

Министерство энергетики Республики Беларусь

Энергетическая Стратегия

№3 (51) май-июнь 2016
научно-практический журнал



ISSN 2310 - 6735



Перспективы развития
электротранспорта в Беларуси

стр. 22

Комментарии к новой
редакции Правил
электроснабжения
(продолжение)

стр. 12

К вопросу
о выборе паровых
и водогрейных
электрокотлов

стр. 29



НИИ Белгипротопгаз

220036, г. Минск, пер. Домашевский, 11А
+ 375 17 256 94 95, + 375 17 312-18-47
факс + 375 17 213 56 74

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

- разработка проектной документации на новое строительство, модернизацию, реконструкцию и капитальный ремонт систем и объектов газоснабжения;
- проектирование распределительных стальных и полиэтиленовых газопроводов и сооружений на них;
- проектирование газонаполнительных и автомобильных газозаправочных станций;
- проектирование сетей и систем тепло- и водоснабжения, канализации, вентиляции, электроснабжения, электроосвещения;
- проектирование сетей связи и пожарно-охранной сигнализации;
- проектирование телемеханизации, автоматизации и КИП;
- проектирование газовых котельных, в том числе модульных и крышных;
- проектирование магистральных трубопроводов;
- инженерно-геодезические и инженерно-геологические изыскания;
- разработка схем газоснабжения городов, районов и областей;
- расчет потребности в топливе;
- разработка технологических линий торфобрикетных заводов;
- разработка технологий производства питательных грунтов на основе торфа, кормовых добавок для животных на основе торфяных субстратов, комплексных гранулированных и жидких удобрений для сельского хозяйства;
- разработка технологических линий по производству топливных пеллет на основе торфа, древесных отходов и композитных на основе этих материалов;
- разработка топок пневмогазовых сушилок с линиями подачи топлива и золоудаления;
- разработка технологий добычи и переработки сапропелей;
- разработка технологических карт для торфобрикетных предприятий;
- разработка обоснований инвестирования в создание новых технологий и продуктов на основе торфа;
- оценка технической компетентности испытательных лабораторий и их переаттестация, выборочная оценка качества продукции на основе торфа в организациях торфяной промышленности;
- гидротехнические, торфотехнические, лесотехнические, гидрологические, инженерно-геологические, топографо-геодезические изыскания и лабораторные исследования грунтов для проектирования участков по добыче торфа;
- проектирование осушения участков торфодобычи;
- проектирование насосных станций осушения;
- проектирование пожарного водоснабжения сырьевых баз по добыче торфа;
- составление экологических обоснований по воздействию процесса торфодобычи на окружающую среду;
- выполнение других проектных работ, связанных с гидротехническим, мелиоративным строительством и использованием торфяных месторождений;
- проектирование узкоколейных дорог колеи 750 мм, железных дорог 1520 мм и автомобильных дорог;
- проектирование переездов через железнодорожные пути;
- проектирование путевых хозяйств в промзонах предприятий;
- проектирование болотно-подготовительных работ на сырьевых базах по добыче торфа;
- расчет мощности участка по выбранной технологии проектирования горных отводов;
- разработка схем развития сырьевых баз торфодобывающих предприятий;
- разработка конструкторской документации машин и технологического оборудования для организаций горнодобывающей и обрабатывающей промышленности, оборудования для топливоподдачи щепы на мини-ТЭЦ;
- разработка систем отсоса пыли от технологического оборудования;
- разработка технологических регламентов для брикетных заводов (карта организации труда, технические требования к операциям, состав работ, подготовка оборудования к работе и его регулировка, техника безопасности).

**Журнал Министерства
энергетики Республики Беларусь**

Энергетическая Стратегия

**стал победителем конкурса
Электроэнергетического Совета СНГ
на лучшее печатное издание**

Журнал «Энергетическая стратегия» во второй раз стал победителем конкурса на лучшее печатное издание государств – участников СНГ, организуемого в рамках Электроэнергетического Совета СНГ. Впервые издание было удостоено этого звания в 2012 году.

Итоги нынешнего конкурса в номинации «Периодические издания» были подведены 31 мая 2016 года в Москве. На заседании жюри присутствовали представители Республики Беларусь, Республики Молдова, Российской Федерации, Республики Таджикистан и Исполнительного комитета ЭЭС СНГ. Член жюри от Кыргызской Республики голосовал заочно. Возглавил жюри председатель Исполкома ЭЭС СНГ Е.С. Мишук.

Второе место жюри присудило информационно-аналитическому изданию ГПО «Белэнерго» – газете «Энергетика Беларуси», третье – корпоративному журналу «Энергия без границ» (ПАО «Интер РАО», Российская Федерация).

Почетными дипломами за участие в конкурсе награждены журнал «Энергетика» (Союз энергетиков Республики Казахстан), журнал «Человек. Энергия. Атом» (РГП «Национальный ядерный центр Республики Казахстан»), журнал «РЭА» (АО «Концерн Росэнергоатом» Российская Федерация), газета «Экономическое обозрение «Логос-пресс» (ГП «Молдэлектрика»).

Конкурс проводился в соответствии с Решением 42-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ и был посвящен 25-летию Содружества Независимых Государств.

Редакция журнала благодарит организаторов конкурса и членов жюри за высокую оценку вклада издания в освещение деятельности ЭЭС СНГ, а также Министерство энергетики Республики Беларусь за организационную и информационную поддержку журнала.

Мы планируем продолжать публикацию актуальных материалов о работе Электроэнергетического Совета СНГ и Министерства энергетики Республики Беларусь, достижениях в сфере электроэнергетики стран – участниц СНГ, развитии международного сотрудничества в области энергетики в рамках Содружества.

Редакция журнала

Учредитель
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Редакционная коллегия:

Закревский В.А.	к.т.н., заместитель Министра энергетики Республики Беларусь (председатель)
Каранкевич В.М.	заместитель Министра энергетики Республики Беларусь
Бородуля В.А.	член-корр. НАН Беларуси, д.т.н., профессор, зав. лабораторией Института тепло-и массообмена им. А.В. Лыкова НАН Беларуси
Воронов Е.О.	генеральный директор ГПО «Белэнерго»
Клявза В.И.	начальник отдела охраны труда ОАО «Центроэнергомонтж»
Кордуба В.Г.	инженер-теплоэнергетик, заслуженный работник промышленности Республики Беларусь
Лиштван И.И.	д.т.н., академик НАН Беларуси, главный научный сотрудник Института природопользования НАН Беларуси
Малашенко М.П.	заместитель председателя Госстандарта – директор Департамента по энергоэффективности
Майоров В.В.	генеральный директор ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»
Рудинский Л.И.	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
Русан В.И.	д.т.н., профессор БГАТУ
Рыков А.Н.	к.т.н., директор РУП «Белнипиэнергопром»
Седнин В.А.	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой БНТУ (заместитель председателя)
Стриха И.И.	д.т.н., профессор, почетный энергетик Республики Беларусь
Якубович П.В.	директор РУП «БЕЛТЭИ»

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ

Новости4

Лунинецкая ТЭЦ. Цель достигнута7

ПРИОРИТЕТЫ

**Беларусь рассчитывает на сближение позиций стран ЕАЭС
по созданию единого энергорынка**9

*Интервью Министра энергетики Республики Беларусь
В.Н. Потупчика информационному агентству БЕЛТА*

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Дерягин Д.А., начальник производственно-технического управления
Министерства энергетики Республики Беларусь

**Совершенствование гражданско-правовых отношений в области
электроснабжения**12

Комментарии к новой редакции Правил электроснабжения (продолжение)

Попов Б.И., к.т.н., заведующий лабораторией системных
исследований ядерно-энергетического комплекса ГНУ «ОИЭЯИ–Сосны»
НАН Беларуси,

Быков А.И., к.э.н., ведущий научный сотрудник

**Энергоэкономическое взаимодействие объектов углеводородной
и безуглеводородной энергетики**17

Шевалдин М.А., начальник отдела релейной защиты и автоматики
ГПО «Белэнерго»

Перспективы развития электротранспорта в Беларуси22

Фурсанов М.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой
электрических систем БНТУ

**Оптимальные технические потери электроэнергии
в распределительных электрических сетях**25

Шнайдерман Ю.М., инженер-энергетик

К вопросу о выборе паровых и водогрейных электрокотлов29

Глижин А., отдел продаж в страны СНГ, Megger, Баунах, ФРГ

Все формы испытательного напряжения в одной системе32

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

В центре внимания – инновации и инвестиции36

По итогам Белорусского промышленного форума – 2016

Атомная энергетика как элемент будущего38

По итогам VIII Международного форума «АТОМЭКСПО-2016» в г. Москве

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Национальный фонд ТНПА – энергетике40

Продолжается подписка на 2-е полугодие

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОНАДЗОР

Лосенков Д.М., начальник управления государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго» – заместитель главного государственного инспектора Республики Беларусь по энергетическому надзору

О термине «переносное бытовое электронагревательное устройство»41

Зеленкевич В.В., начальник электрогруппы энергоинспекции Полоцкого МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго»

К вопросу о повышении эффективности профилактической и надзорной деятельности42

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

Проверка работоспособности дизельных электростанций в учреждениях здравоохранения.....44

85 ЛЕТ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Дрозд П.В., генеральный директор РУП «Минскэнерго»

«Я ни разу не пожалел о выбранной профессии»47

МИРОВОЙ ОПЫТ

Сенатов С.Н., директор ТОО «АКВАС», Алматы

О концепции водоподготовки, обеспечивающей реализацию внутреннего резерва мощности, защиту от отложений и коррозии, снижение издержек в тепловых сетях.....50

Русан В.И., д.т.н., профессор энергетики и электротехники БГАТУ, Аит Бахажу М., исследователь технических наук (БНТУ)

Возобновляемая энергетика: мировой опыт и ее развитие в Марокко54

НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

Филазафович В.И., руководитель группы топливоиспользования ТНЦ филиала «Инженерный центр» ОАО «Белэнерго», Дубровенский А.Н., ведущий инженер-программист группы

Расчет и анализ технико-экономических показателей парогазовой части ТЭС с поперечными связями.....58

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

Дубман А.В., заместитель главного инженера – начальник отдела геодезических и геологических изысканий НИИ «Белгипрогаз», Ковалева А.Ф., начальник группы отдела, Санько А.Ф., д.г.-м.н., профессор, заведующий кафедрой «Инженерная геология» БГУ

Геоэкологическое обоснование проектирования объектов газотранспортной системы на предпроектном этапе.....61

ПАМЯТИ УШЕДШИХ

Ушел из жизни Валентин Васильевич Герасимов63

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

Редакция:

Главный редактор Федосеенко Н.В.

Зам. главного редактора Гончар О.В.

Редакторы Никитина А.В.
Моисеева Е.Н.

Компьютерный дизайн и верстка Яценко О.А.

Корректор Лемехова Д.Д.

Уважаемые рекламодатели!

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

В соответствии с приказом ВАК Республики Беларусь от 20 марта 2015 года № 81 научно-практический журнал Министерства энергетики Республики Беларусь «Энергетическая стратегия» включен в Перечень научных изданий Республики Беларусь для опубликования результатов диссертационных исследований.

Адрес редакции:

220029, г. Минск, ул. Чичерина, 19
Тел./факс: (+375 17) 286-08-28
Тел.: (+375 17) 293-46-82
e-mail: info@energystrategy.by
2934682@mail.ru
www.energystrategy.by

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала
№ 931 от 27.08.2010.

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

Отпечатано в ГОУПП «Гродненская типография», 230025, г. Гродно, ул. Полиграфистов, 4
ЛП №02330/39 до 29.03.2019.
Печать офсетная. Бумага мелованная.
Подписано в печать 21.06.2016 г., формат 60x90%, тираж 1370 экз., заказ № 3135.

© Информационно-издательский центр
ОАО «Экономэнерго», 2016

Оформить подписку можно:

- в любом почтовом отделении (подписной индекс 009382)
- в редакции по тел./факсу: (+375 17) 286-08-28
- на сайте www.energystrategy.by

Утверждены концепции формирования общих рынков газа, нефти и нефтепродуктов ЕАЭС

На заседании Высшего Евразийского экономического совета, состоявшегося в г. Астане (Казахстан) в конце мая, утверждены концепции формирования общих рынков газа, нефти и нефтепродуктов ЕАЭС.

В соответствии с Концепцией формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов энергетические компании союзных стран получают недискриминационный доступ к нефтяной инфраструктуре партнеров и смогут закупать нефть и нефтепродукты без количественных ограничений по рыночной цене (которая будет формироваться в том числе на биржевых торгах) и без экспортных пошлин. Реализовать концепцию предполагается в три этапа. В следующем году должна быть разработана и представлена на утверждение президента программа ее реализации, а в дальнейшем будет подготовлен соответствующий договор. После его принятия в 2025 году начнет действовать единый энергетический рынок.

Аналогично выстроена и Концепция формирования общего рынка газа в ЕАЭС. Этот рынок на тех же принципах предполагается создать также к 2025 году.

Эксперты Всемирного банка встретились с белорусскими энергетиками

6 июня в Минске состоялась встреча группы специалистов Всемирного банка с руководителями Минэнерго, ГПО «Белэнерго» и РУП «Минскэнерго». Основной целью мероприятия стало подтверждение данных исследования «Ведение бизнеса – 2017», а также проведение консультаций по показателю «Подключение к системе электроснабжения».

В рамках встречи обсуждались проведенные в Беларуси за последние годы реформы, направленные на упрощение порядка подключения электроустановок потребителей к электрическим сетям энергосистемы. Эксперты ознакомились с нормативной документацией в этой области, практикой ее применения.

Гости также посетили Центр обслуживания потребителей и Расчетно-кассовый центр РУП «Минскэнерго».

Беларусь скорректирует госпрограммы по газификации в связи со строительством АЭС

Распоряжением Премьер-министра Беларуси от 30 мая 2016 года № 210 создана рабочая группа по корректировке государственных программ, нормативных правовых актов, содержащих положения о газификации населенных пунктов. Возглавил группу заместитель Премьер-министра Беларуси В.И. Семашко.

Рабочей группе поручено провести анализ государственных программ, нормативных правовых актов, содержащих положения о газификации населенных пунктов, с учетом планируемого ввода в эксплуатацию БелАЭС и доведения уровня возмещения населением затрат на оказание жилищно-коммунальных услуг до 100 % в 2018 году.

Также группа должна разработать предложения по стимулированию использования населением электрической энергии для целей отопления и горячего водоснабжения, кор-

ректировке госпрограмм по преодолению последствий катастрофы на Чернобыльской АЭС на 2011–2015 годы и на период до 2020 года и по строительству жилья на 2016–2020 годы, комплексного плана развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода БелАЭС и, при необходимости, других нормативных правовых актов.

Состоялось 49-е заседание Электроэнергетического Совета СНГ

10 июня в Душанбе состоялось 49-е заседание Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств (ЭЭС СНГ). В мероприятии приняла участие делегация Министерства энергетики Республики Беларусь, возглавлял которую первый заместитель Министра энергетики Л.В. Шенец.



49-е заседание Электроэнергетического Совета СНГ

В ходе заседания были рассмотрены итоги работы энергосистем государств Содружества в осенне-зимний период 2015/2016 года; мероприятия, посвященные 25-летию Содружества Независимых Государств; опыт Молдовы по снижению потерь электроэнергии в передающей сети энергосистемы; проекты ряда документов, в том числе Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, Методических рекомендаций по проверке готовности предприятий электроэнергетической отрасли государств – участников СНГ к работе в осенне-зимний период и др.

По результатам заседания ЭЭС СНГ подписан план мероприятий по сотрудничеству между Электроэнергетическим Советом СНГ и Евразийской экономической комиссией, рассмотрен проект плана совместных действий Электроэнергетического Совета СНГ и Экономической и Социальной Комиссии ООН для Азии и Тихого океана на 2016–2018 годы.

Впервые в рамках заседания Электроэнергетического Совета СНГ Евразийская экономическая комиссия провела совещание руководителей уполномоченных органов государств – членов Евразийского экономического союза в сфере энергетики. Участники совещания рассмотрели вопросы определения модели общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, необходимости реализации пилотных меж-

государственных торгов электрической энергией, использования индикативных (прогнозных) балансов газа, нефти и нефтепродуктов Евразийского экономического союза, программы формирования общих рынков газа, нефти и нефтепродуктов ЕАЭС.

Заключен контракт со шведским концерном Vattenfall AB на поставку торфяных топливных брикетов

В рамках визита в Республику Беларусь руководства государственного шведского энергетического концерна Vattenfall AB 9 июня в ОАО «Старобинский ТБЗ» состоялись переговоры с участием представителей концерна, генерального директора ГПО «Белтопгаз» Л.И. Рудинского и заместителя генерального директора ГПО «Белтопгаз» В.В. Ковалева по вопросам взаимовыгодного сотрудничества в части поставок торфяной продукции в Швецию.

