэнерго»  
Ю.А. Шмаков**

*– Юрий Анатольевич, как Вы оцениваете надежность установленного на объекте оборудования?*

– Фирма Mavel из Чешской Республики вышла победителем по итогам конкурсных торгов на поставку основного энергетического оборудования для Гродненской ГЭС.

Гидротурбины, мультипликаторы и электрогенераторы производства чешских компаний работают на энергообъектах многих стран мира, и это косвенно подтверждает не только их востребованность, но и высокое качество. Тем не менее говорить о надежности тех агрегатов, которые сегодня работают на нашей гидроэлектростанции, пока рано. Прошло еще очень немного времени с тех пор, как оно введено в эксплуатацию. Такой технический критерий, как «наработка на отказ», может быть проверен только по итогам эксплуатации за определенный период. К примеру, определение кавитационного износа металла гидротурбины и водоотводящей трубы будет производиться после наработки оборудованием не менее 7500 моточасов.

Из опыта эксплуатации энергетики знают, что у любого оборудования есть свой «жизненный» цикл. Сразу после ввода в эксплуатацию, несмотря на то что и производители оборудования, и монтажная организация, и эксплуатационный персонал станции, и специалисты-наладчики много раз проверяли соответствие всех этапов работы программам и нормативно-технической документации, существует вероятность повышенного количества отказов. Мы сейчас как раз находимся на этой стадии.

Внеплановые отключения возникают нечасто, но они есть. И это естественно. В основном они связаны с недостатками монтажа электротехнической части, КИПиА, датчиков и линий связи этих датчиков. Что касается механического оборудования, то отказов в его работе на сегодняшний день нет. Оно работает устойчиво и подтверждает свою надежность.



*Строители Гродненской ГЭС*

**– В каком режиме в настоящее время работает станция?**

– После комплексного опробования прошло чуть больше месяца. Сегодня Гродненская ГЭС работает в диапазоне от 6,0 до 7,0 МВт. В зависимости от количества воды функционирует три гидроагрегата с нагрузкой в 2,0–2,3 МВт каждый. Мы включаем их поочередно, чтобы оборудование нарабатывало свой ресурс равномерно. К концу сентября гидроэлектростанция выработала 6 млн кВт·час и в настоящее время находится на этапе стабильной работы.

Сейчас нельзя упустить ни одного момента, связанного с более щадящими режимами работы оборудования и возможностями для его осмотра и диагностики. Мы постоянно оперируем ремонтными затворами, периодически по плану останавливаем гидроагрегаты и осматриваем их для того, чтобы определить, насколько они прирабатываются, какие могут возникнуть проблемы. По двум гидротурбинам, которые уже осмотрены, никаких замечаний не выявлено.

В настоящее время тестируется не только все основное оборудование, но и распределительные устройства, трансформаторы собственных нужд, гидромеханические и гидроподъемные агрегаты, система управления и многое другое. Персонал РУП «Гродноэнерго» с помощью переносных приборов, аттестованных в Беларуси, провел мониторинг вибросостояния всех гидроагрегатов поочередно при нагрузках от номинальной до минимальной. Мы сознательно пошли на то, чтобы эти работы проводились нашими специалистами. Это позволит приобрести необходимый опыт, выявлять проблемы, которые могут возникнуть впоследствии, своими силами, вовремя реагировать на любые нюансы работы гидроагрегатов и держать руку на пульсе жизни гидроэлектростанции.

**– Какие работы проводятся на станции сейчас?**

– Сегодня мы проводим проверку основных показателей работы гидротурбин и гидрогенераторов – мощности и коэффициента полезного действия. Мы уже проделали определенные измерения, в которых принимали участие пусконаладочная организация РУП «БЕЛТЭИ», эксплуатационный персонал и сотрудники фирмы Mavel. После того как завершится обработка этих данных, можно будет сравнить полученные результаты с показателями, указанными в контракте. Предварительная экспертная оценка говорит, что они будут подтверждены – все пять гидроагрегатов выходят на номинальную мощность и даже превышают ее. Кроме того, сейчас идет процесс определения индивидуальных технико-экономических характеристик агрегатов. Они будут очень близки, хотя и индивидуальны для каждого. Затем мы определим режим их работы, зависящий от количества воды, и составим режимные карты, позволяющие персоналу ориентироваться, когда и какой гидрогенератор будет работать эффективнее.

Для Гродненской ГЭС, как и для любой электростанции, имеющей определенный набор оборудования, необходимо найти критерий максимальной



**Первый вице-премьер В.И Семашко проводит рабочее совещание на Гродненской ГЭС, июль 2012 года**

энергоэффективности параллельной работы нескольких гидроэнергогенераторов. Как выяснилось, наиболее эффективный КПД гидроагрегата соответствует мощности 2,0–2,9 МВт, а при мощности выше 3,1 МВт он снижается. Именно поэтому сейчас на ГЭС работает только три гидрогенератора. В таких условиях это оптимальный режим. Понятно, что во время осеннего и весеннего паводков будут работать все пять агрегатов с максимальной мощностью.

**– На какой расход воды рассчитаны агрегаты Гродненской ГЭС?**

– Номинальный расход воды, который способны пропустить гидроагрегаты, составляет 300 м<sup>3</sup>/с. В таких



**Шлифовка поверхности отводящего канала гидроагрегата**

условиях ГЭС будет нести максимальную мощность в 17 МВт. Нам еще необходимо протестировать режим работы всех гидрогенераторов по управлению уровнем в верхнем бьефе. Сейчас персонал сознательно управляет мощностью и контролирует уровень воды в верхнем и нижнем бьефах с помощью уровнемеров – как автоматических, которые выдают информацию на дисплей, так и обычных, прикрепленных к разделительным стенкам гидросооружений. Впоследствии мы перейдем на автоматическое поддержание уровня непосредственно системой управления, которая уже опробована. Она достаточно наглядно может отобразить все возникающие ситуации – от предупредительной сигнализации до аварийных отключений оборудования. Ее использование позволяет быстро установить причину той или иной нештатной ситуации.

*– Готовы ли специалисты РУП «Гродноэнерго» к эксплуатации такого энергообъекта, как Гродненская ГЭС?*

– Эксплуатация гидроэлектростанции – ответственный и интересный для персонала момент. Специалисты прошли переподготовку на курсах повышения квалификации в нашем учебном центре, а также в Учебном центре подготовки энергетиков в Минске. Для них была организована практика на одной из гидроэлектростанций Украины, где они ознакомились с гидрооборудованием, участвовали в эксплуатации станции параллельно с ее персоналом, изучали инструкции.

Кроме того, шеф-инженеры организаций – поставщиков оборудования проводили занятия для эксплуатационного персонала по технологии не только пуска, но и эксплуатации (в частности по процессам замены масла, сальниковых уплотнений), рассматривали, какой должна быть реакция на те или иные нестандартные ситуации. В соответствии с правилами подготовки персонала на объектах Белорусской энергосистемы были проведены противоаварийные и противопожарные тренировки.

Специалисты побывали и на наших малых белорусских гидроэлектростанциях, изучали их гидрооборудование, знакомились с технической документацией. Однако Гродненская ГЭС – это все-таки новый объект, где эксплуатационный персонал должен быть полноценным хозяином, поэтому вопросам подготовки специалистов мы уделяем много внимания.

Со своей стороны я тоже учусь вместе с персоналом гродненских электросетей, вместе с сотрудниками станции. Регулярно выезжаю на ГЭС, постоянно держу на контроле ситуацию, потому что это объект повышенной опасности. Кроме того, за работой нашей ГЭС заинтересованно наблюдают литовские экологи, ведь уровень воды в реке Неман ниже по течению, в том числе и на



*Премьер-министр Республики Беларусь М.В. Мясникович знакомится с ходом строительства Гродненской ГЭС, май 2012 года*

территории Литовской Республики, зависит и от квалифицированных действий эксплуатационного персонала.

Очень важно не только правильно построить объект, но и научиться его правильно эксплуатировать, чтобы он приносил пользу РУП «Гродноэнерго» как хозяйствующему субъекту и не наносил урона как предприятию, так и окружающей среде.

Что касается водохранилища, то оно подготовлено достаточно хорошо и каких-либо замечаний по его эксплуатации нет.

*– Какие задачи стоят перед персоналом Гродненской ГЭС в настоящее время?*

Предусмотренное контрактом 72-часовое комплексное опробование прошло успешно, и акт подписан. Следующий этап, который определен контрактом, это 720-часовое тестирование оборудования, предполагающее безаварийную работу агрегатов на протяжении всего этапа, подтверждение гарантийных показателей и тестирование всех узлов. При этом проверяется все оборудование, в том числе гидромеханическое и грузоподъемное (не только чешское, но и украинское), а также качество работ, выполненных ОАО «Гроднопромстрой» и его субподрядными организациями. Пока мы работаем в штатных условиях. Эксплуатационный персонал уже освоил первый сложный процесс – произвел плановую замену масла в двух мультипликаторах гидроагрегатов.

Основная задача на сегодняшний день – организовать правильную эксплуатацию оборудования, вовремя анализировать складывающиеся ситуации. Это тем более важно, что наступающая зима – первая для Гродненской ГЭС. Необходимо, чтобы персонал прошел специальное обучение эксплуатации гидроэлектростанции в зимних условиях. Подготовка будет проводиться непосредственно на объекте по учебникам и эксплуатационным инструкциям, разработанным проектной и пусконаладочной организациями, требованиям поставщиков оборудования и принятым в энергетике Беларуси нормам и правилам.

*Подготовил Б.И. Есенков*

# ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ К ОЗП В ОТРАСЛИ ЗАВЕРШЕНЫ

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 6 июня 2012 года № 524 «О подготовке к работе в осенне-зимний период 2012/2013 года» предусматривается, что к началу отопительного сезона в энергетической отрасли должна быть обеспечена готовность электростанций, тепло- и электрогенерирующих установок и оборудования, газовых, тепловых и электрических сетей к работе в условиях максимальных нагрузок. Во исполнение данного постановления организациями Минэнерго разработан и реализован комплекс мероприятий по подготовке систем энерго- и газоснабжения к работе в отопительный период.

## Обеспечение энергоресурсами и создание запасов топлива

Обеспечение экономики и населения электро- и теплоэнергией осуществляется за счет собственных энергетических мощностей республики, а также импорта электроэнергии из Российской Федерации и Украины. За 9 месяцев текущего года импорт электроэнергии составил 5,96 млрд кВт·ч.

В целях создания запасов резервного топлива (топочно-го мазута) у организаций концерна «Белнефтехим» было закуплено 234 тыс. т мазута. В настоящее время его запасы составляют 411 тыс. т, или 103 % от доведенного руководством задания на 1 октября 2012 года – 400 тыс. т.

Поставка природного газа в республику осуществляется в рамках договорных отношений с ОАО «Газпром» в требуемых объемах. В течение 9 месяцев 2012 года в Беларусь поставлено 14,3 млрд м<sup>3</sup>.

Предприятиями ГПО «Белтопгаз» за прошедший период текущего года было добыто 3011,8 тыс. т торфа, что составляет 107,2 % годового плана. По состоянию на 30 сентября произведено 970,3 тыс. т топливных брикетов, или 106,6 % задания (план – 910 тыс. т), что позволит обеспечить потребности населения в торфобрикетах.

Созданных запасов топлива будет достаточно для обеспечения бесперебойного энергоснабжения потребителей при прохождении зимнего максимума потребления.

## Подготовка систем энерго- и газоснабжения

По состоянию на 1 октября 2012 года реконструировано и капитально отремонтировано 80,92 км тепловых сетей при плане 56,9 км, или 142,2 % от доведенного руководством задания. В последние годы особое внимание уделяется магистральным тепловым сетям большого диаметра, которые являются определяющими в теплоснабжении и требуют больших капитальных вложений по сравнению с распределительными или квартальными. Благодаря применению высокоэффективных методов диагностики выявляются наиболее проблемные места теплотрасс и производится их ремонт или замена минимальных по протяженности участков, что позволяет снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций на ответственных магистралях.

Проведенная в последние годы в значительных объемах реконструкция тепловых сетей позволила улучшить их техническое состояние и снизить общий уровень износа. Ремонт и замена сетей производятся только с применением энергоэффективных пи-труб, доля которых с каждым годом увеличивается и в настоящее время составляет 15 % от общей протяженности тепловых сетей энергообеспечивающих организаций. Это позволяет снижать тепловые потери в сетях, которые за 9 месяцев этого года по оперативным данным составили 9,93 %, что меньше, чем в аналогичном периоде прошлого года, на 0,3 %.

Капитальный ремонт основного энергетического оборудования выполняется в соответствии с утвержденными графиками.

В газораспределительных сетях проведено комплексное приборное обследование 6836 км подземных газопрово-

дов с устранением выявленных повреждений, что составляет 135,8 % годового задания (план – 5034 км).

В 2012 году предусмотрено отремонтировать более 3,6 тыс. км линий электропередачи напряжением 35–750 кВ и 21,2 тыс. км напряжением 0,4–10 кВ, выполнить комплексный ремонт 152 подстанций 35–110 кВ, 7 единиц силовых трансформаторов 110–330 кВ, 18 генераторов, 14 турбин, 18 энергетических котлов.

По состоянию на первое октября завершен ремонт 2,2 тыс. км линий электропередачи напряжением 35–750 кВ, 13,4 км напряжением 0,4–10 кВ, 69 подстанций 35–110 кВ, 5 силовых трансформаторов 110–330 кВ, 7 генераторов, 6 турбин, 13 энергетических котлов.

Энергоснабжающими организациями ГПО «Белэнерго» ежегодно проводится расчистка просек ВЛ 6–750 кВ. Кроме того, выполнена уборка представляющих опасность для линий электропередачи деревьев и насаждений в полосах леса, прилегающих к просекам ВЛ на протяжении 4341,12 км, при плановом задании 6073,13 км, или 71,5 %.

Вместе с тем, как показывает практика, эффективным техническим решением по повышению надежности функционирования ВЛ 6–10 кВ является применение защищенных (покрытых) проводов. В 2011 году с применением проводов такого типа выполнена реконструкция 415,4 км ВЛ 6–10 кВ, а за 9 месяцев текущего года – 587 км.

## Энергосбережение и использование МВТ

За 9 месяцев текущего года экономия топлива в организациях ГПО «Белэнерго» составила уже 80 % от годового задания, или 256,1 тыс. т у.т. Годовой показатель будет выполнен в полном объеме за счет модернизации энергоисточников и ввода новых энергоэффективных мощностей с низкими удельными расходами топлива на выработку энергии, а также повышения эффективности работы тепловых и электрических сетей, снижения расхода тепловой и электрической энергии на ее транспорт, оптимизации схем теплоснабжения с передачей тепловых нагрузок от ведомственных котельных на ТЭЦ.

Использование МВТ за 9 месяцев в балансе котельно-печного топлива составило 3 %, или 271,3 тыс. т у.т. без учета вторичных энергоресурсов избыточного давления. Снижение удельного расхода условного топлива на производство электроэнергии за этот же период составило 10,3 г/Вт·ч при задании на год 4,4 г/кВт·ч.

Технологический расход электроэнергии на ее транспорт за 9 месяцев 2012 года составил 9,3 %, что ниже, чем в соответствующем периоде 2011 года, на 0,15 %; теплоэнергии – 9,93 %, что ниже, чем в соответствующем периоде 2011 года, на 0,3 %.

Выполнение запланированных мероприятий по подготовке энергосистемы к осенне-зимнему периоду 2012/2013 года в целом проходило в соответствии с графиком, что позволит обеспечить успешное прохождение начавшегося отопительного периода.

*Подготовлено по материалам Минэнерго*

# НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В РЕГИОНАХ БУДЕТ ОБЕСПЕЧЕНА

## Брестская область

В рамках подготовки к работе в осенне-зимний период в РУП «Брестэнерго» был намечен и реализован комплекс организационных и технических мероприятий.

В подготовительный период действовали оперативная группа по координации подготовительных профилактических и ремонтных работ и созданию необходимых запасов топлива к отопительному периоду 2012/2013 года, а также оперативная группа по обеспечению рациональных режимов теплоснабжения потребителей, экономного использования топлива и энергии.

С потребителями энергии велась информационно-разъяснительная работа по радио, в тематических статьях, опубликованных в печатных и электронных СМИ, информационных письмах-предписаниях о подготовке электро- и теплоустановок к работе в ОЗП и профилактике электро- и теплотравматизма.

В текущем году запланировано выполнить капитальные ремонты пяти и средние ремонты семи котлоагрегатов. По состоянию на 15 октября 2012 года завершены капитальные ремонты четырех и средние ремонты шести котлоагрегатов.

Для обеспечения надежного теплоснабжения в ОЗП 2012/2013 года выполнены реконструкция и строительство 5 км тепловых сетей в однотрубном исчислении при плане 3,2 км.

В городах Брест, Барановичи, Белоозерск, Пинск, Лунинец, Пружаны были проведены гидравлические испытания тепловых сетей после предыдущего отопительного периода и перед отопительным периодом 2012/2013 года.

В РУП «Брестэнерго» по состоянию на 15 октября 2012 года запасы топочного мазута составили 35,8 тыс. т при запланированных 35 тыс. т, древесного топлива – 6900 пл. м3 (план – 1200 пл. м3), торфа фрезерного – 558 т (план – 200 т).

Проведен ряд организационных мероприятий: разработаны и согласованы с БОУП «Управление ЖКХ» и областным управлением по надзору за рациональным использованием ТЭР, городским и районными исполкомами температурные графики работы теплоисточников в период прохождения отопительного сезона; согласованы с Брестским облисполкомом варианты режимов электро- и теплоснабжения народного хозяйства и населения Брестской области в ОЗП 2012/2013 года в условиях возможного сокращения поставок в республику энергоносителей и в случае возникновения аварийных ситуаций и резкого похолодания.

В филиалах РУП «Брестэнерго» определен порядок действий по переводу административно-бытовых и производственных помещений в выходные и праздничные

дни в режим экономного использования тепловой энергии. Мазутные хозяйства, железнодорожные подъездные пути, автомобильные дороги подготовлены к работе в зимних условиях.

На территории Брестской области находится 221 потребитель электрической энергии, имеющий электроприемники 1-й категории и особой группы 1-й категории надежности электроснабжения. Их бесперебойное электроснабжение обеспечивают 523 устройства АВР и 189 стационарных автономных источников питания. Все они в технически исправном состоянии. В режиме готовности к работе находится 341 автономный источник электрической энергии потребителей области.

По состоянию на 15 октября зарегистрировано 4650 паспортов готовности потребителей к работе в ОЗП 2012/2013 года при плане 4650 (100 %), 1946 теплоисточников при плане 1946 (100 %).

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

## Витебская область

В период подготовки к прохождению осенне-зимнего периода в РУП «Витебскэнерго» успешно реализован ряд организационных и технических мероприятий.

Координацией предзимних подготовительных работ, контролем за обеспечением рациональных режимов теплоснабжения потребителей и экономным использованием ТЭР, а также проверкой готовности филиалов РУП «Витебскэнерго» к работе в осенне-зимний период в ходе подготовительного периода занимались специально созданные комиссии.

Специалисты предприятия активно вели информационно-разъяснительную работу по радио, в печати, направляли информационные письма-предписания о подготовке электро- и теплоустановок к работе в ОЗП и профилактике электро- и теплотравматизма.

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

На энергоисточниках выполнен ремонт восьми котло- и двух турбоагрегатов. В рамках реконструкции, нового строительства и замены дефектных участков на 12 октября смонтировано 8,9 км тепловых сетей. Запас эксплуатационного мазута на 1 сентября 2012 года составил 130,64 тыс. т (при задании 130,0 тыс. т).



Осуществлен ряд мероприятий по повышению надежности работы электрооборудования. Выполнен капитальный ремонт двух генераторов, 11 силовых трансформаторов 35–110–330 кВ, комплексные капитальные ремонты 21 подстанции 35–110 кВ, произведена замена 32 масляных выключателей 10 кВ на вакуумные, завершена реконструкция ячейки № 5 ОРУ 330 кВ с заменой оборудования 330 кВ на Лукомльской ГРЭС.

На начало октября произведен капитальный ремонт 3367,6 км воздушных линий электропередачи всех напряжений. Выполняются работы по расчистке и расширению просек, вырубке угрожающих падением деревьев в полосах леса, прилегающих к просекам воздушных линий электропередачи.

При подготовке к работе в осенне-зимний период 2012/2013 года по Витебской области подлежат паспортизации 2988 потребителей тепловой энергии и 1537 ведомственных теплоисточников. На 15 октября зарегистрировано 4516 паспортов готовности, что составляет 99,8 % от необходимого количества, из них:

- потребителей тепловой энергии – 2982 (99,8 %);
- ведомственных теплоисточников – 1534 (99,8 %).

**Г.А. ГРИБУНОВ,**  
заместитель начальника ПТО  
РУП «Витебскэнерго»

## Гомельская область

На основе анализа функционирования источников электрической и тепловой энергии, электрических и тепловых сетей в отопительный период 2011/2012 года в РУП «Гомельэнерго» были реализованы организационно-технические мероприятия по подготовке к прохождению осенне-зимнего периода 2012/2013 года.

Для успешной работы в предстоящий осенне-зимний период проведены следующие мероприятия:

- созданы запасы резервного топлива – мазута; на данный момент они составляют 100,4 % к доведенному заданию;
- разработаны схемы штатных и аварийных режимов работы энергооборудования и энергосистемы в целом;
- разработаны и согласованы с облисполкомом варианты режимов энергоснабжения народного хозяйства и населения в осенне-зимний период 2012/2013 года в условиях возможного сокращения поставок в республику энергоносителей;
- установлен контроль за восстановлением поврежденных кабельных линий (КЛ) 6–10 кВ, в первую очередь находящихся в транзите;
- проведена проверка систем пожарной автоматики, аварийного оповещения при пожаре, противопожарного водоснабжения, отопления и электрооборудования объектов жизнеобеспечения, объектов с массовым (круглосуточным) пребыванием людей и сельскохозяйственного производства на соответствие требованиям технических нормативных правовых актов системы противопожарного нормирования и стандартизации;
- приведены в готовность имеющиеся на балансе автономные передвижные генераторы, создан необходимый запас топлива и смазочных материалов;
- осуществляется ремонт и реконструкция тепловых сетей. По состоянию на 1 октября отремонтировано и реконструировано 11,407 км тепловых сетей (в однотрубном исчислении), или 94,7 % к плановому заданию года. Полностью завершена реализация программы гидравлических испытаний тепловых сетей. Все тепловые сети, находящиеся на балансе РУП «Гомельэнерго», подготовлены к работе.

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

В рамках планового годового задания ГПО «Белэнерго» ведется ремонт основного и вспомогательного оборудования электростанций, котельных, тепловых и электрических сетей. По состоянию на 5 октября завершены основные ремонты одного энергоблока, одного турбоагрегата, двух котлоагрегатов, двух генераторов, одного силового трансформатора, 27 подстанций 220–110 кВ, четырех выключателей 330–220 кВ, 22 выключателей 110 кВ, 46 выключателей 35 кВ, 135 выключателей 10 кВ, 558 км ВЛ 35–330 кВ и 2840 км ВЛ 0,38–10 кВ.

Завершены работы по расчистке и расширению просек воздушных линий электропередачи, вырубке угрожающих падением деревьев в полосах леса, прилегающим к ним. Проведены предварительная и окончательная проверки готовности особо ответственных энергообъектов с большим количеством оборудования и подразделений РУП «Гомельэнерго» к осенне-зимнему периоду с составлением актов.

Филиалом «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» по состоянию на 5 октября зарегистрировано 6529 паспортов готовности (99,1 % от общего количества), в том числе 4582 паспорта готовности потребителей тепловой энергии и 1947 – теплоисточников. Все паспорта выдавались в соответствии с требованиями Правил подготовки

и проведения осенне-зимнего периода энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии в Республике Беларусь.

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

### Могилевская область

В ходе подготовительных работ к осенне-зимнему периоду 2012/2013 года филиалом «Энергонадзор» РУП «Могилевэнерго» были подготовлены и направлены в гор-, райисполкомы письма для разработки мероприятий по подготовке к предстоящему отопительному сезону с учетом недостатков, выявленных в результате анализа прохождения ОЗП предыдущего года. Составлены и согласованы с местными органами власти списки потребителей тепловой энергии и ведомственных теплоисточников, подлежащих паспортизации, всех административных районов. Утверждены графики регистрации паспортов готовности.

В Могилевский облисполком было направлено письмо с предложением включить в проект решения облисполкома соответствующие мероприятия, выполнение которых затем контролировалось инспекцией на протяжении всего подготовительного периода.

Совместно с представителями органов власти, департамента по энергоэффективности, Госпромнадзора и жилищно-коммунального хозяйства были проведены обследования хода подготовки к ОЗП объектов народного хозяйства городов Могилева и Бобруйска, районов области, управлений и комитетов облисполкома. Материалы обследований направлялись на рассмотрение областной комиссии по координации подготовительных, профилактических и ремонтных работ, созданию необходимых запасов топлива к ОЗП, а руководителей организаций, отмеченных в справках, обязывали устранить выявленные недостатки до подписания паспортов готовности.



В целях повышения качества подготовки к предстоящему отопительному сезону электро- и теплотехнического оборудования, электрических и тепловых сетей были разработаны и направлены потребителям письма-предписания, в которых на основе анализа прохождения осенне-зимнего периода 2011/2012 года сделаны акценты на необходимость проведения ряда дополнительных организационно-технических мероприятий. С представителями потребителей и местных органов власти было проведено 45 совещаний, где были рассмотрены итоги предыдущего отопительного сезона и особенности подготовки к ОЗП 2012/2013 года.

Ход подготовки предприятий и организаций к осенне-зимнему периоду активно освещался в средствах массовой информации. Так, специалисты по энергонадзору подготовили по этой тематике 31 статью в районные и городские газеты, 30 выступлений по радио и три по областному телевидению. Велась работа по размещению необходимой информации на сайтах РУП «Могилевэнерго» и органов исполнительной власти области.

Для повышения надежности теплоснабжения инспекция энергонадзора в составе комиссий потребителей проводила мониторинг хода подготовки к отопительному периоду теплотехнического оборудования и тепловых сетей. Информация о выявленных фактах неготовности к гидроиспытаниям или некачественного их проведения и недостатках работы по профилактике теплопотребляющих систем передавалась на рассмотрение комиссий предприятий для устранения недоработок. Так, в рамках этой работы было проведено 822 обследования готовности тепловых сетей и оборудования тепловых пунктов к гидравлическим испытаниям и 2957 обследований качества проведенных работ по состоянию и профилактике арматуры, подготовке теплообменного оборудования и теплопотребляющих систем к предстоящему осенне-зимнему периоду.

Филиалом «Энергонадзор» РУП «Могилевэнерго» большое внимание уделяется своевременности и качеству ремонтов поврежденных потребительских кабельных линий 6–10 кВ. По состоянию на 1 октября в области было три КЛ 10 кВ со сроком повреждения до двух недель.

В ходе подготовительного периода энергонадзором проведены обследования 207 потребителей области, имеющих электроприемники 1-й категории по надежности. По состоянию на 1 октября все схемы электроснабжения соответствуют требуемой категорииности. У потребителей установлено 622 источника бесперебойного питания, 669 устройств автоматического ввода резервного питания и 156 автономных источников электроснабжения. Все устройства находятся в исправном состоянии, поврежденных элементов в схемах нет.

Проделанная работа и своевременное информирование органов власти о ходе подготовки к осенне-зимнему периоду дали свои результаты, и уже к 9 октября по Могилевской области было зарегистрировано 2940 паспортов готовности потребителей тепловой энергии (100 %) и 1418 паспортов готовности ведомственных теплоисточников (100 %).

**В.В. КРАСНОВСКИЙ, главный инженер филиала  
«Энергонадзор» РУП «Могилевэнерго»**

# ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ РЫНОЧНЫХ ОТНОШЕНИЙ

**Повышение эффективности функционирования энергетической отрасли в республике зависит от целого ряда факторов, среди которых такие, как обоснование состава собственных генерирующих мощностей, режимное взаимодействие Белорусской энергосистемы с потребителями энергии и формирование технически и экономически обоснованной дифференциации платы за электроэнергию. Это особенно важно в условиях развития рыночных отношений с зарубежными странами.**



**Е.П. ЗАБЕЛЛО, д.т.н., профессор БГАТУ**

Согласно данным [1] за 2010 год в Республике Беларусь было произведено 34,9 млрд кВт·ч электроэнергии; получено из других государств 7,8 млрд кВт·ч; промышленностью, сельским хозяйством, транспортом и другими отраслями потреблено 37,6 млрд кВт·ч с учетом потерь в электросетях общего пользования; отпущено электроэнергии за пределы республики 5,1 млрд кВт·ч. Приведенные показатели связаны следующим балансовым уравнением:

$$W_{сг} = W_{сп} - W_{пз} + W_{оз}, \quad (1)$$

где  $W_{сг}$ ,  $W_{сп}$ ,  $W_{пз}$ ,  $W_{оз}$  – объемы собственной генерации энергии, ее потребления, покупки за рубежом и продажи за рубеж.