По результатам переговоров заключен долгосрочный контракт с концерном Vattenfall AB на поставку торфяных топливных брикетов в Швецию, обеспечивающий отгрузку на экспорт торфяной продукции организаций ГПО «Белтопгаз» на перспективу. Стороны подтвердили положительный опыт совместной работы, обсудили дальнейшие шаги по укреплению взаимовыгодного сотрудничества и выразили взаимную заинтересованность в проведении в будущем двусторонних встреч, направленных на расширение сотрудничества.

Введена в эксплуатацию новая ветроэлектростанция

РУП «Гродноэнерго» успешно завершило строительство первой в ГПО «Белэнерго» ветроэлектрической станции (ВЭС), расположенной около н.п. Грабники Новогрудского района. 16 июня государственная комиссия подписала акт о вводе электростанции в эксплуатацию.

В состав новой ВЭС вошли 6 ветроустановок (ВЭУ) установленной мощностью 1,5 МВт каждая, в том числе пять вновь построенных и одна, введенная в эксплуатацию еще в 2011 году. Все ВЭУ связаны кабельными линиями 10 кВ с вновь построенной подстанцией 110/35/10 кВ «Ветропарк», на которой смонтированы два трансформатора мощностью 10 МВА каждый.

Расчетная годовая выработка новой ветроэлектростанции составляет 22,07 млн кВт·ч, что позволит Белорусской энергосистеме экономить ежегодно 4,516 млн м³ природного газа.



Подстанция 110/35/10 кВ «Ветропарк»

85-летию Белорусской энергосистемы посвящается

24 мая в г. Новолукомле состоялось производственное совещание, приуроченное к 85-летию Белорусской энергосистемы, в котором приняли участие более 500 специалистов: руководители организаций отрасли, заслуженные энергетики и ветераны, зарубежные делегаты и почетные гости.

Перед участниками совещания выступили Министр энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчик, генеральный директор ГПО «Белэнерго» Е.О. Воронов, которые подвели итоги развития отрасли за последнее время.



В ходе мероприятия В.Н. Потупчик огласил приветственное слово заместителя Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко по случаю знаменательной даты, а депутат Палаты представителей Национального собрания Республики Беларусь М.И. Починок зачитал приветственный адрес Председателя Палаты представителей Национального собрания Республики Беларусь В.П. Андрейченко. С юбилеем энергетиков поздравили также председатель республиканского комитета Белорусского профсоюза работников энергетики, электротехнической и топливной промышленности В.В. Диклов, председатель международного объединения профессиональных союзов «Электропрофсоюз» В.И. Бондарев, председатель Исполнительного Комитета Электроэнергетического Совета СНГ Е.С. Мишук.

В своем выступлении Е.С. Мишук отметил высокую квалификацию персонала Белорусской энергосистемы и сообщил о присвоении почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ» генеральному директору РУП «Витебскэнерго» М.В. Лузину, генеральному директору РУП «Гомельэнерго» С.О. Бобовичу и главному инженеру РУП «Минскэнерго» А.А. Казакову.

Особую благодарность выступающие выразили ветеранам отрасли, чей труд лежит в основе успехов Белорусской энергосистемы.

За многолетний добросовестный труд и высокий профессионализм по случаю юбилея Белорусской энергосистемы лучшие работники и ветераны отрасли были отмечены наградами Министерства энергетики и ГПО «Белэнерго».

Завершилось совещание праздничным концертом, подготовленным творческими коллективами организаций ГПО «Белэнерго».

Энергетикам вручены награды за мужество

27 мая в Министерстве энергетики состоялось награждение работников электросетевых филиалов РУП «Минскэнерго», «Могилевэнерго», а также специалистов ОАО «Белсель-электросетьстрой» за активное участие в ликвидации последствий циклона «Даниэлла», проявленное мужество, высокий профессионализм, самоотверженную работу в чрезвычайной ситуации по восстановлению энергоснабжения потребителей республики.

Почетными грамотами Совета Министров и Министерства энергетики Республики Беларусь, благодарностью Премьер-министра Республики Беларусь отмечены 25 специалистов отрасли. Награды вручали первый заместитель Министра энергетики Л.В. Шенец и генеральный директор ГПО «Белэнерго» Е.О. Воронов.

В своем обращении к собравшимся Л.В. Шенец отметил: «Январские события заставили каждого из нас собраться, принять решения, выстоять, ликвидировать последствия аномальных погодных явлений. Мы в очередной раз доказали, что в нашей отрасли работают настоящие профессионалы своего дела, ответственные перед собой и обществом, способные качественно выполнять поставленные задачи в кратчайшие сроки с соблюдением всех мер безопасности».

Редакция и редакционная коллегия поздравляют награжденных с высокой оценкой их профессиональной деятельности.

Команда Столбцовских электрических сетей стала победителем республиканских профессиональных соревнований

Подведены итоги республиканских соревнований бригад по ремонту и обслуживанию оборудования подстанций 110 кВ и выше. Мероприятие состоялось 13–17 июня в г. Столбцы на базе учебно-тренировочного полигона РУП «Минскэнерго».

В номинации «Ремонт и обслуживание оборудования подстанций 110 кВ и выше» победителем стала бригада филиала «Столбцовские электрические сети» РУП «Минскэнерго». Второе место заняла бригада филиала «Брестские электрические сети» РУП «Брестэнерго», третье место у команды филиала «Жлобинские электрические сети» РУП Гомельэнерго.

Победитель соревнований – команда филиала «Столбцовские электрические сети» РУП «Минскэнерго» – представит Белорусскую энергосистему на XIII Международных соревнованиях профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств – участников СНГ, которые состоятся в Республике Казахстан в г. Макинске на учебном полигоне АО «KEGOC» с 12 по 16 сентября этого года.

Поздравляем призеров соревнований с заслуженной победой!

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



Участники ликвидации последствий циклона «Даниэлла»

ЛУНИНЕЦКАЯ ТЭЦ. ЦЕЛЬ ДОСТИГНУТА

В марте после успешно проведенных пуско-наладочных работ была введена в эксплуатацию вторая очередь Лунинецкой ТЭЦ на местных видах топлива. Реализация проекта предусмотрена Государственной программой строительства энергоисточников на местных видах топлива в 2010–2015 годах, а также Государственной программой развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года. На данный момент аналогов Лунинецкой ТЭЦ в стране нет. Основная ее особенность заключается в том, что 70 % оборудования станции – белорусского производства.



Первая электростанция на постоянном токе в г. Лунинце была построена в 1935 году на территории паровозного депо. Паровая машина мощностью 100 л.с. и генератор напряжением 127 В питали лишь три улицы города. Спустя 80 лет в райцентре появился собственный источник генерации, способный покрыть более половины всей потребности города в электрической энергии – Лунинецкая ТЭЦ с установленной электрической мощностью 4,656 МВт и тепловой – 62,4 Гкал/ч. Это современная, полностью автоматизированная теплоэлектростанция, работающая на местных видах топлива. На 2016 год запланирована выработка 14,6 млн кВт·ч электроэнергии и 72,6 тыс. Гкал тепла.

Строительство объекта началось в октябре 2012 года. Станция возводилась с нуля по архитектурному проекту

РУП «Белнипиэнергопром». В конце прошлого года была введена первая очередь, в марте нынешнего – вторая и станция подтвердила свои проектные показатели.

Лунинецкая ТЭЦ выделяется среди аналогичных объектов высокой степенью локализации: большая часть основного и вспомогательного оборудования – отечественного производства. Два опытно-экспериментальных паровых котлоагрегата – Е-20-3,9-440 паропроизводительностью 20 т/ч, давлением 3,9 МПа и Е-10-3,9-440 паропроизводительностью 10 т/ч такого же давления – изготовлены на Белоозерском энергомеханическом заводе и предназначены для сжигания древесной щепы и торфа в соотношении примерно 60 % к 40 % в так называемом кипящем слое. Данная технология сжигания твердого

топлива, при которой в топке создается кипящий слой из частиц топлива и негорючих материалов, пришла в энергетику из химической промышленности и хорошо зарекомендовала себя благодаря высокому КПД и стабильному горению твердого топлива. Закупать торф для котлов планируется в Житковичском районе, щепу – в Лунинецком и Пинском районах. В качестве негорючего материала для создания кипящего слоя в котлах Лунинецкой ТЭЦ используется кварцевый песок.

Паровая турбина SST-110 с противодавлением и отбором типа ПР 4,7-3,4/0,49/0,06 мощностью 4,7 МВт и генератор DIG 150m/4W мощностью 4,67 МВт, напряжением 10,5 кВ были поставлены флагманом мирового машиностроения – немецкой компанией Siemens, которая на торгах предло-

жила лучшие условия по цене и качеству оборудования. При этом следует отметить, что генератор DIG 150m/4W изготовлен немецкой компанией AvK, так как Siemens специализируется на производстве энергетического оборудования большой мощности. Такой же генератор уже много лет надежно работает на Пружанской ТЭЦ.

В целях соответствия всем современным экологическим требованиям для очистки уходящих газов от мельчайших твердых загрязняющих веществ и сажи на электростанции используются эффективные электрофильтры.

Новая электростанция возведена в непосредственной близости от действующей городской котельной, которая теперь входит в состав ТЭЦ. Оба теплоисточника включены последовательно в схему теплоснабжения города, что позволяет в случае необходимости запускать водогрейные котлы котельной для покрытия пиковых тепловых нагрузок города, например, при низких температурах наружного воздуха. Теперь, взяв тепловую

нагрузку котельной на себя, станция выработывает дешевую электрическую энергию на тепловом потреблении.

Еще одним важным фактором экономической эффективности ТЭЦ является низкая стоимость местного топлива, которое в 2015 году обходилось предприятию примерно в 5 раз дешевле импортного газа. Цена на местные щепу и торф не зависит от курса иностранной валюты, и затраченные на их приобретение средства не уходят за пределы государства, что положительно влияет на сальдо внешней торговли и энергетическую безопасность Республики Беларусь. В итоге станция позволит ежегодно замещать порядка 16 тыс. т у.т. импортного топлива стоимостью около \$ 2,7 млн.

В реализацию проекта по строительству Лунинецкой ТЭЦ много труда вложили работники РУП «Брестэнерго» и его филиалов, таких как «Пинские тепловые сети», «Белоозерскэнергоремонт» и др. Строительство сопровождалось непредвиденными сложностями и пробле-

мами, решение по которым необходимо было принимать в кратчайшие сроки. Многие специалисты буквально жили на объекте. Выполнение строительно-монтажных и наладочных работ было доверено подрядным организациям, лидирующим на рынке энергетического строительства Республики Беларусь: РУП «Белэнергострой», ОАО «Белэлектромонтажналадка», ОАО «Белэнерго-ремналадка» и др. Обучение и подготовка персонала к работе на Лунинецкой ТЭЦ проводилась филиалом «Учебный центр подготовки персонала «Энергетик» РУП «Брестэнерго».

Ответственным за оказание технической поддержки персоналу строящейся станции на время проведения пуско-наладочных работ и комплексного опробования был назначен заместитель начальника КТЦ Березовской ГРЭС Н.В. Михнюк – специалист, обладающий огромным опытом эксплуатации энергетического оборудования. С его помощью работники будущей станции на практике закрепили знания, полученные в процессе обучения. Свой опыт работы на энергооборудовании персонала Лунинецкой ТЭЦ передали машинисты энергоблоков и машинисты-обходчики Березовской ГРЭС.

Реализация проекта строительства Лунинецкой ТЭЦ позволила в полной мере обеспечить районный центр электро- и теплоэнергией и способствовала дальнейшему развитию малой энергетики Беларуси, импортозамещению и преодолению энергезависимости. Лунинец стал третьим городом в Брестской области после Пружан и Пинска, в котором функционирует ТЭЦ на местных видах топлива.

Владимир ГОРОНЬКИН,
ведущий инженер ПТО,
специалист по связям со СМИ
РУП «Брестэнерго»



БЕЛАРУСЬ РАССЧИТЫВАЕТ НА СБЛИЖЕНИЕ ПОЗИЦИЙ СТРАН ЕАЭС ПО СОЗДАНИЮ ЕДИНОГО ЭНЕРГОРЫНКА

Интервью Министра энергетики
Республики Беларусь В.Н. Потупчика
информационному агентству БЕЛТА

Предлагаем вниманию читателей интервью Министра энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчика, опубликованное на сайте информационного агентства БЕЛТА 24 мая 2016 года. В интервью поднимаются вопросы модернизации Белорусской энергосистемы, тарифов для населения и реального сектора экономики, строительства Белорусской АЭС, перспектив экспорта электроэнергии, участия в формировании единого электроэнергетического рынка ЕАЭС и др.

– Белорусской энергосистеме в нынешнем году исполнилось 85 лет. За последнее время в ней проведена существенная модернизация. Как Вы оцениваете степень надежности энергосистемы страны?

– Беларусь получила в наследство от Советского Союза достаточно сбалансированную энергосистему. Важным этапом ее развития стали 1970–1980-е годы, когда были созданы основные мощности, сетевое хозяйство, которое помогало решать первоочередную задачу – обеспечивать надежное электроснабжение потребителей, газифицировать значительную часть страны. Начальный постсоветский период был для энергосистемы сложным, сказывалось отсутствие инвестиций. Это привело к тому, что мы стали отставать в развитии энергокомплекса. Износ основных фондов в то время составлял более 65 %, что по критериям экономической безопасности оценивается как критическая ситуация. В 2006 году было принято решение о модернизации Белорусской энергосистемы. За это время мы реализовали две госпрограммы, благодаря которым удалось переломить негативные тенденции, значительно – до 40 % – сократить износ основных фондов. Это очень хороший

показатель. Введено около 2 тыс. МВт высокоэффективных генерирующих мощностей, среди знаковых проектов – Минская ТЭЦ-3, Минская ТЭЦ-5, Лукомльская и Березовская ГРЭС, Гродненская ТЭЦ-2. Сейчас установленная мощность электрогенерирующих источников республики составляет более 9,74 тыс. МВт.

Таким образом, мы сделали значительный рывок в обновлении фондов. Однако это не было самоцелью, главная задача – повысить эффективность работы Белорусской энергосистемы, и нам это удалось. Выполняя госпрограммы, мы сэкономили около \$ 650 млн, а с 2014 года ежегодно экономим более \$ 200 млн только за счет снижения топливной составляющей. В энергетике это самая значительная часть затрат – порядка 70 %. Из более чем \$ 200 млн сэкономленных средств около \$ 50 млн направляется на обслуживание кредитных линий для энергокомплекса, остальные деньги идут на снижение тарифов для населения и реального сектора экономики.



В.Н. ПОТУПЧИК,
Министр энергетики Республики Беларусь

– Как в таком случае будут меняться тарифы в ближайшем будущем?

– Сегодня при цене газа для белорусских энергетиков в 3 раза выше, чем для российских, у нас самые низкие в мире тарифы для населения. На электроэнергию они такие же, как в России, а на тепло – в 7 раз ниже. Несмотря на разницу в цене на газ, мы обеспечиваем конкурентоспособные тарифы для реального сектора экономики по сравнению с тарифами в Западной Европе.

По нашим расчетам, чтобы сохранить предельно низкие тарифы для населения и обеспечить тарифы на одном уровне для реального сектора Беларуси и России, важно прийти к снижению цены на газ. При цене \$ 117 за 1 тыс. м³ (это практически в 2 раза выше, чем цена газа для энергетиков в России сегодня) мы сможем обеспечить для предприятий

реального сектора экономики тарифы на уровне России, не повышая при этом тарифы для населения. В этой ситуации, я считаю, не будет смысла ставить вопрос о перекрестном субсидировании и уровне возмещения населением затрат. И это станет возможным в том числе благодаря уже проведенной модернизации Белорусской энергосистемы.

– Какие стратегические задачи у Минэнерго сейчас?

– Основные усилия будем направлять на развитие сетевого хозяйства. Это позволит повышать надежность энергосистемы. Вторая стратегическая задача – это важнейший национальный проект – Белорусская АЭС. Сейчас нужно решать вопрос ее интеграции в энергосистему, и над этим уже идет работа. Нужны экономические предпосылки, чтобы уровень электропотребления в стране начал расти более высокими темпами, чем сегодня, то есть необходимо, чтобы электроэнергию было выгодно использовать и в быту, и на производстве. Мы сейчас прорабатываем варианты, как решить эти задачи.

Сегодня энергетика может стать драйвером роста для белорусской экономики. Негативные тенденции, связанные с колебаниями курсов белорусского и российского рубля, преодолеть удалось, к тому же начала восстанавливаться платежеспособность белорусских субъектов хозяйствования в плане расчетов за энергоресурсы. В апреле впервые за последнее время субъекты хозяйствования рассчитались за потребленные электро- и теплоэнергию, газ. Подготовлены нормативные документы по обеспечению погашения образовавшейся задолженности на 1 января 2016 года. Это очень важно, потому что, когда дисциплина платежей предприятий упала, мы вынуждены были серьезно сокращать затраты, финансируя только приоритетные направления – инвестпроекты, подготовку к зимнему сезону. Сейчас ситуация исправляется,

поэтому на ближайшее будущее энергетика могут смотреть с оптимизмом.