Данное уравнение справедливо на любом временном отрезке, например в разрезе суток или их зон. Известно, что суточные графики нагрузок рабочих дней разбиваются на три характерные зоны (зона ночных, пиковых и полупиковых нагрузок), в каждой из которых в случае формирования объективных тарифных систем на электроэнергию величины тарифов имеют свои обоснованные значения. Это положение справедливо для любой энергосистемы (ЭС), а так как каждая из них (имеется в виду ЭС республики и смежных государств) располагает уникальным набором генерирующих мощностей и собственной формой графиков нагрузки, то значения тарифов – как усредненных на некоторых интервалах, так и зонных – имеют разные величины в каждой из них.

Например, на розничном рынке энергии в России уже несколько лет функционирует сектор РСВ (рынок на сутки вперед), согласно правилам которого потребитель энергии обязан ежесуточно заявлять объемы электроэнергии на каждый час суток и придерживаться этих заявок, оплачивая в результате не только объем

электропотребления, но и отклонения от заявок. Таким образом, любой потребитель на рынке РСВ имеет дело с тарифом, дифференцированным по часам суток, для чего, разумеется, необходимо иметь и соответствующее информационное обеспечение. Та энергосистема, которая располагает таким информационным обеспечением, оказывается в более выигрышных условиях, так как может более обоснованно, чем другие, в некоторый момент  $t$  решать, какими должны быть объем собственной генерации, собственное энергопотребление и перетоки между энергосистемами смежных государств в условиях все более возрастающей доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в суммарном электробалансе генерации.

Одним из важнейших показателей эффективности работы энергосистемы является значение  $T_{ччим}$  – число часов использования установленной мощности энергоисточников, определяемое по формуле

$$T_{ччим} = \frac{W_{год}}{P_{уст}}, \quad (2)$$

где  $W_{год}$  – годовой объем электроэнергии, произведенной энергосистемой;  $P_{уст}$  – установленная мощность генерирующего оборудования.

Анализируя значения  $T_{\text{ччмм}}$  во многих странах мира, автор [2] показал, что традиционное представление о том, что использование атомной энергии сопровождается ростом  $T_{\text{ччмм}}$ , а применение ВИЭ – его снижением, неверно. Причиной такого положения является то, что увеличение доли ядерной энергетики приводит к снижению  $T_{\text{ччмм}}$  неатомных станций, что, в свою очередь, вызывает необходимость регулирования графика потребления электроэнергии.

По данным [2] в 2008 году  $T_{\text{ччмм}}$  в мировой атомной энергетике составило 6787 ч/год, во всей остальной – 4131 ч/год. Приведенные показатели свидетельствуют о том, что вывод автора [2], утверждающего, что «загрузка энергетического оборудования зависит не от способности энергосистемы производить электроэнергию и не от структуры энергетических мощностей, а от возможности равномерного потребления энергии экономикой страны» хотя и верен (из-за своей очевидности он, например, использовался в технико-экономическом обосновании создания АСКУЭ в Республике Беларусь), однако его применение в условиях функционирования любой энергосистемы изолированно от других снижает ожидаемые результаты.

Рассмотрим в связи с этим два варианта стратегии ведения оперативного режима работы энергосистемы, связанной с другими энергосистемами по межгосударственным перетокам и режимно взаимодействующей с собственными потребителями энергии.

На рис. 1а приведены в суточном разрезе два графика: ровный график собственной генерации и неровный график электрических нагрузок с утренним и вечерним пиками. Как следует из рисунка, энергосистема с подобными графиками генерации и потребления энергии в ночные часы и часы полупиковых нагрузок отпускает электрическую энергию смежным энергосистемам; в часы непиковых нагрузок, наоборот, покупает энергию со стороны. Как первый случай (отпуск электроэнергии ночью), так и второй (покупка в часы пика нагрузок) проблематичны, поэтому рассмотрим второй вариант, приведенный на рис. 1б, где кривая электропотребления существенно изменена – нагрузки в ночное время выше нагрузок в утренний и вечерний периоды. В этом случае появляется необходимость покупки электроэнергии в смежных энергосистемах ночью и открывается возможность отпуска электроэнергии этим энергосистемам в часы их пиковых нагрузок, когда эта энергия востребована. Так как электроэнергия, выработанная в ночные часы, не дефицитна, а производимая в часы пиковых нагрузок дефицитна, то формы кривых, представленных на рис. 1б, предпочтительнее форм на рис. 1а.

На рис. 1в и 1г приведены традиционные графики работы генерирующего оборудования и энергопотребления, совпадающие по формам в связи с тем, что перетоки в стороны смежных энергосистем минимальны и графики

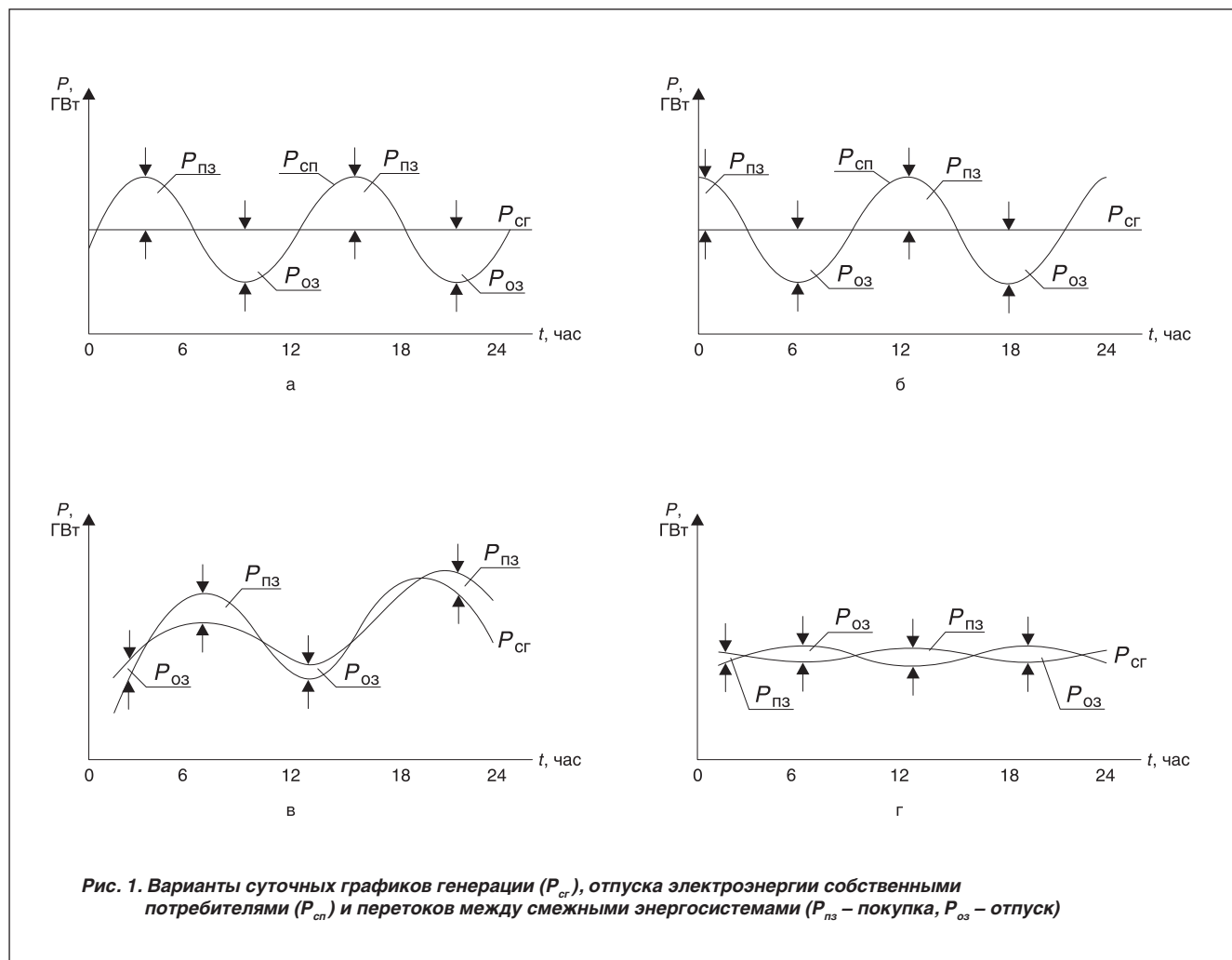


Рис. 1. Варианты суточных графиков генерации ( $P_{ср}$ ), отпуска электроэнергии собственными потребителями ( $P_{от}$ ) и перетоков между смежными энергосистемами ( $P_{пз}$  – покупка,  $P_{оз}$  – отпуск)

Таблица 1. Распределение составляющих равенства (1) по двум вариантам в разрезе зон суток, млрд кВт·ч

Зона суток \ № варианта	Вариант 1				Вариант 2			
	$W_{сг}$	$W_{сп}$	$W_{пз}$	$W_{оз}$	$W_{сг}$	$W_{сп}$	$W_{пз}$	$W_{оз}$
П	11	13	2	–	12	8	–	4
ПП	11	10	–	1	10	11	1	–
Н	10	7	–	3	10	11	1	–

собственной генерации обусловлены преимущественно использованием энергии собственными энергопотребителями. Сравнивая формы графиков, приведенных на этих рисунках, заметим, что ситуация, отраженная на рис. 1г, предпочтительнее, так как при более ровном графике работы генерирующего оборудования снижаются пиковые нагрузки, а следовательно, появляется возможность снижения установленной мощности генераторов. Кроме того, снижение пиковых нагрузок и увеличение ночных открывает возможность отпуска электроэнергии в пиковые часы в смежные энергосистемы по высоким тарифам и покупки произведенной в ночное время по низким тарифам. Подтвердим приведенные выводы конкретными вариантными расчетами. Так как при попарном сравнении преимущество оказалось за вариантами 1б и 1г, то теперь сравним их между собой, приняв исходные данные, приведенные в табл. 1.

Как видно из табл. 1, в обоих вариантах составляющие объемов генерации энергии, энергопотребления и покупки – отпуска в смежные энергосистемы распределены по зонам суток – пиковой (П), полупиковой (ПП) и ночной (Н), причем практически равномерно, что обеспечивает наиболее эффективную работу генерирующей компании, если она выделена в самостоятельную хозяйственную единицу. Составляющие объемов электропотребления распределены таким образом, что в первом варианте преобладает электропотребление в пиковой зоне, во втором – в зонах ПП и Н.

На основании данных, приведенных в табл. 1, проведем сравнительные расчеты платы по каждой составляющей исходя из приведенных ниже положений:

1. Отношение тарифов в трех тарифных зонах на собственное электропотребление определяется следующими величинами:

$$ТП : ТПП : ТН = 3 : 2 : 1, \quad (3)$$

где ТП, ТПП, ТН – тарифы на отпуск электроэнергии в пиковой, полупиковой и ночной зонах, руб./кВт·ч.

2. Плата за мощность в обоих вариантах отдельно не учитывается.

3. Тариф на покупку-продажу электроэнергии в смежные энергосистемы в часы пиковых нагрузок в четыре раза выше тарифа для ночной зоны, а тариф на аналогичную покупку-продажу в полупиковой зоне в три раза выше тарифа ТН.

4. Тариф на отпуск электроэнергии потребителям энергосистемы принят с коэффициентом 1,1 к удельным затратам на ее генерацию с учетом потерь на передачу по электрическим сетям.

С учетом принятых данных проведен расчет по составляющим в разрезе каждой зоны и суммарной платы на некотором временном отрезке. Так, для составляющей  $W_{сг}$  расчетная формула следующая:

$$\begin{aligned} P_{\Sigma} &= 3W_{сгп} \cdot T_H + \\ &+ 2W_{сгпп} \cdot T_H + W_{сгн} \cdot T_H = \\ &= T_H(W_{сгп} + W_{сгпп} + W_{сгн}), \end{aligned} \quad (4)$$

где  $W_{сгп}$ ,  $W_{сгпп}$ ,  $W_{сгн}$  – объем генерации энергии собственными электростанциями в пиковой, полупиковой и ночной зонах. Расчет платы по составляющей  $W_{сп}$  и  $W_{пз}$  аналогичен расчету по составляющей  $W_{сг}$ , а по составляющей  $W_{оз}$  (отпуск за границу) выполнен по формуле:

$$\begin{aligned} P_{\Sigma оз} &= 4W_{озп} \cdot T_H + \\ &3W_{озпп} \cdot T_H + W_{озн} \cdot T_H = \\ &= T_H(4W_{озп} + 3W_{озпп} + W_{озн}). \end{aligned} \quad (5)$$

В табл. 2 приведены результаты расчетов по формулам (4) и (5) значений  $P_{\Sigma}$ , из которых можно сделать некоторые выводы, сравнив эти результаты в вариантах 1 и 2. Проведем сравнение, применив следующее равенство:

$$\Delta \mathcal{E} = P_{сгп} + P_{оз} - (2P_{сг} + P_{пз}), \quad (6)$$

где  $\Delta \mathcal{E}$  – разность между объемом выручки за реализацию отпущенной энергии собственным потребителям и за рубеж и затратами на ее генерацию и покупку

Таблица 2. Составляющие платы за электроэнергию по вариантам 1 и 2 (табл. 1) при дифференцированных по зонам суток тарифах

Составляющая платы	Плата по варианту 1				Плата по варианту 2			
	П <sub>сг</sub>	П <sub>сп</sub>	П <sub>пз</sub>	П <sub>оз</sub>	П <sub>сг</sub>	П <sub>сп</sub>	П <sub>пз</sub>	П <sub>оз</sub>
П <sub>п</sub>	33 Т <sub>н</sub>	42,9 Т <sub>н</sub>	6 Т <sub>н</sub>	–	36 Т <sub>н</sub>	26,4 Т <sub>н</sub>	–	16 Т <sub>н</sub>
П <sub>пп</sub>	22 Т <sub>н</sub>	22 Т <sub>н</sub>	–	2 Т <sub>н</sub>	20 Т <sub>н</sub>	24,2 Т <sub>н</sub>	2 Т <sub>н</sub>	–
П <sub>н</sub>	10 Т <sub>н</sub>	7,7 Т <sub>н</sub>	–	3 Т <sub>н</sub>	10 Т <sub>н</sub>	12,1 Т <sub>н</sub>	1 Т <sub>н</sub>	–
П <sub>з</sub>	65 Т <sub>н</sub>	72,6 Т <sub>н</sub>	6 Т <sub>н</sub>	5 Т <sub>н</sub>	66 Т <sub>н</sub>	62,7 Т <sub>н</sub>	3 Т <sub>н</sub>	16 Т <sub>н</sub>

из смежных энергосистем. В вариантах 1 и 2 значение ΔЭ оказалось следующим:

$$\Delta \mathcal{E} = 72,6T_n + 5T_n - 65T_n - 6T_n = 6,6T_n,$$

$$\Delta \mathcal{E}_2 = 62,7T_n + 16T_n - 66T_n - 3T_n = 9,7T_n.$$

Как видно из сравнения значений ΔЭ, во втором случае получен результат в 1,5 раза выше, чем в первом варианте. Результат обусловлен отпуском электроэнергии за границу хотя и в том же объеме, что в первом варианте, однако по более высокой цене (в часы пиковых нагрузок). Кроме того, одинаковое в обоих вариантах потребление электроэнергии из-за рубежа имело место не в часы пиковых нагрузок, а в часы минимальных и средних значений тарифов на покупаемую энергию.

Чтобы судить о возможностях изменения составляющих балансового уравнения (1), и прежде всего объемов собственной генерации с учетом загрузки генерирующих мощностей, обратимся к рис. 2, на котором приведена гистограмма, характеризующая плотность распределения вероятностей числа часов использования установленной мощности источников энергии в странах, не имеющих АЭС. При обработке статистики взяты данные из [2] по 31 стране, среди которых наибольшая установленная мощность генерирующих источников была в Италии (98,6 млн кВт), наименьшая – в Парагвае (8,1 млн кВт). Учитывая это, в расчетах применены весовые коэффициенты, рассчитываемые по формуле

$$K_i = \frac{P_{уст}}{P_{устmin}}, \quad (7)$$

где  $P_{устmin}$  – минимальная величина установленной мощности энергоисточников в рассматриваемой выборке из 31 страны (в нашем случае – Парагвай);  $P_{устi}$  – то же в  $i$ -той стране.

На основании рассчитанных по формуле (7) весовых коэффициентов и данных по числу часов использования установленной мощности ( $T_{ччим}$ ) по каждой из стран определены следующие показатели:

- среднее значение  $T_{ччим}$ :

$$T_{ччим\ сред} = \frac{\sum T_{ччим} \cdot K_i}{\sum K_i}; \quad (8)$$

- распределение долей  $\sum K_i$  по интервалам  $T_{ччим}$  при принятой длине интервала, равной 500 ч.

Согласно расчетам по формуле (8) значение  $T_{ччим\ сред}$  составило величину 4028 ч. Так как в Республике Беларусь этот показатель в 2010 году был равен 4223 ч, а на 2015 год планируется довести его до 4400 ч, то следует заключить, что степень загрузки генерирующих мощностей в нашей стране несколько выше, чем в рассматриваемых странах.

Приведенное на рис. 2 распределение существенно изменит свою форму, если исключить шесть специфических энергосистем с крайне низкими значениями загрузки генерирующих мощностей. Это энергосистемы Италии, Гонконга, Дании, КНДР, Португалии и Австрии, у которых  $T_{ччим}$  находится в пределах 2500–3000 ч и объясняется в каждой из стран различными причинами. Так, в Дании такой причиной является наличие большого числа ветроустановок, работа которых обусловлена наличием случайного фактора – ветра.

Расчет  $T_{ччим}$  без учета названных выше энергосистем показал, что значение этого показателя равно 4360 ч, из чего следует вывод, что в нашей республике доля загрузки генерирующих мощностей пока ниже, чем в большинстве стран мира, не имеющих АЭС, и тем более стран, в которых эти АЭС имеются.

Сравнивая рассматриваемый выше показатель, обратим внимание и на другой, не менее важный – энерго-

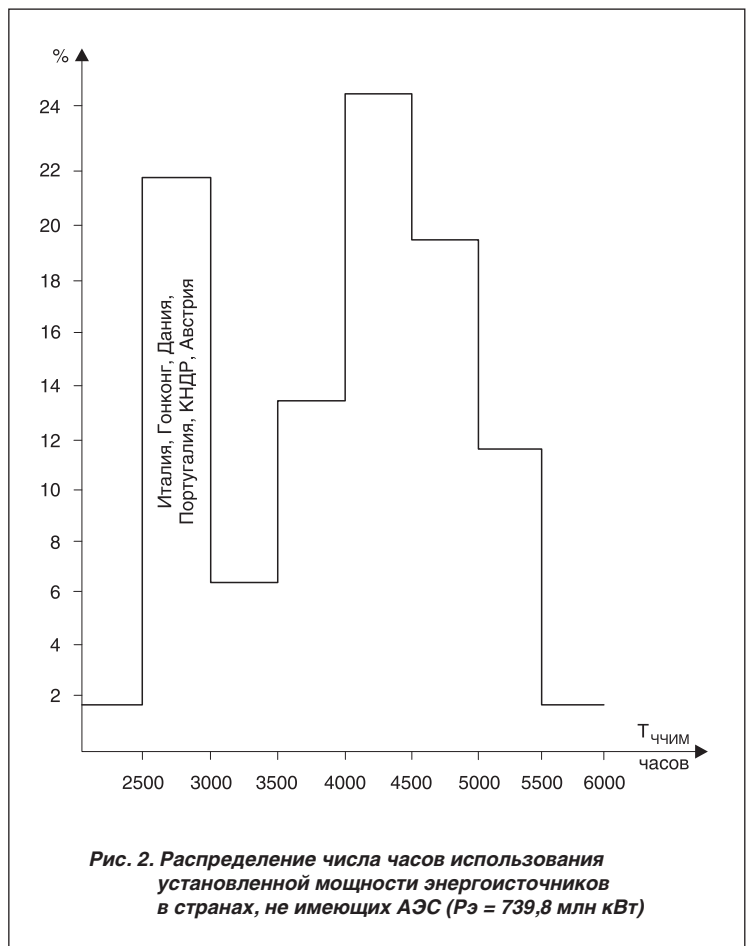
эффективность, характеризуемую удельным расходом энергии в тоннах нефтяного эквивалента (т н.э.) на \$ 1000 валового продукта. Среднее значение этого показателя для стран мира составляет  $K_3 = 0,19$ -т н.э. / \$ 1000 [3], в Республике Беларусь  $K_3 = 0,29$ -т н.э./\$ 1000. В то же время, например, в Италии, значение  $K_3$  равно 0,11 при  $T_{ччим} = 2991$  ч, то есть значение  $T_{ччим}$  на  $(\frac{4223}{2991} - 1) 100 = 41\%$  ниже, чем в Республике Беларусь. Подобное обстоятельство объясняется тем, что страна, в которой основная часть ВВП получается за счет выпуска дорогой, но не энергоемкой продукции, может допускать и наличие невысоких значений  $T_{ччим}$ , компенсируя удорожание основных фондов в виде слабо загруженных энергоисточников высокой прибылью от реализации наукоемкой, а не энергоемкой продукции. В программе развития промышленного комплекса Республики Беларусь на период до 2020 года [3] неэффективная отраслевая и технологическая структура промышленного комплекса названа одним из главных ограничений промышленного роста. Так, на долю высокотехнологичных производств в республике приходится около 2–3 % выпускаемой продукции, в развитых странах – в пять раз больше.

Таким образом, низкая доля высокотехнологичных производств в общем объеме ВВП еще более усложняет и без того непростую проблему организации ТЭК республики с привлечением нетрадиционных энергоисточников с вероятностным характером генерации и АЭС с низкоманевренной генерацией.

**Заключение**

Если одним из главных ограничителей промышленного роста в республике является неэффективная отраслевая и технологическая структура промышленного комплекса в целом, то одним из главных шагов по обеспечению эффективности функционирования энергетической отрасли в республике в условиях развития рыночных отношений с зарубежными странами является принятие более энергичных мер по обоснованию состава собственных генерирующих мощностей (с учетом поставки энергии за рубеж и ее покупки в других странах), организации режимного взаимодействия энергосистемы с потребителями энергии и разработке систем технически и экономически обоснованной дифференциации платы за электроэнергию – как отпускаемую и потребляемую из энергосистем смежных государств, так и генерируемую собственными электростанциями.

На сегодняшний день тарифные системы на электроэнергию в республике не соответствуют требованиям организации режимного взаимодействия между генерирующими источниками и потребителями, хотя информационное обеспечение в виде систем АСКУЭ пусть и в неполном объеме, но организовано.



**Рис. 2. Распределение числа часов использования установленной мощности энергоисточников в странах, не имеющих АЭС (Рэ = 739,8 млн кВт)**

Первым шагом на пути совершенствования тарифных систем является ликвидация перекрестного субсидирования, о которой в очередной раз говорится, например, в документе Совета Министров Республики Беларусь [3], однако практических шагов в этом направлении не предпринимается. Более того, в упомянутом выше документе определено, что на научно-исследовательские работы в энергетике в 2011–2015 годах не распространяется приоритет финансирования, хотя перечень приоритетных направлений (автомобилестроение, тракторное и сельскохозяйственное машиностроение, лазерная техника, космические исследования и т.д.) насчитывает более десяти наименований. В таких условиях проблематично ожидать существенного совершенствования функционирования энергетической отрасли, так как оно всегда требовало проведения серьезных научных исследований экономического и технического плана.

**Список литературы**

1. Статистический ежегодник Республики Беларусь. Национальный статистический комитет Республики Беларусь, 2011.
2. Некрасов, С.А. О независимости эффективности использования энергетического оборудования от структуры источников энергии / С.А. Некрасов // Промышленная энергетика. – 2012. – № 4. – С. 2–5.
3. Программа развития промышленного комплекса Республики Беларусь на период до 2020 года; утв. постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 05.07.2012 № 622.

# ПОРЯДОК СОЗДАНИЯ АСКУЭ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И НЕКОТОРЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

В Республике Беларусь продолжается создание современных автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии (АСКУЭ) на объектах как энергосистемы, так и потребителей. В руках ответственного и опытного энергетика АСКУЭ является инструментом бережливости и экономии потребления энергоресурсов, поскольку позволяет проводить детальный анализ электропотребления и рассчитываться за электроэнергию по дифференцированным по зонам суток тарифам.

Точкой отсчета создания АСКУЭ в Беларуси стало принятие постановления Совета Министров Республики Беларусь от 2 августа 2005 года № 847 «О мерах по внедрению в республике автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии». В соответствии с данным документом была разработана Программа создания в республике в 2006–2012 годах автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии, утвержденная Министерством энергетики Республики Беларусь и Государственным военно-промышленным комитетом.

Программа определяет комплекс организационно-технических мероприятий по замене и модернизации средств расчетного учета электроэнергии у потребителей энергии и на объектах энергосистемы. В частности, предусмотрено создание информационно-измерительной системы контроля и учета электрической энергии на электросетевых объектах межгосударственных, межсистемных перетоков энергии и электростанциях Республики Беларусь (АСКУЭ ММПГ), а также разработка новых технических нормативных правовых актов (ТНПА) в части применения современных средств расчетного учета электрической энергии, созданных на базе микропроцессорной техники.

Среди основополагающих документов, которыми должны руководствоваться при создании промышленных АСКУЭ и АСКУЭ-быт проектные, монтажные, наладочные организации, а также организации,

эксплуатирующие эти системы, можно отметить следующие:

- Правила электроснабжения, утвержденные постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 года № 1394;
- Инструкция о порядке и условиях оснащения пользователей и производителей электрической энергии приборами учета ее расхода, утвержденная постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 14 декабря 2011 года № 69;
- ТКП 339-2011(02230) «Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемосдаточных испытаний»;
- ТКП 308-2011 (02230) «Правила приемки в эксплуатацию автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии, установленных в жилых и общественных зданиях»;
- ТКП 355-2011 (02230) «Система обеспечения единства измерений Республики Беларусь. Порядок метрологического обеспечения автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии»;
- ТКП 45-4.04-149-2009 (02250) «Системы электрооборудования



**А.М. СУЛЬЖИЦ,**  
заведующая лабораторией  
учета электроэнергии  
РУП «БЕЛТЭИ»

жилых и общественных зданий. Правила проектирования»;

- ТКП 45-1.03-59-2008 «Приемка законченного строительством объектов. Порядок проведения»;
- СТБ 2096-2010 «Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии. Общие технические требования»;
- СНБ 1.03.02-96 «Состав, порядок разработки и согласования проектной документации в строительстве»;
- ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;
- ГОСТ 34.602-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы»;
- ГОСТ 34.603-92 «Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем».

АСКУЭ подразделяются на расчетные и технические. Первые предназначены для организации расчетного учета между потребителем электроэнергии и энергоснабжающей организацией. Вторые обе-

спечивают более детальный учет потребленной электроэнергии и мощности по элементам и структурам объекта и предназначены для контроля и технических целей.

Внедрение как расчетных, так и технических АСКУЭ должно проводиться только на основе согласованных в установленном порядке строительных проектов, соответствующих требованиям СНБ 1.03.02-96 «Состав, порядок разработки и согласования проектной документации в строительстве».

При заключении договора заказчик утверждает техническое задание на проектирование АСКУЭ и выдает его проектной организации. Надо отметить, что техническое задание является неотъемлемой частью договора. При создании коммерческой АСКУЭ техническим заданием обязательно предусматривается согласование проектной документации в зависимости от территориального расположения объекта с соответствующими подразделениями РУП-облэнерго: филиалами «Энергосбыт» РУП «Минскэнерго», «Витебскэнерго», «Гомельэнерго», филиалом «Энерготелеком» РУП «Брестэнерго», филиалом «Инженерный центр» РУП «Могилевэнерго», филиалом «ПСДТУ» РУП «Гродноэнерго».

Данные организации (далее – «Энергосбыт») выдают технические условия на организацию расчетного учета электрической энергии и (или) мощности в соответствии с Правилами электроснабжения. Согласование ими проектной документации на создание технической АСКУЭ не требуется.

Для создания проекта автоматизированной системы заказчик передает проектной организации необходимые исходные данные: технические условия на организацию расчетного учета электрической энергии и (или) мощности, действующую схему электроснабжения предприятия, перечень расчетных точек учета электроэнергии, номиналы измерительных трансформаторов, величину разрешенной к использованию максимальной мощности, разрешение филиала «Энергонадзор» РУП-облэнерго на использование электроэнергии в целях нагрева (при наличии в организации счетчиков для учета электроэнергии

на нагрев или отопление), перечень субабонентов, необходимые планы и информацию о размещении существующих средств учета и т.д.