– Этот оптимизм связан и с перспективами отрасли после запуска АЭС?

– Беларусь строит самую безопасную атомную станцию. Когда выбирали проект, вопросам безопасности уделялось самое пристальное внимание. Сегодня это проект поколения «три плюс», в котором учтены все требования МАГАТЭ к подобного рода объектам.

являет белорусская сторона, то мы готовы приглашать экспертов. И именно экспертные заключения должны ложиться в основу любых заявлений. Еще раз повторю: мы открыты и готовы к контакту.

Сегодня сооружение двух энергоблоков Белорусской АЭС идет по графику, предусмотренному генеральным контрактом. Сейчас на возведении станции в Островце работают около 5 тыс. строителей. В этом году по кон-

«Сегодня при цене газа для белорусских энергетиков в 3 раза выше, чем для российских, у нас самые низкие в мире тарифы для населения. На электроэнергию они такие же, как в России, а на тепло – в 7 раз ниже. Несмотря на разницу в цене на газ, мы обеспечиваем конкурентоспособные тарифы для реального сектора экономики по сравнению с тарифами в Западной Европе.»

Мы очень серьезно отнеслись к каждому этапу, связанному со строительством АЭС, в том числе к вопросам выбора площадки, подготовки инфраструктуры, нормативной базы, кадров, организации строительного процесса. И стоит отметить, что международные организации в сфере атомной энергетики позитивно оценивают опыт белорусской стороны в реализации проекта АЭС.

Беларусь абсолютно открыта для международного сообщества, но мы против различного рода спекуляций. Мы приглашаем коллег на площадку, чтобы каждый мог своими глазами увидеть ход реализации этого проекта, не скрываем ничего от общественности, в том числе от литовской. Мы своевременно выходим с соответствующими инициативами в адрес литовского правительства для проведения консультаций на любом уровне.

Если кому-то нужно убедиться, что на площадке все именно так, как за-

тракту планируется освоить 15,7 млрд российских рублей, что в 1,4 раза больше, чем в 2015 году. Намечены ключевые события по сооружению первого энергоблока: начало монтажа корпуса ядерного реактора, турбины, парогенераторов, электротехнического оборудования, сварки главного циркуляционного трубопровода. На втором энергоблоке будут продолжены работы по строительству зданий и сооружений. Основное оборудование для строительства АЭС планируется поставить в 2016–2017 годах.

– С учетом ввода АЭС и увеличением выработки энергии возникает вопрос экспорта...

– Да, эта задача актуальна. Но чтобы наладить экспорт, надо предложить приемлемые для потребителя цену и качество. Что касается цены, то мы должны быть конкурентоспособны на общем электроэнергетическом рынке ЕАЭС. Если у нас и наших партнеров будут равные условия, то открываются огромнейшие перспективы по поставкам электроэнергии на внешние рынки. Стоит отметить, что мы в этом плане более конкурентоспособны, чем все наши партнеры по Союзу. Беларусь за последние годы значительно сократила затраты топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии, достигнув показателя

«Беларусь абсолютно открыта для международного сообщества, но мы против различного рода спекуляций. И стоит отметить, что международные организации в сфере атомной энергетики позитивно оценивают опыт белорусской стороны в реализации проекта АЭС.»

235,5 г у.т., что гораздо ниже, чем в энергосистемах соседних стран.

Сейчас электроэнергия экспортируется в страны Балтии по правилам энергобиржи Nord Pool по контракту с компанией – резидентом Литвы, а также по договорам с системными операторами Литвы, Латвии и Эстонии при оказании аварийной помощи.

С вводом АЭС экспортный потенциал Беларуси, несомненно, возрастет. Однако возможность экспорта – это вопрос как минимум двусторонних отношений, который зависит от экономических и политических планов наших потенциальных партнеров. В прибалтийском регионе были заявления о перспективе присоединения к европейскому энергообъединению ENTSO-E и, соответственно, отключению синхронных связей между энергосистемами Литвы и Беларуси, что исключит возможность экспорта в данном направлении.

Помимо связей с энергосистемой Литвы есть межгосударственные линии связи с энергосистемами России и Украины. Сейчас технически возможная передача мощности в энергосистему России составляет порядка 1100 МВт, в энергосистему Украины – порядка 900 МВт.

– Удастся ли к намеченному сроку (2018 год) отказаться от импорта электроэнергии?

– Внедрение новых высокоэффективных мощностей уже позволило сократить импорт электроэнергии с 7,9 млрд кВт·ч в 2012 году до 2,8 млрд кВт·ч в 2015-м. Как правило, мы импортируем электроэнергию во время ремонтной кампании на основном генерирующем оборудовании.

Вместе с тем энергосистема может покупать электроэнергию за пределами страны исходя из экономической це-

В ЕАЭС формируется общий электроэнергетический рынок государств – членов Союза, и перспективы импорта электроэнергии в Беларусь будут определяться главным образом конъюнктурой цен на внешних рынках электроэнергии.

него оптового электроэнергетического рынка и общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

Концепция закона внесена в Правительство. Документ важно принять до 2019 года, когда появится общий

«Беларусь за последние годы значительно сократила затраты топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии, достигнув показателя 235,5 г у.т., что гораздо ниже, чем в энергосистемах соседних стран.»

– На каком этапе сейчас работа по созданию в ЕАЭС общего электроэнергетического рынка?

– Мы заявили особую позицию по этому вопросу и будем ее придерживаться: мы исходим из того, что общего энергетического рынка не может быть без общего рынка газа. Сегодня наши конкурентные преимущества могут дать соответствующий эффект при одном условии – если базовые цены на газ у нас и наших партнеров будут близки. Мы не претендуем, чтобы у нас были одинаковые цены с Россией, но принцип равнодоходности должен действовать, поэтому мы будем настаивать на тех предложениях, которые белорусская сторона сформулировала для создания общего электроэнергетического рынка.

– Для работы на едином энергорынке Беларуси нужно будет совершенствовать правовую базу. Какие новшества появятся в новом законе «Об электроэнергетике»?

– Новый закон «Об электроэнергетике» нужен для того, чтобы, в первую очередь, регламентировать отношения

электроэнергетический рынок ЕАЭС, и сформировать необходимые структуры, которые будут соответствовать этому новому рынку. Мы идем по пути, по которому шли все цивилизованные страны. Наша задача – разделить производство электроэнергии на конкурентные и монопольные виды деятельности, сделать прозрачным формирование затрат по каждому виду деятельности: производству, передаче, распределению и сбыту электроэнергии. В рамках закона мы должны создать единые понятные правила игры для всех субъектов хозяйствования независимо от формы собственности.

– Означает ли это реформу управления электроэнергетической отраслью?

– Система управления будет совершенствоваться, и многие моменты будут отражены как раз в законе «Об электроэнергетике». Министерство энергетики и ГПО «Белэнерго» проанализировали опыт реформирования других энергосистем, в первую очередь государств постсоветского пространства, входящих в ЕАЭС, и выработали алгоритм совершенствования системы управления электроэнергетической отраслью с помощью поэтапного преобразования «Белэнерго».

С учетом положений договора о ЕАЭС в части формирования общего электроэнергетического рынка реструктуризацию предстоит провести до 1 июля 2019 года. Вместе с тем организационные изменения должны идти в соответствующем правовом поле, поэтому разработка закона «Об электроэнергетике» сейчас становится одной из главных задач.

«Мы заявили особую позицию по вопросу создания в ЕАЭС общего электроэнергетического рынка и будем ее придерживаться: мы исходим из того, что общего энергетического рынка не может быть без общего рынка газа.»

лесообразности. Подчеркну, что отказ от импорта – это не самоцель. Электроэнергетика, как любая отрасль промышленности, работает с учетом экономической эффективности.

внутри страны с учетом ежегодно прирастающих электрогенерирующих мощностей национальных производителей. Одновременно нормы закона позволят обеспечить и сопряжение внутрен-

БЕЛТА

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГРАЖДАНСКО-ПРАВОВЫХ ОТНОШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Комментарии к новой редакции Правил электроснабжения (продолжение)

Продолжаем публикацию комментариев к новой редакции Правил электроснабжения, вступившей в силу 1 февраля 2016 года. В предыдущих материалах поднимались вопросы применения Правил в области электроснабжения жилых помещений в многоквартирном жилищном фонде республики (№ 6 (48), 2015) и совершенствования гражданско-правовых отношений между РУП-облэнерго и владельцами блок-станций (№ 2, 2016). В настоящей статье рассматриваются аспекты совершенствования порядка присоединения к электрическим сетям электроустановок потребителей.

Как отмечалось ранее в комментариях к Правилам электроснабжения, данный документ принят в развитие норм Гражданского кодекса Республики Беларусь. Однако правовые предписания Правил, регулирующие процедуру присоединения к электрическим сетям электроустановок потребителей, сопряжены с законодательством об административных процедурах, архитектурной, градостроительной и строительной деятельности, что обосновывается многими факторами.

В соответствии со ст. 396 Гражданского кодекса договор энергоснабжения (договор электроснабжения) признается публичным договором. Отказ коммерческой организации от заключения публичного договора при наличии возможности предоставить потребителю соответствующие товары (работы, услуги) не допускается.

При этом в п. 2 ст. 510 Гражданского кодекса определено, что договор энергоснабжения заключается с абонентом при наличии у него отвечающего установленным техническим требованиям энергопринимающего устройства, присоединенного к сетям энергоснабжающей организации, и другого необходимого оборудования, а также при обеспечении учета потребления энергии.

Таким образом, процедуре заключения между коммерческой организацией и потребителем публичного договора энергоснабжения (договора электроснабжения) предшествуют процедуры, направленные на обеспечение создания

на объекте потребителя отвечающего установленным техническим требованиям энергопринимающего устройства и другого необходимого оборудования, а также на организацию учета потребления энергии.

Для того, чтобы предотвратить формирование предпосылок к ограничению прав потребителей на заключение публичного договора энергоснабжения (договора электроснабжения), законодательством, в том числе Правилами электроснабжения, регулируется порядок осуществления процедур, предшествующих непосредственно процедуре заключения договора.

Порядок выдачи технических условий на присоединение электроустановок потребителей

В соответствии с Правилами электроснабжения в качестве первой (стартовой) процедуры можно рассматривать процедуру выдачи технических условий на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети и технических условий на организацию расчетного учета электрической энергии (мощности).

В соответствии с пп. 3.47 п. 3 Правил электроснабжения под техническими условиями на организацию расчетного учета следует понимать документ, составленный энергопринимающей организацией



Д.А. ДЕРЯГИН,
начальник производственно-технического управления
Министерства энергетики
Республики Беларусь

(владельцем электрической сети) по форме, определяемой Министерством энергетики, содержащий исходные данные для выполнения проектных работ и определяющий обязательные к выполнению обоснованные технические требования к организации расчетного учета с указанием точек (мест) установки средств расчетного учета (если не требуется создание АСКУЭ) либо технические требования к организации АСКУЭ (если требуется создание АСКУЭ), являющийся неотъемлемой частью технических условий на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети.

В соответствии с пп. 3.48 п. 3 Правил электроснабжения под техническими условиями на присоединение следует понимать документ, составленный энергоснабжающей организацией (владельцем электрической сети) по форме, определяемой Министерством энергетики, содержащий исходные данные для выполнения проектных работ

и определяющий обязательные к выполнению обоснованные технические и иные требования к электрической сети и электроустановкам юридического лица или гражданина, в том числе индивидуального предпринимателя.

Форма технических условий на организацию расчетного учета и форма технических условий на присоединение определены постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 29 января 2016 года № 4 «Об установлении форм документов».

В соответствии с п. 12 Правил электроснабжения получение юридическим лицом, индивидуальным предпринимателем, гражданином технических условий на присоединение и технических условий на организацию расчетного учета обязательно при подключении вновь вводимых в эксплуатацию электроустановок, увеличении разрешенной к использованию мощности ранее присоединенных электроустановок, изменении точек присоединения или категории по надежности электроснабжения.

Следует отметить, что при необходимости присоединения объектов электроснабжения к электрической сети индивидуального предпринимателя заявление на выдачу технических условий на присоединение подается юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем в энергоснабжающую организацию или владельцу электрической сети, являющемуся юридическим лицом Республики Беларусь, к электрическим сетям которой (которого) присоединена электрическая сеть индивидуального предпринимателя (ч. 3 п. 4 Правил электроснабжения).

Правилами электроснабжения предусмотрена вариантность выдачи юридическим лицам, индивидуальным предпринимателям и гражданам технических условий.

Варианты выдачи технических условий на присоединение юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям

Вариант 1 (ч. 1 п. 4 Правил электроснабжения) реализуется при обращении в энергоснабжающую организацию (РУП-облэнерго) или к владельцу электрической сети, являющемуся юридическим лицом Республики Беларусь, с заявлением о выдаче технических

условий на присоединение по форме, определяемой Министерством энергетики, и предоставлении других документов, указанных в пп. 3.1.9.1 п. 3.1 единого перечня административных процедур, осуществляемых государственными органами и иными организациями в отношении юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 февраля 2012 года № 156.

Форма заявления о выдаче технических условий на присоединение определена постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 29 января 2016 года № 4 «Об установлении форм документов».

Выдача технических условий по данному варианту осуществляется при наличии у юридического лица или индивидуального предпринимателя правоустанавливающих (правоудостоверяющих) документов на объект электроснабжения или земельный участок, на котором планируется расположить объект электроснабжения (абзац 2 п. 10 Правил электроснабжения).

Юридическому лицу или индивидуальному предпринимателю отказывается в принятии заявления о выдаче технических условий на присоединение в случаях, установленных в ст. 17 Закона Республики Беларусь от 28 октября 2008 года «Об основах административных процедур».

В соответствии с пп. 3.1.9.1 п. 3.1 единого перечня за выдачу технических условий взимается плата в размере 2 (двух) базовых величин, при этом в случае продления технических условий плата не взимается.

Вариант 2 (ч. 2 п. 4 Правил электроснабжения) выдачи технических условий реализуется при обращении в местный исполнительный и распорядительный орган с заявлением о выдаче разрешительной документации на проектирование, возведение, реконструкцию, реставрацию, капитальный ремонт, благоустройство, снос объекта (разрешительная документация на строительство) и предоставлением других документов, указанных в пункте 3.1 единого перечня, в том числе с заявлением о выдаче технических условий на присоединение по форме, определяемой Министерством энергетики,

и предоставлением других документов, указанных в пп. 3.1.9.1 п. 3.1 единого перечня, то есть технические условия выдаются в составе разрешительной документации на строительство в порядке, определенном в Положении о порядке подготовки и выдачи разрешительной документации на строительство объектов, утвержденном постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 20 февраля 2007 года № 223.

В целях максимального соблюдения принципа «одно окно» и в соответствии с Положением о выдаче разрешительной документации на строительство территориальное подразделение архитектуры и градостроительства либо специально созданное коммунальное унитарное предприятие на основании заявления юридического лица или индивидуального предпринимателя о выдаче технических условий на присоединение и других документов, указанных в пп. 3.1.9.1 п. 3.1 единого перечня, запрашивает у энергоснабжающей организации (РУП-облэнерго) или владельца электрической сети, являющегося юридическим лицом Республики Беларусь, технические условия в порядке, определенном ст. 22 Закона Республики Беларусь от 28 октября 2008 года «Об основах административных процедур».

При этом п. 4 ст. 22 Закона Республики Беларусь от 28 октября 2008 года «Об основах административных процедур» определено, что если законодательными актами, постановлениями Совета Министров Республики Беларусь предусмотрено внесение платы, взимаемой при осуществлении административной процедуры, за выдачу запрашиваемых документов и (или) сведений, то такие документы и (или) сведения запрашиваются уполномоченным органом после представления заинтересованным лицом документа, подтверждающего внесение такой платы, за исключением случая, указанного в части третьей п. 1 ст. 15 данного Закона. Указанный документ прилагается уполномоченным органом к запросу.

В соответствии с частью третьей п. 1 ст. 15 Закона Республики Беларусь «Об основах административных процедур» документ, подтверждающий внесение платы, взимаемой при осуществлении административной процедуры, не предоставляется, если заинтересованным лицом внесена плата, взимаемая

при осуществлении административной процедуры, посредством использования автоматизированной информационной системы единого расчетного и информационного пространства.

Таким образом, при выдаче технических условий по данному варианту в соответствии с пп. 3.1.9.1 п. 3.1 единого перечня взимается плата в размере 2 (двух) базовых величин.

При этом следует отметить, что для выдачи технических условий по данному варианту энергоснабжающей организацией (РУП-облэнерго) или владельцем электрической сети, являющимся юридическим лицом Республики Беларусь, не применяется требование о наличии у юридического лица или индивидуального предпринимателя, обратившегося за выдачей технических условий, правоустанавливающих (правоудостоверяющих) документов на объект электроснабжения или земельный участок, на котором планируется расположить объект электроснабжения (абзац 2 п. 10 Правил электроснабжения).

Вариант 3 (ч. 2 п. 4 Правил электроснабжения) реализуется при обращении в местный исполнительный и распорядительный орган с заявлением о выдаче решения о разрешении на реконструкцию жилых и (или) нежилых помещений в многоквартирных, блокированных жилых домах, а также нежилых капитальных построек на придомовой территории (разрешение на реконструкцию) и предоставлением других документов, указанных в п. 3.1-1 единого перечня, в том числе с заявлением о выдаче технических условий на присоединение по форме, определяемой Министерством энергетики, и предоставлением других документов, указанных в пп. 3.1.9.1 п. 3.1 единого перечня, то есть технические условия выдаются в составе исходных данных на проектирование вместе с решением местного исполнительного и распорядительного органа о разрешении на реконструкцию в порядке, определенном в Положении о порядке реконструкции жилых и (или) нежилых помещений в многоквартирных, блокированных жилых домах, а также нежилых капитальных построек на придомовой территории, утвержденном постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 16 мая 2013 года № 384.

В целях максимального соблюдения принципа «одно окно» и в соответствии с Положением о порядке реконструкции местный исполнительный и распорядительный орган на основании заявления юридического лица или индивидуального предпринимателя о выдаче технических условий на присоединение и других документов, указанных в пп. 3.1.9.1 п. 3.1 единого перечня, запрашивает у энергоснабжающей организации (РУП-облэнерго) или владельца электрической сети, являющегося юридическим лицом Республики Беларусь, технические условия в порядке, определенном ст. 22 Закона Республики Беларусь от 28 октября 2008 года «Об основах административных процедур».

Вариант 4 (ч. 4 п. 4 Правил электроснабжения) реализуется при обращении в РУП-облэнерго с заявлением на технологическое присоединение электроустановок юридического лица, индивидуального предпринимателя мощностью до 250 кВА (230 кВт) включительно к электрическим сетям напряжением 0,4–10 кВ включительно, находящимся в собственности Республики Беларусь и закрепленным на праве хозяйственного ведения за РУП-облэнерго, по принципу «одно окно» в установленном законодательством порядке.

Форма заявления на технологическое присоединение электроустановок к электрическим сетям определена приложением 2 к Положению о порядке заключения договора на технологическое присоединение электроустановок к электрическим сетям, утвержденному постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 31 октября 2014 года № 1031.

В соответствии с пп. 1.4 п. 1 Указа Президента Республики Беларусь от 6 августа 2014 года № 397 «О технологическом присоединении электроустановок» технологическое присоединение осуществляется на условиях, определяемых РУП-облэнерго и юридическим лицом, индивидуальным предпринимателем в договоре на технологическое присоединение электроустановок к электрическим сетям, обязательным условием для заключения которого является наличие у юридического лица, индивидуального предпринимателя правоудостоверяющего документа на земельный участок,

на котором расположены (либо будут расположены) электроустановки юридического лица, индивидуального предпринимателя.

Указанный договор в качестве существенных условий должен содержать в том числе перечень мероприятий по технологическому присоединению и размер платы за его осуществление, рассчитанной РУП-облэнерго в соответствии с порядком, определяемым Советом Министров Республики Беларусь, а также порядок ее внесения.

В соответствии с пп. 4.1 п. 4 Положения о порядке формирования платы за технологическое присоединение электроустановок к электрическим сетям, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 31 октября 2014 года № 1031, плата за технологическое присоединение формируется в соответствии с мероприятиями, выполнение которых предусмотрено техническими условиями и договором на технологическое присоединение электроустановок к электрическим сетям, включающими в том числе подготовку технических условий.

Пунктом 5 Положения о порядке формирования платы определено, что плата за подготовку технических условий взимается в размерах, определенных законодательством при осуществлении РУП-облэнерго административной процедуры, то есть в соответствии с пп. 3.1.9.1 п. 3.1 единого перечня за выдачу технических условий взимается плата в размере 2 (двух) базовых величин.

Варианты выдачи технических условий на присоединение гражданам

Вариант 1 (п. 7 Правил электроснабжения) реализуется при обращении в филиал «Электрические сети» РУП-облэнерго, его структурное подразделение с заявлением на подключение электроустановок многоквартирного жилого дома и (или) другого капитального строения к электрическим сетям по форме, определяемой Министерством энергетики, и предоставлением других документов, указанных в п. 10.5 перечня административных процедур, осуществляемых государственными органами и иными организациями по заявлениям граждан, утвержденного Указом Президента Республики Беларусь от 26 апреля 2010 года № 200, по принципу «одно окно».

Форма заявления гражданина на подключение электроустановок многоквартирного жилого дома и (или) другого капитального строения к электрическим сетям определена постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 29 января 2016 года № 4 «Об установлении форм документов».

Выдача технических условий осуществляется при получении филиалом «Электрические сети» РУП-облэнерго, его структурным подразделением сведений, подтверждающих право собственности гражданина на многоквартирный жилой дом и (или) другое капитальное строение, и сведений о принятом местным исполнительным и распорядительным органом решении о разрешении на реконструкцию многоквартирного жилого дома и (или) нежилых капитальных построек на придомовой территории либо сведений, подтверждающих право собственности (пожизненного наследуемого владения, пользования, аренды) гражданина на земельный участок, на котором планируется расположить многоквартирный жилой дом и (или) другое капитальное строение, и сведений о разрешительной документации на возведение многоквартирного жилого дома и (или) нежилых капитальных построек на придомовой территории на предоставленном земельном участке (абзац 2 п. 10 Правил электроснабжения).

Указанные сведения филиалы «Электрические сети» РУП-облэнерго, их структурные подразделения получают в порядке, определенном ст. 22 Закона Республики Беларусь от 28 октября 2008 года «Об основах административных процедур».

Гражданин имеет право самостоятельно предоставить в филиал «Электрические сети» РУП-облэнерго, его структурное подразделение копию правоудостоверяющего документа на многоквартирный жилой дом и (или) другое капитальное строение (электроустановки которых требуется присоединить к электрической сети) и копию решения местного исполнительного и распорядительного органа о разрешении на реконструкцию многоквартирного жилого дома и (или) нежилых капитальных построек на придомовой территории либо копию правоудостоверяющего документа на земельный участок, на котором планируется расположить многоквартирный жилой дом

и (или) другое капитальное строение, и копию выписки из решения местного исполнительного и распорядительного органа о разрешении проведения проектно-изыскательских работ и строительства многоквартирного жилого дома и (или) нежилых капитальных построек на придомовой территории (ч. 2 п. 19 Правил электроснабжения).

В соответствии с п. 10.5 перечня административных процедур размер платы, взимаемой при осуществлении административной процедуры, определяется в соответствии с проектно-сметной документацией.

При этом расчет филиалами «Электрические сети» РУП-облэнерго, их структурными подразделениями размера платы, взимаемой при осуществлении административной процедуры, предусмотренной п. 10.5 перечня административных процедур, в соответствии с проектно-сметной документацией, производится без расчета платы за подготовку и выдачу гражданам технических условий, и, как следствие, указанная плата с граждан не взимается.

Вариант 2 (ч. 1 п. 8 Правил электроснабжения) реализуется при обращении в местный исполнительный и распорядительный орган с заявлением о выдаче разрешительной документации на строительство и предоставлением других документов, указанных в пп. 9.3.1 п. 9.3 перечня административных процедур, а также о выдаче технических условий, в том числе технических условий для строительной площадки (при необходимости), то есть технические условия (технические условия для строительной площадки) выдаются в составе разрешительной документации на строительство в порядке, определенном Положением о выдаче разрешительной документации на строительство.

В целях максимального соблюдения принципа «одно окно» и в соответствии с Положением о выдаче разрешительной документации на строительство территориальное подразделение архитектуры и градостроительства на основании заявления гражданина запрашивает у РУП-облэнерго технические условия, в том числе технические условия для строительной площадки (при необходимости) в порядке, определенном ст. 22 Закона Республики Беларусь от 28 октября 2008 года «Об основах административных процедур».

При этом для выдачи технических условий (технических условий для стро-

ительной площадки) РУП-облэнерго не применяется требование о наличии правоудостоверяющих документов на земельный участок, на котором планируется расположить многоквартирный жилой дом и (или) другое капитальное строение, и разрешительной документации на возведение многоквартирного жилого дома и (или) нежилых капитальных построек на придомовой территории на предоставленном земельном участке (абзац 11 п. 18 Правил электроснабжения).

Здесь следует отметить, что перечень административных процедур не содержит самостоятельную административную процедуру, предусматривающую выдачу гражданам энергоснабжающими организациями (РУП-облэнерго) технических условий (технических условий для строительной площадки), в связи с чем правовая норма п. 23 Положения о выдаче разрешительной документации на строительство в части установления права гражданина самостоятельно получать технические условия на инженерно-техническое обеспечение объекта в организациях по перечню, определенному исполкомом, в области электроснабжения не применяется, то есть технические условия (технические условия для строительной площадки) в указанном порядке не выдаются.

В соответствии с пп. 9.3.1 п. 9.3 перечня административных процедур плата с граждан за выдачу разрешительной документации на строительство и, как следствие, плата за подготовку и выдачу РУП-облэнерго гражданам технических условий (технических условий для строительной площадки) не взимаются.

Вариант 3 (ч. 1 п. 8 Правил электроснабжения) реализуется при обращении в местный исполнительный и распорядительный орган с заявлением о выдаче решения на реконструкцию и предоставлением других документов, указанных в пп. 9.3.2 п. 9.3 перечня административных процедур, а также о выдаче технических условий, в том числе технических условий для строительной площадки (при необходимости), то есть технические условия (технические условия для строительной площадки) выдаются в составе исходных данных на проектирование вместе с решением местного исполнительного и распорядительного органа о разрешении на реконструкцию в порядке, определенном в Положении о порядке реконструкции.

В целях максимального соблюдения принципа «одно окно» и в соответствии с Положением о порядке реконструкции местный исполнительный и распорядительный орган на основании заявления гражданина запрашивает у РУП-облэнерго технические условия, в том числе технические условия для строительной площадки (при необходимости) в порядке, определенном ст. 22 Закона Республики Беларусь от 28 октября 2008 года «Об основах административных процедур».

При этом для выдачи технических условий (технических условий для строительной площадки) РУП-облэнерго не применяется требование о наличии у гражданина правоудостоверяющих документов на многоквартирный жилой дом и (или) другое капитальное строение (электроустановки которых требуется присоединить к электрической сети) и решения, принятого местным исполнительным и распорядительным органом, о разрешении на реконструкцию многоквартирного жилого дома и (или) нежилых капитальных построек на придомовой территории (*абзац 11 п. 18 Правил электроснабжения*).

В соответствии с п. 9.3.2 п. 9.3 перечня административных процедур плата с граждан за выдачу разрешения на реконструкцию и, как следствие, плата за подготовку и выдачу РУП-облэнерго гражданам технических условий (технических условий для строительной площадки) не взимаются.

Таким образом, технические условия выдаются определенному законодательством кругу заинтересованных лиц в рамках административных процедур, осуществляемых государственными органами и иными организациями в отношении указанного круга заинтересованных лиц, либо в рамках договоров на технологическое присоединение электроустановок к электрическим сетям, то есть получателями технических условий должны являться конкретные юридические лица или граждане, в том числе индивидуальные предприниматели, которые непосредственно будут реализовывать мероприятия по подключению вновь вводимых в эксплуатацию электроустановок, увеличению разрешенной к использованию мощности ранее присоединенных электроустановок, изменению точек присоединения, изменению категории по надежности электроснабжения, либо их представители на основании документов, подтверждающих полномочия представителей.

Выдача энергоснабжающими организациями (РУП-облэнерго) или владельцами электрической сети, являющимися юридическими лицами Республики Беларусь, заинтересованным лицам необходимой информации для разработки предпроектной (предынвестиционной) документации, включая обоснование инвестиций, разработки градостроительных паспортов земельных участков для проведения аукционов по продаже

земельных участков в частную собственность, аукционов на право заключения договоров аренды земельных участков, аукционов с условиями на право проектирования и строительства капитальных строений (зданий, сооружений), а также включения земельных участков в перечни участков, предназначенных для последующего предоставления инвесторам и (или) организациям, в установленном порядке созданным в Республике Беларусь этими инвесторами либо с их участием, для строительства объектов, предусмотренных инвестиционными договорами, заключенными с Республикой Беларусь, следует осуществлять в порядке и сроки, определенные Законом Республики Беларусь от 18 июля 2011 года «Об обращениях граждан и юридических лиц».

Также необходимо отметить установленные Правилами электроснабжения особенности выдачи технических условий при необходимости присоединения к электрической сети электроустановок с блок-станциями, заключающиеся в том, что в заявлении о выдаче технических условий на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети должны также содержаться сведения об основаниях для строительства блок-станции – утвержденные в установленном порядке программы, планы, решения органов государственного управления (*часть 1 п. 15 Правил электроснабжения*).

Продолжение следует

НОВЫЕ ТИПА



Правила электроснабжения (новая редакция)

Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 года № 1394 (в редакции постановления Совета Министров Республики Беларусь от 23 октября 2015 года № 895).



Правила по обеспечению промышленной безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением

Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 28 января 2016 года № 7. Вступили в силу с 1 марта 2016 года.

ПРИБРЕСТИ документ можно:

- в редакции по тел./факсу: (+ 375 17) 286-08-28
- на сайтах www.energystrategy.by, www.energodoc.by
- в специализированных книжных магазинах республики

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ОБЪЕКТОВ УГЛЕВОДОРОДНОЙ И БЕЗУГЛЕВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Выбор технического решения при проектировании энергетических объектов во многом зависит от метода сравнения альтернатив. Существующие методы основаны на окупаемости инвестиционных затрат. Между тем реализуемые в сфере энергетики проекты не всегда окупаются, а иногда даже генерируют убыток. В статье исследуются возможности решения этой проблемы за счет экономического взаимодействия объектов углеводородной и безуглеродной энергетики.

Настоящая статья является продолжением материала «Критерии оптимальности функционирования и развития электроэнергетики», опубликованного в предыдущем номере журнала.

Современные условия развития электроэнергетики в Беларуси

К основным особенностям современных условий развития электроэнергетики в Беларуси можно отнести следующие.

1. С вводом двух атомных энергоблоков суммарная установленная мощность Объединенной электроэнергетической системы (ОЭС) Беларуси достигнет исторического максимума. После этого, вероятнее всего, ее ожидает развитие без существенного роста установленной мощности.

Важнейшим экономическим следствием выхода ОЭС Беларуси на траекторию развития, не сопровождающегося существенным ростом ее установленной мощности, является переход от расширенного к простому воспроизводству основных фондов. В условиях расширенного воспроизводства для обеспечения роста установленной мощности ОЭС или модернизации основных фондов естественно привлечение внешних финансово-инвестиционных ресурсов:

- коммерческих кредитов;
- связанных кредитов от поставщиков оборудования;
- прямых иностранных инвестиций;
- государственных субсидий.

В условиях простого воспроизводства основным источником финансирования

инвестпроектов становятся амортизационные отчисления на реновацию основных фондов.

2. Одним из последствий мирового финансово-экономического кризиса 2008–2009 годов стало наращивание задолженности государств и предприятий. Между тем обслуживание долговых обязательств ограничивает возможность бюджетного финансирования энергетических проектов, в том числе и модернизационных. Соответственно возрастает роль собственных средств предприятий в обеспечении самофинансирования отраслевых программ модернизации. В этих условиях предпочтительным может быть признано только такое направление развития электроэнергетики, которое характеризуется минимальной долей промежуточного потребления в себестоимости производимой энергетической продукции [1], при условии сдерживания роста цены отпущенной в сеть электроэнергии.

3. Одним из источников накопления финансовых ресурсов для осуществления модернизации электроэнергетики ранее рассматривался рост тарифов на отпущенную внешним потребителям электроэнергию [2]. В нынешних условиях, характеризующихся ужесточением конкуренции на внешних рынках в сочетании с усилением государственного протекционизма собственным товаро-



Б.И. ПОПОВ,
к.т.н., заведующий
лабораторией системных
исследований ядерно-
энергетического комплекса
ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны»
НАН Беларуси



А.И. БЫКОВ,
к.э.н., ведущий научный
сотрудник

производителям, рост тарифов ослабляет конкурентные позиции отечественного экспорта. В условиях сдерживания роста тарифов возрастает требование к снижению доли промежуточного потребления в себестоимости производимой электроэнергии как условию саморазвития отрасли.