Субабоненты организаций при заключении отдельного договора на создание АСКУЭ получают указанные документы от промышленного предприятия или другой организации, с которой заключили договор на электроснабжение. Соответственно, данная организация и является энергоснабжающей для субабонента.

После согласования проектной документации на внедрение АСКУЭ заказчик закупает оборудование и материалы, необходимые для монтажа, в соответствии с представленной спецификацией в проекте.

Следует отметить, что по желанию заказчика поставку оборудования может производить монтажная или наладочная организация. К слову, внедрение АСКУЭ под ключ может осуществляться одной организацией, имеющей для этого все необходимые условия и разрешения. Она разрабатывает проектную документацию, осуществляет поставку оборудования, проводит строительномонтажные и пуско-наладочные работы, осуществляет ввод коммерческой АСКУЭ в опытную и постоянную эксплуатацию; кроме того, по желанию заказчика может проводить обучение персонала правилам эксплуатации системы, подготовить программу метрологической аттестации и калибровки АСКУЭ и т.д.

После закупки оборудования заказчик (или по его желанию организация, осуществляющая внедрение АСКУЭ) передает электронные счетчики в «Энергосбыт» РУП-облэнерго для осуществления параметризации, то есть для внесения пароля с целью исключения несанкционированного доступа к прибору. В зависимости от требований РУП-облэнерго данная процедура может производиться дистанционно – по каналам связи уже созданной АСКУЭ. Вместе со счетчиками передаются и документы – это, как правило, технические условия на электроснабжение, копия необходимой части проекта, согласованного с энергосбытом, с указанием типов счетчиков.

На следующем этапе создания АСКУЭ проводятся строительномонтажные и пуско-наладочные ра-

боты на объекте. Заказчик принимает выполненные работы у монтажной и наладочной организаций, при этом особенно обращая внимание на то, чтобы монтаж оборудования был выполнен в соответствии с проектной документацией и ТНПА. Так, представитель «Энергосбыта» РУП-облэнерго, принимая АСКУЭ, обязательно проверит, соответствует ли порядок подключения счетчиков схемам размещения и подключения оборудования АСКУЭ, представленным в проектах, отвечают ли обжимка и маркировка проводов требованиям ТНПА и др. Кроме того, специалисты «Энергосбыта» обращают внимание на винтовые соединения в клеммных колодках, счетчиках, а также на наличие наклеек и обозначений элементов АСКУЭ в силовых шкафах, шкафах АСКУЭ.

При приемке АСКУЭ-быт существуют дополнительные требования к маркировке элементов системы и нанесению различных наклеек и предупреждений на счетчики, щитки, автоматические выключатели и т.д.

Следующий этап – ввод АСКУЭ в опытную эксплуатацию. Несмотря на некоторую разницу в требованиях, предъявляемых на этом этапе различными РУП-облэнерго, этот процесс в целом можно представить следующим образом.

Заказчик на своем фирменном бланке письменно обращается в «Энергосбыт» РУП-облэнерго, приглашая его представителя для осуществления приемки АСКУЭ в опытную эксплуатацию. Особо следует отметить, что в некоторых филиалах «Энергосбыт» могут потребовать и технический отчет о проведении пуско-наладочных работ АСКУЭ. Данный отчет, подготовленный наладочной организацией, должен содержать:

- копии паспортов на счетчики и протоколы внесения в них пароля;
- копии паспортов на трансформаторы с отметками о действующих поверках;
- копии паспортов УСПД;
- копии технических условий на электроснабжение;
- векторные диаграммы трансформаторных счетчиков, находящихся под нагрузкой;
- таблицу соответствия счетчиков и трансформаторов тока и т.д.

В любом случае, даже если отчет составлять не требуется, многие документы (в зависимости от требований РУП-облэнерго) приемной комиссии представить придется (например, копию согласованного проекта, справку о выполнении технических условий на организацию учета, паспорта на средства учета с отметкой о поверке, а по АСКУЭ-быт – и балансовый отчет по электроэнергии с учетом потребления квартирных счетчиков).

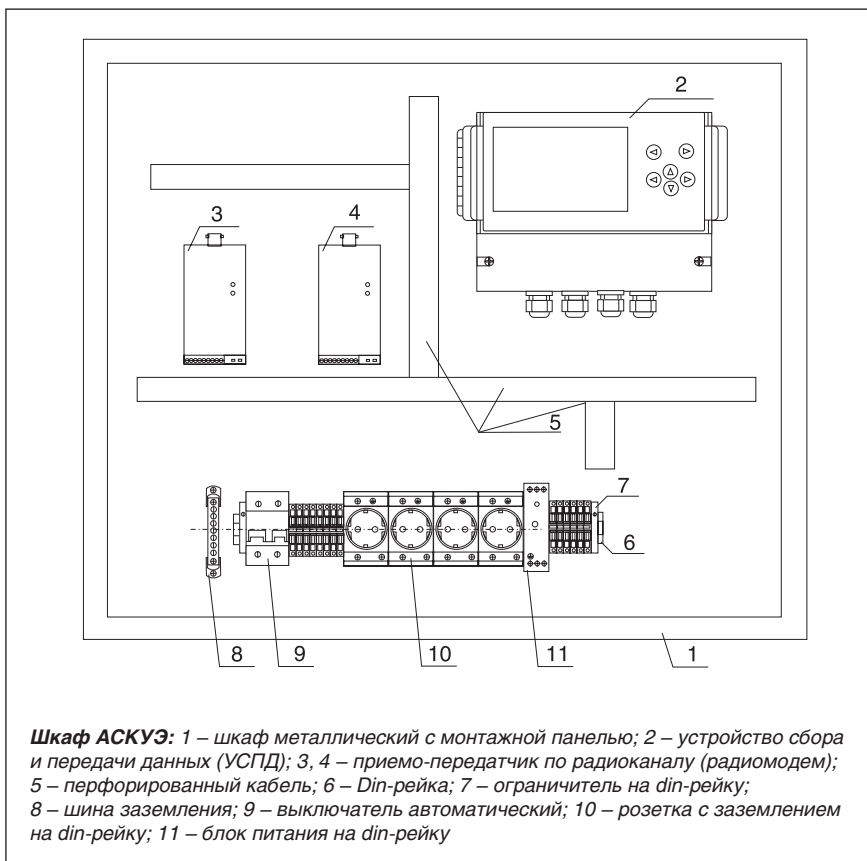
Далее, как правило, наладочная организация в зависимости от типа системы и используемых средств учета вносит объект АСКУЭ в базу данных программного обеспечения верхнего уровня «Энергосбыта».

Затем специалист «Энергосбыта» выезжает непосредственно на объект, где проводит проверку правильности подключения расчетных приборов, опломбирование электронных счетчиков, УСПД и, при необходимости, разветвительных колодок. Кроме того, он осуществляет также замену sim-карты (установленной предварительно наладочной организацией) в GSM-модеме на sim-карту «Энергосбыта».

Если в ходе проверки выявляются незначительные недочеты, они могут быть устранены на месте; для устранения более серьезных отводится конкретный срок, который указывается в письме, составленном представителем «Энергосбыта». После того как все замечания будут сняты (или при их отсутствии), представитель «Энергосбыта» оформляет акт приемки системы в опытную эксплуатацию, который подписывается тремя сторонами: заказчиком, представителями наладочной организации и «Энергосбыта».

В постоянную эксплуатацию АСКУЭ (при отсутствии замечаний по работе системы) сдает заказчик. При необходимости он может пригласить представителей проектной, монтажной и наладочной организаций (это относится и к сдаче системы в опытную эксплуатацию).

Хотелось бы отметить, что установка более точных электронных счетчиков электроэнергии вместо индукционных приборов может значительно увеличить платежи за потребленную электроэнергию. Внедрение АСКУЭ позволит снизить затраты на энерго-



ресурсы только при условии проведения энергосберегающих мероприятий за счет оптимизации режима работы производства и перехода на расчет за потребленную электроэнергию по более выгодному для организации тарифу.

Необходимо учитывать, что создание АСКУЭ повлечет затраты на обслуживание системы, например оплату GSM-связи при передаче данных об электропотреблении. Однако использование таких современных технологий позволяет покрыть большую по сравнению с проводными каналами связи зону, а значит, открывает новые возможности для установки АСКУЭ, в частности там, где раньше применить такие системы было практически невозможно.

Сегодня все чаще в качестве информационной среды передачи данных в проектных решениях по созданию АСКУЭ используются различные радиоканалы (GSM или GPRS, канал в диапазоне частот 433 МГц), которые являются альтернативой традиционным проводным каналам связи. Стоит отметить, что при применении радиомодемов, работающих на данной частоте, не требуется специального разрешения на ее использование. Пример

компоновки шкафа и структурной схемы АСКУЭ, где в качестве каналов связи используются радиомодемы, приведены на рисунке.

Радиомодемы имеют в своем составе интерфейсы RS-232 и RS-485 для подключения к устройствам учета. Кроме того, у них нет своего протокола передачи данных, что не требует от пользователя поддержки и обслуживания модема на программном уровне. Преимуществом применения радиомодема по сравнению с организацией GSM-связи является отсутствие платы за использование канала связи, недостатком – при уплотненной промышленной застройке радиус действия антенны радиомодема снижается до 500–700 м.

Эта информация может быть полезна энергетикам и руководителям предприятий, которые хотели бы увидеть развернутую картину электропотребления и решить проблему рационального расхода электроэнергии с учетом особенностей и возможностей производства. Кроме того, здесь представлена последовательность всех этапов создания АСКУЭ, знание которой необходимо при вступлении в договорные отношения с исполнителем.

# О НЕОБХОДИМОСТИ АТТЕСТАЦИИ АЛГОРИТМОВ И ПРОГРАММ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ И СИСТЕМ

Отличительной чертой получивших в настоящее время широкое распространение современных цифровых измерительных приборов является то, что функция измерения полностью или частично реализуется встроенным программным обеспечением (ПО), которое стало неотъемлемой частью измерительных приборов и систем. При этом алгоритм работы ПО и реально используемые им исходные данные неизвестны, что позволяет усомниться в достоверности показаний цифровых приборов.

С учетом того что процедуры внесения измерительных приборов в Государственный реестр средств измерений (ГРСИ) и метрологической поверки не предполагают ни проверки алгоритма, ни анализа исходного кода, ни тестирования встроенного программного обеспечения, схема измерений цифрового прибора содержит так называемый «черный ящик» со встроенным программным обеспечением. Иначе говоря, встроенное ПО и используемые алгоритмы находятся вне метрологического контроля и в целом не позволяют гарантировать достоверность измерений.

В области электроэнергетики сказанное выше в полной мере относится к цифровым датчикам телеизмерений, счетчикам электроэнергии, приборам контроля параметров качества электроэнергии (ПКЭ). Применительно к АСКУЭ это распространяется и на неизмерительные части автоматизированных систем, поскольку в них происходит обработка данных измерений с применением алгебраических преобразований (например, суммирования), привносящих дополнительные погрешности.

Насколько на самом деле актуальна данная проблема? Обратимся к зарубежному опыту.

Обеспечению надлежащего метрологического контроля средств измерений (СИ) во всем мире уделяется большое внимание. В его

сферу включаются аппаратное и программное обеспечение СИ, в том числе встроенное, и алгоритмы.

В части метрологической аттестации ПО и алгоритмов можно отметить программы, принятые Национальной физической лабораторией NPL (Великобритания), Национальным институтом по стандартизации и технологиям NIST (США), ЕС [1–7], Россией [8–16] и рядом других стран.

Действующая в ЕС Директива 2004/22/ЕС [1] по средствам измерений гармонизирует технические стандарты для СИ, подлежащих законодательному метрологическому контролю. Действие документа распространяется на приборы и системы с измерительными функциями, определенные специальными приложениями, куда входят и счетчики активной электрической энергии (СЭ).

Директива декларирует, в частности, следующие основные принципы:

- законодательный метрологический контроль не должен создавать барьеров в свободном движении СИ;
- характеристики СИ должны соответствовать требованиям, установленным законодательным метрологическим контролем. Эти требования обязаны иметь высокий уровень защиты, а оценка соответствия – высокий уровень доверия к характеристикам СИ;



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



**В.В. ГОРОВОЙ,**  
зам. начальника отдела учета  
и качества электроэнергии –  
зав. группой АСКУЭ

- положения настоящей Директивы распространяются на оценку соответствия составных частей средств измерения. Если эти составные части продаются отдельно и независимо от СИ, то оценка их соответствия должна осуществ-

вляться независимо от самого средства измерений.

Непосредственно в Директиве нет прямых указаний на необходимость метрологической аттестации ПО и алгоритмов. Тем не менее во исполнение данного документа Европейская кооперация по законодательной метрологии (WELMEC) разработала «Руководство по программному обеспечению» [2], а Международная организация законодательной метрологии (МОЗМ) подготовила Директиву Д 31 «Основные требования к программно управляемым средствам измерений» [6]. В указанные документы включены требования о необходимости метрологической аттестации как ПО, так и алгоритмов, использующихся в СИ.

По мнению WELMEC, являющейся кооперацией ведомств по законодательной метрологии государств – членов Европейского союза и Европейской ассоциации свободной торговли (ЕАСТ), Руководство представляет собой наилучшее практическое пособие, которому необходимо следовать [17]. При этом оно носит консультативный характер и допускает альтернативные подходы к стандартизации в этой сфере.

Более определенные подходы и требования демонстрирует Региональная организация сотрудничества государственных метрологических учреждений стран Центральной и Восточной Европы СООМЕТ.

Выпущенный Организацией документ R/LM/10:2004 «Программное обеспечение средств измерений. Общие технические требования» [7] устанавливает минимально необходимые требования к программному обеспечению с измерительными функциями, используемому в области законодательной метрологии, а также критерии, определяющие объем испытаний ПО в целях его утверждения. Данный документ не ограничивает разработчика программного обеспечения в применении новых технических решений и совершенствовании уже имеющихся.

Согласно требованиям СООМЕТ R/LM/10:2004 для законодательно контролируемых средств измерений должна разрабатываться до-

кументация на программное обеспечение (в том числе встроенное) и включать:

- описание типопределяющих и конструктивных параметров;
- описание реализованных в программном обеспечении расчетных алгоритмов;
- характеристики точности расчетных алгоритмов (например, округляющие алгоритмы);
- описание методики идентификации ПО;
- характеристики системных аппаратных средств, если эта информация не приведена в руководстве пользователя;
- руководство пользователя.

Кроме того, документ определяет, что испытания программного обеспечения и средств измерений выполняют организации, уполномоченные национальным органом по метрологии.

В Российской Федерации законодательная база в сфере метрологии [8–16] содержит прямые требования к проведению метрологической аттестации ПО и алгоритмов СИ, в том числе встроенного программного обеспечения приборов. Согласно ГОСТ Р 8.596-2009 [8] техническая документация на информационные системы или комплексный компонент, представляемая на испытания в целях утверждения типа, в любом случае должна содержать описание алгоритма обработки измерительной информации. Стандартом также предусмотрено, что при модификации программы разработчиком или в процессе эксплуатации в части, связанной с обработкой измерительной информации, новая версия программы также должна быть представлена на метрологическую аттестацию с целью утверждения типа. Основным содержанием данной процедуры является аттестация алгоритма обработки данных, реализуемого представленной программой.

На основании указанного ГОСТа в Российской Федерации выпущены методические инструкции (МИ), в том числе отраслевые, уточняющие требования к аттестации алгоритмов. Одни МИ обязывают проводить метрологический контроль и контроль программного обеспечения, алгоритмов, другие – только

ПО. Тем не менее все методические инструкции требуют представлять описания алгоритмов. Предлагаем краткий обзор методических инструкций, используемых в России в этой сфере:

- **МИ 2891-2004 «ГСИ. Общие требования к программному обеспечению средств измерений»** (разработана и утверждена ФГУП ВНИИМС Росстандарта РФ от 07.12.2004) устанавливает общие требования к программному обеспечению средств измерений, которые применяются при разработке ПО, испытаниях СИ с целью утверждения типа и идентификации. Документ предназначен для использования в организациях, осуществляющих разработку программного обеспечения и испытания средств измерений с целью утверждения типа, а также использующих ПО для сбора, обработки, хранения и представления измерительной информации.

Требования МИ 2891-2004 предъявляются к программному обеспечению следующих видов:

- ПО, которое является частью измерительной системы и функционирует на базе персонального компьютера;
- ПО, которое является самостоятельным программным продуктом и может применяться для сбора, обработки, хранения и представления измерительной информации;
- встроенное ПО, которое является неотъемлемой частью СИ;
- ПО для контроллеров и вычислительных блоков.

Инструкция предусматривает следующий набор документов, сопровождающих ПО:

- описание структуры и выполняемых функций ПО, в том числе последовательности обработки данных;
- описание функций и параметров ПО, подлежащих метрологическому контролю;
- описание реализованных в ПО расчетных алгоритмов, а также их блок-схемы;

- **МИ 2676-2001 «ГСИ. Методика метрологической аттестации алгоритмов и программ обработки данных результатов**

измерений при определении объема и массы нефти и нефтепродуктов. Общие положения» (разработана и утверждена Государственным научным метрологическим центром Всероссийского НИИ расходомерии (ГНМЦ ВНИИР) Госстандарта России от 08.07.2011);

- **МИ 2174-91 «ГСИ. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения»** (разработана и утверждена ФГУП ВНИИМС Росстандарта от 09.10.2010). МИ 2174-91 распространяется на алгоритмы и программы обработки данных, которые выделены как самостоятельные объекты, существуют обособленно (в частности, могут использоваться на различных вычислительных устройствах) и рекомендуются для использования в вычислительной практике.

### Заключение

В ближнем и дальнем зарубежье уделяется большое внимание метрологическому соответствию математического и программного обеспечения измерительных приборов и систем: разработаны и актуализированы стандарты и нормативно-техническая документация, действует процедура аттестации программ и алгоритмов. Между тем в Республике Беларусь встроенное программное обеспечение и используемые алгоритмы измерительных приборов и систем

находятся вне метрологического контроля, поэтому в целом невозможно гарантировать достоверность измерений.

Для решения этой задачи в нашей стране необходимо в первую очередь разработать и актуализировать соответствующие технические нормативные правовые акты (ТНПА), регламентирующие метрологическую аттестацию программ и алгоритмов измерительных систем, и гармонизировать их с аналогичными документами стран Единого таможенного союза и ЕврАзЭС.

#### Список литературы

1. Директива Европейского союза 2004/22/ЕС по измерительным приборам.
2. Руководство WELMEC 7.2 Руководство по программному обеспечению (Директива Европейского союза 2004/22/ЕС по измерительным приборам).
3. Рекомендация OIML D 31:2008 Основные требования к программно управляемым средствам измерений.
4. Решение Комиссии европейских обществ от 12 августа 2002 г. для выполнения Директивы Совета 96/23/ЕС, касающейся характеристик аналитических методов и интерпретации результатов.
5. Директива 93/99/ЕЭС Совета от 29 октября 1993 г. о дополнительных мерах в области официального контроля продовольственных товаров.

6. Директива МОЗМ Д 31 Общие требования к средствам измерений с программным управлением.

7. Рекомендации СООМЕТ R/LM/10:2004 (Программное обеспечение средств измерений. Общие технические требования).

8. ГОСТ 8.654-2009 ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения.

9. ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

10. ГОСТ Р ИСО/МЭК 12119-2000. Информационная технология. Пакеты программ. Требования к качеству и тестирование.

11. ГОСТ 19781-90 Обеспечение систем обработки информации программное. Термины и определения.

12. ГОСТ 28806-90 Качество программных средств. Термины и определения.

13. ГОСТы 19.xxx-xx Единая система программной документации.

14. ГОСТ Р ИСО/МЭК 9126-93 Информационная технология. Оценка программной продукции. Характеристики качества и руководства по их применению.

15. РМГ 29 – 99 Метрология. Основные термины и определения.

16. МИ 2891 – 2004 Общие требования к программному обеспечению средств измерений.

17. Слаев, А.В. Аттестация программного обеспечения, используемого в метрологии: справочная книга / В.А. Слаев, А.Г. Чуновкина. – СПб., 2009. – 320 с.

# НОВЫЕ ТНПА

С 1 ДЕКАБРЯ 2012 ГОДА ВВОДИТСЯ В ДЕЙСТВИЕ

Технический кодекс установившейся практики

- ✓ **ТКП 411-2012 (02230) «Правила учета тепловой энергии и теплоносителя»**

Официальное издание

**ЗАКАЗАТЬ документ можно:**

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

# ЗАИНТЕРЕСОВАННОСТЬ В РАЗВИТИИ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В МИРЕ СОХРАНЯЕТСЯ

*По итогам 56-й сессии Генеральной конференции МАГАТЭ в Вене*

**В течение рабочей недели – с 16 по 21 сентября – в штаб-квартире МАГАТЭ в Вене участники 56-й сессии Генеральной конференции МАГАТЭ, которая проводится ежегодно, обсуждали вопросы, связанные с развитием атомной энергетики и внедрением передовых ядерных технологий. В работе конференции приняла участие и делегация Республики Беларусь, которую возглавлял заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк.**



**Н.М. ГРУША,**  
директор Департамента  
по ядерной энергетике  
Минэнерго

Основными темами 56-й сессии Генеральной конференции МАГАТЭ в этом году являлись вопросы извлечения уроков аварии на АЭС «Фукусима-1» в Японии, повышения уровня ядерной безопасности, физической защиты ядерных и радиационных материалов и др. Общую дискуссию на пленарном заседании открыл Генеральный директор МАГАТЭ Ю. Аmano, который подвел итоги работы за минувший год и обозначил приоритетные области деятельности Агентства на ближайшую перспективу.

Генеральный директор МАГАТЭ подчеркнул важный вклад Агентства в решение фундаментальных проблем человечества, ключевую роль Программы технического сотрудничества Агентства в этой сфере. Он заявил, что, несмотря на аварию на японской АЭС «Фукусима-1», заинтересованность в развитии ядерной энергетики в мире сохраняется. Эта тенденция связана с ростом энергетических потребностей, изменением климата, неустойчивым характером цен на ископаемые источники энергии, необходимостью обеспечения энергетической безопасности.

Приоритетным вопросом повестки дня МАГАТЭ остается повышение уровня ядерной и радиационной безопасности в государствах-членах, в том числе путем реализации Плана действий по ядерной безопасности, утвержденного в ходе 55-й сессии Генеральной конференции в 2011 году. Ю. Аmano подчеркнул центральную роль МАГАТЭ в процессе укрепления глобального режима физической ядерной безопасности в целях предотвращения ядерного терроризма, отметил в качестве важной незавершенной работы в этой области ратификацию Поправки к Конвенции о физической защите ядерного материала (КФЗЯМ) и призвал государства-члены ускорить ратификацию названной Поправки.

Было отмечено, что важным элементом деятельности Агентства является укрепление режима гарантий. В этой связи особое внимание МАГАТЭ уделяет универсализации системы гарантий, основанной на соглашениях и дополнительных протоколах и позволяющей продемонстрировать мирный характер ядерной программы и отсутствие незадекларированной деятельности. Генеральный директор призвал государства-члены дополнить список

118 стран, ратифицировавших дополнительный протокол к соглашению о гарантиях.

В ходе пленарных заседаний с официальными заявлениями выступили руководители делегаций из 121 страны. Большинство из них подтвердили ведущую роль МАГАТЭ как компетентного, профессионального, востребованного (особенно для стран-«новичков») источника знаний, опыта в области ядерных технологий и их применения, в том числе ядерной энергетики.

18 сентября на пленарном заседании выступил заместитель Министра энергетики М.И. Михадюк. В его заявлении были затронуты основные вопросы сотрудничества Республики Беларусь по ключевым направлениям деятельности МАГАТЭ. Заместитель Министра проинформировал участников Конференции об осуществляемой на национальном уровне работе по реализации проекта строительства первой Белорусской АЭС и отметил, что она ведется в строгом соответствии со стандартами и рекомендациями МАГАТЭ и с привлечением консультативной и экспертной помощи Агентства.

М.И. Михадюк сообщил также, что Беларусь приняла ряд экспертных миссий МАГАТЭ, в том числе по оценке выбора площадки для строительства АЭС, содействию в формировании системы подготовки кадров для ядерной энергетики, оценке национальной системы готовности и реагирования на ядерные аварии, комплексной оценке национальной ядерной инфраструктуры.

Заместитель Министра энергетики подчеркнул, что государствам-членам крайне важна консультативная и техническая помощь Агентства с точки зрения создания инфраструктуры ядерной энергетики, формирования эффективной системы регулирования ядерной безопасности, развития научно-технического и кадрового потен-

циала. Одним из ключевых инструментов для достижения этих целей является Программа технического сотрудничества МАГАТЭ.

Среди основных приоритетов технического сотрудничества Беларуси и МАГАТЭ на 2008–2013 годы М.И. Михадюк назвал развитие национальной ядерно-энергетической инфраструктуры, использование ядерных технологий в здравоохранении, восстановление территорий, пострадавших в результате аварии на Чернобыльской АЭС. Он подчеркнул, что Беларусь заинтересована в продолжении сотрудничества с Агентством по реабилитации районов, пострадавших в результате аварии на Чернобыльской АЭС.

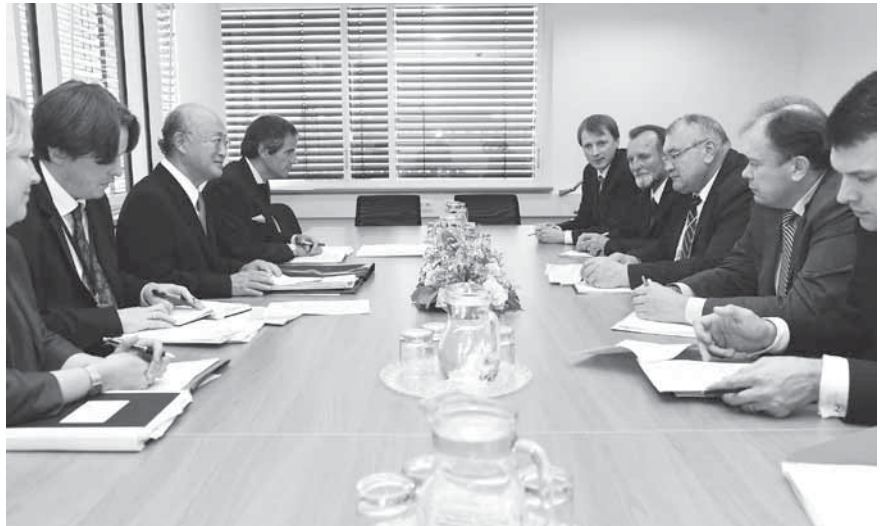
Взаимодействие по этому вопросу в полной мере укладывается в рамки «чернобыльской» стратегии ООН, которая предусматривает переход к устойчивому социально-экономическому развитию пострадавших районов. В этой связи Беларусь выступает за включение в резолюцию о техническом сотрудничестве нынешней Генеральной конференции положений о продолжении содействия со стороны МАГАТЭ наиболее пострадавшим странам в преодолении последствий аварии на Чернобыльской АЭС.

М.И. Михадюк назвал плодотворным сотрудничество с Секретариатом МАГАТЭ по вопросам укрепления физической ядерной безопасности, которым Беларусь уделяет приоритетное внимание. При содействии Агентства в республике реализуется Интегрированный план мероприятий, что является важным вкладом Беларуси в укрепление физической ядерной безопасности не только на национальном, но и региональном уровне.

В докладе было также отмечено, что миссии международных консультативных служб по физической ядерной безопасности и физической защите являются важными инструментами взаимодействия МАГАТЭ с государствами-членами и особенно важны для стран, приступающих к строительству своих первых АЭС. М.И. Михадюк сообщил о согласовании с Секретариатом МАГАТЭ заявки Беларуси на проведение осенью 2013 года миссии международной консультативной службы по физической ядерной безопасности.

Докладчик подчеркнул, что Беларусь неукоснительно выполняет свои обязательства по Договору о нераспространении ядерного оружия и Соглашению о применении гарантий, придает большое значение укреплению системы гарантий МАГАТЭ, включающей Дополнительный протокол в качестве стандарта верификационной деятельности, и подтверждает намерение завершить необходимые внутренние процедуры для ратификации Дополнительного протокола.

В ходе 56-й сессии Генеральной конференции была принята резолюция по вопросам действенности и эффективности системы гарантий и применения типового Дополнительного протокола, физической ядерной безопасности, применения гарантий МАГАТЭ на Ближнем Востоке, ядерной безопасности, ядерных применений, осуществления соглашения между Агентством и КНДР о применении гарантий в связи с Договором о нераспространении ядерного оружия.



В рамках работы Генеральной конференции состоялся ряд встреч членов белорусской делегации с руководством и экспертами секретариата МАГАТЭ.

Встреча заместителя Министра энергетики М.И. Михадюка с Генеральным директором МАГАТЭ Ю. Аmano состоялась 17 сентября. В ее рамках Ю. Аmano поделился позитивными впечатлениями от визита в Беларусь в апреле 2012 года, отметил профессиональную организацию визита, высокий уровень встреч и интересные мероприятия. В целом подчеркнул хорошие темпы и масштаб сотрудничества Агентства с Республикой Беларусь.