4. Фундаментальным понятием модернизационных проектов в энергетике является окупаемость инвестиций в замену оборудования и новое строительство. Расчеты, выполненные для ОЭС Центра России на уровне 2020 года, показывают, что цена производства электроэнергии при техническом обновлении газомазутных КЭС увеличивается по сравнению с действующими паротурбинными КЭС [3, с. 6]:

- на 30 % – при сооружении новой ПГУ на газе;
- на 19 % – при замене на ПГУ;
- на 15 % – при модернизации действующей паротурбинной КЭС.

Приведенные в работе [3, с. 6] данные свидетельствуют о формировании новых экономических условий осуществления модернизации электроэнергетики, при которых не действуют существующие методы обоснования технических решений, опирающиеся на окупаемость инвестиционных затрат. Отсутствие окупаемости модернизационных проектов создает проблему привлечения инвестиций в развитие электроэнергетики.

5. Старение основных фондов электроэнергетики – объективный процесс, обуславливающий целесообразность заблаговременной разработки стратегии перспективного развития ОЭС на основе модернизации или нового строительства. Ввиду возможного отсутствия окупаемости некоторых проектов модернизации востребованы иные критерии принятия решений, адекватные реально сложившимся экономическим условиям, совокупность которых можно условно назвать «новой» экономикой. В условиях «новой» экономики предпочтение следует отдавать энергоисточникам, обеспечивающим максимизацию производства добавленной стоимости (ДС):

$$ДС = C^w - ПП \rightarrow \max, \quad (1)$$

где $ПП = b_T^w \cdot C_T + \sum_{i=1}^n d_i \cdot C_i$ – промежуточное потребление, \$/кВт·ч; $C^w = S^w + П_p$ – цена производства электроэнергии, \$/кВт·ч; $П_p$ – прибыль, \$/кВт·ч; S^w – себестоимость произ-

веденной электроэнергии; b_T^w – удельный расход условного топлива, т у.т./кВт·ч; C_T – цена условного топлива франко-станция потребления, \$/т у.т.; d_i – запчасти и материалы, расход которых зависит от годового объема производства электроэнергии (W_p) и полностью потребляется в процессе ее производства, ед./кВт·ч; C_i – цена i-х запчастей и материалов, расход которых зависит от W_p и полностью потребляется в производственном процессе, \$/ед.

Для энергоисточников, имеющих равные значения C^w , критерий (1) преобразуется к виду

$$ПП \rightarrow \min. \quad (2)$$

Энергетические технологии в условиях современной экономики

Рассмотрим эффективность конкретных электроэнергетических технологий по критерию минимизации доли промежуточного потребления в себестоимости произведенной электроэнергии (S^w). Поскольку речь идет о сравнении технологий, первоочередным требованием к выполняемым расчетам является использование единой методики и единого масштаба цен, привязанного к конкретному году. Такому требованию соответствуют данные работы [4], на основе которых построена таблица 1. Исходя из данных таблицы 1 можно констатировать следующее.

1. Поскольку в условиях простого воспроизводства основных фондов электроэнергетики важно повысить долю ДС в себестоимости производства энергетической продукции (и, соответственно, снизить долю ПП), первые три типа энергоисточников в таблице 1 можно отнести к финансово расточительным, так как основная часть затрат идет на обеспечение их функционирования. Остальные типы энергоисточников в таблице 1 относятся к финансово сберегающим (по аналогии с энергосберегающими технологиями), поскольку основная часть затрат аккумулируется в виде ДС и обеспечивает финансовую возможность последующей модернизации.

2. Важно, что столь кардинальное различие доли ПП в S^w реализуется при сопоставимых значениях S^w для разных типов энергоисточников. Так, для ТЭС на газе и АЭС максимальное значение себестоимости производства электроэнергии составляет соответственно 13,8 и 14,6 цент/кВт·ч, то есть различается всего лишь на 5,5 %. При этом доля ПП в S^w для ТЭС на газе в ~5 раз выше, чем для АЭС. Следо-

Таблица 1. Ожидаемая структура себестоимости производства электроэнергии

Тип энергоисточника	Максимальная ожидаемая себестоимость производства электроэнергии (S^w)*		
	S^w всего**, цент/кВт·ч [4, с. 95]	в том числе промежуточное потребление (ПП)***	
		цент/кВт·ч	% к S^w
ТЭС на газе	13,8	10,1	73
ТЭС на угле	8,8	5,3	60
ТЭС на мазуте	14,8	6,2	42
ВЭС	24,1	3,8	16
АЭС	14,6	2,0	14
Тепловые солнечные установки	33,6	3,7	11
ГЭС	10,1	0,8	8
Фотовольтаика	71,9	1,4	2

*Максимальное значение S^w ожидается при максимальной удельной капиталоемкости сооружения энергоблоков по различным проектам.

** $S^w = C^w - П_p$.

*** Рассчитано по данным [4, с. 95].

Таблица 2. Исходные данные и результаты расчета интегрального промежуточного потребления для АЭС и ТЭС на газе

Показатели	Обозначение	Тип энергоисточника	
		АЭС	ТЭС на газе
Удельные капиталовложения, \$/кВт	\bar{K}	3419,0	1822,6 [5]
Себестоимость производства электроэнергии, \$/кВт·ч [4]	S^w	$14,6 \cdot 10^{-2}$	$13,8 \cdot 10^{-2}$
Доля ПП в S^w , отн. ед. [4]	$\delta_{пп}$	0,14	0,73
Срок службы энергоблока, лет	$T_{сн}$	60 [6]	60
КИУМ при работе в базисе нагрузки, отн. ед.	φ	0,8	0,8
Интегральное промежуточное потребление за $T_{сн}$, \$/кВт	$ПП_{\Sigma}$	8594,6	42359,2
Соотношение $ПП_{\Sigma}/\bar{K}$, отн. ед.	m	2,5	23,2

вательно, при равной ценовой нагрузке на потребителей электроэнергии, реализуемой через S^w , возможности аккумулирования финансовых ресурсов для осуществления последующей модернизации при использовании АЭС в ~5 раз выше, чем при использовании ТЭС на газе, в базисной части суточных графиков активной нагрузки электроэнергетических систем.

Проблема инвестиционной привлекательности энергоисточников

При сравнимой себестоимости производства электроэнергии АЭС и ТЭС на газе существенно различаются по удельной капиталоемкости строительства энергоблоков (табл. 2). Учитывая трудности привлечения инвестиционных ресурсов для сооружения энергоисточников, рассмотрим возможности возврата вложенных инвестором средств как фактора инвестиционной привлекательности энергоисточников разных типов.

Интегральное промежуточное потребление ($ПП_{\Sigma}$) за срок службы ($T_{сн}$) энергоблока АЭС в расчете на 1 кВт установленной мощности

$$\begin{aligned}
 ПП_{\Sigma}^{АЭС} &= S^w \cdot \delta_{пп} \cdot T_{сн} \cdot \varphi \cdot 8760 = \\
 &= 14,6 \cdot 10^{-2} \text{ \$/кВт} \cdot \text{ч} \times 0,14 \times 60 \text{ год} \times 0,8 \times 8760 \text{ ч/год} = \\
 &= 8594,6 \text{ \$/кВт}, \tag{3}
 \end{aligned}$$

где $\delta_{пп}$ – доля промежуточного потребления в себестоимости производства электроэнергии в относительных единицах (см. таблицу 1, последняя колонка).

Аналогичный показатель для ТЭС на газе по формуле (3)

$$\begin{aligned}
 \Sigma &= 13,8 \cdot 10^{-2} \text{ \$/} & \cdot & 0,73 & 60 \\
 0,8 & 8760 & / & & = 42359,2 \text{ \$/} & .
 \end{aligned}$$

На основе рассчитанных значений интегрального промежуточного потребления для АЭС и ТЭС на газе определяем кратность (m) промежуточных затрат ($ПП_{\Sigma}$) по отношению к удельным капиталовложениям (\bar{K}). Данные таблицы 2 показывают, что безвозвратные расходы в виде промежуточного потребления для АЭС за 60 лет ее эксплуатации в 2,5 раза превысят первоначальные капиталовложения, тогда как для ТЭС на газе – в 23,2 раза.

Для ВЭС и тепловых солнечных установок численное значение m близко к 2,0, а для фотоэлектрических установок

$m < 1$. Минимальное значение m является экономической основой для определения целесообразности выделения государственных субсидий на развитие этих типов энергоисточников. Это позволяет компенсировать разницу в удельной капиталоемкости сооружения энергоблоков безуглеродной энергетики (БУЭ) по сравнению с углеводородной (УВЭ), тем самым обеспечив их конкурентоспособность на электроэнергетическом рынке и привлекательность для инвесторов.

Смена парадигмы перспективного развития электроэнергетики

Совокупность технических средств и технологий, преимущественно используемых в конкретной отрасли, называется технологическим укладом (С. Глазьев) или технико-экономической парадигмой (К. Перес). Процесс смены технико-экономической парадигмы в электроэнергетике представляет собой частичный переход от использования энергоисточников с высокой долей ПП в S^w к использованию энергоисточников с низкой долей ПП в S^w (см. таблицу 1).

В начальный период развития безуглеродной электроэнергетики цена производства электроэнергии (C^w) на ее объектах превышает аналогичный показатель объектов углеводородной энергетики (см. рисунок). Часть доходов УВЭ, образующихся вследствие более низкой C^w по сравнению со средневзвешенной в ОЭС ($C^w_{св}$), перераспределяется на покрытие убытков БУЭ. В момент времени t_p устанавливается равновесие цен производства электроэнергии на объектах УВЭ и БУЭ.

Реализация такой схемы экономического взаимодействия объектов углеводородной и безуглеродной энергетики обеспечит стабильный уровень цены производства электроэнергии в энергосистеме. Когда основные и нормируемые оборотные фонды объектов БУЭ будут самортизированы, вследствие низкой величины промежуточного потребления АЭС и ВИЭ они будут иметь более низкую C^w , чем объекты УВЭ. Это позволит перераспределять часть доходов БУЭ на покрытие убытков объектов УВЭ.

Выводы

1. В условиях сдерживания роста тарифов на отпускаемую в сеть электроэнергию и некупаемости проектов модернизации и нового строительства ТЭС финансовым источником саморазвития электроэнергетики становится производство добавленной стоимости (ДС).

2. Наибольшим потенциалом производства ДС обладают безуглеродные энергоисточники с минимальной долей про-

C^w , цент/кВт·ч

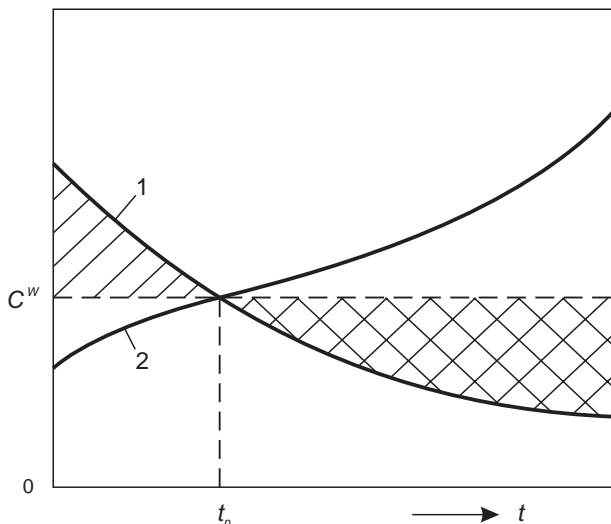


Схема экономического взаимодополнения традиционной (углеводородной) и безуглеродной электроэнергетики

- 1 – безуглеродная энергетика (БУЭ);
- 2 – углеводородная энергетика (УВЭ);
- ▨ – зона перераспределения доходов от УВЭ к БУЭ;
- ⊠ – зона перераспределения доходов от БУЭ к УВЭ.

межуточного потребления в себестоимости производимой электроэнергии: АЭС и ВИЭ. Суммарное за срок службы

(60 лет) промежуточное потребление АЭС лишь в 2,5 раза превышает инвестиционные затраты на сооружение, тогда как промежуточное потребление ТЭС на газе – в 23,2 раза выше начальных инвестиций.

3. Учитывая режимные факторы и повышенную капиталоемкость сооружения безуглеродных энергоисточников, целесообразны разработка специальных схем финансирования их строительства и обоснование их оптимальной доли в суммарной установленной мощности энергосистемы.

Список литературы

1. О внесении изменений и дополнений в Директиву Президента Респ. Беларусь / Указ Президента Респ. Беларусь от 26.01.2016 г. № 26.
2. Падалко, Л.П. Цены на энергию и инвестиционные ресурсы энергосистемы / Л.П. Падалко, Е.Г. Шиленко, Е.С. Мишук // Энергетик. – 2002. – № 1/2. – С. 105–113.
3. Веселов, Ф.В. Технологическое обновление теплоэнергетики как долгосрочный фактор сдерживания роста цен электроэнергии / Ф.В. Веселов, Т.В. Новикова, А.А. Хорошев // Теплоэнергетика. – 2015. – № 12. – С. 3–12.
4. Комарова, Н.А. Сравнительный анализ стратегического выбора роли ВИЭ в национальном энергобалансе / Н.А. Комарова // Энергетическая политика. – 2014. – № 6. – С. 87–100.
5. Бессмертных, А.В. Развитие распределенной энергетики / А.В. Бессмертных, В.М. Зайченко // Вестник РАН. – 2012. – Т. 82, № 9. – С. 823–828.
6. Белорусская атомная электростанция / г. Островец: Минэнерго Респ. Беларусь; Гос. учр. «Дирекция строительства атомной электростанции», 2013. – 15 с.

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

УТВЕРЖДЕН СТБ ISO 9001-2015

«СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА. ТРЕБОВАНИЯ»

Постановлением Госстандарта Республики Беларусь от 14 декабря 2015 года № 58 (33540) утвержден и с 1 марта 2016 года введен в действие **СТБ ISO 9001-2015 «Системы менеджмента качества. Требования»**.

Настоящий стандарт устанавливает требования к системе менеджмента качества для тех случаев, когда организация нуждается в демонстрации своей способности постоянно предоставлять продукцию или услуги, которые соответствуют требованиям потребителя, а также применимым законодательным и другим обязательным требованиям и нацелена повышать удовлетворенность потребителя путем результативного применения этой системы, включая процессы для улучшения системы и обеспечения соответствия требованиям потребителя, а также применимым законодательным и другим обязательным требованиям.

Все требования стандарта носят общий характер и предназначены для применения любой организацией, независимо от ее типа, размера или предоставляемой продукции и услуг.

www.tnpa.by



Насосы Eta – безграничные ВОЗМОЖНОСТИ

УНП 191759977

Насосы семейства Eta производства концерна KSB (Германия) являются «классикой» насосной техники уже несколько десятилетий. Они чрезвычайно широко применяются в инженерных системах зданий и сооружений, в системах водоснабжения, пожаротушения, охлаждения и кондиционирования, для перекачивания горячей и холодной воды, конденсата, питьевой и технической воды, масел, рассолов и детергентов ...

Новое поколение насосов семейства Eta - воплощение самых современных инновационных технологий и эталонная эксплуатационная надежность. Открытие в Беларуси дочернего предприятия концерна KSB позволило значительно уменьшить стоимость немецкого оборудования для белорусского потребителя и сократить сроки его поставки.



Etanorm® PumpDrive

Технические параметры
Q [м³/ч] до 660
H [м] до 160



Etaline® PumpDrive

Технические параметры
Q [м³/ч] до 700
H [м] до 95



Etabloc® PumpDrive

Технические параметры
Q [м³/ч] до 612
H [м] до 102



Etanorm SYT® PumpDrive

Технические параметры
Q [м³/ч] до 1900
H [м] до 102

► Наши технологии. Ваш успех.

Насосы • Арматура • Сервис

ИООО «КСБ БЕЛ»: 220089, Минск, 3-я ул. Щорса 9 – 607.

Т/Ф +375 17 336-42-56; +375 17 336-42-57; +375 17 336-42-58



ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОТРАНСПОРТА В БЕЛАРУСИ

Одним из мероприятий по интеграции БелАЭС в Объединенную энергетическую систему, предусмотренных комплексным планом развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции, является проработка в течение 2016–2017 годов вопроса о развитии зарядной инфраструктуры и электромобильного транспорта в Республике Беларусь. С целью решения этой задачи специалистами ГПО «Белэнерго» разрабатывается соответствующая программа.

Режимная интеграция Белорусской АЭС

В связи со строительством Белорусской АЭС перед энергетиками страны встает множество дополнительных задач, требующих быстрого, и в тоже время надежного, качественного и экономичного решения. Так, только для выдачи мощности с атомной электростанции в стране строится 1032,5 км и реконструируется 672,5 км высоковольтных воздушных линий электропередачи (ЛЭП) напряжением 330 кВ. Для сравнения: всего в энергосистеме Беларуси эксплуатируются 4673 км ЛЭП такого напряжения.