Тема встречи белорусской делегации с заместителем Генерального директора МАГАТЭ, руководителем департамента ядерной энергетики А. Бычковым касалась итогов миссии по комплексной оценке инфраструктуры ядерной энергетики (ИНИР). Белорусская сторона заверила участников встречи, что республика будет четко следовать плану мероприятий по реализации всех замечаний и рекомендаций миссии, разработку которого предполагается завершить в ближайшее время в тесном сотрудничестве с МАГАТЭ. В качестве приоритетного обсуждался вопрос подготовки кадров для ядерной энергетики Беларуси.

Наша делегация также приняла участие в мероприятиях МАГАТЭ, посвященных обсуждению роли и рисков для будущих владельцев/операторов АЭС в странах-«новичках», на одном из которых мы выступили с презентацией о роли и целях эксплуатирующей организации при внедрении ядерной энергетики в Республике Беларусь.

56-я сессия Генеральной конференции МАГАТЭ продемонстрировала приверженность большинства заинтересованных государств-членов дальнейшему развитию ядерной энергии для решения социально-экономических задач, несмотря на аварию на АЭС «Фукусима-1». Одновременно была подчеркнута необходимость выполнения государствами самых высоких международных требований ядерной безопасности в отношении ядерных установок, оборудования и материала. В этой связи приоритетной является реализация государствами-членами, включая Беларусь, и Секретариатом Агентства Плана действий по ядерной безопасности. Особое внимание уделяется вопросам обеспечения независимости и укреплению потенциала регулирующего органа, развитию кадровых ресурсов, совершенствованию инфраструктуры ядерной безопасности, готовности и реагирования на аварийные ситуации, повышению уровня физической ядерной безопасности.

# ПРОФЕССИОНАЛИЗМ – ЭТО ВЫСОКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ТРУДА

30 октября 1960 года на Центральной площади г. Минска был зажжен факел, ставший символом начала обеспечения республики природным газом. Сегодня газоснабжение потребителей нашей страны обеспечивает Государственное производственное объединение по топливу и газификации «Белтопгаз», которое является одним из ключевых предприятий газовой и топливной промышленности Беларуси и результатами своей работы неизменно подтверждает профессиональный статус одной из важнейших составляющих топливно-энергетического комплекса Республики Беларусь. В состав объединения входят 44 подведомственные организации с общей численностью работающих более 30 тысяч человек.



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

Основные задачи ГПО «Белтопгаз», отметившего в апреле нынешнего года свое 20-летие, – это надежное и бесперебойное обеспечение потребителей нашей страны сжиженным и природным газом в востребованных объемах, эксплуатация распределительной газовой сети республики, строительство систем и объектов газоснабжения, добыча и переработка торфа, производство топливных брикетов, поставка их потребителям страны и на экспорт, а также производство в основном экспортноориентированной промышленной продукции.

## Газификация

Природный газ пришел в нашу страну с окончанием строительства газопроводов Дашава – Минск и Щорс – Гомель в конце 1960 года. С января 1961 по 1981 год экологически чистым «голубым топливом» были планомерно обеспечены все областные центры, другие города и населенные пункты, объекты тепловой энергетики и наиболее значимые в стране промышленные предприятия. Стремительно летит время, и протяженность эксплуатируемых газопроводов, первоначально исчисляемая сотнями, сейчас составляет тысячи километров.

В настоящее время в газовом комплексе объединения действуют семь газоснабжающих организаций – шесть в областях и одна в г. Минске – со 118 межрайонными, районными управлениями и цехами

природного и сжиженного газа, а также предприятие по транспортировке и обеспечению потребителей сжиженными нефтяными газами «СГ-транс». Создана система, позволяющая осуществлять комплекс работ по обеспечению потребителей газом начиная от выдачи технических условий, проектирования, строительства систем газоснабжения до подачи газа в каждую квартиру, эксплуатации газораспределительных систем и сооружений, газоиспользующего оборудования, в том числе внутридомового, разработке и изготовлению газового оборудования, средств механизации и автоматизации, необходимых запасных частей.

Обеспечение потребителей природным газом осуществляется от газораспределительных станций и пунктов по распределительным газопроводам высокого, среднего и низкого давления в соответствии со схемами газоснабжения, разработанными как в целом по республике, так и по районам и отдельным населенным пунктам.

Начиная с 1994 года благодаря активной позиции Главы государства и Правительства Республики Беларусь строительство систем газоснабжения, газификация страны велась ускоренными темпами. За эти годы построено более 30 тыс. км газопроводов из 45,5 тыс., эксплуатируемых в настоящее время. В сельской местности протяженность сетей природного газа достигла 23,8 тыс. км. Газифицированы все 118 районных центров республики,

111 из 112 городов (природный газ не подан в г. Дисна Витебской области), 86 из 93 поселков городского и рабочего типа, 2269 сельских населенных пунктов, 858 агрогородков. Ежегодно осуществляется строительство порядка 2 тыс. км газопроводов, в том числе в сельской местности – более 1,5 тыс. Природным газом газифицировано 2,54 млн квартир.

Уровень газификации квартирного фонда страны природным газом составляет 68,3 %. Его потребителями являются 2,2 тыс. промышленных и 9,1 тыс. коммунально-бытовых предприятий, 655 сельскохозяйственных организаций.

Снабжение потребителей сжиженным газом осуществляется как в баллонах, так и от групповых емкостных установок по газовым сетям. Таким видом топлива пользуются около 2 тыс. промышленных и коммунально-бытовых предприятий и почти 1,2 млн квартир. Для этих целей функционируют 11 газонаполнительных станций и 3 ремонтно-производственных управления. Ежедневно заполняется и доставляется абонентам транспортом предприятий газового хозяйства свыше 25 тыс. баллонов со сжиженным газом, имеется 140 автогазовозов для его

доставки в групповые емкостные установки и на автомобильные заправочные станции.

Потребности населения и предприятий в сжиженном газе, используемом в качестве автомобильного топлива, обеспечивают 156 газозаправочных станций и газонаполнительных пунктов. Находящееся в системе объединения предприятие «СГ-транс» имеет 956 железнодорожных цистерн, в которых этот вид топлива доставляется на газонаполнительные станции республики с белорусских заводов. Централизованное диспетчерское управление позволяет не допускать сбоев в обеспечении сжиженным газом всех категорий потребителей.

Мощности и пропускная способность созданной в республике системы распределительных газовых сетей дает возможность в настоящее время обеспечить подачу потребителям природного газа в объеме более 30 млрд м<sup>3</sup> в год.

Для обеспечения повышенной безопасности на объектах и надежности газоснабжения потребителей в соответствии с требованиями Закона Республики Беларусь «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» на предприятиях газового комплекса функционирует 118 аварийных служб, службы внутридомового газового оборудования, эксплуатации систем, защиты газопроводов от коррозии, режимов и учета газа, а также система производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности.

На основе единых для всей республики требований нормативных документов газоснабжающие подведомственные организации, входящие в состав ГПО «Белтопгаз», осуществляют ремонты систем газоснабжения; перекладку изношенных участков газопроводов; профилактические осмотры и настройку на требуемые параметры работы газорегуляторных пунктов и шкафных регуляторных пунктов; диагностирование газопроводов; все виды ремонтов внутридомового газового оборудования (газовых плит, проточных и емкостных водонагревателей и др.); монтаж и настройку автоматики безопасности и регулирования как бытового, так



и промышленного и коммунально-бытового оборудования вне зависимости от ведомственной подчиненности; монтаж, наладку и эксплуатацию средств защиты газопроводов от коррозии (станции катодной защиты, дренажные установки, протекторная защита); строительство газопроводов из полиэтиленовых труб; монтаж и эксплуатацию систем телемеханизации газорегуляторных пунктов; производство врезок в действующие газопроводы высокого, среднего и низкого давления без отключения потребителей, а также ряд других работ.

За последние годы газовики республики не только увеличили объемы оказываемых услуг потребителям, но и сделали свою деятельность многопрофильной. Филиалами областных газоснабжающих организаций объединения стал ряд сельскохозяйственных предприятий и предприятий торфяной промышленности. И здесь достигнуты высокие результаты.

### Развитие торфяной промышленности в начале 2000-х годов

Следует вспомнить, что организации торфяной промышленности в начале 2000-х годов оказались в весьма сложном финансовом положении. Критический износ оборудования и специальной техники для выполнения болотно-подготовительных работ, добычи, транспорта и переработки торфа, отсутствие или переуплотнение на выпуск других видов продукции предприятий, ранее располагавшихся за пределами Бе-

ларуси и выпускавших оборудование для торфяной отрасли, дефицит отводимых площадей для добычи торфа, а по существу – отсутствие долговременной (два-три года) основы для подготовки производства торфа на последующие годы, нехватка и низкая квалификация специалистов и рабочих кадров для добычи торфа в условиях болот и сложного по своей специфике производства топливных брикетов – все это создало предпосылки для сворачивания деятельности ряда торфодобывающих и торфоперерабатывающих предприятий. И самое главное – снижение в 90-х годах прошлого столетия спроса на торф и топливные брикеты в связи с наращиванием темпов газификации республики не способствовало поддержанию торфопредприятий на устойчивом финансовом и экономическом уровне.

В силу указанных обстоятельств, а также иных проблем, с которыми торфопредприятия столкнулись в непростой период становления экономики, произошло значительное снижение объемов выпуска основного вида продукции – топливных брикетов. Например, за период с 1992 по 2002 год их производство сократилось в два раза и составило немногим более 1 млн т. Данный вид деятельности оказался убыточным.

Заявляя о необходимости отказа от расширения торфодобычи или строительства новых предприятий, нельзя было игнорировать социальную значимость вопроса. Поселки торфодобывающих и торфобрикетных заводов, которые располагаются рядом с месторождениями, – это места постоянного проживания тысяч людей, работающих на данных

предприятиях. И для этих людей и их семей торф – источник жизнеобеспечения, так как альтернативные рабочие места можно найти лишь за несколько десятков, а то и сотен километров. В этой связи важную роль в деле подъема торфяной промышленности сыграл не только экономический, но и социальный фактор.

### Финансово-экономическое оздоровление организаций торфяной промышленности

Для исправления сложившейся ситуации одним из первых шагов вновь созданного в 2001 году Министерства энергетики стала разработка и принятие отраслевых программ финансово-экономического оздоровления организаций торфяной промышленности. Их ключевые мероприятия направлены на полное обеспечение потребителей твердыми видами топлива на основе торфа, снижение энергетической зависимости экономики республики от импортных топливно-энергетических ресурсов, создание условий для повышения эффективности хозяйствования и финансовой состоятельности организаций торфяной промышленности, ликвидацию убыточности их работы.

Реализация программ позволила остановить падение торфяной отрасли и стабилизировать ее положение. С 2002 по 2011 год включительно организациями торфяной промышленности были достигнуты следующие результаты:

- рост выручки от реализации товаров, продукции, работ и услуг от \$ 27,5 млн до \$ 99,8 млн, или в 3,6 раза;
- наращивание производства топливных брикетов с 1,05 до 1,36 млн т, или в 1,3 раза;
- снижение государственной поддержки организаций торфяной промышленности с \$ 7,9 млн в 2005 году до отказа от нее в 2011 году;
- снижение износа основных фондов с 70,2 до 44,5 %, а болотно-подготовительной техники – с 87,9 до 50,3 %;
- увеличение объемов добычи торфа с 2,27 до 3,22 млн т, или в 1,42 раза;

- подъем заработной платы работающих в организациях торфяной промышленности в эквиваленте с \$ 91 до \$ 400.

Необходимо отметить, что если в 2003 году в системе ГПО «Белтопгаз» функционировало 23 убыточных торфопредприятия из 32 действующих, то по результатам работы в 2011 году таковые отсутствовали.

И более того – программа «Торф» оказалась на редкость удачной, гибкой и не застывшей в развитии. Базовые показатели устанавливались в целом по временным периодам, но ежегодная разработка утверждаемых Советом Министров Республики Беларусь мероприятий позволяла вносить коррективы, обеспечивая потенциальную динамику развития как отдельных предприятий и направлений производства, так и торфяной промышленности в целом.

Реализация государственной программы в течение практически десяти лет подтвердила правильность и эффективность мер, предусмотренных отраслевыми программами.

Так, в 2012 году организациями объединены добыто 2,9 млн т торфа при плане 2,8 млн т, и эта работа еще продолжается. В текущем году запланировано произвести не менее 1,3 млн т топливных брикетов.

За период 2008–2012 годы организациями торфяной отрасли приобретено более 1100 единиц техники и оборудования для выполнения болотно-подготовительных работ, добычи и транспортировки торфа.

На выполнение мероприятий госпрограммы «Торф» организациями торфяной отрасли Минэнерго за 2008–2011 годы направлено 536,2 млрд рублей, в том числе 389,8 млрд – из средств инновационного фонда и 146,4 млрд – собственных средств. В 2012 году планируется использовать 230,7 млрд рублей, в том числе 159,4 млрд – из средств инновационного фонда и 71,3 млрд – собственных средств организаций.

### Техническое перевооружение торфяной отрасли

В настоящее время по результатам опытно-конструкторских работ в Республике Беларусь освоен выпуск практически всего спек-

тра оборудования для выполнения болотно-подготовительных работ, добычи, транспортировки и переработки торфа.

Наиболее значимыми для торфяной отрасли проектами, способствующими техническому перевооружению отрасли, явились:

- внедрение на операциях добычи торфа колесных тракторов Минского тракторного завода;
- освоение ОАО «Амкодор» (Минпром) производства для нужд торфяной отрасли фронтальных колесных погрузчиков торфа «Амкодор 342Р», самоходных гусеничных штабелирующих машин «Амкодор-30», шнековых торфяных профилировщиков «Амкодор АТ-51», торфовозных вагонов «Амкодор-42.10»;
- освоение на ОАО «Станкостроительный завод имени С.М. Кирова» (Минпром) выпуска торфовозных вагонов ТСВ-6А;
- организация на ОАО «140-й ремонтный завод» (Госкомвоенпром) модернизации узкоколейных тепловозов и самоходных железнодорожных электростанций;
- освоение ОАО «Кохановский экскаваторный завод» (Минсельхозпрод) и ЗАО СП «Святовит» производства гусеничных торфяных экскаваторов;
- организация на машиностроительных предприятиях Минэнерго производства оборудования, необходимого для выполнения болотно-подготовительных работ и добычи торфа.

В 2012 году предусмотрено завершить работы по усовершенствованию конструкции опытных образцов машин отечественного комплекса для производства кускового торфа, являющихся аналогами высокопроизводительного финского оборудования, и приступить к их серийному выпуску.

Одной из последних разработок, имеющих большое значение для торфяной отрасли, является создание конструкции белорусского торфобрикетного пресса. Опытный образец двухштемпельного механического брикетного пресса модели МС1600-35Т был создан по заданию ГПО «Белтопгаз» специалистами ОАО «МЗОР» (Минпром). На данный момент опытный образец

торфобрикетного пресса эффективно отработал более 11 тыс. ч и подтвердил технические параметры, предусмотренные проектом.

Наиболее значимым из запланированных к освоению в 2012 году образцом новой техники и оборудования является паротрубчатая сушилка фрезерного торфа.

В рамках организации выпуска новых видов продукции в 2011 году введен в эксплуатацию цех по производству питательных грунтов и киповке торфа верхового в н.п. Крулевщина Докшицкого района Витебской области (УП «Витебск-облгаз»).

В целях развития производственных мощностей по выпуску топливных брикетов в 2012 году начата реализация пилотного проекта по созданию модульно-блочного автоматизированного брикетного комплекса с производственной мощностью 20 тыс. т в год.

### Деятельность строительных, промышленных и других организаций объединения

В строительный комплекс объединения входят 10 строительно-монтажных организаций численностью порядка 3200 человек, которыми созданы современные, укомплектованные высокопроизводительной техникой производственные мощности, позволяющие строить в год более одной тысячи километров газопроводов в любой точке республики. Для выполнения этих работ имеются 4 цеха изоляции труб, 11 баз по сварке труб в плети и укрупненных узлов газоиспользующего оборудования. Строительные организации практически полностью обеспечивают жизнедеятельность торфяной отрасли, строительство и реконструкцию баз газового хозяйства, в состоянии решать вопросы строительства нового жилья для системы объединения. Основной же их задачей является газификация республики.

В системе объединения действует ряд промышленных и других организаций.

Нельзя не упомянуть учреждение образования «Газ-институт», осуществляющее подготовку новых и повышение квалификации руководящих



и производственных кадров для газовой и топливной сфер, строительно-монтажных организаций.

Далеко за пределами Беларуси знакомы с высококачественной продукцией СП ОАО «Брестгазоаппарат» и ОАО «Новогрудский завод газовой аппаратуры» (ОАО «НЗГА»). Так, коллектив брестского предприятия производит газовые, электрические, газозлектрические плиты, воздухоочистители, духовые шкафы и другие изделия под известной торговой маркой «Гефест», пользующиеся широким спросом не только в Беларуси, но и на рынках Российской Федерации, Украины, среднеазиатских стран, дальнего зарубежья.

Новогрудчане освоили выпуск широкой гаммы газового оборудования – бытовые и автомобильные газовые баллоны, бытовые счетчики природного газа, комплектующие для газовых плит производства ОАО «Брестгазоаппарат», газоредуцирующее оборудование для комплектации автомобилей, огнетушители и многое другое. В результате грамотно проводимой коллективом этого предприятия маркетинговой политики более половины выпускаемых изделий поставляется на экспорт. В адресатах поставок не только страны ближнего и дальнего зарубежья, но и далекая Венесуэла.

Здесь же необходимо отметить, что указанные промышленные предприятия обеспечивают не только динамичный рост объемов выпускаемой продукции, но и постоянное обновление ассортимента, повышение его качества, модернизацию и внедрение новых производственных мощностей и технологий. Так,

ОАО «НЗГА» в 2009 году освоило выпуск новой гаммы торроидальных автомобильных баллонов, а с 2011 года производит бытовые газовые баллоны, соответствующие европейским стандартам, предъявляемым к качеству. Эта продукция пользуется высоким и стабильным спросом у потребителей.

Немало добрых слов можно сказать и в адрес РУП «Белгазтехника», занимающего лидирующие позиции в отрасли по производству импортозамещающей продукции для систем газоснабжения. Благодаря его деятельности отрасли удалось практически полностью отказаться от импорта аналогичных приборов и оборудования.

Сегодня перед газовиками и топливниками страны стоят новые задачи – максимально повысить эффективность работы, стимулировать создание благоприятного инвестиционного климата и рост инвестиций, использовать современные стандарты корпоративного управления, внедрять новые технологии, сокращать издержки производства, обеспечить поступательное, целенаправленное и динамичное развитие торфяной промышленности, а также систем газоснабжения и транспорта газа, обеспечивая их качественную и безаварийную эксплуатацию.

Эти задачи по плечу коллективу объединения, в котором работают тысячи преданных своему делу руководителей, специалистов и рабочих высокой квалификации. Они с достоинством носят высокое звание работника газовой и топливной промышленности, каждый день подтверждая его своим самоотверженным трудом.

# О МЕХАНИЧЕСКИХ НАГРУЗКАХ, ВЫДЕРЖИВАЕМЫХ ЛЕНТОЙ ЗАЩИТНО-СИГНАЛЬНОЙ СЕРИИ ЛЗС

В настоящее время пользователи сети Интернет на одном из форумов, посвященных вопросам проектирования, активно обсуждают проблему применения защитно-сигнальной ленты серии ЛЗС – инновационного материала для защиты кабеля от механических повреждений не только при ручном вскрытии кабеля, но и при механизированных работах. Один из посетителей интернет-форума – главный инженер проекта с 20-летним стажем однозначно высказался за использование ЛЗС и отметил, что при закладке кабеля, защищенного ЛЗС, ленту не продавливают камни, а при захвате ковшем экскаватора ЛЗС оказывает значительное сопротивление на разрыв.

Комментирует ситуацию кандидат физико-математических наук, доцент, заместитель декана физического факультета БГПУ Сергей Михайлович Барайшук.

Изучив сведения о технических характеристиках наиболее распространенных в Республике Беларусь экскаваторов, специалисты ООО «Интербелтрейд» создали защитный материал с прочностью на разрыв 14,86 МПа, выпускаемый в рулонах по 50 м.

*Для справки:* прочность на разрыв, измеряемая в МПа, – это усилие на единицу площади контакта (площади поперечного сечения), которое вычисляется по формуле  $P = F_1 / S$ .

Площадь поперечного сечения ленты ЛЗС размером  $250 \times 3,5 \text{ мм}^2$  –  $S = 0,0035 \text{ м} \cdot 0,25 \text{ м} = 0,000875 \text{ м}^2$ . Следовательно, возможно рассчитать силу, необходимую для разрыва ленты, по формуле

$$F_1 = P \cdot S = 14,86 \text{ МПа} \cdot 0,000875 \text{ м}^2 = 13002,5 \text{ Н},$$

или приблизительно 13 кН.

В протоколе испытательного центра Министерства архитектуры и строительства Республики

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



Укладка ленты защитно-сигнальной

Беларусь ОАО «Стройкомплекс» указано: «... для вышеприведенных расчетов взято минимальное значение прочности ленты при растяжении в продольном направлении, равное 14,86 МПа, следовательно, полученное значение усилия на разрыв 13 кН является минимально возможным».

Такое усилие на разрыв будет только в том случае, если ленту тянут вдоль, то есть разрывают на минимальном сечении (строго поперек ленты). Любое скашивание направления разрыва увеличивает эффективную площадь сечения. Например, если рвать ленту через грань под углом  $45^\circ$ , площадь ее поперечного сечения со-

ставит  $0,0012 \text{ м}^2$  и усилие на разрыв увеличится до 19 кН.

Такой материал при захвате ковшем экскаватора, в отличие от мелко сегментированной защиты в виде кирпича, окажет значительное сопротивление на разрыв и предотвратит повреждение кабельной линии. Следует отметить, что вырывное усилие, развиваемое гидроцилиндрами ковша экскаватора на базе МТЗ-82 (например, экскаватора-погрузчика 702 ЕА производства ЗАО «Амкодор»), составляет 4 кН, а всей стрелы в целом – 18 кН. Для разрыва ленты ЛЗС шириной 250 мм необходимо приложить усилие, в зависимости от положения ленты

на ковше, от 13 кН (при попадании ленты только на режущую кромку ковша экскаватора) до 22,6 кН (при полном подводе ковша под ленту). При захвате на обе грани в реальном процессе сопротивление не удваивается, а становится больше лишь в 1,75 раза, что сопоставимо с максимальной нагрузкой на стрелу экскаватора. Очевидно, что не заметить такое сопротивление, оказываемое работе экскаватора, невозможно.

Естественно, что кирпич в таком случае будет просто вырыт вместе с грунтом и не выполнит своей защитной функции. Крайние кирпичи, попавшие на ковш, будут либо вырваны, либо обломаны, так как по стандарту СТБ 1160-99 имеют прочность на изгиб около 2 МПа. В то же время лента ЛЗС не разрушается и при изгибе на 180°, что не дает возможности ковшу экскаватора вырвать даже ее кусок.

Лента ЛЗС будет продолжать защищать кабельную линию в случае захвата ковшем экскаватора кабеля и ленты одновременно (при захвате ковшем экскаватора кирпича острые растрескавшиеся обломки лишь ускорят повреждение изоляции кабеля). В таком случае силы сопротивления разрыву для кабеля и ленты будут иметь общее направление, увеличивая защиту от повреждения.

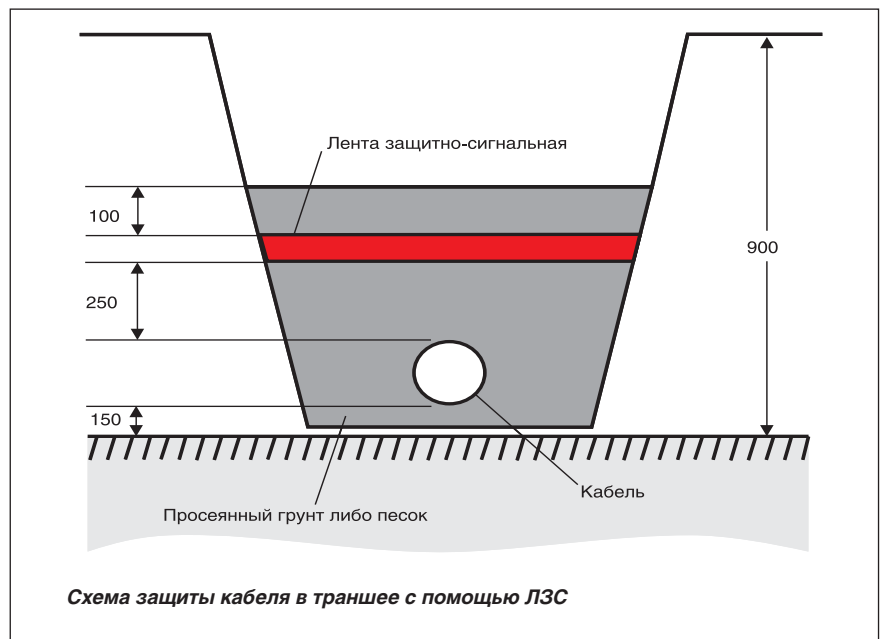
Хочется также обратить внимание на опрокидывающий момент экскаватора, который рассчитывается по формуле

$$M = F_2 \cdot L,$$

где  $F_2$  – опрокидывающее усилие;  $L$  – вылет стрелы.

По данным техпаспорта на экскаватор, опрокидывающее усилие соответствует  $F_2 = M_{max} / L$ . Максимальный опрокидывающий момент, согласно данным, предоставленным ЗАО «Амкодор», составляет 35 кН/м. При вылете стрелы на расстояние 1 м опрокидывающее усилие равняется 35 кН. При максимальном вылете стрелы в 5 м

$$F_2 = \frac{35}{5} = 7 \text{ кН.}$$



Рассмотрим вариант наихудшего показателя для ленты 13 кН:

$$\frac{F_2}{F_1} = \frac{35}{13} = 2,7.$$

Расчет показывает, что при вылете стрелы на расстояние более чем 2,7 м ( $F_2 = 35 / 2,7 = 13$  кН) значение усилия, необходимого для опрокидывания экскаватора, будет меньше, чем усилие на разрыв ленты. При таких условиях экскаватор, зацепивший режущей кромкой ковша ленту ЛЗС, начнет приподниматься.

При перехлесте ленты через ковш усилие на разрыв равно 22,6 кН, следовательно:

$$\frac{F_2}{F_1} = \frac{35}{22,6} = 1,55,$$

то есть при вылете ковша более чем на 1,55 м ленту порвать становится сложнее, чем опрокинуть экскаватор.

Отдельно хочется отметить сопротивление ленты при попытке ее вытягивания из грунта. На стандартном отрезке ленты ЛЗС шириной 250 мм и длиной 50 м после засыпки траншеи оказывается более 9 т грунта:

$$m = s \cdot h \cdot p,$$

где  $p$  – плотность грунта (для песка 1500 кг/м<sup>3</sup>);  $s = 0,25$  м · 50 м = 12,5 м<sup>2</sup>;  $h = 0,5$  м – глубина залегания ленты в траншее.

Тогда  $m = 12,5 \cdot 0,5 \cdot 1500 = 9375$  кг. С учетом коэффициента трения ленты о грунт (более 0,5) для ее вытягивания понадобится усилие:

$$F = k \cdot m \cdot g = 0,5 \cdot 9375 \text{ кг} \cdot 9,8 = 45,9 \text{ кН,}$$

где 9,8 – ускорение свободного падения; 0,5 – коэффициент трения ленты о грунт.

Но сделать это не получится из-за ограничения по прочности самой ленты. Даже при использовании укороченного отрезка ленты ЛЗС длиной от 12,3 м ее невозможно будет «стянуть» ковшем экскаватора производства ЗАО «Амкодор» с защищаемого кабеля, так как требуемое для этого усилие ( $F = 9,8 \cdot 0,25 \text{ м} \cdot 12,3 \text{ м} \cdot 0,5 \cdot 1500 \text{ кг/м}^3 = 22,6$  кН) превышает прочность ленты на разрыв.



**ИНТЕРБЕЛТРЕЙД**

[www.zazemlenie.by](http://www.zazemlenie.by)

ООО «ИНТЕРБЕЛТРЕЙД»  
Тел./факс: (017) 205-83-89,  
(029) 363-14-36, 755-14-36, 756-13-43

# О РАЗВИТИИ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В БРЕСТСКОЙ ОБЛАСТИ

**Задачи, поставленные Правительством Республики Беларусь перед субъектами хозяйствования по экономии топливно-энергетических ресурсов, а также сложившаяся экономическая ситуация в стране все чаще заставляют потребителей электрической и тепловой энергии искать альтернативу покупке этих видов энергии у энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго». Подтверждением этому являются темпы ввода в эксплуатацию технологических электростанций потребителей (блок-станций). Однако данная тенденция сопровождается появлением ряда проблемных вопросов, связанных с особенностями подключения и работы подобного оборудования.**

С 2008 года в Брестской области введено в эксплуатацию 23 блок-станции с общей установленной электрической мощностью 35,469 МВт, 11 из них – в рамках Республиканской программы по преобразованию котельных в мини-ТЭЦ на 2007–2010 годы, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 28 сентября 2007 года № 1225.

Одним из направлений развития малой энергетики, ориентированным на обеспечение энергетической независимости государства, является гидроэнергетика. С 2008 года Республиканским унитарным эксплуатационно-строительным предприятием «Днепробугский водный путь» в Брестской области построены и введены в строй три мини-гидроэлектростанции с суммарной мощностью генераторов 0,73 МВт. До 2015 года должны заработать еще две. Однако опыт эксплуатации мини-ГЭС показывает, что имеющийся гидроэнергетический потенциал едва обеспечивает 40 %-ную загрузку генераторов, а в определенные периоды она не превышает 5–10 %.

Следует отметить, что строительство мини-ГЭС было совмещено с проведением масштабной реконструкции гидроузлов РУЭСП «Днепробугводстрой» на Днепробугском канале, что позволило существенно снизить затраты на 1 кВт установленной мощности генераторов в сравнении с вариантом

строительства мини-ГЭС «с нуля». Как бы то ни было, даже небольшой части вырабатываемой ими электрической энергии с избытком хватает на покрытие собственных нужд гидроузлов, а около 95 % электроэнергии выдается в сеть энергосистемы.

В условиях ограниченности (с точки зрения как имеющегося потенциала, так и возможности эффективного использования) в нашей республике возобновляемых источников энергии при выборе типа блок-станции субъектами хозяйствования рассматриваются, по сути, лишь два альтернативных варианта мини-электростанции: на базе газопоршневых двигателей внутреннего сгорания и газотурбинных установок (ГТУ). И те, и другие являются установками когенерационного типа с возможностью одновременной выработки электрической и тепловой энергии и использованием в качестве первичного топлива природного (или других видов) газа.

В настоящее время в Брестской области наблюдается устойчивая тенденция к выбору субъектами хозяйствования первого варианта. Это обусловлено рядом преимущественных перед ГТУ показателей, характерных для установок на базе газопоршневых двигателей:

- более высокий (до 90 % при оптимальной загрузке) коэффициент использования топлива на актуальных для потребителей Брест-



**Ю.А. БАКАЛКИН,**  
заместитель начальника  
энергоинспекции  
филиала «Энергонадзор»  
РУП «Брестэнерго»

ской области мощностях (до 5 МВт электрической мощности);

- существенно более высокий электрический КПД при неполной загрузке;
- более приемлемое для большинства потребителей Брестской области (более высокое) отношение вырабатываемой электрической мощности к тепловой;
- возможность работы на газе низкого давления (для работы ГТУ требуется газ высокого давления), а также на иных, кроме природного, видах газа;
- существенно более низкие капитальные вложения на 1 кВт установленной мощности (в том числе из-за отсутствия необходимости в газодожимном компрессоре).

Указанные особенности газопоршневых установок в настоящее время, по всей вероятности, перевешивают такие достоинства газотурбинных установок, как более высокая устойчивость к перепадам нагрузки, большой межсервисный интервал, компактность, экологичность и низкая шумность работы.

Об этом свидетельствует тот факт, что из 23 блок-станций Брестской области 19 являются мини-теплоэлектроцентралями на базе газопоршневых двигателей. По этой причине в данной статье больше внимания уделяется особенностям работы блок-станций именно этого типа.

Безусловно, весьма актуальной в свете требований времени является способность блок-станций на базе газопоршневых двигателей к работе на разных видах газа. На сегодняшний день в Брестской области эксплуатируются две блок-станции, работающие в паре с комплексами по выработке биогаза из отходов производства. Это биогазовые энергетические комплексы РУСП «Селекционно-гибридный центр «Западный» на свиноводческом комплексе в д. Большие Мотыкалы Брестского района с электрической мощностью 0,52 МВт и КПУП «Брестский мусороперерабатывающий завод» на очистных сооружениях г. Бреста с электрической мощностью 3,15 МВт.

Наличие у потребителя собственной электростанции вызывает у представителя госэнергонадзора вполне резонный вопрос: возможно ли ее использование в качестве резервного источника электроснабжения при аварии во внешней сети? Здесь имеется ряд особенностей.

Ввиду крайне высокой чувствительности газопоршневых двигателей к перепадам нагрузки переход из режима параллельной работы с внешней сетью в режим автономной работы осуществляется лишь через полный останов агрегатов с последующим их включением на сбалансированную нагрузку. Этот процесс может занимать до нескольких десятков секунд, что в большинстве случаев исключает возможность применения данного вида электростанций в качестве резервного источника электроснабжения электроприемников первой и особой группы I категории по надежности электроснабжения. Использование их для электроснабжения прочих электроприемников возможно при условии поддержания достаточно стабильной нагрузки (наброс и сброс нагрузки осуществляется с шагом не



Мини-ГЭС РУЭСП «Днепробугводпуть» на гидроузле «Кобрин»

более 10–15 % от номинала). Более резкие перепады нагрузки почти всегда приводят к отключению блок-станции, а длительная работа газопоршневого двигателя с низкой нагрузкой (менее 40 % от номинала) негативно отражается на моторесурсе установки в целом.

Рассматривая возможность работы газопоршневых электростанций в автономном режиме вообще, помимо их болезненной чувствительности к перепадам нагрузки также необходимо отметить и другие нюансы. Наблюдение за функционированием блок-станций Брестской области (энергонадзором по возможности отслеживаются отключения блок-станций и причины, их вызвавшие) показывает, что через каждые 1000–2000 ч работы газопоршневые установки отключаются для проведения сервисного обслуживания (замены масла, фильтров, свечей и т.д.). Кроме того, почти на всех блок-станциях, введенных в эксплуатацию в 2008–2009 годах, уже отмечены случаи выхода из строя отдельных узлов и деталей. В таких ситуациях ремонт занимает достаточно длительное время (как минимум месяц), что обусловлено сроками поставки запчастей и необходимостью проведения работ представителями авторизированных сервисных центров.

Отмеченные особенности работы газопоршневых установок, по-видимому, не позволяют потребителям всерьез рассматривать

столь дорогостоящее оборудование в качестве автономного источника электроснабжения. Все блок-станции Брестской области изначально спроектированы для режима параллельной работы с сетью, при котором обеспечиваются оптимальные нагрузки и технико-экономические показатели оборудования, а следовательно, наибольшая эффективность и наименьшее время окупаемости.

Нельзя обойти вниманием проблемные вопросы, намечающиеся во взаимоотношениях РУП «Брестэнерго» с владельцами блок-станций.

В день системных замеров в июне 2012 года генерация электрической мощности блок-станций Брестской области в часы утреннего максимума нагрузки составила около 18 МВт. Несмотря на то что это небольшая величина в сравнении с общим потреблением электрической энергии Брестской области (около 450 МВт в летний и около 610 МВт в зимний период), тем не менее уже сейчас она сопоставима с потреблением небольшого административного района, и есть основания думать, что ее значение будет постоянно расти. Этот факт все больше волнует специалистов РУП «Брестэнерго».

В связи с некоторыми особенностями работы блок-станций, отмеченными выше, их генерация является очень трудно прогнозируемой величиной. В случае теоретически возможного резкого снижения



Биогазовый энергетический комплекс РУСП «СГЦ «Западный»

блок-станциями генерации электрической энергии энергосистема должна быть готова принять на себя дополнительную нагрузку, что повлечет определенные затраты для РУП «Брестэнерго». При этом вопрос взимания платы в пользу РУП-облэнерго от владельцев блок-станций за поддержание резерва мощности в настоящее время на законодательном уровне окончательно не урегулирован.

Еще одним проблемным вопросом, судя по всему, становится сбыт (покупка) энергии, вырабаты-

ваемой блок-станциями. Не секрет, что при удельных затратах топлива в 160–180 г/кВт·ч и оптимальной загрузке себестоимость электрической энергии, получаемой от блок-станций (опять же на базе газопоршневых установок), едва ли не в два раза ниже тарифа, по которому организации ГПО «Белэнерго» предлагают электрическую энергию промышленным потребителям. РУП-облэнерго, похоже, придется смириться с потерей потребителей (как правило, крупных) своего самого прибыльного товара. Потеря эта

частично компенсируется перепродажей излишков электроэнергии, вырабатываемой блок-станциями и закупаемой у них РУП-облэнерго по тарифу ниже того, по которому она в дальнейшем отпускается промышленным потребителям.

Проблема, однако, в том, что находятся собственники блок-станций (и в Брестской области уже имеются подобные прецеденты), которые пытаются отказаться от посреднических услуг РУП-облэнерго в транспортировке электроэнергии другим потребителям, претендуя на право заключать прямые договоры на поставку энергии и выступать в роли полноценной энергоснабжающей организации. При этом по указанным выше причинам они не в состоянии без РУП-облэнерго обеспечить полноценное надежное электроснабжение не только других потребителей, но и своих электроприемников.

Подводя итоги, можно сказать, что развитие малой энергетики, несомненно, способствует развитию экономики нашего государства в целом. Однако данный процесс не должен идти бесконтрольно, подрывая саму основу, базу, без которой это развитие изначально было бы невозможно, – государственную энергосистему.

## НОВЫЕ ТНПА

С 1 СЕНТЯБРЯ 2012 ГОДА ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ

Технические кодексы установившейся практики

- ✓ ТКП 387-2012 (02230) «**Расследование и учет нарушений в работе объектов энергетического хозяйства потребителей электрической и (или) тепловой энергии**»
- ✓ ТКП 388-2012 (02230/02030) «**Правила подготовки и проведения осенне-зимнего периода энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии**»

Официальные издания

**ЗАКАЗАТЬ документы можно:**

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

# РАБОТА НАД ОШИБКАМИ

*Анализ результатов отопительного периода 2011/2012 года  
в Гомельской области*

**Анализ недостатков, выявленных в ходе предыдущего отопительного периода, – важная составляющая успешной подготовки к предстоящему осенне-зимнему сезону, которая позволяет не только извлечь уроки из прошлого, но и предупредить повторение часто встречающихся недоработок. Качество и надежность теплового снабжения в новом сезоне должны стать главными критериями результативности работы над ошибками ОЗП 2011/2012.**

В межотопительный период текущего года потребителями тепловой энергии и организациями, имеющими на балансе теплоисточники, были проведены подготовительные работы к прохождению ОЗП в запланированном объеме и с учетом уроков прошлого сезона.

В ходе отопительного сезона 2011/2012 года у ряда потребителей Гомельской области имели место нарушения в работе систем теплоснабжения. Так, работы по реконструкции магистральных тепловых сетей от котельной «Мелиоратор» по ул. Полевой в г. Добруше КУП «Добрушский коммунальник» завершило только в преддверии начала отопительного периода. Авральная ситуация с подготовкой внешних тепловых сетей сложилась в 2011 году и в КСУП «Пиревичи» (н.п. Пиревичи Жлобинского района). С просьбой ускорить решение этих проблем жители не раз обращались в различные вышестоящие инстанции. В этом году проверка готовности данных объектов к началу отопительного периода проводилась с участием уполномоченных представителей Гомельских обл- и райисполкомов. В результате все мероприятия, проведение которых было необходимо для успешного начала отопительного периода, были выполнены в срок и с должным качеством.

Не способствовали успешному проведению отопительного периода прошлого сезона и другие проблемы. К началу подачи теплоносителя от котельной филиала ОАО «Гомельобои» не был решен вопрос оформления актов границ балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон по внешним

тепловым сетям по ул. Ильича в г. Гомеле. Кроме того, КЖУП «Житковичский коммунальник» к началу ОЗП не завершил комплекс работ по вводу в эксплуатацию новой котельной «Житковичи-1», поэтому объекты теплоснабжения подключались к котельной, которая в этом году планировалась к выводу из эксплуатации.

В прошлом году имели место и отдельные недостатки и нарушения в энергообеспечении потребителей. В частности, произошли повреждения на участках теплотрасс, находящихся на балансе КУП «Теплосервис» (г. Жлобин), КЖЭУП «Рогачев», КПУП «Гомельоблтеплосеть», ОАО «Дабрабыт», УО «Гомельский государственный медицинский университет», УКП «УКС Гомельского горисполкома» и др. В условиях низких температур воздуха выходили из строя коммунальные тепловые сети в городах Рогачев и Мозырь, что приводило к непродолжительному отключению от теплоснабжения жилых домов. В зимний период ОЗП 2011/2012 года инспекцией энергонадзора было составлено 299 актов на сверхнормативную утечку теплоносителя при повреждениях тепловых сетей; 186 актов на наполнение тепловых сетей в объеме 230,9 тн на 11 Гкал, а также привлечено к административной ответственности более 30 человек.

Неоднократные нарушения температурных режимов обратной сетевой воды происходили на объектах теплоснабжения г. Гомеля, среди которых КЖРЭУП «Советское», «Железнодорожное» и «Центральное», Гомельское отделение БелЖД, отделы образования администрации Советского, Железнодорожного и Центрального районов,



**Н.Н. КИСЕЛЕВ, начальник  
энергоинспекции  
филиала «Энергонadzор»  
РУП «Гомельэнерго»**

УВД Гомельского облисполкома, УО «ГПТУ-230 легкой промышленности», ОАО «Дабрабыт», объекты образования в городах Жлобин, Мозырь, Светлогорск и др.

Специалисты энергонадзора выявили сбои в работе автоматики регулирования расхода тепловой энергии на 95 объектах потребителей. Согласно предписаниям инспекций энергонадзора проведена замена и ремонт 47 автоматических регуляторов.

Анализ отказов работы регуляторов, установленных на объектах потребителей, показал, что сбои в их работе происходили по следующим причинам:

- выход из строя приводов постоянного тока, механизма привода, негерметичность сальникового уплотнения штока регулирующего органа типа ВКШР, ВКСР и блока управления регуляторов ВТР (ООО «Вогез-Энерго»);
- отказы блока управления, привода переменного тока и негерметичность сальников штока клапана типа КС, КР регулятора МР-01 (ООО «Термо-К»);
- выход из строя блока управления электропривода и износ механизма привода клапана типа КР регулятора АРТ-01 (СООО «Арвас»);

## Данные о работе филиала по выявлению фактов ненормируемых утечек за два квартала 2012 года

Виды нарушений	Количество составленных актов, шт.	Объем потерь теплоносителя, т	Объем потерь теплотенергии, Гкал	Экономический ущерб, тыс. руб.
Самовольное присоединение систем теплоснабжения к тепловым сетям	4	29,4	–	10920,8
Самовольный водозабор сетевой воды из систем теплоснабжения	6	70,68	3,752	338,17
Сверхнормативная утечка теплоносителя (горячего водоснабжения) из систем теплоснабжения	259	5730,7	285,209	106098
Непроизводительные тепловые потери при полном или частичном отсутствии конденсата или его невозврате	16	122	–	–
Наполнение трубопроводов тепловых сетей и систем теплоснабжения из систем теплоснабжения	117	282,94	13,6	4826,1
ИТОГО:	402	6235,72	302,561	122 183,07

- отказы приводов переменного тока регулирующих клапанов седельного типа Siemens и Regada, используемых в системах регулирования Эско РТ (ЗАО «Мисоинженеринг»), РТМ-02, РТМ-03 (НПООО «Грансистема С») и SR-1 («КатраБел»);
- отказы блока управления гидроэлеватора – регулятора РТ 2000 (ОАО «Этон»).

Вместе с тем надо отметить, что положительный опыт решения этих проблем есть. Так, в частности, КЖЭУП «Рогачев» создало подменный фонд приборов регулирования, что позволило предприятию при отказе регуляторов минимизировать сроки их простоя.

Нельзя не вспомнить ситуацию, когда в период прохождения отопительного периода из-за повреждения двух КЛ 0,4 кВ, находящихся на балансе РУПС «Белтелеком», нарушалось электроснабжение электроприемников ЦТП № 78 КУП «Гомельоблтеплосеть» и, как следствие, нормальная работа систем теплоснабжения потребителей Советского района г. Гомеля, подключенных к центральному тепловому пункту. Кроме того, в феврале 2012 года в период низких температур и шквалистого ветра возникли повреждения на ВЛ 10 кВ, питающих отопительные котельные школ н.п. Струкачев (КЖУП «Корма»), н.п. Моисеевка (КЖУП «Октябрьское»), н.п. Людиновичи (КУП «Житковичский коммунальник»). Только благодаря своевременно проведенным персоналом РУП «Гомельэнерго» аварийно-восстановительным работам отключение было непродолжительным и

использование резервных автономных источников электроснабжения не потребовалось.

При подготовке субъектов хозяйствования Гомельской области к новому отопительному сезону филиалом «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» основное внимание уделялось решению ряда проблемных вопросов, которые были актуальны в прошлом подготовительном периоде:

- повышение надежности работы тепловых сетей, или перекладка теплопроводов со сроком эксплуатации 25 лет и выше;
- оптимизация работы систем автоматического регулирования тепловой энергии с целью снижения температуры обратной сетевой воды;
- обеспечение электроснабжения ведомственных теплоисточников согласно категориям надежности, в том числе относящихся к первой категории;
- контроль за своевременным восстановлением потребительских кабельных линий 6–10 кВ.

Коротко остановимся на путях решения поставленных задач и предварительных результатах подготовки к прохождению отопительного сезона 2012/2013 года.

Во-первых, надо отметить, что контроль за реализацией плана перекладки сетей потребителей в последние два года дал положительные результаты. Так, по г. Гомелю из 34 субъектов хозяйствования, имеющих на балансе 61 участок тепловых сетей со сроком эксплуатации 25 лет и более, были заменены трубы на 31 участке. Более того, теплотрассы, находящиеся на балансе отделов образования администраций районов,

переданы в установленном порядке специализированным организациям, что позволит в дальнейшем оперативно устранять аварийные повреждения в отопительный период.

С целью снижения последствий аварийных ситуаций всем потребителям социальной сферы, имеющим на балансе тепловые сети, независимо от срока эксплуатации предписано заключить договор на аварийное обслуживание со специализированными организациями согласно составленному энергонадзором списку. В настоящее время инспекторы энергонадзора без наличия заключенного договора акт готовности потребителя к ОЗП не подписывают.

Несоблюдение параметров теплоносителя, а именно превышение температуры обратной сетевой воды более чем на 3 °С относительно температурного графика, приводит к неэффективной работе как теплофикационного комплекса в целом, так и систем теплоснабжения потребителей – увеличивается удельный расход топлива на выработку 1 Гкал, не соблюдается температурный режим в отапливаемых помещениях потребителей тепловой энергии, то есть возникают так называемые «недотопы» и «перетопы» помещений.

Высокая степень оснащенности потребителей групповыми и индивидуальными системами автоматического регулирования температуры (3950 ед. всего по области, в том числе по г. Гомелю – 1600 ед.) позволяет не только поддерживать параметры работы тепловой сети согласно температурному графику, но и существенно экономить финансо-

вые средства на оплату потребленной тепловой энергии. Особенно это актуально для организаций, дотируемых из бюджета.

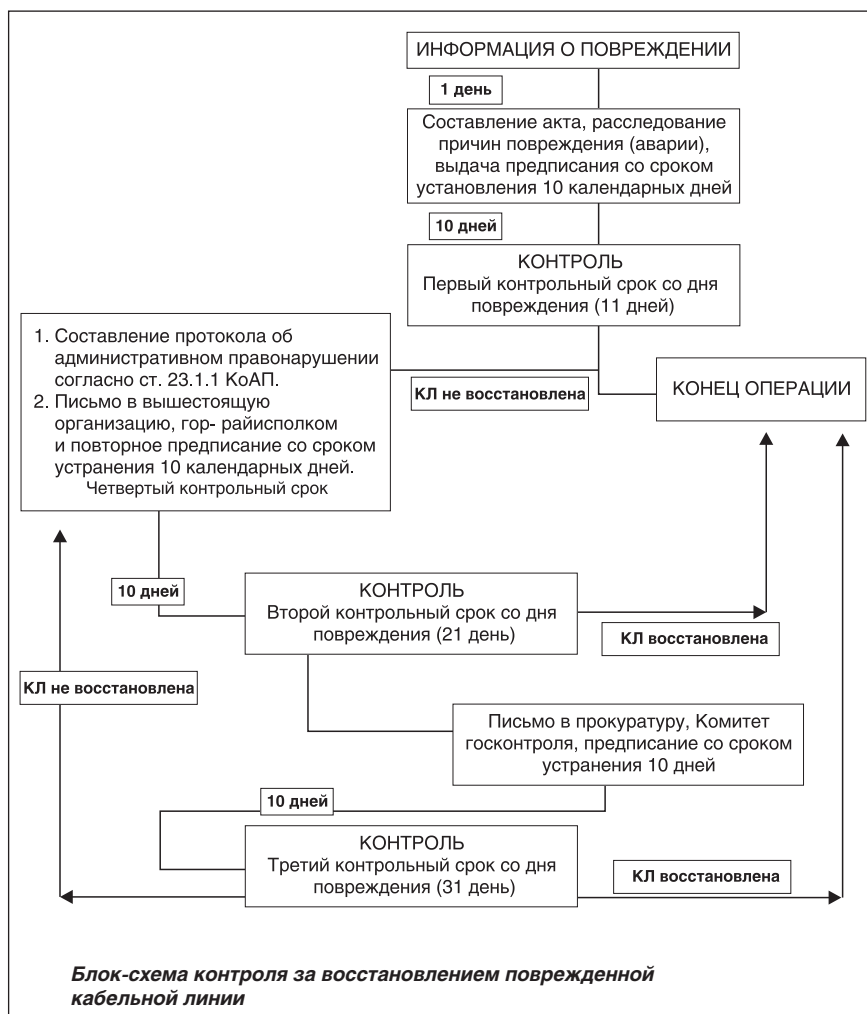
Как правило, в списки нарушителей температурного режима попадают объекты социальной сферы: отделы образования, культуры, спорта и туризма и др. Не являются исключением и жилые дома ЖКХ несмотря на внедрение программы удаленного доступа по контролю параметров теплоносителя, которая позволяет в режиме реального времени следить за данными показателями по каждому жилому дому и при сбое в работе системы регулирования оперативно провести работы по настройке регуляторов температуры. Отсутствие должного контроля за работой систем автоматического регулирования со стороны специалистов ЖКХ приводит к тому, что 30–40 % нарушителей режима – коммунальный жилой фонд.

Так, за прошедший отопительный период инспекторами филиала «Энергонадзор» проведено 2015 обследований работоспособности автоматических регуляторов систем отопления и горячего водоснабжения потребителей, проверок режимов соблюдения температуры обратной сетевой воды и договорных условий, в результате которых было обнаружено 124 неработающих регулятора.

Определенная работа проводится инспекторами по выявлению фактов ненормируемых утечек теплоносителя. Данные о работе филиала в этом направлении за два квартала 2012 года приведены в таблице.

Благодаря совместным усилиям энергонадзора и исполнительной власти в течение межотопительного периода этого года наблюдается общее снижение объема часовой подпитки теплоисточников РУП «Гомельэнерго». Особенно это характерно для систем теплоснабжения городов Жлобин и Речица, где в 2010–2011 годах были серьезные утечки теплоносителя через коммунальные тепловые сети.

В межотопительный период инспекторами энергонадзора были уточнены схемы внутреннего электроснабжения ведомственных котельных, отапливающих как группу потребителей, так и отдельные здания. Особое внимание уделялось котельным жилищно-коммунального



хозяйства, обеспечивающим теплом здания жилого фонда и социальной сферы. Проведенные проверки выявили, что ряд котельных ЖКХ имеет одно электропитание от сети 0,4 кВ, что в аварийных ситуациях приводит к остановке работы сетевой группы насосов, прекращению циркуляции теплоносителя и, как следствие, размораживанию системы, а при внезапной подаче напряжения – к гидроударам. Учитывая, что монтаж второй линии электропередачи 0,4 кВ потребует от владельцев теплоисточников незапланированных финансовых затрат, энергонадзор рекомендовал им установить в щитовых котельных перекидные рубильники, дающие возможность подключения дизельных электростанций (ДЭС). Более того, энергонадзором составлен список о наличии ДЭС в структурах ЖКХ, которые могут быть использованы в аварийных ситуациях при отключении электроприемников котельных от единственного источника электропитания.

Постоянный контроль энергонадзора за своевременностью восстановления кабельных линий 6–10 кВ и комплекс мер, принимаемых инспекторами энергонадзора к потребителям, дали положительные результаты. Так, по состоянию на 5 сентября 2012 года в Гомельской области нет длительных повреждений кабельных линий. В помощь инспекторам для контроля сроков восстановления поврежденных КЛ 6–10 кВ была разработана и принята к исполнению блок-схема (см. рисунок).

В заключение хочется отметить, что, несмотря на существующие экономические трудности, координация усилий энергонадзора и органов исполнительной власти на местах дает уверенность, что организации, имеющие ведомственные теплоисточники, а также потребители тепловой энергии области удовлетворительно подготовятся к отопительному сезону и устойчивая работа теплофикационного комплекса в период прохождения осенне-зимнего периода будет обеспечена.

# О ПОДГОТОВКЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ И ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ ГРОДНЕНСКОЙ ОБЛАСТИ К ОЗП 2012/2013 ГОДА

**Качественная подготовка энергоустановок к функционированию в зимних условиях является гарантией надежного и бесперебойного тепло- и электроснабжения потребителей. Филиал «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго» начал контроль за подготовкой потребителей энергии и энергоснабжающих организаций к ОЗП 2012/2013 года с анализа прохождения предыдущего отопительного периода.**

При прохождении ОЗП 2011/2012 года на энергоустановках предприятий и организаций Гродненской области не возникало серьезных аварий и отказов, а также повреждений энергетического оборудования. Это свидетельствует о достаточно высоком уровне разработки и реализации мероприятий по подготовке к отопительному периоду.

Энергоинспекция филиала «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго» проводила эти работы в соответствии с Правилами подготовки и проведения осенне-зимнего периода энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии в Республике Беларусь, утвержденными постановлением Министерства энергетики и Министерства жилищно-коммунального хозяйства Республики Беларусь от 30 июня 2003 года № 25/20; постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 6 июня 2012 года № 524 «О подготовке к работе в осенне-зимний период 2012/2013 года»; соответствующими приказами и решениями по этому вопросу Министерства энергетики, ГПО «Белэнерго», РУП «Гродноэнерго», Гродненского областного исполнительного комитета.

В целях придания работе ритмичности и плановости энергоинспекцией уже в апреле текущего года были составлены и согласованы с субъектами хозяйствования графики предъявления готовности потребителей тепловой энергии и ведомственных теплоисточников к работе в ОЗП 2012/2013 года, которые затем утверждались рай-

онными исполнительными комитетами. Субъектам хозяйствования были направлены информационные письма-предписания, в которых определен комплекс необходимых организационно-технических мероприятий. Рекомендации и разъяснения о порядке регистрации паспортов готовности должностные лица энергонадзора озвучили на совещаниях с энергетиками предприятий и организаций, проведенных в рамках созданных в райисполкомах комиссий по подготовке к ОЗП.

Непременным условием регистрации паспорта готовности является наличие у субъекта хозяйствования актов готовности по каждому объекту, подписанных в том числе инспектором-электриком и инспектором-тепловиком филиала «Энергонадзор». Особое внимание инспектором по надзору за электроустановками уделяется надежности схемы электроснабжения потребителей, имеющих электроприемники 1-й категории по надежности и особой группы 1-й категории, а также потребителей социально значимой сферы. Инспектор по надзору за теплоустановками контролирует выполнение работ по промывке и испытаниям водоподогревателей, тепловых сетей, систем отопления и вентиляции; наличие качественной теплоизоляции трубопроводов и арматуры; техническое состояние контрольно-измерительных приборов и систем автоматики; исправное состояние систем регулирования потребления тепловой энергии, средств расчетного учета и своевременность их поверки.



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

Проведенная проверка схем электроснабжения 239 потребителей 1-й и особой группы 1-й категории по состоянию на 15 сентября показала, что они соответствуют требованиям ТНПА в отношении надежности, у них исправны и находятся в работе 486 источников бесперебойного питания, 244 автономных источника электроснабжения, 624 устройства автоматического ввода резерва напряжением 0,4–10 кВ.

Некоторые проблемы с надежностью электроснабжения имеются у отдельных агропромышленных потребителей. С введением в действие ТКП 385-2012 (02230) «Нормы проектирования электрических сетей внешнего электроснабжения напряжением 0,4–10 кВ сельскохозяйственного назначения» пересматриваются требования к схемам их электроснабжения, и вопрос приведения этих схем в соответствие с требованиями данного ТКП находится на постоянном контроле энергоинспекции.