Одним из самых сложных вопросов, который предстоит решить энергетикам, является режимная интеграция Белорусской АЭС в баланс Белорусской энергосистемы. В настоящее время суточный график нагрузки имеет ярко выраженные дневные пики и ночной провал. Разница между данными режимами достигает более 1 ГВт, то есть более 20 % от максимальной мощности электропотребления в стране. После ввода атомной электростанции в г. Островце эта величина возрастет, поэтому уже сейчас необходимо предпринимать меры по сглаживанию ночных провалов суточного графика нагрузки.

Комплексным планом развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции предусмотрен целый ряд мероприятий по интеграции БелАЭС в Белорусскую энергосистему:

– установка электродкотлов на тепловых электростанциях и в котельных ГПО «Белэнерго», а также в котельных

организаций, не входящих в состав объединения;

– строительство пиково-резервных энергоисточников на базе газотурбинных установок либо газопоршневых агрегатов;

– внедрение систем отопления и горячего водоснабжения с использованием электроэнергии для целей нагрева для объектов нового строительства.

Ведутся работы по реализации и других мер, направленных на увеличение объемов электропотребления и выравнивание графика нагрузки Белорусской энергосистемы. В частности, предполагается проработать вопрос о развитии в республике электромобильного транспорта и, соответственно, зарядной инфраструктуры.

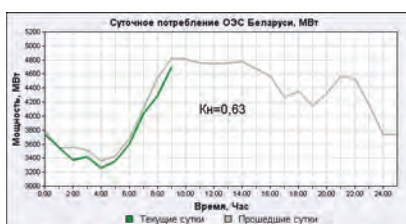


График суточного потребления Объединенной энергосистемы Беларуси

Перспективное направление

Развитие электротранспорта является перспективным для Республики Беларусь с точки зрения не только повышения коэффициента заполнения суточного графика нагрузки энергосистемы за счет смещения спроса на электроэнергию по времени, но и безусловной необходимости внедрения новых технологий в народном хозяйстве страны, а также



М.А. ШЕВАЛДИН, начальник отдела релейной защиты и автоматики ГПО «Белэнерго»

улучшения экологической ситуации в крупных городах Беларуси, особенно в г. Минске.

За последние пять лет мировой рынок электротранспорта вырос практически в 3 раза и в 2015 году составил \$ 227 млрд. Только за прошлый год было выпущено более 500 тыс. электромобилей (включая автомобили с гибридными силовыми установками), возведено на сумму более чем \$ 1,9 млрд объектов зарядной инфраструктуры. Прогнозируется, что к 2030 году мировой рынок электротранспорта вырастет до \$ 3,2 трлн, рынок оборудования для зарядки электромобилей – до \$ 7,9 млрд, мировое производство электромобилей – до 7 млн автомобилей в год.

Грамотное развитие этого направления в Республике Беларусь потребует большой работы. Это связано в первую очередь с необходимостью внесения изменений в существующую нормативную базу. Кроме того, для эффективной и безопасной эксплуатации транспортных средств, их компонентов и электроразрядной инфраструктуры понадобится разработать новые технические нормативные правовые акты не менее чем по четырем направлениям:

- конструкция электромобилей;
- системы электроснабжения;
- средства подзарядки;
- безопасность и экология.

В ходе рабочей поездки в Ельский район Гомельской области в апреле текущего года Глава государства отметил, что необходимо уже сейчас при вводе в строй новых объектов, жилья предусматривать более широкое использование электроэнергии, в частности при проектировании многоквартирных жилых домов планировать наличие нескольких постов для зарядки электромобилей и специальных мест для их парковки.

Зарядная инфраструктура

Что касается зарядной инфраструктуры для электромобилей, то существуют такие понятия, как медленная и быстрая зарядка. Согласно международному стандарту IEC 62196 выделяют 4 вида зарядки:

- Mode 1 – зарядка от обычной промышленной розетки в однофазной сети напряжением 220 В;
- Mode 2 – зарядка, аналогичная Mode 1, но с защитой зарядного кабеля;
- Mode 3 – зарядка от одно- или трехфазной сети с контролем зарядного тока;
- Mode 4 – ускоренная зарядка постоянным током.

Необходимо отметить, что в настоящий момент специалистами ГПО «Белэнерго» разрабатывается Программа развития зарядной инфраструктуры и электромобильного транспорта в Республике Беларусь. Проектом предусматривается строительство в ближайшие годы 181 зарядной станции типа Mode 4 и 1447 электрозаправочных типа Mode 2 и Mode 3.

По данным Министерства транспорта и коммуникаций на начало 2015 года в Республике Беларусь зарегистрировано более 3,4 млн автомобилей с двигателем внутреннего сгорания (ДВС), в том числе более 3 млн легковых автомобилей и около 50 тыс. автобусов, в то время как электромобилей насчитывается менее 50.

Надо отметить, что количество автомобилей с ДВС в стране постоянно растет. Так, с 2004 года (1,67 млн легковых автомобилей) по 2015 год их число увеличилось более чем на 100%. При этом около 500 тыс. из них имеют срок службы свыше 15 лет (более 15%), а среди городских автобусов (19,6 тыс. на 2015 год) – более 30% (5,9 тыс.). Замена на первых этапах устаревшего парка транспортных средств на электромобили привела бы к сглаживанию ночного провала суточного графика нагрузки более чем на 900 МВт.



Зарядная установка для электромобилей на ул. Веры Хоружей в г. Минске

Проект программы предусматривает два сценария развития электромобильного транспорта в стране. По оптимистичному сценарию к 2025 году в стране появится 32,70 тыс. электромобилей (в том числе 30,82 тыс. легковых электромобилей и 1,88 тыс. электробусов), по пессимистичному – 9,96 тыс. электрокаров (в том числе 9,37 тыс. легковых электромобилей и 0,59 тыс. электробусов). Если будет реализован оптимистичный сценарий, то электромобильный транспорт составит менее 1% от общего автопарка Беларуси. Однако даже такое количество способно оказать определенное влияние на суточный график нагрузки энергосистемы, особенно с учетом перспективы зарядки аккумуляторов электромобилей в часы ночного провала потребления электроэнергии.

Экономические решения для развития электротранспорта в Беларуси

В настоящее время перед потенциальными покупателями электромобилей стоят существенные экономические барьеры. Во-первых, цена этого вида транспорта выше, чем машин с ДВС. Кроме того, ставки утилизационного сбора и таможенных платежей для электромобилей превышают подобные сборы для традиционных автомобилей.

Для примера, в настоящее время величина утилизационного сбора для электромобилей составляет 8,514 млн руб.



Зарядная колонка типа Mode 3 белорусского производства

для машин до 3 лет и 52,47 млн руб. для машин старше 3 лет. В то же время для автомобилей с традиционными ДВС величина данного сбора для физических лиц вне зависимости от объема камеры сгорания составляет 4,95 и 7,425 млн руб. соответственно. В свою очередь, машины с гибридной силовой установкой полностью освобождены от утилизационного сбора.

Для стимулирования использования электромобилей в республике важно не только устранить эти и другие барьеры, но и сделать это новшество более привлекательным для потенциальных покупателей. Например, в Москве электромобили были внесены в список транспортных средств, которые бесплатно пользуются платными для обычных автомобилей парковками.

Принимая во внимание изложенное выше, разработчики проекта программы предлагают конкретные экономические решения, призванные способствовать развитию электротранспорта в стране. В частности, речь идет о налоговых льготах для производителей электрокаров, их компонентов и элементов зарядной инфраструктуры, льготном кредитовании, государственных субсидиях как для производителей, так и для покупателей электромобилей. Предусмотрены также полная или частичная отмена таможенных пошлин и утилизационных сборов на электромобили, снижение для них транспорт-



Стенд с электромобилем Nissan EV200 и зарядной установкой от компании ABB на международной выставке «Energy Expo – 2015» в Минске

ного сбора, льготные тарифы на электроэнергию и др.

Расчет стоимости годового пробега электробуса и электромобиля

Для успешного внедрения электромобилей в республике необходимо решение вопроса льготной оплаты электроэнергии, используемой для их зарядки.

В настоящее время согласно приказу Департамента ценовой политики Министерства экономики Республики Беларусь от 28 января 2016 года № 2 с 1 января 2016 года установлены следующие тарифы на электроэнергию:

- одноставочный тариф на электроэнергию, расходуемую на работу электрифицированного городского транспорта, без дифференциации для часов минимальных нагрузок – 2062,7 руб. за 1 кВт·ч, или 10 центов за 1 кВт·ч;

- одноставочный тариф на электроэнергию, расходуемую прочими непромышленными потребителями, без дифференциации для часов минимальных нагрузок – 3085,8 руб. за 1 кВт·ч, или 15 центов за 1 кВт·ч.

При этом в упомянутом приказе отсутствует отдельное наименование группы потребителей, к которой относятся автозаправочные станции, торговые центры, автопарки или подобные места, где предполагается размещение специальных

высоковольтных зарядных устройств для электробусов и электромобилей.

При текущей стоимости электроэнергии от 10 (для электробусов) до 15 центов (для электромобилей) за 1 кВт·ч стоимость годового пробега электробуса составляет \$ 6600 (с учетом годового пробега 55 тыс. км), электромобиля – \$ 627 (средний годовой пробег легкового автомобиля – 19 тыс. км).

При аналогичном годовом пробеге автобус с ДВС использует 17 050 л топлива (при среднем расходе в городском цикле 31 л на 100 км), автомобиль с ДВС – 1330 л топлива (при среднем расходе в городском цикле 7 л на 100 км), При стоимости дизельного топлива 60 центов за 1 л, затраты на топливо для одного автобуса составляют $6050 \cdot 0,6 = 10230$ \$/год, для одного автомобиля – $1330 \cdot 0,6 = 798$ \$/год.

Исходя из изложенного, представляется целесообразным принять меры по стимулированию производства и введения в эксплуатацию городских электробусов и легковых электромобилей. Основной мерой видится введение дифференцированного по времени тарифа (для часов минимальных нагрузок с 23.00 до 6.00 по аналогии с тарифом на электрическую энергию для нужд отопления и горячего водоснабжения с присоединенной мощностью оборудования более 5 кВт) на электроэнергию, расходуемую

на работу электрифицированного городского транспорта, включая электромобили на заправках общего пользования, стоянках, величиной 1188,0 руб. за 1 кВт·ч, или 5,8 центов за 1 кВт·ч. При такой цене в случае зарядки транспорта в ночные часы стоимость эксплуатации электробуса составит \$ 3828, что в 2,7 раза меньше стоимости эксплуатации обычного автобуса, а стоимость эксплуатации электромобиля – \$ 243, что в 3,3 раза меньше стоимости эксплуатации обычного автомобиля.

Заключение

Программа развития зарядной инфраструктуры и электромобильного транспорта в Республике Беларусь, разрабатываемая ГПО «Белэнерго», предполагает не только строительство элементов зарядной инфраструктуры, но и выполнение определенных экономических, технических и организационных мероприятий по развитию электротранспорта в стране. Проект программы в настоящее время находится на стадии согласования в Министерстве энергетики. В скором времени его планируется направить на рассмотрение в органы государственного управления и профильные министерства. Реализация программы станет толчком для развития такого перспективного направления, как электромобильный транспорт.

ОПТИМАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Под оптимальными техническими потерями в распределительных электрических сетях понимают минимум суммарных относительных потерь электроэнергии, соответствующий равенству условно-постоянных и переменных потерь в сети [1].

В прошлом номере журнала был опубликован материал, посвященный исследованию оптимальных технических потерь в силовых трансформаторах. В настоящей статье оценены и проанализированы нагрузка и оптимальные уровни относительных технических потерь электроэнергии в основных структурных составляющих распределительных сетей – в сетях 6–10 кВ и в условиях принятого в Республике Беларусь совместного расчета электрических сетей 0,38 и 6–10 кВ [2].



М.И. ФУРСАНОВ,
д.т.н., профессор,
заведующий кафедрой
электрических систем БНТУ

Расчет технических потерь электроэнергии в электрических сетях 6–10 кВ

В распределительной электрической сети 6–10 кВ технические потери электроэнергии ΔW_{6-10} состоят из трех компонентов:

$$\Delta W_{6-10} = \Delta W_{л6-10} + \Delta W_{нт} + \Delta W_x, \quad (1)$$

где $\Delta W_{л6-10}$ – нагрузочные потери электроэнергии в линиях 6–10 кВ; $\Delta W_{нт}$ – нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах; ΔW_x – потери электроэнергии холостого хода.

Принимая во внимание, что реальный график нагрузки потребителей за период T может быть представлен состоящим из n одинаковых элементарных отрезков длительностью Δt , формулу для определения технических потерь электроэнергии в сети 6–10 кВ для произвольного Δt можно записать следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta W_{6-10} &= \frac{P_{\Delta t}^2 + Q_{\Delta t}^2}{U_{НОМ}^2} R_{л6-10} \Delta t + \frac{P_{\Delta t}^2 + Q_{\Delta t}^2}{U_{НОМ}^2} R_T \Delta t + \Delta P_x \Delta t = \\ &= \frac{S_{\Delta t}^2}{S_{НОМ}^2} \frac{S_{НОМ}^2}{U_{НОМ}^2} R_{л6-10} \Delta t + \frac{S_{\Delta t}^2}{S_{НОМ}^2} \frac{S_{НОМ}^2}{U_{НОМ}^2} R_T \Delta t + \Delta P_x \Delta t = \\ &= k_{\Delta t}^2 \frac{S_{НОМ}^2}{U_{НОМ}^2} (R_{л6-10} + R_T) \Delta t + \Delta P_x \Delta t. \end{aligned} \quad (2)$$

Определим значение $k_{\Delta t}$, при котором величина относительных потерь в сети ΔW_{6-10} будет минимальной:

$$\Delta W_{6-10} = k_{\Delta t} \frac{S_{НОМ}^2}{U_{НОМ}^2} (R_{л6-10} + R_T) \Delta t + \frac{\Delta P_x}{k_{\Delta t}} \Delta t; \quad (3)$$

$$\frac{\Delta W_{6-10}}{k_{\Delta t}} = \frac{S^2}{U^2} (R_{6-10} + R_T) \Delta t - \frac{\Delta P_x}{k_{\Delta t}^2} \Delta t = 0; \quad (4)$$

$$k_{\Delta t} = \frac{U_{НОМ}}{S_{НОМ}} \sqrt{\frac{\Delta P_x}{R_{л6-10} + R_T}} \quad (5)$$

или

$$k_{\Delta t} = \sqrt{\frac{\Delta P_x}{R_{6-10} \frac{S^2}{U^2} + \Delta P}} \quad (6)$$

Из формулы (6) видно, что оптимальное значение (минимум) относительные технические потери электроэнергии в сети 6–10 кВ будут иметь в том случае, если потери холостого хода в силовых трансформаторах сети равны суммарным нагрузочным потерям в линиях и трансформаторах 6–10 кВ.

Обозначим $k_{\Delta t}$ в формуле (6) через k_{6-10} и сравним его с оптимальным значением коэффициента загрузки трансформаторов $k_{\Delta t}$ [2], примерно равным 40 %. Анализ показывает, что значение k_{6-10} всегда будет меньше $k_{\Delta t}$, то есть меньше 40 %, так как в знаменателе формулы (6) появились нагрузочные потери электроэнергии в линиях 6–10 кВ, а в знаменателе формулы для расчета $k_{\Delta t}$ трансформаторов их нет. Подтвердим сказанное численными расчетами.

Примем $R_{л6-10} = 0,6$ Ом, $S_{НОМ} = 100$ кВ, $\Delta P_x = 0,27$ кВт, $\Delta P_x = 1,97$, $k_{\Delta t} = 0,37$. Тогда для линии 6–10 кВ согласно (6)

$$k_{6-10} = \sqrt{\frac{0,27}{0,6 \frac{100^2}{10^2} \cdot 10^{-3} + 1,97}} = \sqrt{\frac{0,27}{0,06 + 1,97}} = 0,364;$$

$$k_{6-10} = 0,364 < k_{\Delta T} = 0,370.$$

Процент технических потерь электроэнергии в сети 6–10 кВ $\Delta W_{6-10} \%$ стал больше, чем в трансформаторах:

$$\Delta W_{6-10} \% = \frac{2\Delta P_x T 10^2}{P_{26-10} T + 2P_x T}, \quad (7)$$

где $P_{26-10} = k_{6-10} S_{\text{ном}} \cos \varphi_2 = 0,364 \cdot 100 \cdot 0,8 = 29,12$ кВт.

$$\Delta W_{6-10} \% = \frac{2 \cdot 0,27 \cdot 10^2}{29,12 + 0,54} = 1,82\%; \quad (8)$$

$$\Delta W_{6-10} \% = 1,82 > \Delta W_T \% = 1,80.$$

Из приведенных анализа и расчетов видно, что величина k_{6-10} в значительной мере зависит от величины активных сопротивлений и сопротивлений трансформаторов, которые характеризуют структуру (разветвленность и протяженность) исследуемой сети. В приведенном выше примере $R_{\text{л}6-10} = 0,6$ Ом ($F = 50$ мм²), а $R_T = 19,7$ Ом. На практике активные сопротивления линий могут значительно превышать сопротивления трансформаторов, что будет приводить к снижению оптимальной загрузки сети 6–10 кВ и наоборот.