Филиалом «Энергонадзор» ведется постоянный контроль за восстановлением поврежденных кабельных линий (КЛ) 0,4–10 кВ как потребителей, так и энергоснабжающих организаций. Так, например, с начала текущего года и по сентябрь включительно у потребителей было повреждено 124 КЛ 6–10 кВ, за этот же период восстановлено 115 КЛ, остались поврежденными 9 КЛ, причем среди них нет длительно невосстанавливаемых. Значит, потребители уже усвоили, что при невыполнении предписаний госэнергонадзора о восстановлении КЛ по отношению к ним могут быть приняты жесткие меры. В настоящее время срок восстановления КЛ, как правило, зависит от загруженности организаций, специализирующихся на таком ремонте.

В первой половине текущего года были обследованы все КЛ, находящиеся на балансе РУП «Гродноэнерго», а это 9999 КЛ 0,4 кВ, 2693 КЛ 6–10 кВ и 4 КЛ 110 кВ. В результате осмотра выявлено 3399 нарушений, по которым были выданы предписания на устранение и организован контроль за их выполнением, что, безусловно, будет способствовать повышению надежности электроснабжения потребителей.

Особое внимание было уделено повышению надежности электроснабжения 162 котельных, обеспечивающих теплоснабжение социально значимых объектов, питание которых осуществляется или от одного трансформатора, или по одной воздушной или кабельной линии. Практически все они находятся на балансе районных организаций ЖКХ. Еще в прошлом году этим организациям было рекомендовано приобрести передвижные автономные источники электроснабжения (АИЭ) и оборудовать на котельных места для их подключения на случай возникновения аварийных ситуаций в схемах электроснабжения. Аналогичные рекомендации содержатся и в письме Министерства энергетики Республики Беларусь от 27 июля 2012 года № 06-2-2-11/2873 «О повышении надежности работы котельных в осенне-зимний период».

В настоящее время в организациях ЖКХ имеется 23 АИЭ, оборудо-



ваны места для их подключения на 89 котельных. К сожалению, такие источники отсутствуют в организациях ЖКХ Сморгонского, Ошмянского, Островецкого, Ивьевского районов. В целом по области организациями ЖКХ в части приобретения АИЭ не выполнен План обеспечения жизнедеятельности населения и повышения надежности электроснабжения населенных пунктов и организаций на 2010/2012 год, утвержденный председателем Гродненского облисполкома. Вместе с тем 37 передвижных АИЭ имеются в районах электрических сетей (РЭС), причем не менее одного в каждом. При возникновении очень сложных и непредвиденных ситуаций могут быть задействованы 23 АИЭ, имеющиеся в районных отделах МЧС.

Несмотря на наличие согласованных и утвержденных графиков регистрации паспортов готовности не все субъекты хозяйствования заканчивают подготовку к ОЗП в установленные сроки, что мешает ритмичной и планомерной работе, приводит к авралам в последние дни перед установленной датой окончания регистрации. Так, все учреждения образования должны были зарегистрировать паспорта готовности не позднее 1 сентября, однако 150 из них не выполнили это условие. Допустило срыв установленных сроков значительное количество жилищно-строительных кооперативов и субъектов хозяйствования, находящихся в подчинении исполкомов (только в Гродненском межрайонном отделении энергонадзора отмечена 121 такая организация). Не секрет, что в таких организациях не

хватает квалифицированного электро- и теплотехнического персонала для обслуживания энергоустановок, а ответственные лица зачастую, не имея достаточной квалификации, совмещают эти обязанности с основной работой (мастеров производственного обучения, специалистов хозгрупп и др.). Недостаточен и уровень финансирования энергетических служб этих организаций.

Допускали срыв сроков регистрации паспортов готовности к ОЗП и отдельные предприятия Минсельхозпрода, Белкоопсоюза, Минстройархитектуры, Минтранса. Руководителям таких организаций энергоинспекцией были направлены письма-напоминания, а обобщенная информация о срыве сроков – в соответствующие исполкомы для реагирования. Не допустили срыва сроков регистрации паспортов готовности подразделения РУП «Гродноэнерго».

В ходе подготовки потребителей и энергоснабжающих организаций к ОЗП 2012/2013 года энергоинспекцией филиала «Энергонадзор» проведено 42 совещания с энергетиками, 11 семинаров, опубликовано 23 статьи в средствах массовой информации, проведено 34 выступления на радио, специалисты филиала приняли участие в заседаниях 22 районных штабов, посвященных проблемам подготовки к ОЗП, в связи с невыполнением установленных сроков регистрации паспортов готовности было направлено 40 писем в органы исполнительной власти и 112 писем потребителям.

Поскольку ТКП 388-2012 «Правила подготовки и проведения

осенне-зимнего периода энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии» введен в действие в ходе подготовительного периода, было принято решение установить сроки выполнения всех мероприятий в соответствии с ранее действующими Правилами, то есть подготовку завершить до 1 октября, а регистрацию паспортов готовности – до 15 октября.

По состоянию на 1 октября паспорта готовности зарегистрированы у 88,77 % потребителей и 85,94 % теплоисточников (в предыдущем году за аналогичный период – соответственно 79,97 и 80,30 %).

Считаю, что на качестве подготовки к ОЗП негативно сказывается происшедшее в последнее время ослабление прав госэнергонадзора и как следствие, снижение возможности влиять на уровень надежности и безопасности работы энергоустановок. Прежде все энергоустановки потребителей энергии обследовались планоно, с установленной периодичностью один раз в два–три года для промышленных и агропромышленных потребителей и один раз в четыре года – для непромышленных. При этом, как правило, проводились комплексные обследования, в ходе которых проверке подлежали надежность энергоснабжения, техническое состояние и организация эксплуатации, техника безопасности, выполнение потребителями договорных условий и др. По результатам выдавались обязательные для исполнения предписания по устранению выявленных нарушений.

По опыту работы в энергослужбе одного из крупных предприятий г. Гродно могу сказать, что накануне прихода инспектора государственного надзора стараются навести должный порядок в эксплуатации энергоустановок, а потом устраняют выявленные нарушения. Не секрет, что энергослужба на предприятиях финансировалась по остаточному принципу. Необходимость выполнения выданных госэнергонадзором предписаний, особенно требующих значительных материальных и финансовых затрат, способствовала увеличению финансирования мероприятий по их выполнению, что, в свою очередь, приводило к улучшению технического состояния энергоустановок и совершенствованию их эксплуатации.

С введением в действие Указа Президента Республики Беларусь от 16 октября 2009 года № 510 «О совершенствовании контрольной (надзорной) деятельности в Республике Беларусь» обследования филиала «Энергонадзор» были исключены из Координационного плана контрольной (надзорной) деятельности по решению Комитета государственного контроля (КГК). Была надежда на анонсируемое в средствах массовой информации внесение изменений и дополнений в Указ № 510, но и с введением в действие Указа Президента Республики Беларусь от 26 июля 2012 года № 332 «О некоторых мерах по совершенствованию контрольной (надзорной) деятельности в Республике Беларусь» ситуация не изменилась. Обследования

энергоустановок по-прежнему не включаются в Координационный план, а филиалы «Энергонадзор» согласно Указу № 510 не являются надзорными органами. Таким образом, государственный энергетический надзор утратил право планового проведения обследований энергоустановок потребителей. Ему было рекомендовано проводить мониторинг с выдачей рекомендаций по устранению выявленных нарушений, а следовательно, он практически утратил и право выдавать обязательные для исполнения предписания. Между тем это право закреплено в Положении о государственном энергетическом надзоре в Республике Беларусь.

Вероятно, на такие решения КГК, ратующего за уменьшение количества проверок субъектов хозяйствования, побудило большое количество проверок, проводимых госэнергонадзором. К сожалению, при этом не учитывалось, что энергоустановки являются потенциально опасными объектами, а проведение их обследований не затрагивает производственную и финансовую деятельность субъектов хозяйствования, не парализует их работу и не отвлекает на длительное время от работы как первых руководителей, так и должностных лиц, участвующих в обследовании. Проверка документации, касающейся состояния организации эксплуатации и техники безопасности, занимает всего несколько часов рабочего времени компетентного специалиста энергетической службы, а осмотр энергоустановок может быть проведен с участием любого лица, имеющего на это право. Уверен, что без должного государственного энергетического надзора в настоящее время невозможно добиться высокого уровня организации эксплуатации энергоустановок и снижения уровня электро- и теплотравматизма.

Как бы то ни было, филиал «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго» и в этих условиях приложил максимум усилий для качественной подготовки энергоустановок потребителей и энергоснабжающих организаций к ОЗП 2012/2013 года, и есть уверенность, что народное хозяйство Гродненской области, как всегда, достойно проведет этот период.



# ВОДОПОДГОТОВКА. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ ПРИРОДНЫХ ВОД

Качество воды в энергетическом производстве играет решающую роль в обеспечении надежности и экономичности работы оборудования. В энергетике вода применяется в различных технологических циклах: при производстве тепла и электроэнергии в качестве теплоносителя, для охлаждения оборудования и механизмов. В зависимости от требований к качеству воды используются различные методы ее обработки. Представленные в статье новые технологии удаления органических соединений из природных вод и результаты исследования их эффективности выполнены в рамках ГНТП «Энергетика-2015».

Применяемые в настоящее время методы и технологии физико-химической обработки природной воды в большинстве случаев разработаны в 60–70-х годах прошлого столетия. Они позволяют обеспечить высокое качество воды, гарантируют длительную безаварийную работу основных агрегатов теплоэнергетического производства, просты в эксплуатации. Однако при этом действующие технологии обладают рядом недостатков, связанных с высокими капитальными затратами, значительным расходом реагентов, наличием большого количества высокоминерализованных стоков, проблемами их нейтрализации и утилизации, низким уровнем автоматизации процессов. Велико и негативное их влияние на окружающую среду, что оборачивается увеличением материальных затрат на обработку воды. Непрерывно возрастающая стоимость реагентов и воды (плата осуществляется как за водопотребление, так и водоотведение) переносит задачу повышения экономической эффективности систем водоподготовки и снижения их негативного влияния на экологию в разряд приоритетных.

## Предпосылки развития новых технологий водоподготовки

Следует констатировать, что до распада Советского Союза все научно-исследовательские работы в области подготовки воды осуществлялись Всероссийским теплотехническим институтом (г. Москва),

однако серьезных разработок в этой области не было, а те технологии, которые создавались за рубежом, были по ряду причин недоступны.

После 1992 года химики-энергетики Беларуси остались вообще без научно-технической поддержки. Однако буквально хлынувший в этот период поток информации из дальнего зарубежья, участие в различных международных форумах помогли ученым Беларуси не остаться в информационном вакууме.

Конец прошлого века ознаменовался появлением первой в Беларуси парогазовой установки (ПГУ) – на Оршанской ТЭЦ. Требования завода-изготовителя котлаутилизатора к качеству питательной воды привели к необходимости реконструкции водоподготовки. Благодаря принципиальному подходу и настойчивости начальника химической службы РУП «Витебскэнерго» М.В. Волковой была выбрана современная противоточная технология ионного обмена с зажатым слоем «Апкоре» компании Dow Chemical (США). Противоточная технология с зажатым слоем обеспечивает более высокое качество воды, чем традиционная предочистка.

За Оршанской ТЭЦ последовала реконструкция водоподготовки Мозырской ТЭЦ с внедрением технологии «Пьюропак» компании Пьюролайт (Великобритания). Внедрение указанных технологий позволило повысить качество очистки и при этом снизить расход реагентов и воды на собственные нужды, в значительной степени автоматизировать технологические



**А.В. БИЛЬДЮКЕВИЧ,**  
д.х.н., член-корреспондент  
НАН Беларуси, директор  
Института физико-органической химии  
НАН Беларуси



**А.А. ШУНКЕВИЧ,**  
зав. лабораторией Института  
физико-органической химии  
НАН Беларуси



**Е.С. ХАЮТИНА,** руководитель  
группы по наладке водно-химического режима  
Инженерного центра  
ОАО «Белэнергоремналадка»

процессы. Однако прекратить сброс засоленных стоков не удалось.

Прошло десять лет, однако в Белорусской энергосистеме по-прежнему только две современные противоточные водоподготовительные установки с устаревшими установками предварительной очистки. Между тем во второй половине XX века в мире начали активно внедряться мембранные технологии. В 90-е годы уровень их развития стал достаточным для широкого промышленного применения. По своей сути эти технологии являются ресурсосберегающими, так как в их основе лежит процесс, не предполагающий использование реагентов.

### Мембранные технологии и ультрафильтрация

Мембрана представляет собой полупроницаемую пористую поверхность. В зависимости от величины пор мембраны подразделяются на микро-, ультра-, нанофильтрационные и обратноосмотические. Каждый тип мембран позволяет очищать воду от определенного вида загрязнений (рис. 1).

Первые мембранные установки обратного осмоса на объектах энергетики связаны с появлением мини-ТЭЦ на местных видах топлива – Осиповичской и Вилейской. В настоящее время в системе эксплуатируется четыре обратноосмотических агрегата. Несмотря на то что инженерно-технические специалисты энергосистемы не были должным образом подготовлены к работе с мембранной технологией, ее преимущества оценили сразу: высокое качество воды, которое позволяет

заметно снизить продувку котлов; отсутствие реагентов – кислоты и щелочи – для обессоливания воды; полная автоматизация. Негативные стороны – необходимость выдерживать жесткие требования к качеству обрабатываемой воды по содержанию железа (не более 0,1 мг/дм<sup>3</sup>) и органических соединений (не более 5 мгО/дм<sup>3</sup>). Оба эти показателя для поверхностных вод страны являются проблемными, а для водопроводной воды, которая применяется в качестве технической на некоторых объектах, характерно периодическое повышение высокого содержания железа из-за вторичного ее загрязнения в подающих коммуникациях.

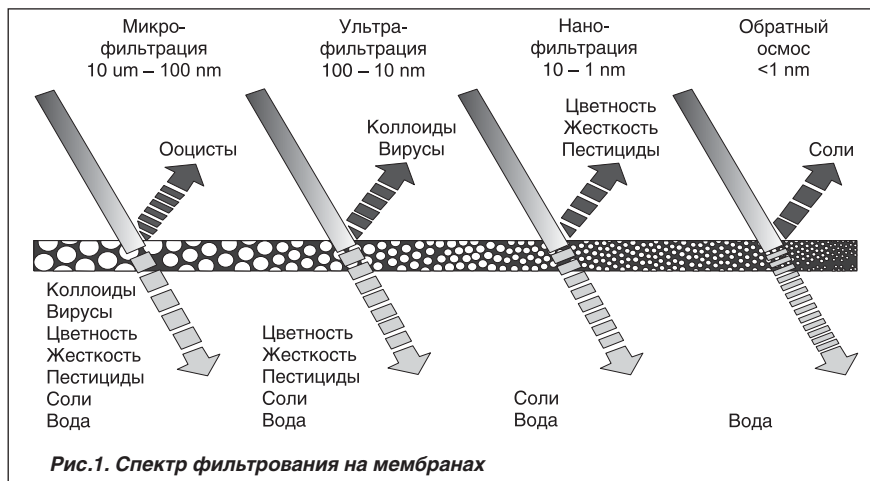
К сожалению, на эти требования до последнего времени не обращали внимания ни проектные организации, ни поставщики оборудования. В результате из-за падения производительности мембран и ухудшения качества очистки возникла необходимость частых химических промывок обратноосмотических элементов. Следствием этого стало снижение эффективности очистки и уменьшение срока эксплуатации фильтрующих элементов.

Как оказалось, самым надежным методом подготовки воды для обратного осмоса является ультрафильтрация. И здесь на помощь производителям пришли ученые из Института физико-органической химии Национальной академии наук Республики Беларусь, которые предложили энергетикам совместно заняться разработкой технологии и оборудования очистки воды методом ультрафильтрации. Результатом совместной работы Института физико-органической химии НАН

Беларуси и ОАО «Белэнергоремналадка» в рамках ГНТП «Энергетика-2010» стала разработка технологии оборудования для ультрафильтрационной очистки природных вод и конденсатов, а также организация на базе ОАО «Белэнергоремналадка» мелкосерийного производства автоматизированных мембранных установок. Основным рабочим узлом этого оборудования являются отечественные фильтрующие элементы, разработанные Институтом физико-органической химии НАН Беларуси, которые соответствуют лучшим мировым образцам, а по некоторым показателям и превосходят их.

Положительный опыт сотрудничества науки и производства было решено продолжить в рамках ГНТП «Энергетика-2015». Институтом физико-органической химии совместно с ОАО «Белэнергоремналадка» были предложены две работы: задание № 2 «Разработать технологию получения сорбента, технологию и оборудование для удаления органических соединений из природных вод, используемых для нужд энергетики. Организовать производство очистных установок» и задание № 3 «Провести научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по разработке технологии нанофильтрационной очистки поверхностных и технологических вод для нужд энергетики».

Актуальность указанных работ состоит в следующем. Для обеспечения надежности работы теплоэнергетического оборудования органические соединения из воды должны быть максимально удалены. В последние годы успешно развивается метод очистки воды с использованием специальных гранульных анионитов-органопоглотителей, которые выпускаются ведущими зарубежными фирмами (Dow Chemical, Amberlite, Purolite). Такие иониты применяют для очистки маломутных природных вод на некоторых ТЭС в СНГ. Эти материалы отличаются от традиционных анионитов повышенной емкостью поглощения органических соединений и способностью удалять их при регенерации сощелочной смесью. В то же время в процессе эксплуатации иониты подвергаются механическому истиранию и химической деградации, что влечет необходимость ежегодной



10 %-ной их досыпки и полной замены примерно через шесть лет эксплуатации. Кроме того, эти аниониты требуют значительных валютных затрат (\$ 9000 за м<sup>3</sup>), имеют высокое гидродинамическое сопротивление и, следовательно, обеспечивают невысокую скорость очистки. Белорусские ученые предложили свои технологии водоочистки, которым нет аналогов в мире.

### Волокнистые аниониты-органопоглотители

Волокнистые аниониты-органопоглотители отличаются от гранульных значительно большей единичной поверхностью обмена, более эффективной глубиной очистки и высокой механической прочностью. Волокнистая форма ионита позволяет использовать его как в виде нитей, так и нетканого полотна, что кардинально изменяет конструкцию оборудования для водоочистки, уменьшает его габариты и, соответственно, снижает капитальные затраты. Лабораторные испытания созданных белорусскими учеными волокнистых анионитов зарегистрированной торговой марки «ФИБАН» на сильно загрязненных органическими соединениями водах рек Двина и Полота подтвердили возможность практически полного их удаления.

Результаты исследований очистки воды с помощью волокнистых и гранульных сорбентов в динамическом режиме (табл. 1) свидетельствуют, что иониты Purolite A-200 и Amberlite IRA-900 на стирол-дивинилбензольной основе не способны очищать воду от органических веществ до заданной чистоты в условиях существующих

Таблица 1. Результаты очистки воды от природных органических веществ волокнистыми и гранульными анионитами

Тип анионита	ПИ исходной воды, мгО/л	v, BV/ч	СЕ, мгО/г ионита	V, BV/г ионита
ФИБАН А-7	15,4	72–80	190,4	2743
ФИБАН А-5	11,9		98,8	1473
ФИБАН А-6	11,9		59,4	805
Purolite А-200	11,9		0	0
Amberlite IRA-900	11,9		0	0
Purolite А-501	11,9		51,0	1026
Purolite А-860S	15,4		141,3	1807
ФИБАН А-5	4,0	184–197	46,1	3365
Purolite А-860S	4,0		15,1	1640
ФИБАН А-5	4,0	369–393	43,7	2445
ФИБАН А-6	4,0		11,0	1227
Purolite А-860S	4,0		0,0	0

скоростей водных потоков на предприятиях теплоэнергетики ( $v = 72–80$  BV/ч, где BV – объем ионита в колонке). Эффективность волокнистых ионитов на основе полиакрилонитрила и гранульных Purolite А-501 и Purolite А-860S на полиакриловой основе в этом режиме существенно различается. Причем объем очищаемой воды увеличивается с ростом гидрофильности волокна. Так, волокнистый анионит ФИБАН А-7 очищает до ПИ = 3 мгО/л в 1,5 раз больше воды, чем Purolite А-860S, рекомендованный специально для поглощения органических веществ фирмой Rohm&Haas.

Примечание: СЕ и V – соответственно количество поглощенных органических веществ и объем очи-

щаемой воды до ПИ = 3 мгО/л.

При увеличении скорости водных потоков в 2,5 раза ( $v = 184–197$  BV/ч) количество воды, очищенной ионитом Purolite А-860S, уже вдвое меньше, чем может очистить волокнистый ионит ФИБАН А-5. С возрастанием скорости потока воды еще в два раза ( $v = 369–393$  BV/ч) гранульный сорбент Purolite А-860S перестает очищать воду до заданного уровня, тогда как волокнистые иониты ФИБАН А-5 и А-6 продолжают работать.

Преимущества волокнистых ионитов перед гранульными наглядно продемонстрированы в ходе испытаний на воде рек Западная Двина (рис. 2 А, Б) и Свислочь (рис. 3 А, Б). Если при скорости потока 80 BV/ч

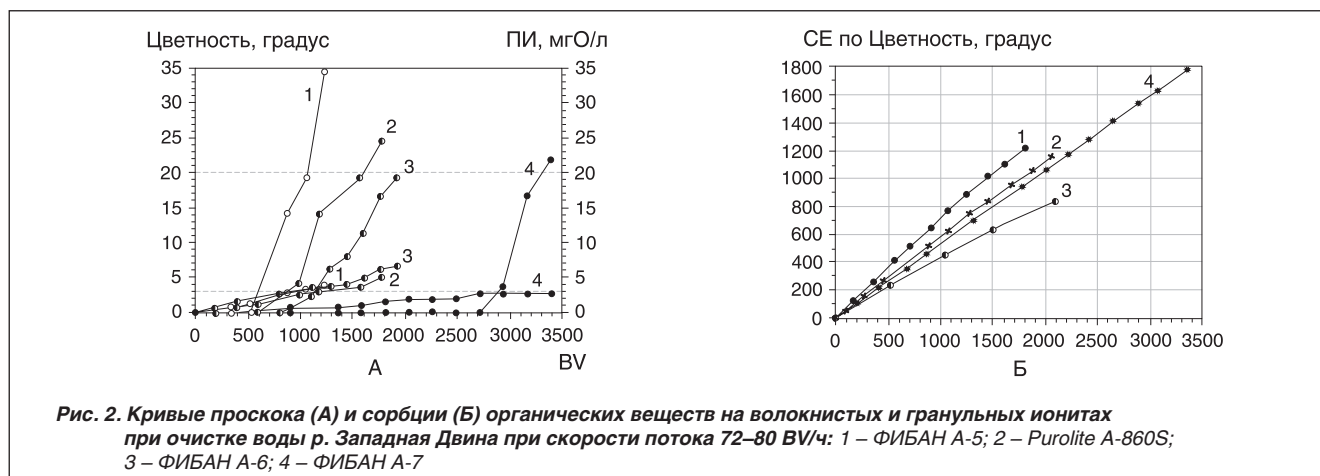




Рис. 4. Органопоглотитель в картриджной форме

анионитов ФИБАН и гранульного ионита Purolite A-860S обеспечивает возможность сорбции достаточно объемных гуминовых производных с высокой молекулярной массой. Макропористые гранульные иониты имеют определенную геометрию пор, затрудняющих сорбцию больших органических молекул.

Указанные преимущества позволяют реализовать принципиально новый подход к решению проблемы очистки воды от органических соединений, а именно использовать волокнистые иониты в так называемой картриджной форме (рис. 4). Внешне картриджи-органопоглотители выглядят как обычные

фильтры для механической фильтрации и могут использоваться в стандартных корпусах, в том числе мультипатронных. Работы в этом направлении начаты, и уже получены первые экспериментальные образцы.

фильтры для механической фильтрации и могут использоваться в стандартных корпусах, в том числе мультипатронных. Работы в этом направлении начаты, и уже получены первые экспериментальные образцы.

гранульный ионит Purolite A-860S еще может конкурировать с волокнистыми ионитами ФИБАН, то при повышении скорости потока в 2,5 раза и тем более в 5 раз он практически не успевает срабатывать и удерживать природные органические вещества.

Способность волокнистых анионитов ФИБАН очищать воду при высоких скоростях потоков может быть обусловлена несколькими причинами. Малый диаметр моноволокон (40–60 мкм) по сравнению с гранулами (0,3–1,2 мм) позволяет быстрее протекать диффузионно-контролируемым процессам сорбции. Наличие сильно набухающей гелевой структуры у волокнистых

### Наночистка воды

В отличие от ультрафильтрации и обратного осмоса этот метод изучен в значительно меньшей степени и требует дополнительной проработки по определению его технической и экономической целесообразности в процессах очистки поверхностных и техно-

логических вод с различными составом и содержанием растворенных солей, степенью загрязнения органическими веществами. При использовании наночисточных мембран (НФМ) с определенным размером пор обеспечивается их селективность к многозарядным и крупным ионам. Одновалентные ионы (катионы и анионы) в основном не задерживаются мембраной. Реально при селективности по  $MgSO_4$  на уровне 98–99 % селективность по  $NaCl$  для различных наночисточных мембран составляет 20–70 %. При пропуске воды через НФМ удаляются все взвеси, коллоиды, бактерии и вирусы, катионы тяжелых металлов и основная часть органических загрязнений. Происходит достаточно глубокая очистка от солей жесткости – в 10–50 раз. Концентрация солей натрия уменьшается незначительно. В результате вода умягчается и частично обессоливается. Примером такого использования мембранных технологий является ряд установок в США, Голландии, Франции, где при подготовке воды для питьевых нужд с помощью наночисточной удаляются хлорорганические вещества, с которыми не удается справиться с помощью озон-сорбционных методов. Применение таких систем имеет большие перспективы, позволяя без использования реагентов и окислителей решать проблемы снижения цветности, содержания хлорорганических веществ, удаления антропогенных загрязнений.

В частности, подготовка воды для тепловых сетей и котлов сред-

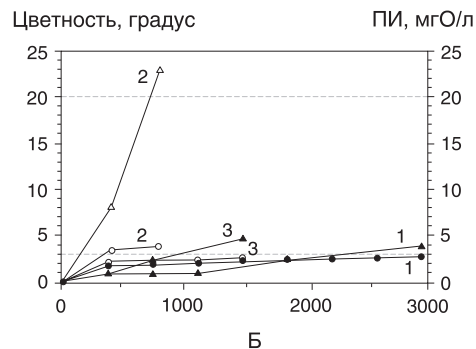
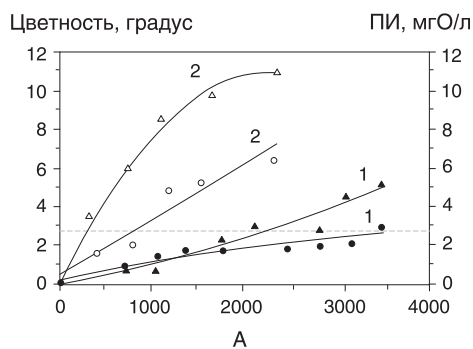


Рис. 3. Кривые прорыва органических веществ на волокнистых и гранульных ионитах при очистке воды р. Свислочь при скорости потока 184–197 (А) и 369–393 BV/ч: 1 – ФИБАН А-5; 2 – Purolite А-860S; 3 – ФИБАН А-6

него и низкого давления производится по ионообменной технологии умягчения воды путем обработки на натрий-катионитовых фильтрах. При этом накипеобразующие катионы жесткости заменяются на растворимые катионы натрия, практически не изменяя общее солесодержание воды. Для восстановления работоспособности ионообменного материала используется поваренная соль, расход которой при принятой у нас прямоточной технологии в 2,5–3,0 раза превышает количество поглощенных катионов жесткости. В результате излишек соли вместе с вытесненными хлоридами кальция и магния оказывается в сточных водах. При этом содержание хлоридов в стоках превышает ПДК, для достижения которого воду приходится разбавлять иногда в 10 раз, что увеличивает эксплуатационные затраты. Наночисточный метод удаления катионов жесткости не требует реагентов, удаляет не только катионы жесткости, но и другие поливалентные ионы, снижает солесодержание воды в 2–3 раза, что позволит снизить продувку паровых котлов. При этом высокоминерализованные стоки не образуются.

Кроме того, органические соединения, находящиеся в природных водах, в схемах подготовки воды для теплосетей и котлов среднего и низкого давления удаляются только в осветлителе с различной степенью эффективности. В котлах эти соединения частично подвергаются термолитису, образуя коррозионно-агрессивные органические кислоты, частично оседают на поверхности металла, образуя низкотеплопроводные отложения. Наночисточные мембраны практически полностью удаляют органические соединения.

Также с использованием наночисточной продувочные воды паровых котлов после утилизации тепла могут быть очищены до качества, позволяющего повторно использовать их в цикле станции.