Так, при $k_{6-10} = 0,3$ $\Delta W_{6-10} \% = 2,2$ %;
 при $k_{36-10} = 0,2$ $\Delta W_{6-10} \% = 3,26$ %;
 при $k_{36-10} = 0,1$ $\Delta W_{6-10} \% = 6,32$ %.

Расчет технических потерь электроэнергии при совместном расчете электрических сетей 0,38–6–10 кВ

В распределительных электрических сетях 0,38–6–10 кВ суммарные технические потери электроэнергии $\Delta W_{0,38-10}$ равны

$$\Delta W_{0,38-10} = \Delta W_{\text{л}6-10} + \Delta W_{\text{л}0,38} + \Delta W_{\text{нт}} + \Delta W_x, \quad (9)$$

где $\Delta W_{\text{л}0,38}$ – нагрузочные потери электроэнергии в линиях 0,38 кВ.

По аналогии с сетями 6–10 кВ оптимальное значение коэффициента загрузки сети 0,38–10 кВ, при котором величина относительных технических потерь $\Delta W_{0,38-10}$ будет минимальной, определится следующим образом:

$$k_{0,38-10} = \sqrt{\frac{\Delta P_x}{R_{\text{л}6-10} + R_{\text{л}0,38} \left(\frac{U_{\text{ном}}^{6-10}}{U_{\text{ном}0,38}} \right)^2 + R_T}}, \quad (10)$$

где $U_{\text{ном}}^{6-10}$ – номинальное напряжение сети (для сети 6 кВ $U_{\text{ном}}^{6-10} = 6$, для сети 10 кВ $U_{\text{ном}}^{6-10} = 10$); $R_{\text{л}0,38}$ – активное сопротивление линии 0,38 кВ (в примере $R_{\text{л}6-10} = 0,6$ Ом, $R_{\text{л}0,38} = 0,79$ Ом).

Из анализа формул (5) и (10) видно, что коэффициент загрузки $k_{0,38-10}$ будет меньше k_{6-10} – в знаменателе формулы (10) дополнительно появились потери активной мощности в линиях 0,38 кВ:

$$k_{0,38-10} = \frac{10}{100} \sqrt{\frac{0,27}{0,6 + 0,79 \left(\frac{10}{0,38} \right)^2 + 19,7}} = 0,021.$$

Действительно, коэффициент загрузки сети 0,38–10 кВ по сравнению с коэффициентом загрузки сети 6–10 кВ и трансформаторов резко снизился:

$$k_{0,38-10} = 0,021 < k_{6-10} = 0,364 < k_{\Delta T} = 0,370,$$

а общий процент потерь в сети

$$\Delta W_{0,38-10} = \frac{2 \cdot 0,27 \cdot 10^2}{0,021 \cdot 100 \cdot 0,8 + 0,27}$$

сильно выросло:

$$\begin{aligned} \Delta W_{0,38-10} &= 27\% > \Delta W_{6-10} = \\ &= 1,82\% > \Delta W_T = 1,80\%. \end{aligned}$$

Из этого следует важнейший вывод: в электрической сети 0,38–6–10 кВ оптимальный коэффициент загрузки, определяющий минимальный уровень относительных технических потерь в ней, зависит от конфигурации сети и ее конструктивного исполнения. При этом основное влияние на величину суммарных технических потерь электроэнергии оказывают сети 0,38 кВ – потери в них, как правило, больше потерь в сети 6–10 кВ в несколько или даже в десятки раз. Потери в сети 0,38 кВ значительно снижают величину обобщенного коэффициента загрузки сети $k_{0,38-10}$ и увеличивают уровень относительных технических потерь.

Оценка оптимальных уровней относительных технических потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,38–6–10 кВ в условиях эксплуатации

Разработанные теоретические положения и формулы для оценки и анализа загрузки распределительных электрических сетей и уровня оптимальных технических потерь предназначены для их практического применения в условиях эксплуатации. Разница будет заключаться только в том, что на практике вместо единичных значений $R_{\text{л}}$ и R_T следует использовать обобщенные (эквивалентные) значения активных сопротивлений линий 6, 10 и 0,38 кВ и трансформаторов 6(10)/0,4 кВ:

$r_{3\text{с}}$ – индивидуальное эквивалентное сопротивление линейных участков распределительной линии (РЛ);

r_{36-10} – эквивалентное сопротивление линии 6–10 кВ;

$r_{3\text{т}}$ – индивидуальное эквивалентное сопротивление трансформаторов 6(10)/0,4 кВ;

$r_{30,38}$ – эквивалентное сопротивление распределительных линий 0,38 кВ;

$R_{3\text{с}}$ – обобщенные эквивалентные сопротивления всех линий 6–10 и 0,38 кВ и трансформаторов исследуемой сети РЭС или филиала электрической сети (согласно электросетевой инфраструктуре Республики Беларусь) – R_{36-10} ; $R_{3\text{т}}$; $R_{30,38}$.

Оперативно и приближенно данные показатели можно рассчитать по формулам [1]

$$r_{6-10} = \frac{\sum_{i=1}^m S_{i}^2 r_i}{S^2}, \quad (11)$$

$$r_{\text{эт}} = \frac{\sum_{j=1}^n S_{\text{НОМ}j}^2 r_{\text{т}j}}{S_{\text{НОМРЛ}}^2}, \quad (12)$$

$$r_{\text{э}0,38} = \frac{\Delta P_{\text{РЛ}i}}{3I_{\text{РЛ}i}^2}, \quad (13)$$

$$R_{\text{э}16-10} = \frac{\sum_{i=1}^M S_{\text{НОМРЛ}i}^2 r_{\text{э}6-10}}{S_{\text{НОМ}c}^2}, \quad (14)$$

$$R_{0,38} = \frac{\Delta P}{I^2}, \quad (15)$$

$$R_{\text{эт}} = \frac{\sum_{j=1}^N S_{\text{НОМ}j}^2 r_{\text{э}тj}}{S_{\text{НОМ}c}^2}, \quad (16)$$

где $S_{\text{НОМ}i}$ – номинальная мощность трансформаторов, подключенных к i -му участку линии 6–10 кВ с сопротивлением $r_{\text{Л}i}$; $S_{\text{НОМ}j}$ – номинальная мощность системного трансформатора сопротивлением $r_{\text{т}j}$; m – число линейных участков в схеме РЛ; M – общее количество распределительных линий 6(10) кВ; n – число системных трансформаторов в схеме РЛ; N – общее число трансформаторов в сети; $\Delta P_{\text{РЛ}i}$ – потери активной мощности в i -й схеме линии 0,38 кВ; $I_{\text{РЛ}i}$ – среднее значение тока i -й линии; $\Delta P_{\text{РЛ}}$ – суммарные потери активной мощности в сети 0,38 кВ; I_c – среднее значение фазного тока в сети 0,38 кВ.

Более точно значения эквивалентных сопротивлений можно определить по результатам фактического расчета технических потерь электроэнергии в электрической сети РЭС (пример расчета приведен ниже).

С учетом принятых выше обозначений основные расчетные формулы для вычисления $k_{\Delta W}^{0,38-10}$ по сети в целом будут выглядеть следующим образом:

$$k_{\Delta W}^{0,38-10} = \frac{U_{\text{НОМ}}^{6-10}}{S_{\text{НОМ}c}} \sqrt{\frac{\Delta W_{\text{уп}}}{\left[R_{\text{э}16-10} + R_{\text{э}0,38} \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^{6-10}}{U_{0,38}} \right) + R_{\text{эт}} \right] T}}, \quad (17)$$

или

$$k_{\Delta W}^{0,38-10} = \frac{U_{\text{НОМ}}^{6-10}}{S_{\text{НОМ}c}} \sqrt{\frac{\Delta W_{\text{уп}}}{R_{\text{э}c} T}}, \quad (18)$$

где $\Delta W_{\text{уп}}$ – условно-постоянные потери электроэнергии в сети 0,38–10 кВ [1]; $R_{\text{э}c}$ – эквивалентное сопротивление всей сети (знаменатель формулы (17)).

Практическое применение разработанных теоретических положений показано ниже (пример разработан по результатам расчета одного из районов электрических сетей Республики Беларусь).

Необходимые исходные данные взяты из результатов расчета и анализа структуры нормативных потерь электроэнергии в сетях 0,38–10 кВ РЭС за 2013 год:

$S_{\text{НОМ}} = 58512$ кВА; $W_p = 40860,749$ тыс. кВт·ч; $\text{tg}\varphi = 0,7714$; $k_{\phi} = 1,116$; $T = 87602$; $\Delta W_{\text{уп}} = 1609,350$ тыс. кВт·ч; $\Delta W_{\text{нт}} = 57,818$ тыс. кВт·ч; $\Delta W_{\text{нл}}^{10} = 378,834$ тыс. кВт·ч; $\Delta W_{\text{нл}}^{0,38-10} = 2780,100$ тыс. кВт·ч; $\Delta W_{\text{нтт}} = 2470$ тыс. кВт·ч – нагрузочные потери в трансформаторах тока; $\Delta W_{\text{н}} = 3253,112$ тыс. кВт·ч – суммарные нагрузочные потери в сети 0,38–10 кВ; $\Delta W_{\text{р}\Sigma} = \Delta W_{\text{уп}} + \Delta W_{\text{н}} = 4862,462$ тыс. кВт·ч; $\Delta W_{\Sigma} = (4862,462/40860,849)10^2 = 11,9\%$.

Структурный алгоритм оценки оптимального уровня потерь электроэнергии в электрической сети 0,38–10 кВ РЭС и резервов по их снижению следующий:

1. Определяем оптимальное значение (минимум) суммарных технических потерь электроэнергии $\Delta W_{\text{онт}}$ в сети 0,38–10 кВ РЭС в именованных единицах:

$$\Delta W_{\text{онт}} = 2\Delta W_{\text{уп}} = 2 \cdot 1609,360 = 3218,700 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}.$$

2. Определяем оптимальную величину $\Delta W_{\text{онт}}$ в относительных единицах:

$$\Delta W_{\text{онт}}\% = (\Delta W_{\text{онт}}/W_p)10^2 = (3218,700/40860,749)10^2 = 7,88\%.$$

3. Годовой резерв по снижению потерь электроэнергии $\delta\Delta W_{\text{т}}$ составляет $\delta\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_{\text{р}\Sigma} - \Delta W_{\text{онт}} = 4862,462 - 3218,700 = 1643,762$ тыс. кВт·ч в именованных единицах, или $\delta\Delta W_{\text{т}} = (1643,762/4862,462)10^2 = 4,02\%$ от величины W_p , или $(1643,762/4862,462)10^2 = 33,80\%$ – от годового значения $\Delta W_{\text{р}\Sigma}$.

4. Вычисляем обобщенные эквивалентные сопротивления сети 6–10 кВ:

$$R = \frac{\Delta w \cdot 10^2}{W^2 (1 + \text{tg}^2\varphi) k^2} =$$

$$= \frac{3253,112 \cdot 10^2 \cdot 8760}{40860,749^2 (1 + 0,771^2) \cdot 1,116^2} = 0,859 \quad ;$$

$$R = \frac{57,818 \cdot 10^2 \cdot 8760}{40860,749^2 (1 + 0,771^2) \cdot 1,116^2} = 0,015 \quad ;$$

$$R^{10} = \frac{378,834 \cdot 10^2 \cdot 8760}{40860,749^2 (1 + 0,771^2) \cdot 1,116^2} = 0,100 \quad ;$$

$$R_{0,38} = \left(\frac{U^{10}}{U^{0,38}} \right)^2 \frac{2780,1 \cdot 10^2 \cdot 8760}{40860,749^2 (1 + 0,771^2) \cdot 1,116^2} = 0,740 \quad .$$

5. Вычисляем $k_{\Delta W}^{0,38-10}$ по формуле

$$k_{\Delta W}^{0,38-10} = \frac{10}{5812,1,118} \sqrt{\frac{1609,350 \cdot 10^6}{0,859 \cdot 8760}} = 0,079, \text{ или } 7,9\%;$$

$$k_{\Delta W}^{0,38-10} = 7,9 \cdot 1,116 = 8,8\%.$$

Выводы

1. При постоянном составе оборудования сети оптимальное значение (минимум) суммарных относительных технических потерь электроэнергии в электрической сети 0,38–6–10 кВ достигается при равенстве условно-постоянных и переменных (нагрузочных) потерь в сети и в именованных единицах за период T равен удвоенной величине условно-постоянных потерь.

2. Оптимальная загрузка трансформаторов определяется их техническими характеристиками, примерно равна 40 % и соответствует относительно небольшому значению минимальных потерь – 1,73 %.

3. В целом по сети 0,38–10 кВ оптимальный коэффициент загрузки $k_{\Delta W}^{0,38-10}$ в значительной мере зависит от ее конфигурации и конструктивного исполнения и всегда будет меньше 40 %, при этом чем больше разветвленность сети, тем меньше будут ее эквивалентные сопротивления и тем больше будет значение $k_{\Delta W}^{0,38-10}$.

4. Основное влияние на формирование и величину суммарных потерь электроэнергии в сети 0,38–6–10 кВ оказывают сети 0,38 кВ: потери в них при прочих равных условиях, как правило, больше потерь в сети 10 кВ в несколько (в примере в 7,23 раза) или даже в десятки раз. Потери в сети 0,38 кВ сильно снижают величину обобщенного коэффициента $k_{\Delta W}^{0,38-10}$ (загрузку сети) и увеличивают оптимальное значение потерь в сети 0,38–6–10 кВ. При этом оптимальные суммарные потери в сети в именованных единицах не меняются.

5. Приведенный в статье структурный алгоритм анализа технических потерь электроэнергии в сети 0,38–10 кВ позволяет оценить фактическую и оптимальную загрузки сети, определить технический минимум и резервы по снижению потерь, однако часто обеспечивается только в условиях очень незначительной загрузки линий и трансформаторов, поэтому минимум относительных технических потерь не следует принимать в качестве окончательного критерия оптимального состояния сети, которое в конечном итоге должно оцениваться исходя из экономических соображений, например, по минимальной стоимости передачи электрической энергии.

Список литературы

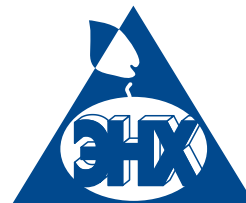
1. Фурсанов, М.И. *Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М.И. Фурсанов. – Минск: Белэнергосбережение, 2005. – 207 с.*
2. Фурсанов, М.И. *Оптимальные технические потери электроэнергии в силовых трансформаторах распределительных электрических сетей / М.И. Фурсанов // Энергетическая стратегия. – 2016. – № 2. – С. 42–45.*

УНП 190571716

Общество с ограниченной ответственностью
«НПП ЭнергоНефтеХим»

+ 375 17 328 17 50, + 375 17 328 17 51
 220036, г. Минск, пр. Дзержинского, 5, офис 722

www.enh.by



Котельные «под ключ»

- электроды ZETA от 0,5 – 50 МВт
- котельное оборудование на биотопливе
- паровые и водогрейные котлы BOSCH, BUDERUS
- производство котельного и вспомогательного оборудования
- ремонтно-монтажные работы
- проектирование котельных любых мощностей
- пуско-наладочные работы

Оборудование и материалы для водоочистки и водоподготовки:
 системы очистки воды, ионообменные смолы, кварцевый песок, сульфуголь, антрацит, активированный уголь

Энергетические и приводные паровые турбинные агрегаты:
 турбины, запчасти к турбинам, ремонт газовых турбин

Сосуды различного назначения работающие под давлением:
 деаэраторы повышенного давления, колонные аппараты, автоклавы

Промышленное проектирование объектов 1 класса сложности согласно СТБ 2331-2014

Модульные здания

Железнодорожные цистерны и вагоны

Насосы

К ВОПРОСУ О ВЫБОРЕ ПАРОВЫХ И ВОДОГРЕЙНЫХ ЭЛЕКТРОКОТЛОВ

Комплексным планом развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции предусмотрен ряд мероприятий, направленных на обеспечение интеграции БелАЭС в Белорусскую энергосистему и выравнивание суточного графика потребления электрической энергии. Существенную роль в решении этих задач должно сыграть внедрение современных электрокотлов и технологий, с ними связанных, на ТЭЦ и в котельных ГПО «Белэнерго» и других организаций.