Имеющийся в ИФОХ НАН Беларуси научно-технический опыт, проведенные исследования по конструированию НФМ и разработка лабораторного метода получения

НФМ, сопоставимых по своим характеристикам с зарубежными аналогами, – все это позволило приступить к реализации задания с этапа проектирования и изготовления экспериментальной установки для наночисточной воды различного происхождения. Такая установка была создана в 2011 году (рис. 5).

Первые испытания экспериментальной установки, выполненные на воде р. Свислочь в условиях биоцидного отделения цеха химической подготовки воды для системы оборотного охлаждения Минской ТЭЦ-5, показали возможность уменьшения перманганатной окисляемости воды до 1,2 мгО/дм<sup>3</sup> и ниже и солесодержания примерно на 50 % (табл. 2–4).

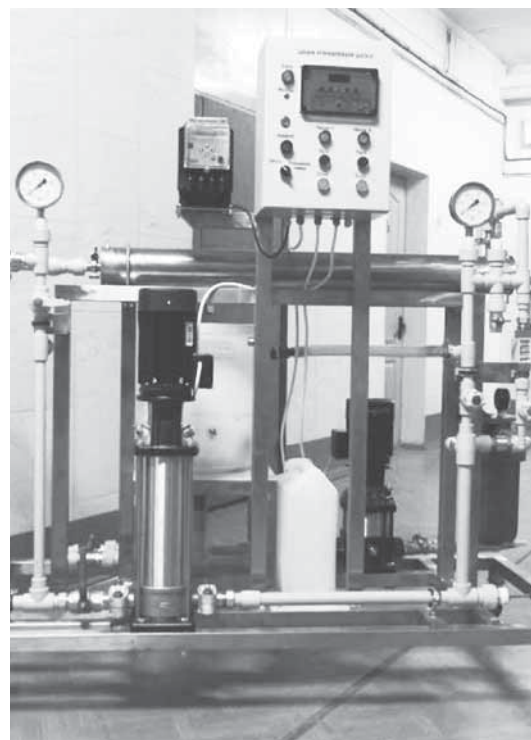


Рис. 5. Экспериментальная установка для наночисточной воды различного происхождения

Таблица 2. Результаты анализов исходной воды, а также воды, прошедшей наночисточную очистку (12.06.2012)

Показатели	Исходная вода	После наночисточной
Температура, °С	22	23
Жесткость, мг-экв/дм <sup>3</sup>	4,6	0,7
Кальций, мг-экв/дм <sup>3</sup>	2,9	0,5
Магний, мг-экв/дм <sup>3</sup>	1,7	0,2
Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	36	29
Сульфаты, мг/дм <sup>3</sup>	54	4
рН	7,7	7,9
Окисляемость, мг/дм <sup>3</sup>	6,4	1,1
Железо, мг/дм <sup>3</sup>	0,62	0,012
Нитраты, мг/дм <sup>3</sup>	31,5	24
Нитриты, мг/дм <sup>3</sup>	0,4	0,3
Взвешенные вещества, мг/дм <sup>3</sup>	9,6	0
Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	388	172

Таблица 3. Результаты химического анализа проб воды от года до и после нанофильтрационной очистки (29.06.2012)

Показатели	Исходная вода	Фильтрат	Концентрат
Жесткость, мг-экв/дм <sup>3</sup>	4,4	0,71	9,52
Кальций, мг-экв/дм <sup>3</sup>	3,22	0,46	6,96
Магний, мг-экв/дм <sup>3</sup>	1,18	0,26	2,56
Щелочность, мг-экв/л	0,4/3,8	0/1,36	0,4/7
Кремнекислота, мг/дм <sup>3</sup>	5,5	6,2	7
Окисляемость, мг/дм <sup>3</sup>	2,32	0,88	3,08
Взвешенные вещества, мг/дм <sup>3</sup>	82	0	31,75
Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	354,5	121,2	680,2

Как видно из представленных в табл. 2–4 данных, химический состав исходной воды достаточно стабилен. В большей степени подвержены изменению показатели перманганатной окисляемости воды и содержания взвешенных веществ. Данные анализа фильтратов, полученных при ресурсных испытаниях экспериментальной установки, свидетельствуют о стабильном качестве очистки. Наблюдается высокая степень очистки воды по показателям жесткости, щелочности и перманганатной окисляемости на про-

тяжении всего периода испытаний. Наибольшие колебания состава исходной воды отмечены по показателю взвешенных частиц.

Критериями оценки эффективности использования технологии предварительного удаления органических соединений из воды, поступающей на обессоливание, с помощью нанофильтрации являются:

- обеспечение постоянного качества очищенной воды независимо от изменений качества исходной;
- улучшение условий работы анионитов вследствие уменьшения за-

грязнения органикой и продление срока их службы;

- увеличение межрегенерационного периода работы анионита и снижение за счет этого удельного расхода воды и щелочи;
- снижение частоты соле-щелочной обработки;
- улучшение экологического фактора.

О количественных показателях эффективности использования нанофильтрации для удаления органических соединений из природных вод можно будет судить после накопления экспериментальных данных.

Таблица 4. Результаты химического анализа проб воды до и после нанофильтрационной очистки (20.07.2012)

Показатели	Исходная вода	Фильтрат	Концентрат
Жесткость, мг-экв/дм <sup>3</sup>	4,2	0,76	9,2
Кальций, мг-экв/дм <sup>3</sup>	3,12	0,46	6,96
Магний, мг-экв/дм <sup>3</sup>	1,08	0,2	3,1
Щелочность, мг-экв/дм <sup>3</sup>	0,4/3,7	0/1,6	0,4/7
Кремнекислота, мг/дм <sup>3</sup>	6,8	6,2	7,5
Окисляемость, мг/дм <sup>3</sup>	6,48	0,4	10,8
Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	70	37	102
Взвешенные вещества, мг/дм <sup>3</sup>	750	0	69
Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup>	390,5	164,5	751,5



# КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

ноябрь/декабрь 2012 года

## БЕЛАРУСЬ

<p><b>Труботех - 2012</b> Специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 30.10.2012– 02.11.2012</p>	<p>Город: Минск</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
---	--	---------------------	---

## РОССИЯ

<p><b>Братск: Строительство. Энергетика. ЖКХ. Газификация - 2012</b> 8-я Межрегиональная специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 07.11.2012– 09.11.2012</p>	<p>Город: Братск</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
<p><b>Чистый город - 2012</b> Экологический проект</p>	<p>Дата проведения: 07.11.2012– 09.11.2012</p>	<p>Город: Новосибирск</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
<p><b>Энергетика и электротехника - 2012</b> Специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 13.11.2012– 15.11.2012</p>	<p>Город: Екатеринбург</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
<p><b>Энергосбережение в социальной сфере и ЖКХ городов - 2012</b> 3-я Межрегиональная специализированная выставка-ярмарка</p>	<p>Дата проведения: 14.11.2012– 16.11.2012</p>	<p>Город: Томск</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
<p><b>СИБАКВА - 2012</b> Международная выставка новейших продуктов и технологий для очистки воды</p>	<p>Дата проведения: 20.11.2012– 23.11.2012</p>	<p>Город: Новосибирск</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>
<p><b>ЖКХ России - 2012</b> Международная специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 21.11.2012– 23.11.2012</p>	<p>Город: Санкт-Петербург</p>	<p><a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a></p>

<b>Управление отходами. Экология - 2012</b> Специализированная выставка	Дата проведения: 21.11.2012– 23.11.2012	Город: Оренбург	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Строительство. ЖКХ. Энергетика. Инновационные технологии – Крайнему Северу - 2012</b> 8-я Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 22.11.2012– 23.11.2012	Город: Новый Уренгой	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Трубопроводные системы: строительство, эксплуатация, ремонт - 2012</b> 11-я Российская выставка с международным участием	Дата проведения: 27.11.2012– 29.11.2012	Город: Москва	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Городская среда: благоустройство, коммуникации, энергоэффективность - 2012</b> Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 29.11.2012– 30.11.2012	Город: Череповец	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Энергетика. Ресурсосбережение - 2012</b> Международная специализированная выставка	Дата проведения: 05.12.2012– 07.12.2012	Город: Казань	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Индустрия ЖКХ - 2012</b> 5-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 10.12.2012– 11.12.2012	Город: Москва	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Регион-Электро - 2012</b> 9-я выставка электротехнического оборудования, электрических машин, приборов, аппаратов и современных технологий в электроэнергетике	Дата проведения: 12.12.2012– 14.12.2012	Город: Волгоград	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Криоген-Экспо - 2012</b> 11-я Международная специализированная выставка низкотемпературных технологий, криогенного оборудования и промышленных газов	Дата проведения: 06.11.2012– 08.11.2012	Город: Москва	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>НефтеГазСервис - 2012</b> Международная специализированная выставка оборудования, технологий и материалов для нефтяной и газовой промышленности	Дата проведения: 07.11.2012– 09.11.2012	Город: Уфа	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Газификация - 2012</b> 12-я Межрегиональная специализированная выставка-ярмарка	Дата проведения: 14.11.2012– 16.11.2012	Город: Томск	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Нефть. Газ. Экология. Энерго - 2012</b> Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 14.11.2012– 16.11.2012	Город: Якутск	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Нижневартовск. Нефть. Газ - 2012</b> 6-я Специализированная выставка	Дата проведения: 21.11.2012– 23.11.2012	Город: Нижневартовск	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Оборудование. Нефть. Газ. Химия - 2012</b> 15-я Специализированная выставка оборудования, технологий для нефтяной и газовой промышленности и нефтеперерабатывающего комплекса	Дата проведения: 12.12.2012– 14.12.2012	Город: Волгоград	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>

<b>Химический Комплекс - 2012</b> Специализированная выставка продукции химического комплекса	Дата проведения: 12.12.2012– 14.12.2012	Город: Волгоград	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Электротехника. Энергетика. Автоматизация. Светотехника - 2012</b> Специализированная выставка	Дата проведения: 20.12.2012– 23.12.2012	Город: Красноярск	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Промышленная неделя - 2012</b> 15-я Специализированная выставка оборудования и технологий металлургической, машиностроительной, энергетической, электротехнической, нефтегазовой отраслей	Дата проведения: 14.11.2012– 16.11.2012	Город: Волгоград	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Стройиндустрия. Энергосбережение - 2012</b> 22-я Специализированная межрегиональная отраслевая выставка	Дата проведения: 14.11.2012– 16.11.2012	Город: Рязань	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Энергосбережение. Энергетика. Электротехника - 2012</b> 15-я Межрегиональная специализированная выставка-ярмарка	Дата проведения: 14.11.2012– 16.11.2012	Город: Томск	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>REenergy 2012</b> Международная выставка и конференция по возобновляемым источникам энергии и альтернативным видам топлива	Дата проведения: 20.11.2012– 22.11.2012	Город: Москва	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Промэнерго - 2012</b> Специализированная выставка	Дата проведения: 21.11.2012– 23.11.2012	Город: Оренбург	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>РемСтройЭкспо. ПромСтройЭнерго - 2012</b> Выставка промышленного, строительного оборудования, энергосберегающих технологий	Дата проведения: 21.11.2012– 23.11.2012	Город: Омск	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Промышленность и энергетика Забайкальского края - 2012</b> 3-я Межрегиональная выставка-ярмарка	Дата проведения: 23.11.2012– 25.11.2012	Город: Чита	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Силовая электроника и энергетика - 2012</b> 9-я Международная выставка	Дата проведения: 27.11.2012– 29.11.2012	Город: Москва	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Энергетика. Энергоэффективность - 2012</b> Межрегиональная выставка	Дата проведения: 12.12.2012– 14.12.2012	Город: Челябинск	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Энерго- и ресурсосбережение - 2012</b> Всероссийская выставка научно-технического творчества студентов	Дата проведения: 12.12.2012– 14.12.2012	Город: Екатеринбург	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>
<b>Энерго-Промэкспо - 2012</b> Универсальная выставка, посвященная профессиональному празднику – Дню энергетика	Дата проведения: 12.12.2012– 14.12.2012	Город: Екатеринбург	<a href="http://www.exponet.ru">www.exponet.ru</a>

<b>Энергосбережение и энергоэффективные технологии - 2012</b> 11-я выставка-конференция энергосберегающих технологий, оборудования, нетрадиционных источников энергии	Дата проведения: 12.12.2012– 14.12.2012	Город: Волгоград	www.exponet.ru
<b>Interlight Moscow powered by Light + Building 2012</b> Международная специализированная выставка по светотехнике и осветительной технике, светодизайн, интеллектуальный дом	Дата проведения: 06.11.2012– 09.11.2012	Город: Москва	www.expoclub.ru

## СНГ

<b>BuildTech 2012</b> Международный форум строительных технологий и инженерных систем	Дата проведения: 01.11.2012– 04.11.2012	Город: Одесса, Украина	www.exponet.ru
<b>Aqua Ukraine 2012</b> 10-й Международный водный форум	Дата проведения: 06.11.2012– 09.11.2012	Город: Киев, Украина	www.exponet.ru
<b>КоммунТех - 2012</b> 10-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 06.11.2012– 09.11.2012	Город: Киев, Украина	www.exponet.ru
<b>Энергоэффективность - 2012</b> 5-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 06.11.2012– 09.11.2012	Город: Киев, Украина	www.exponet.ru
<b>VakuMach 2012</b> Международная выставка сталелитейной промышленности, машин и металлоконструкций	Дата проведения: 13.12.2012– 16.12.2012	Город: Баку, Азербайджан	www.exponet.ru
<b>ЕвроСтройЭкспо - 2012</b> II Специализированная выставка	Дата проведения: 06.11.2012– 09.11.2012	Город: Киев, Украина	www.expoclub.ru
<b>OGT 2012</b> 17-я Международная выставка «Нефть и газ Туркменистана - 2012»	Дата проведения: 14.11.2012– 16.11.2012	Город: Ашхабад, Туркмения	www.expoclub.ru

## В МИРЕ

<b>Energies Expo 2012</b> Выставка энергетики и отопления	Дата проведения: 07.11.2012– 09.11.2012	Город: Париж, Франция	www.exponet.ru
<b>Aqua-Therm 2012</b> Международная выставка отопления, вентиляции, кондиционирования и водоснабжения	Дата проведения: 14.11.2012– 16.11.2012	Город: Варшава, Польша	www.exponet.ru

<b>Energy Forum 2012</b> Энергетический форум	Дата проведения: 14.11.2012– 15.11.2012	Город: Брюссель, Бельгия	www.exponet.ru
<b>Smart Utilities 2012</b> Выставка смарт-технологий в сетях электро- и водоснабжения	Дата проведения: 20.11.2012– 22.11.2012	Город: Мельбурн, Австралия	www.exponet.ru
<b>VandTek 2012</b> Международная выставка-конференция по вопросам водоснабжения и дренажа	Дата проведения: 20.11.2012– 23.11.2012	Город: Оденсе, Дания	www.exponet.ru
<b>Baghdad International Development &amp; Housing Exhibition 2012</b> Международная выставка развития жилищного хозяйства	Дата проведения: 10.12.2012– 13.12.2012	Город: Багдад, Ирак	www.exponet.ru
<b>Adipec 2012</b> Выставка нефтегазовой и нефтехимической промышленности	Дата проведения: 11.11.2012– 14.11.2012	Город: Абу-Даби, Объединенные Арабские Эмираты	www.exponet.ru
<b>Energetics 2012</b> Специализированная энергетическая выставка	Дата проведения: 13.11.2012– 15.11.2012	Город: Люблин, Польша	www.exponet.ru
<b>CIPTC 2012</b> Китайская международная выставка и конференция нефтегазовых технологий	Дата проведения: 12.11.2012– 14.11.2012	Город: Пекин, Китай	www.expoclub.ru
<b>Gas Tech Cairo 2012</b> 6-я Каирская выставка и конференция по технологиям нефтегазовой отрасли	Дата проведения: 18.11.2012– 20.11.2012	Город: Каир, Египет	www.expoclub.ru
<b>Vippe 2012</b> 1-я Вьетнамская международная выставка нефтегазовых и нефтехимических технологий и оборудования	Дата проведения: 05.12.2012– 08.12.2012	Город: Хошимин, Вьетнам	www.expoclub.ru
<b>POWER-GEN International 2012</b> Крупнейшая в мире энергетическая выставка	Дата проведения: 11.12.2012– 13.12.2012	Город: Орландо, США	www.expoclub.ru
<b>Cable &amp; Wire 2012</b> 5-я Международная выставка кабелей, проволоки	Дата проведения: 15.11.2012– 18.11.2012	Город: Стамбул, Турция	www.expoclub.ru

Подготовила Вероника АНТОНОВА

# ENERGYEXPO. СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И НОВЕЙШИЕ ТЕХНОЛОГИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

*По итогам XVII Белорусского энергетического и экологического форума*

С 9 по 12 октября 2012 года в г. Минске прошел XVII Белорусский энергетический и экологический форум, который стал значимым событием в республике. Главная цель форума – представить современное оборудование и технологии для производства и распределения электрической и тепловой энергии, автоматизированные системы, энерго- и ресурсосберегающие технологии. Программа форума включала проведение XVII Международной специализированной выставки «Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро» (EnergyExpo), VIII специализированной выставки светотехнической продукции ExpoLIGHT и VII специализированной выставки «Водные и воздушные технологии».



Открывая XVII Белорусский энергетический и экологический форум, заместитель Министра энергетики М.И. Михадюк отметил, что ни одна самая совершенная программа развития топливно-энергетического комплекса не может быть реализована без привлечения современных технологий и технических новинок. Всестороннее ознакомление специалистов с последними достижениями науки и техники будет способствовать их внедрению в производство и, соответственно, значительно повышению эффективности производства тепловой и электрической энергии, продуктивности ее использованию и энергосбережению.

Заместитель Министра подчеркнул, что организаторы выставки в лице Минэнерго Беларуси заинтересованы в создании в республике предприятий совместно с зарубежными партнерами на взаимовыгодных условиях и пригласил предприятия и организации принять участие в осуществлении самого масштабного проекта в истории белорусской энергетики – строительстве атомной электростанции, сооружение которой даст сильный толчок дальнейшему интенсивному развитию энергетики Беларуси.

В церемонии открытия XVII Белорусского энергетического форума также приняли участие первый заместитель Министра природных ресурсов и окружающей среды В.В. Кулик, вице-министр экономики Республики Польша М. Каспшик, заместитель директора Департамента по энергоэффективности В.Н. Комашко, заместитель генерального директора ГПО «Белэнерго» А.В. Сивак.

На протяжении 17 лет существования Белорусского энергетического и экологического форума сложился постоянный круг участников, в который вошли ведущие белорусские и мировые производители современного оборудования для генерации и распределения электрической и тепловой энергии с применением берегающих и экологически чистых технологий, современных средств автоматизации, новейших научно-технических разработок.

EnergyExpo является одной из самых крупных выставок по данной тематике в СНГ и Балтии. В текущем году свою продукцию и технологии здесь продемонстрировало более 350 фирм, предприятий и организаций из 15 стран мира. В структуре экспозиции представили свои отраслевые разделы Министерство энергетики Республики Беларусь, Министерство промышленности, Государственный комитет по науке и технологиям, Министерство жилищно-коммунального хозяйства, Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды и Государственный комитет по стандартизации.

Под эгидой Министерства энергетики Республики Беларусь в выставке приняли участие ГПО «Белэнерго» и генеральный информационный партнер форума – отраслевой журнал «Энергетическая стратегия». Интерес гостей и участников выставки вызвала представленная на экспозиции информация о Белорусской энергосистеме, а также реализуемых и перспективных инвестиционных проектах энергетической отрасли.

Кроме того, в выставке приняли участие организации отрасли ОАО «Белэнергоремналадка», РУП «Белэлектромонтажналадка», РУП «БЕЛТЭИ», РУП «Белоозерский энергомеханический завод», ОАО «Электроцентрмонтаж», НП РУП «Белгазтехника», ОАО «Новгородский завод газовой аппаратуры», ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ» и др.

Также в выставке приняли участие зарубежные компании ABB, Siemens, Caterpillar, Turbomach, Zeppelin, FILTER, ALSTOM и представители посольства Польши в Беларуси.

После торжественного открытия форума состоялась пресс-конференция, в которой приняли участие официальные представители министерств и ведомств, экспонентов выставки. Заместитель Министра энергетики М.И. Михадюк ответил на вопросы журналистов, касающиеся модернизации энергосистемы страны, диверсификации поставок энергоносителей и строительства Белорусской АЭС.

Большой интерес вызвала тема ввода дифференцированных тарифов на оплату электроэнергии. Первый заме-



стиль генерального директора ГПО «Белэнерго» – главный инженер А.В. Сивак пояснил, что согласно принятому решению к началу 2016 года население республики будет покрывать 100 % стоимости электроэнергии и примерно 30 % – теплоэнергии. В настоящее время обсуждается механизм реализации этого решения на практике. В 2012 году Беларусь планирует закупить 7,4 млрд кВт·ч электроэнергии в России и Украине, а также поставить на экспорт в Прибалтику около 200 млн кВт·ч.

Говоря о планах по импорту электроэнергии в 2013 году, А.В. Сивак отметил, что это будет зависеть от цены на газ. Предполагается, что для энергетической отрасли она несколько снизится, но окончательное решение о ее величине еще не принято.

В рамках форума с 10 по 12 октября проходил XVII Белорусский энергетический и экологический конгресс, который включал Пленарное заседание и тематические научно-практические семинары и конференции.

В своем докладе на Пленарном заседании заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк проинформировал о состоянии и перспективах развития белорусского энергетического комплекса. В частности, он сообщил, что в настоящее время в Беларуси активно реализуются мероприятия по модернизации энергосистемы. Прорабатывается вопрос промышленного освоения Лельчицкого месторождения бурых углей, и при положительных

результатах будут развернуты работы по строительству шахты и угольной ТЭЦ мощностью 400–460 МВт. Работы по оценке эффективности промышленного освоения месторождения проводит Минприроды, отметил заместитель Министра энергетики.

Вовлечение в топливно-энергетический баланс республики ядерной энергии, угля, увеличение доли местных видов топлива, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии позволит уменьшить к 2020 году потребление природного газа порядка на 7 млрд м<sup>3</sup> в год и сократить его долю в валовом потреблении топливно-энергетических ресурсов до 46,6 % против 63,5 % в 2010 году. При этом к концу текущей пятилетки планируется сократить использование природного газа в энергосистеме на 1,26 млрд м<sup>3</sup>.

Заместитель Министра также сообщил, что в модернизацию энергосистемы планируется вложить в 2011–2015 годах \$ 6 млрд с учетом возврата кредитов, что почти в два раза больше, чем за предыдущую пятилетку. Предполагается, что износ основных производственных фондов и оборудования энергосистемы к 2015 году снизится до 40 % против 48 % в 2010 году. Существенно улучшится структура генерирующих мощностей энергосистемы. Реализация проектов по сооружению новых и модернизации существующих энергообъектов позволит обеспечить покрытие ожидаемого спроса на электроэнергию в 2015 году за счет выработки на





собственных высокоэффективных генерирующих источниках, что не исключает импорта электроэнергии при условии его целесообразности.

В целом ожидаемый экономический эффект от реализации мероприятий Государственной программы развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года только по ГПО «Белэнерго» оценивается более чем в \$ 300 млн при действующих ценах на природный газ, а при выходе на равнодоходность с Россией эффективность еще более возрастет, отметил М.И. Михадюк. Он подчеркнул, что в период с 2016 по 2020 год модернизация энергосистемы Беларуси продолжится. Будет завершено строительство АЭС. Исходя из экономической целесообразности получит дальнейшее развитие использование местных видов топлива, возобновляемых источников энергии. В настоящее время Минэнерго Беларуси ведет переговоры с потенциальными инвесторами о строительстве каскада ГЭС на р. Днепр и Немновской ГЭС мощностью 20 МВт на р. Неман.

На данном этапе республика уже вплотную подошла к реализации подготовительного этапа строительства атомной станции.

Заместитель Министра подчеркнул, что перед отраслью стоят большие задачи, которые необходимо решать качественно и в срок, привлекая самые современные технологии, и энергетики сделают все от них зависящее для их решения.

На пленарном заседании также были рассмотрены перспективы развития и использования современных технологий в области охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов (первый заместитель Министра природных ресурсов и охраны окружающей среды В.В. Кулик), проблемы повышения энергоэффективности и использования собственных энергоресурсов в республике (заместитель Председателя Государственного комитета по стандартизации – директор Департамента по энергоэффективности С.А. Семашко), новое в законодательстве по обращению с отходами, в частности в сфере расширенной ответственности производителя (заместитель Министра жилищно-коммунального хозяйства Республики Беларусь А.В. Шарун).

В ходе пленарного заседания эксперты обсудили возможности чешско-белорусского сотрудничества в энергетической области, новую директиву по энергоэффективности Европейского союза, результаты реализации Концепции энергетической безопасности Беларуси.

Третий день работы форума ознаменовался проведением научно-практического семинара «Практика разработки схем теплоснабжения городов и населенных пунктов и перспек-

тивы совершенствования этой работы» под руководством первого заместителя генерального директора – главного инженера ГПО «Белэнерго» А.В. Сивака. Специалисты энергетической отрасли познакомили слушателей с опытом разработки схем теплоснабжения городов и республики в целом, а также обсудили вопросы влияния ведомственных котельных на схему теплоснабжения.

В рамках Белорусского энергетического и экологического форума прошло более двадцати семинаров, конференций и презентаций новинок в технике и технологиях. Форум позволил проанализировать нынешнее состояние топливно-энергетического комплекса республики, обсудить с участием специалистов различных отраслей народного хозяйства тактику и стратегию его развития, рассмотреть наиболее актуальные проблемы и пути их решения.

Участие в форуме государственных органов, предприятий и организаций, научно-исследовательских и учебных институтов позволяет определить наиболее актуальные пути решения поставленных задач, обеспечить взаимодействие между прикладными и теоретическими исследованиями, способствует внедрению современных технологий.

**Елена МОИСЕЕВА**





# НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

## НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 октября 2012 года в республике введен в действие ГОСТ 21880-2011 «Маты из минеральной ваты прошивные теплоизоляционные. Технические условия». Он распространяется на данные изделия на синтетическом связующем или без него, с обкладкой или без нее, предназначенные для тепло- и звукоизоляции строительных ограждающих конструкций жилых, общественных и производственных зданий и сооружений, для промышленного, технического и энергетического оборудования, резервуаров для хранения горячей и холодной воды, нефти, нефтепродуктов, химических веществ, а также трубопроводов тепловых сетей горячего и холодного водоснабжения, технологических трубопроводов всех отраслей промышленности при температуре изолируемой поверхности от минус 180 °С до плюс 700 °С. Стандарт устанавливает технические требования, правила приемки, методы испытаний, правила хранения и транспортирования.

СТБ 2270-2012 «Изделия стальные предварительно термоизолированные пенополиуретаном. Общие технические условия» также вступил в силу с 1 октября 2012 года. Он распространяется на стальные фасонные изделия и стальную трубопроводную арматуру в трубе-оболочке, изготовленной из полиэтилена низкого давления, предназначенные для подземной бесканальной прокладки, предварительно термоизолированные жестким пенополиуретаном; и на эти же изделия в трубе-оболочке из оцинкованной стали, предназначенные для надземной прокладки.

С 1 января 2013 года вступит в силу СТБ EN 656-2012 «Котлы газовые для центрального отопления. Котлы типа В номинальной тепловой мощностью свыше 70 кВт, но не более 300 кВт». Стандарт устанавливает требования и методы испытаний, касающиеся конструкции, безопасности, соответствия назначению и рационального использования энергии, а также классификации и маркировки газовых котлов для центрально-

го отопления с атмосферными горелками, в том числе оснащенными дутьевым устройством, или горелками с полным предварительным смешением (котлы). Распространяется на котлы для закрытых или открытых систем водоснабжения и только на испытания типа.

Эта же дата введения и у СТБ EN 676-2012 «Горелки газовые автоматические с принудительной подачей воздуха для горения». Данный стандарт устанавливает терминологию, общие технические требования к конструкции и эксплуатации автоматических газовых горелок с принудительной подачей воздуха для горения, к оснащению их устройствами управления и обеспечения безопасности, а также методы контроля таких горелок. Документ рассматривает существенные опасности, опасные ситуации и события, которые могут возникнуть при использовании горелок по назначению и в условиях неправильного применения, которые изготовитель может предусмотреть. Стандарт устанавливает соответствующие технические меры, которые должны выполняться изготовителем для гарантирования безопасности при вводе в эксплуатацию, пуске, работе, отключении и техническом обслуживании горелок. Не рассматриваются опасности при специальном применении горелок. Стандарт распространяется на горелки, техническое задание на разработку которых было утверждено после введения его в действие.

СТБ EN 13611-2012 «Устройства обеспечения безопасности и устройства управления газовыми горелками и газовыми приборами. Общие технические требования», также вводимый в действие с 1 января 2013 года, устанавливает требования безопасности, требования к конструкции и эксплуатации устройств обеспечения безопасности, контроля и регулирования для газовых горелок и газовых приборов, использующих горючие газы 1, 2 или 3 семейств, а также их сборке, установке и испытаниям. Методы испытания, приведенные в стандарте, предназначены для проведения испытания типа.

## НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

### Стандарты Международной организации по стандартизации (ISO)

ISO 12211:2012 «Промышленность нефтяная, нефтехимическая и газовая. Теплообменники со спиральными пластинами» (принят 01.08.2012);

ISO 12212:2012 «Промышленность нефтяная, нефтехимическая и газовая. Теплообменники с U-образными трубами» (принят 01.08.2012);

ISO 13971:2012 «Системы охлаждения и тепловые насосы. Гибкие элементы трубопровода, виброизоляторы, компенсирующие стыки и неметаллические трубки. Требования и классификация» (принят 01.09.2012).

**Дополнительную информацию вы можете найти на сайтах:**

Национального фонда технических нормативных правовых актов (ТНПА) – [www.tnpa.by](http://www.tnpa.by);

Госстандарта – [www.gosstandart.gov.by](http://www.gosstandart.gov.by);

БелГИСС – [www.belgiss.by](http://www.belgiss.by).

**Телефон горячей линии:**

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

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

[www.shop.belgiss.by](http://www.shop.belgiss.by)

# ПОТЕНЦИАЛ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ (SMART GRIDS): ПРОБЛЕМЫ И ВОЗМОЖНОСТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Несмотря на различия во взглядах разных государств на тенденции развития мировой энергетики, мировое сообщество, и в первую очередь страны «Группы восьми», путем ведения энергетического диалога выработали эффективный механизм решения сложных проблем. Его принципы четко сформулированы в Санкт-Петербургской декларации по энергобезопасности. Это прежде всего диверсификация маршрутов и транспортировки энергоресурсов, повышение энергоэффективности, обеспечение прозрачности рынков, развитие возобновляемых источников энергии, решение проблем энергетической бедности и экологии.



**С.А. ЛЕВЧЕНКО, к.т.н.,  
ведущий научный сотрудник  
Института тепло-  
и массообмена имени  
А.В. Лыкова НАН Беларуси**

В большинстве индустриально развитых стран в качестве основополагающего решения энергетических проблем принят переход на путь инновационного развития электроэнергетики, заключающийся в радикальном изменении системы взглядов на ее роль и место в современном обществе и в обществе будущего на базе концепции Smart Grid (интеллектуальная, «умная» сеть).

Появление новой концепции и опыт широкомасштабных работ по ее реализации в индустриально развитых странах, принявших эту концепцию за основу политики энергетического и инновационного развития, должны учитываться при развитии Белорусской энергосистемы. Тем более что технологический прогресс, повышение требований со стороны потребителей к качеству и надежности электроснабжения, изменения, происходящие на рынке электроэнергии, ужесточение требований в сфере энергоэффективности и экологической безопасности обуславливают необходимость масштабных преобразований в отрасли [1, 2].

## Концепция «интеллектуальная энергоэффективность»

В опубликованном недавно отчете Американского совета по энер-

гоэффективной экономике (American Council for an Energy-Efficient Economy, ACEEE) [3] отмечено, что текущий объем энергопотребления в США можно снизить на 22 %, если внедрить так называемую «интеллектуальную энергоэффективность». Речь идет о том, чтобы отказаться от подхода к энергоэффективности с точки зрения отдельных устройств и приборов, например автомобиля или холодильника, и перейти к мышлению категориями сложных систем (городов, транспортных систем и других сетей), связанных между собой посредством Интернета и компьютерных технологий.

Авторы отчета делают вывод, что дедовские методы повышения энергоэффективности уходят в прошлое. Прежде достижения в области энергоэффективности во многом зависели от усовершенствования конкретных товаров, устройств и оборудования: лампочек, электромоторов, автомобилей. Конечно, технологическая модернизация отдельных устройств сохранит свою значимость, но для решения грядущих задач в энергетике нужно смотреть в будущее и применять системный подход к расширению масштабов энергоэффективности. Системы коммунальных услуг, «умные» города, транспортные системы и коммуникационные сети, функ-

ционирование которых основано на интеллектуальной эффективности, могут стать новой реальной поддержкой для национальной экономики, обеспечивая ее рост и процветание даже в условиях истощения ресурсов [4].

Такой подход находит отражение как в государственной политике ведущих индустриальных стран, так и в корпоративных проектах лидирующих энергетических компаний. И те, и другие активно ищут методы и средства широкомасштабной рационализации потребления всех видов энергии, оптимизации использования существующих энергетических активов, сокращения капиталовложений, а также защиты окружающей среды от вредных выбросов. При этом современные инженерные решения, новые требования к ИТ-структуре энергосети (Smart Metering, Smart Grid),

изменения в бизнес-процессах и новые пути работы с клиентами порождают гигантские объемы данных, которые растут такими темпами, что отраслевые аналитики примерно с 2010 года всерьез заговорили о грядущем «всемирном потоке данных» в энергетической сфере. Соответственно, сбор, хранение и правильное использование таких объемов информации рассматриваются как серьезнейшая проблема, решение которой, вместе с тем, открывает и новые возможности для государства, бизнеса и конечных потребителей [5].

### **Барьеры на пути распространения концепции Smart Grid в мировой энергетике**

В настоящее время все страны переживают бум Smart Grid, однако нельзя говорить о беспрепятственном распространении этой концепции по всему миру. В развитых государствах сегодня существует множество технологий, необходимых для модернизации и развития электроэнергетики, но повсеместное распространение этих технологий ограничено, поскольку существующие барьеры обуславливают нежелание инвесторов делать рискованные вложения в сетевые энергетические компании.

Барьеры присутствуют в следующих сферах [5, 6]:

- регулирование и законодательство;
- культура и информация;
- промышленность;
- технологии.

Рассмотрим более подробно перечисленные барьеры, обзор которых подготовлен на основе материалов Национальной лаборатории энергетических технологий (США) [5].

**Законодательство и государственное регулирование** пока не определяют ведущую роль концепции Smart Grid в процессе модернизации энергетического комплекса. У регулирующих органов большинства стран нет четкого и устойчивого представления о необходимых нормативных и законода-

тельных инициативах, обеспечивающих реализацию этой концепции.

В частности, отсутствует необходимый механизм стимулирования инвестиций в программы по повышению качества электроэнергии, включая те из них, которые учитывают связь между ценой и качеством электроэнергии. Требуется разработка новых методов стимулирования участников рынка к инвестированию в современные технологии, так как это выгодно для общества и в перспективе станет неотъемлемой частью новой энергетической политики.

Также необходимо вносить поправки в налоговый кодекс, чтобы инвестиции в развитие концепции Smart Grid стали привлекательны с точки зрения налогообложения. Между тем несогласованные действия в этом направлении между руководством государства и руководителями на местах препятствуют эффективному сотрудничеству по распространению концепции Smart Grid в рамках всей страны. Так, например, в США до сих пор не найдена оптимальная модель развития электроэнергетической отрасли, а отсутствие общей точки зрения в этом вопросе мешает проведению модернизации сети.

**Барьеры в области культуры и информации** оказывают существенное влияние на распространение концепции. Модернизация и инновационное развитие энергетического комплекса — процесс достаточно сложный. В настоящее время за рубежом в сфере формирования позитивного общественного мнения о необходимости нового пути развития электроэнергетики выделяются следующие основные проблемы:

- компании, отвечающие за реализацию концепции Smart Grid, не видят смысла в проведении изменений, так как не имеют четкого представления о социальных последствиях отказа от модернизации. Отсутствие понимания главнейших преимуществ концепции Smart Grid, а также представления о социальных и экономических затратах говорит о том, что существующая система общественных взглядов уста-

рела. Создалось впечатление, что электроэнергетика находится в хорошем состоянии или, по крайней мере, не стоит тех усилий, которые могут быть затрачены на ее усовершенствование. Между тем необходимо вложить немало сил для того, чтобы наладить отношения с потребителями и сформировать у них представление о неизбежности модернизации, основанное на следующих позициях:

- сеть, эксплуатируемая сегодня, уязвима перед внешними угрозами;
- увеличивающийся износ сети будет иметь катастрофические последствия для безопасности, экономики и качества жизни;
- существующие сегодня сети не в состоянии решить проблемы безопасности и экономики, возникающие в XXI веке;
- Smart Grid станет основой энергетических сетей будущего и откроет дорогу новым экологически чистым технологиям, позволит организовать управление спросом и предоставит другие возможности для реализации нововведений;
- Smart Grid поможет государству стать менее зависимым от поставок электроэнергии из-за рубежа;
- Smart Grid будет более эффективной и менее затратной, чем существующие сегодня сети;
- уровень эксплуатации современных сетей может привести к оттоку квалифицированных кадров, сокращению рабочих мест, поскольку в будущем люди станут искать работу в других странах с более надежной и экономичной сетью;
- отсутствует необходимая осведомленность потребителей о достоинствах Smart Grid, среди которых можно назвать следующие преимущества:
  - более эффективные мониторинг и контроль потребления электроэнергии, которые позволяют снизить цены на электроэнергию;
  - присутствие этой технологии на рынках электроэнергии буду-

щего даст возможность покрывать спрос и обеспечить содержание горячих (вращающихся) резервов электроэнергии;

- консерватизм мышления потребителей, а также широкое распространение философии «только не у меня дома», которая должна быть изменена для того, чтобы сократить сроки внедрения необходимых новшеств в энергосистеме.

Для решения этой проблемы необходимо принимать меры по снижению количества претензий потребителей по поводу расположения нового оборудования в непосредственной близости от домов и от черты города. Нужны новые идеи, чтобы инвестиции в новые технологии и оборудование были предпочтительными, а не вызвали протесты у потребителей, живущих рядом с такими объектами.

#### К промышленным барьерам

относят сложности, встречающиеся на пути реализации концепции Smart Grid как в энергетических компаниях, так и при формировании единого бизнес-пространства на базе интеллектуальных технологий. Функционирование «умных» сетей требует довольно больших инвестиций. Показательный пример – трудности внедрения «интеллектуальных» измерений (Smart Metering). В мире существует множество стран, которые считают, что не могут позволить себе массовый переход на «умные» счетчики.

Реализация инновационного потенциала в электроэнергетике, в том числе и в энергетике Беларуси, связана со значительными единовременными финансовыми затратами, необходимый объем которых отсутствует в компаниях энергетической отрасли. Опыт зарубежных стран показывает, что необходимы государственные меры поддержки развития инновационного технологического потенциала. В связи с этим хотелось бы остановиться на возникающих при этом проблемах:

- энергетические предприятия не видят стимулов для изменений. По их мнению, потребители довольны существующим уровнем надежности работы сетей. По этой причине энергетические

компании не решаются делать более крупные инвестиции в свои собственные системы. Однако результатом отсутствия таких инвестиций может явиться:

- увеличение числа крупных отключений;
- уязвимость от внешних угроз;
- снижение эффективности оптовых рынков электроэнергии;
- повышение цен на электроэнергию;
- ограничение выбора у потребителей;
- увеличение негативного влияния на окружающую среду;
- низкий уровень взаимодействия предприятий друг с другом.

Для успешного понимания сущности концепции Smart Grid необходим свободный обмен информацией между всеми компаниями, участвующими в этом процессе. Некоторые отраслевые аналитики считают, что результатом дерегулирования энергетических рынков стал разрыв в сотрудничестве и координации действий;

- руководители предприятий неохотно идут на изменения в процессах и технологиях. Они в большинстве своем сосредотачивают усилия на исследовании рынка и юридических вопросах его функционирования, а не на технических аспектах работы энергосистемы;
- стандарты предприятия по планированию и проектированию в целом рассчитаны на традиционную модель энергетического комплекса: централизованная система генерации, технологии прошлого поколения, невысокая вероятность перехода на активное участие потребителей в работе энергосистемы. Принципы концепции Smart Grid не были задействованы при разработке технических правил и стандартов, которые сегодня ограничивают распространение новых процессов и технологий;
- уделяется мало внимания наглядности результатов применения концепции Smart Grid на деле, хотя посредством таких проектов может быть продемонстрирована ее очевидная польза. Это позволило бы вызвать

интерес, создать социальные, политические и экономические стимулы, необходимые для того, чтобы ускорить внедрение предоставленных технологических решений. Кроме того, такие демонстрации на региональном и национальном уровнях предоставят информацию, необходимую регуляторам для создания норм и правил в этой сфере;

- сложно обосновать инвестиции в обновление систем безопасности сетей. Отсутствует стандартный подход к управлению ими, пониманию их значимости и оценке новых решений в области безопасности. Уровень расходов на исследования и разработки на электроэнергетических предприятиях крайне низок. Их доля в структуре необходимой валовой выручки предприятий составляет самый маленький процент от общих затрат, в то время как в конкурентоспособных отраслях высоких технологий этот процент в пять–десять раз выше.

#### Технические барьеры

Скорость технологических исследований и разработок, а также их внедрения в электроэнергетике за последнее время снизилась, поэтому этот процесс потребует существенного ускорения за счет преодоления следующих барьеров:

- отсутствуют необходимые коды и стандарты для поддержки повсеместного внедрения технологий Smart Grid. Жизненно необходимы универсальные стандарты связи и общая архитектура, которые поддерживают возможность взаимодействия устройств и технологий и позволяют различным технологиям связи работать в качестве объединенной системы. Возможность взаимодействия позволит использовать информацию от любого источника практически каждым приложением;
- открытая система связи и эксплуатации может быть уязвима с точки зрения безопасности. По мере увеличения количества открытых систем необходимы совместные усилия предприятий по применению разрабатываемых общих стандартов и прото-

колов, которые бы гарантировали ее безопасность;

- до сих пор не произошли объединение и синхронизация разнородных технологий. Польза от объединения различных технологий обычно выше той, которая получена от отдельных технологий (эффект синергии). Например, необходимы разработка и внедрение интегрированных систем связи для приема и обработки огромных объемов информации, которая будет поступать от технологий новой сети;
- цена многих новых технологий на текущий момент неконкурентоспособна и должна быть снижена, чтобы повысить степень их внедрения для реализации концепции Smart Grid;
- режим работы распределенных энергетических систем не изучен полностью. Необходимо дальнейшее исследование вопросов взаимодействия различных систем распределения при широком внедрении многих типов и конструкций распределенных источников энергии;
- рост количества участников электроэнергетической системы ведет к возникновению проблем в вопросах безопасности. Меры по укреплению физической и виртуальной безопасности должны стать составной частью деятельности владельцев распределенных источников энергии, независимых производителей электроэнергии и потребителей;
- возможности устройств и систем хранения электроэнергии до сих пор ограничены. Назрела необходимость в открытии «прорывной» технологии, что позволит во много раз ускорить процесс модернизации сети.

Существующие в настоящее время барьеры, препятствующие полноценному внедрению концепции Smart Grid, пугают многих, но, тем не менее, их можно преодолеть. Зарубежные страны планируют решить данные задачи путем выработки единой стратегии, включающей в себя следующие основные положения:

- изменение статуса, политики и принципов государственного регулирования, с тем

чтобы исключать участников энергетического рынка, сдерживающих прогресс, и расширять спектр компаний, ему способствующих;

- утверждение целей модернизации сети, определение необходимых измерительных приборов и систем, а также механизмов координации для достижения более качественного процесса перехода к Smart Grid;
- повышение уровня понимания и осведомленности акционеров о ценности, которую представляет собой концепция Smart Grid, формирование в корпоративной культуре энергетических компаний изменений, которые будут способствовать внедрению концепции;
- определение в промышленности области изменений и их стартовой точки, а также создание необходимых стимулов для приобщения отрасли к модернизации сети (промышленность должна осознать, что модернизация и инновационное развитие электроэнергетики – новый рынок, на котором можно представить новые технологии и услуги);
- ускорение процесса проведения исследований, разработок и внедрения технологий, необходимых для модернизации сети, в том числе увеличение объема средств на их поддержку, более тесное сотрудничество с научными организациями в целях развития человеческого и интеллектуального потенциалов, сосредоточение на формировании необходимых для проведения модернизации стандартов.

### Предпосылки внедрения «умных» электросетей в Беларуси

Технологии Smart Grid обеспечивают баланс электрогенерации и электропотребления за счет оптимизации управления энергосистемой, в том числе в случаях экстренных отключений. Этот инновационный подход в странах ЕС и

Северной Америки, несмотря на высокую стоимость решений, является сегодня гораздо более предпочтительным по сравнению с экстенсивным наращиванием генерирующих мощностей. Концепция наращивания мощностей была широко распространена в СССР и сегодня проявляется в создании дублирующих и избыточных каналов электроснабжения, а следовательно, и резервной генерации. Как следствие, современная белорусская экономика характеризуется значительным уровнем энергоемкости валового внутреннего продукта.

Ситуация в белорусской энергетике, безусловно, имеет свою специфику, которую необходимо учитывать при оценке перспектив внедрения «умных» энергосетей и систем интеллектуального учета энергии в отечественных энергокомпаниях. На наш взгляд, следует принимать во внимание такие факторы, как:

- избыточность генерирующих мощностей, сложившаяся при создании единой энергосистемы бывшего СССР в силу исторических и политических причин;
- наличие значительных резервов повышения энергоэффективности;
- существенный износ основных производственных фондов отрасли;
- высокая социальная чувствительность граждан, а также промышленных и сельскохозяйственных потребителей к изменению тарифов на любые виды энергоснабжения.

Тем не менее следует отметить ряд позитивных трендов и важных для топливно-энергетического комплекса республики событий, особенно в сфере информационных технологий (ИТ), которые можно рассматривать как предпосылки для создания и внедрения «умных» энергосетей и систем интеллектуального учета энергопотребления в нашей стране. К таковым относятся:

- законодательные и правительственные инициативы в области энергосбережения и энергоэффективности;
- принятие государственных программ по энергоэффективности

и развитию энергетики;

- принятие Государственной программы развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года;
- разработка Программы развития промышленного комплекса Республики Беларусь на период до 2020 года.

Однако в Беларуси применение технологии Smart Grid пока еще находится на уровне проведения презентаций, обсуждения преимуществ и недостатков, а также перспектив ее внедрения [6].

В качестве первой попытки освоения этой технологии можно упомянуть международный проект «Открытые сервисы по энергообеспечению для интеллектуальных сетей» (Energy Demand-Aware Open Services for Smart Grid Intelligent Automation (SmartHG)), представленный на конкурс Седьмой рамочной программы Европейского союза и получивший одобрение. Этот проект подготовлен консорциумом, состоящим из одиннадцати организаций-участников шести европейских стран, а именно Беларуси, Дании, Германии, Италии, Испании и Израиля. Возглавляет консорциум Римский университет (Sapienza University of Rome), факультет вычислительной техники.

Продолжительность проекта составляет три года. Для выполнения теоретических исследований, связанных с компьютерным моделированием энергетических систем, использующих технологию «умных» сетей, приглашен исследовательский коллектив Института тепло- и массообмена имени А.В. Лыкова Национальной академии наук Беларуси, а для реализации пилотного проекта – РУП «Минскэнерго».

Проект «Открытые сервисы по энергообеспечению для интеллектуальных сетей» создан с целью разработки экономически эффективного математического обеспечения интеллектуальной системы автоматизации сбора и обработки данных в режиме реального времени об использовании энергии в жилищно-коммунальном хозяйстве с помощью информационно-коммуникационных технологий

(ИКТ). Получение и анализ такой информации преследуют две основные цели: минимизация затрат на энергообеспечение каждого здания и оптимизация работы оператора распределительной сети (DNO – Distribution Network Operator).

Проект SmartHG основывается на четырех моментах:

- открытые стандартные интернет-протоколы, обеспечивающие эффективную коммуникацию между:
  - домашними приборами (например, датчиками, «умными» машинами, бытовой техникой, локальными генераторами, электромобилями, устройствами аккумуляции энергии);
  - сервисами SmartHG и математическим обеспечением DNO;
  - любой парой сервисов SmartHG. Это обеспечивает разработку независимых узлов для «интеллектуального» управления домашними приборами;
- обеспечение пользовательских услуг, разработанных для жилых зданий. Эти услуги предназначены для измерения использования энергии в жилище, прогнозирования энергоиспользования и активирования работы домашних устройств и приборов в целях минимизации домашних счетов за энергию (локальная оптимизация) в рамках предложенной ценовой политики для достижения глобальной (на уровне энергетической сети) оптимизации;
- обеспечение услуг энергопотребления на уровне энергетической сети. Такие услуги будут рассчитывать ценовую политику для каждого индивидуального жилого здания с учетом предпочтений пользователей, одновременно оптимизируя функционирование энергетической сети. Безопасность сети для такой ценовой политики формально будет верифицирована с помощью сравнительного моделирования. Кроме того, эти услуги повысят надежность сети путем оценки уровней токов и напряжений

на внутренних узлах энергетической сети, а также управления ими;

- пилотные проекты в Беларуси («Минскэнерго») и Дании («Калунборг») обеспечат всестороннюю оценку технических, экологических и экономических результатов проекта.

В ходе реализации проекта ученые и специалисты Беларуси получают необходимые знания и полезный опыт внедрения технологии Smart Grid, которые в перспективе будут востребованы в Белорусской энергосистеме как в практической плоскости, так и при разработке Комплексной национальной программы инновационного развития электроэнергетики Беларуси на базе концепции Smart Grid, необходимость в создании которой будет возрастать с каждым днем.

#### Список литературы

1. Кобец, Б.Б. Smart Grid за рубежом как концепция инновационного развития электроэнергетики / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова // Энергоэксперт. – 2010. – № 2. – С. 24–30.
2. Левченко, С.А. Интеллектуальные энергетические сети – эффективная технология сбережения энергии. Концепция «Smart Grid» в контексте устойчивого развития Белорусской энергосистемы / С.А. Левченко // Энергетическая стратегия. – 2012. – № 2. – С. 46–49.
3. Elliott N. A Defining Framework for Intelligent Efficiency / N. Elliott, M. Molina, D. Trombley // ACEEE Research Report E125, June 5, 2012. – 130 p.
4. Левченко, С.А. Планирование развития энергетических систем / С.А. Левченко, А.П. Якушев. – Минск: Белорусская наука, 2007. – 292 с.
5. A vision for the Modern Grid / Report of The National Energy Technology Laboratory (NETL). – 2007. – 11 p.
6. Report of European Commission Directorate-General for Research Information and Communication Unit European Communities: «European Technology Platform Smart Grids, Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the future», European Communities, 2006.
7. Короткевич, А.М. Умные распределительные электрические сети 0,4–10(6) кВ в Белорусской энергосистеме – первый шаг / А.М. Короткевич, В.П. Колик, Е.В. Кулаковская // Энергетическая стратегия. – 2011. – № 5. – С. 27–29.



## ПРЕДЛАГАЕТ ОЗНАКОМИТЬСЯ С НОВЫМИ ИЗДАНИЯМИ ПО ЭНЕРГЕТИКЕ

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

В издании представлены научные работы преподавателей, слушателей семинара NEPAS, магистров и студентов факультета технологий управления и гуманитаризации БГАТУ. Их тематика охватывает актуальные проблемы энергетики, вопросы использования альтернативных видов топлива в Беларуси, повышения энергоэффективности жилого комплекса и производства, охраны окружающей среды, информационной безопасности и развития современной науки в Беларуси.



- **Международный опыт повышения энергоэффективности зданий: сборник материалов / Международное общественное объединение «Экопроект Партнерство»;** [составитель: Андреев Наталья Александровна]. – Минск: Альтиора – Живые краски, 2012. – 78 с.

В сборнике представлены материалы по вопросам энергосбережения в зданиях, которые могут заинтересовать архитекторов, инженеров, строителей, потребителей, представителей органов местной власти, общественных организаций, учебных заведений.

Рассмотрен также западный опыт энергосбережения в жилых домах и зданиях, представлены белорусские проекты в этой области.

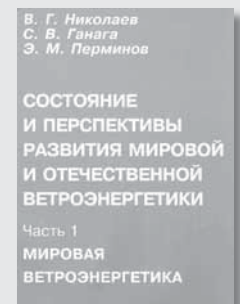
- **Николаев, В.Г. Состояние и перспективы развития мировой и отечественной ветроэнергетики: [в 2 ч.] / В.Г. Николаев, С.В. Ганага, Э.М. Перминов. – Москва: Энергопресс: Энергетик, 2012. – Ч. 1: Мировая ветроэнергетика. – 2012. – 120, [1] с.**

В издании анализируются опыт и уровень развития современной мировой и российской ветроэнергетики. Показано значение использования возобновляемых и местных энергоресурсов, и прежде всего энергии ветра, для производства электрической энергии с применением новых нетрадиционных технологий.

На примере стран, занимающих ведущее место в мире в развитии ветроэнергетики, показаны реальные возможности быстрого увеличения доли электроэнергии, выработанной на ветроэнергетических установках, в совокупном энергобалансе страны при соответствующей правовой и экономической поддержке государства.

Рассмотрено состояние ветроэнергетики России, ее информационные, методические, технические, экономические и организационные проблемы и возможности широкомасштабного развития и использования.

Оценен современный технологический, производственный и экономический уровень мировой ветроэнергетики с точки зрения возможностей и перспектив ее масштабного развития в России.



Издания не продаются!

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

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

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

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

e-mail: [edd@rlist.org.by](mailto:edd@rlist.org.by), [www.rlist.org.by](http://www.rlist.org.by)

## УШЕЛ ИЗ ЖИЗНИ ГЕОРГИЙ НИКОЛАЕВИЧ ХАРТАНОВИЧ



**31 августа на 82-м году жизни скончался Георгий Николаевич ХАРТАНОВИЧ. Имя этого человека широко известно среди энергетиков отрасли – более 20 лет он возглавлял Белорусскую энергосистему.**

Георгий Николаевич начинал свой трудовой путь на самой крупной электростанции в Беларуси – БелГРЭС. Сюда он пришел после того, как с отличием окончил Белорусский политехнический институт по специальности «Электрические станции, сети и системы». Молодой специалист быстро освоил азы практической работы, получил профессиональную закалку и неоценимый опыт, которые потом не раз помогали ему в жизни.

Георгию Николаевичу досталось нелегкое время. Энергетика развивалась стремительно, и отрасли нужны были не просто квалифицированные специалисты, а люди, самоотверженно преданные делу – такие, как он.

После нескольких лет работы на Белорусской ГРЭС Г.Н. Хартанович был направлен в Гродненские электросети. За пять лет работы в должности старшего, затем главного диспетчера и заместителя управляющего РУП «Гродноэнерго» ему удалось организовать параллельную работу энергоисточников и создать Гродненскую энергосистему.

В 33 года он уже возглавил строящуюся Лукомльскую ГРЭС, которая должна была стать самой современной и мощной в республике. Под его руководством ГРЭС стала гордостью Белорусской энергосистемы и признанным лидером среди электростанций Советского Союза по надежности и экономичности. В 1974 году в числе десяти других участников строительства Лукомльской ГРЭС Георгий Николаевич был отмечен Государственной премией БССР в области техники.

В июне 1969 года Г.Н. Хартанович возглавил Белорусскую энергосистему. 22 года его рабо-

ты в должности руководителя ТЭО «Белорусэнерго» ознаменовались такими значимыми в отрасли событиями, как строительство и пуск в эксплуатацию Гомельской ТЭЦ-2, Могилевской ТЭЦ-2, Бобруйской ТЭЦ-2, Мозырской ЭЦ, Минской ТЭЦ-4, электросетевых объектов.

Приоритетом своей деятельности Г.Н. Хартанович выбрал обновление основных производственных фондов, внедрение нового оборудования и достижения научно-технического прогресса. Он был одним из инициаторов и организаторов программы «Бездефектность», комплексных научно-технических программ по повышению надежности электроснабжения сельхозпотребителей, по управлению экономией топливно-энергетических ресурсов. В середине 80-х под руководством Георгия Николаевича Белорусская энергосистема была признана лучшей в Советском Союзе.

За достижения в области энергетики Г.Н. Хартанович был награжден орденом Трудового Красного Знамени (1971 год), орденом Ленина (1981 год), орденом Октябрьской революции (1976). Его успехи отмечены медалями «За доблестный труд. В ознаменование 100-летия со дня рождения В.И. Ленина», «Ветеран труда», двумя Почетными грамотами Верховного Совета БССР (1970 и 1980 годы). Он носил почетное звание «Заслуженный работник промышленности Республики Беларусь», был отмечен рядом отраслевых наград.

Несмотря на почтенный возраст, Георгий Николаевич до конца жизни старался быть нужным людям и делу. Он работал консультантом Белорусского территориального энергетического объединения «Белорусэнерго», ведущим инженером службы режимов Республиканского унитарного предприятия электроэнергетики «ОДУ», многие годы возглавлял Республиканский отраслевой совет ветеранов войны и труда. В истории энергетической отрасли Георгий Николаевич навсегда останется одной из самых ярких личностей.