Ю.М. ШНАЙДЕРМАН,
инженер-энергетик

Энергетика Республики Беларусь непрерывно обновляется. Очередной шаг в этом направлении – ввод в эксплуатацию первого и второго блоков АЭС в 2018 и 2020 годах соответственно. Одним из основных направлений эффективного использования электроэнергии в республике в период после ввода АЭС должно стать внедрение электрокотлов, что будет способствовать надежному и безопасному функционированию Белорусской энергосистемы [1, 2].

Кратко остановимся на принципе действия электропарового и электроводогрейного котлов.

Паровые электрокотлы

Внедрение паровых электрокотлов может оказать существенное позитивное влияние на развитие производств с применением пара во многих отраслях промышленности, поскольку будет способствовать не только повышению эффективности использования электроэнергии на предприятиях, но и снижению общих издержек на энергию.

Широкое распространение паровые электрокотлы получили в целлюлозно-бумажной и химической промышленности, в системах отопления, больницах и т.д. Ряд котлов установлен на атомных электростанциях, то есть там, где качество и безотказность техники представляют исключительную важность. Часто паровые электрокотлы используются в качестве резервного источника.

Основными узлами установки с электропаровым котлом являются котел и циркуляционный насос, арматура котла, щиты с контрольно-измерительными

приборами, включая приборы текущего контроля и систему управления, необходимую для автоматической работы котла. В состав оборудования входят также питательный насос, питательный бак с деаэратором и дозировочное оборудование.

По мере прохождения тока через воду электроэнергия прямо преобразуется в тепло. Управление величиной тока осуществляется регулированием уровня воды и тем самым активной площади электродов. Диапазон управления составляет 0,5/5–100 % номинальной мощности. Система принудительной циркуляции обеспечивает очень быстрый пуск и останов, а также исключительные характеристики регулирования. Как температура, так и проводимость воды котла являются важными факторами, влияющими на продолжительность пуска. Если требуется быстрый пуск, котел необходимо поддерживать в резервном режиме при температуре воды в нем не ниже 140 °С, при этом он должен быть заполнен водой с нужной электропроводностью. Это позволит осуществить пуск агрегата в течение 8–15 мин., в зависимости от его размера. Если же температура воды в электрокотле составляет 20 °С, то пуск займет приблизительно в 4 раза больше времени.

Водогрейные электрокотлы

Водогрейные котлы обеспечивают большую технологическую гибкость. Они приспособлены для использования в комбинации с альтернативными источниками энергии, такими как котлы

на биомассе, тепловые насосы и т.д. Обычной практикой стала комбинированная работа водогрейных котлов с котлами, использующими нефть, при этом выбираемый способ нагрева зависит от цены и доступности различных источников энергии.

Электроводогрейные котлы могут использоваться непосредственно для работы на тепловую сеть или в комбинации с аккумулятором. Используемый вариант зависит от потребности в тепле в течение суток и местной ситуации с энергоснабжением (например, наличие дешевой электроэнергии в определенные периоды, что характерно для систем с атомными электростанциями).

Котлы могут быть подсоединены к электросети с изолированной нейтралью, поскольку сам котел имеет нейтраль с высокой изоляционной прочностью. Барабан котла (сосуд высокого давления) смонтирован на изоляторах, так же как и исполнительный механизм. Выходной и входной трубопроводы гальванически изолированы от барабана котла с помощью изоляционных труб, длина которых обеспечивает общее сопротивление на землю, составляющее 1,5 или 2,5 кОм при 10 кВ. В конструкции котлов мощностью выше 24 МВт обычно предусмотрено непосредственное заземление нейтрали.

Ток от фазовых электродов проходит непосредственно через воду, которая при этом нагревается. Активная площадь электродов может плавно изменяться с помощью управляющих экранов, что позволяет тем самым регулировать мощность в пределах от минимальной нагрузки, составляющей от 10–20 %

Фото Антона Турченко



Электрокотельная установка Гомельской ТЭЦ-2 в составе двух электрокотлов Zeta ZVP 2840 мощностью 40 МВт каждый

до 100 % (в зависимости от размеров котла и напряжения). Электропроводность воды зависит от температуры и содержания солей. Поэтому температура воды, поступающей обратно в котел, должна поддерживаться на определенном минимальном уровне за счет перемешивания воды на выходе из котла, которое обеспечивает регулирующий клапан-термостат в линии возврата.

Технические характеристики электрокотлов отдельных производителей

На белорусском рынке в настоящее время присутствует ряд производителей паровых и водогрейных электрокотлов.

Так, в частности швейцарская компания VAPEC, специализирующаяся на производстве и обслуживании промышленных котельных, выпускает несколько разновидностей высоковольтных электродных котлов, которые могут использоваться для производства пара или горячей воды для централизованного теплоснабжения, а также в ряде отраслей, в том числе в ядерной энергетике. Мощность котлов колеблется от 2 до 50 МВт; напряжение – от 6 до 25 кВ; КПД превышает 99 %; диапазон регулировки находится в пределах 10–100 %, давление – < 25 бар (более высокое давление по запросу), электропроводность – 100–500 мкС/см.

Высоковольтные паровые и водогрейные котлы компании Zeta предназначены для работы в системах центрального отопления, подготовки горячего

водоснабжения (при использовании внешнего бойлера) или в качестве резервной системы теплоснабжения.

Мощность котлов колеблется от 0,6 до 70 МВт (см. табл. 1–2), напряжение – от 6 до 15 кВ, КПД находится на уровне 99 %, давление – на уровне 10 бар, диапазон регулирования – в пределах 10–100 %.

В настоящее время на Гомельской ТЭЦ-2 в рамках реализации пилотного проекта по внедрению электрических водогрейных котлов, завершаются работы по сооружению на станции

электрокотельной установки в составе двух электрокотлов Zeta ZVP 2840 мощностью 40 МВт каждый, изготовленных шведской компанией ZANDER & INGESTROM AB.

Электродные высоковольтные паровые котлы норвежской компании Parat обладают паропроизводительностью до 90 т/ч и рассчитаны как под стандартное давление насыщенного пара 7 бар, так и опционально для производства пара давлением до 35 бар.

Принцип работы котла следующий: пар генерируется путем циркуляции котловой воды через верхнюю греющую камеру, где электроды находятся в статическом состоянии. Пар производится в верхней камере и выпускается в паропровод через фланец в верхней части котла. Котел регулируется на постоянном давлении до своей максимальной установленной мощности. Подача пара регулируется дроссельной заслонкой, которая управляет уровнем в верхней камере котла. Важным параметром, связанным с оптимальным функционированием котла, является электропроводность воды, которая постоянно контролируется автоматикой котла. В случае выхода за предельные показатели включается система автоматической продувки или ввод химических реагентов (каустической соды).

При нахождении котла в рабочем режиме, регулировка производитель-

Таблица 1. Мощность паровых высоковольтных котлов Zeta

Тип ZDKI/ZDK*	Мощность, МВт		
	напряжение 6 кВ	напряжение 10 кВ	напряжение 15 кВ
2000	2–10	2–15	–
2300	12	20	–
2600	15	25	28
2800	20	30	32
3200	25	40	50
3600	30	50	60
3800	35	60	70

* ZDKI – котел с нейтралью с высокопрочной изоляцией, ZDK – котел с непосредственно заземленной нейтралью, рабочее давление 10–50 бар.

Таблица 2. Мощность водогрейных высоковольтных котлов Zeta

Тип ZDPI/ZHPI	Мощность, МВт		
	напряжение 6 кВ	напряжение 10 кВ	напряжение 15 кВ
1600	0,6–2,4	1–4	–
1800	3,6–4,8	6–8	–
2000	–	6,0–12,0; 10–20	–
2500	15	24	–
2800	24	40	–
23000	–	–	10
23200	–	–	16
24200	–	–	20–32

Таблица 3. Технические характеристики цилиндрических вертикальных высоковольтных водогрейных котлов Parat

Показатель	Мощность котлов, МВт		
	40	50	60
Расчетное давление, бар	10	10	10
Рабочее давление, бар	6	6	6
Температура на выходе из котла, °С	135	135	135
Температура на входе в котел, °С	85	85	85
Температура на выходе из теплообменника, °С	125	125	125
Температура на входе в теплообменник, °С	60	60	60
Напряжение электропитания, кВ	10	10	10
КПД, %	99,9	99,9	99,9

ности по пару в диапазоне 2–100 % активируется в течение 1 мин. Время выхода на номинальную мощность из холодного состояния занимает всего 10–15 мин.

Компания Parat производит и высоковольтные водогрейные котлы, технические характеристики которых приведены в таблице 3.

Заключение

Приведенная информация показывает, что электродные котлы производятся в странах, имеющих АЭС и, соответственно, дешевую электроэнергию

и проблемы с регулированием графика нагрузки. В настоящей статье представлены только укрупненные данные о паровых и водогрейных электродных котлах некоторых производителей.

Рассматриваемые котлы могут быть приспособлены для использования в различных технологических схемах – как на электростанциях, так и у потребителей тепла, поэтому, на взгляд автора, ключевой задачей для представителей энергетики и промышленности в настоящее время является ознакомление с рынком электродных котлов и опытом их использования.

С учетом значительных объемов планируемого внедрения электродных котлов при их выборе особое внимание должно быть уделено их соответствию V технологическому укладу [3].

Возможно, следует рассмотреть вопрос об организации производства подобных котлов в Республике Беларусь.

Кроме того, необходимо заблаговременно организовывать обучение специалистов по монтажу, наладке и эксплуатации электродных котлов, а также сформировать соответствующую нормативную базу.

Список литературы

1. Молочко, А.Ф. Интеграция Белорусской АЭС в энергосистему / А.Ф. Молочко, Ф.И. Молочко // Энергетическая стратегия. – 2015. – № 2. – С. 29–33.
2. Молочко, А.Ф. Интеграция Белорусской АЭС в энергосистему / А.Ф. Молочко, Ф.И. Молочко // Энергетическая стратегия. – 2015. – № 3. – С. 21–24.
3. О внесении изменений и дополнений в Директиву Президента Республики Беларусь № 3: Указ Президента Республики Беларусь от 26 января 2016 года № 26 // Нац. Центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2016.

УНП 190406337



Электродные высоковольтные и низковольтные водогрейные и паровые котлы компании PARAT (Норвегия)

- ✓ единичная мощность от 4 до 60 МВт (водогрейные), до 90 т/ч (паровые)
- ✓ современная система поддержания давления азотом, обеспечивающая установку котла и вспомогательного оборудования на одной высотной отметке, защита от внутренней коррозии в периоды останова оборудования
- ✓ сверхкомпактная компоновка комплекта оборудования
- ✓ регулировка тепловой нагрузки от 1% номинальной мощности котла
- ✓ ток утечки не более 300 мА
- ✓ отсутствие износа на электродах
- ✓ управление мощностью изменением уровня воды в греющей камере при константной длине электродов
- ✓ минимальный комплект запасных частей на 5 лет эксплуатации



ОДО «АКВАЭКОЛОГИЯ»

Республика Беларусь 220088,
г. Минск, ул. Смоленская, 27, пом. 1
tel/fax +375 17 200 20 42, 211 06 30, 290 92 4(7, 8, 9)
mail@aquaecology.by
www.aquaecology.by

ВСЕ ФОРМЫ ИСПЫТАТЕЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ В ОДНОЙ СИСТЕМЕ

А. Глижин, отдел продаж
в страны СНГ, Megger,
Баунах, ФРГ



Обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей требует от распределительных компаний постоянных инвестиций в основные активы: кабели, кабельную гарнитуру, распредустройства. Это обусловлено тем, что техника постоянно совершенствуется, на смену оборудованию старого типа приходит все более современное. Это касается и конструктивного исполнения кабельной изоляции. Однако новая кабельная изоляция требует также и нового подхода к проверке ее диэлектрической прочности.



Модели системы TDM 45

Конфигурация / Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8
Испытание СНЧ – короткие кабели	a	a	a	a	a	a	a	a
Испытание СНЧ – длинные кабели	-	-	-	-	a	a	a	a
Измерение тангенса дельта (TD)	-	a	-	a	-	a	-	-
Диагностика ЧР (PD)	-	-	a	a	-	-	a	a
Код модели	TDM 45	TDM 45 TD	TDM 45 PD	TDM 45 TD-PD	TDM 4540	TDM 4540 TD	TDM 4540 PD	TDM 4540 TD-PD

Испытание кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена традиционным выпрямленным напряжением не только не дает желаемого эффекта, но и оказывает негативное воздействие на этот изоляционный материал. Именно для полиэтиленовой изоляции более 30 лет назад была разработана новая технология испытаний напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц (СНЧ), доказавшая на протяжении десятилетий свою целесообразность и эффективность. Двумя формами напряжения СНЧ 0,1 Гц, рекомендуемыми национальными и международными стандартами МЭК, IEEE и VDE, являются синусоидальная и косинусно-прямоугольная.

Каждая из этих форм имеет свои плюсы и минусы, и до недавнего времени перед специалистами распределительных компаний стояла дилемма: какой испытательный прибор выбрать для проведения испытаний своих кабельных линий? Косинусно-прямоугольная форма напряжения СНЧ 0,1 Гц позволяет испытывать длинные кабели или одновременно несколько жил, измерять ток утечки, но не дает возможности определять тангенс угла диэлектрических потерь. Синусоидальная форма напряжения СНЧ 0,1 Гц позволяет измерять тангенс дельта, но располагает очень небольшой испытательной емкостью, которой достаточно для испытаний кабелей только небольшой протяженности.

Между тем испытания не предоставляют всю необходимую информацию о состоянии кабельных линий. Ее можно получить при использовании диагностических методов (в частности диагностики частичных разрядов – ЧР), в свою очередь, напрямую связанных с формой испытательного напряжения, при котором проводится эта диагностика.

В мире существуют несколько конкурирующих между собой производителей испытательного оборудования, выпускающих приборы с той или иной формой

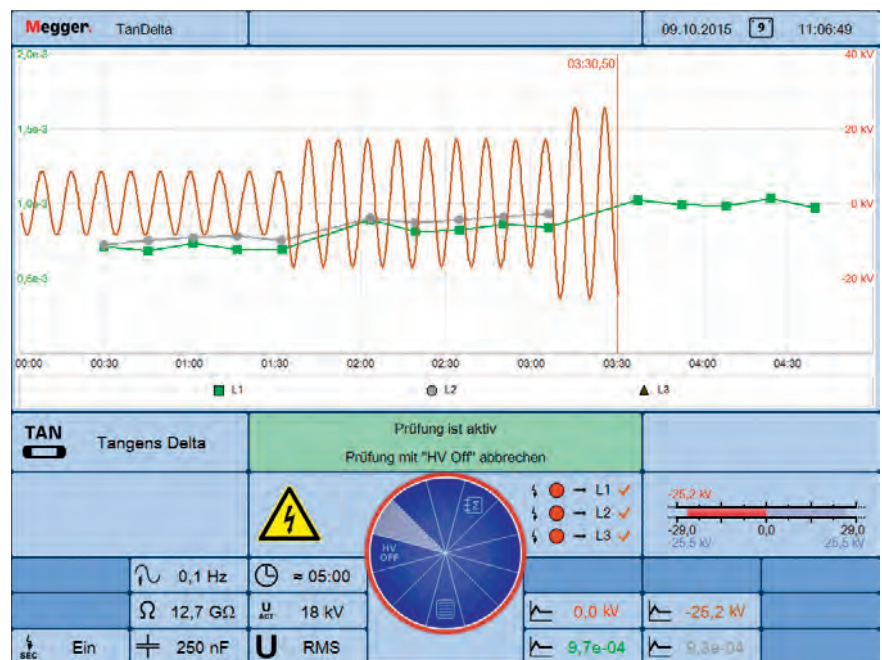
испытательного напряжения и убеждающих своих потенциальных покупателей в достоинствах предлагаемых технологий. Но только одна-единственная компания разрабатывает и предлагает на мировом рынке приборы всех форм испытательного напряжения. Это компания **Megger**, немецкое подразделение которой (известное также под именем SebaKMT) создало уникальную, не имеющую аналогов в мире испытательно-диагностическую систему TDM 45 (Test and Diagnosis Modul), избавившую распределительные компании от необходимости выбирать ту или иную технологию [1].

Эта уникальная система обладает существенными преимуществами перед устройствами других производителей:

- у потенциального покупателя имеется возможность выбора из широкой линейки именно той модели системы, которая необходима для решения стоящих перед ним задач;

- любая выбранная модель из представленной ниже линейки может быть оснащена дополнительным оборудованием без необходимости возврата на завод-изготовитель;
- система TDM 45 является единственной в мире, генерирующей все наиболее часто используемые формы испытательного напряжения;
- TDM 45 – это единственная в мире система, позволяющая проводить диагностику ЧР с использованием всех наиболее распространенных технологий, в том числе уникальной, запатентованной компанией **Megger** технологии 50 Hz Slope;
- система TDM 45 производится как в переносном исполнении, так и для использования в электротехнической лаборатории.

Остановимся более подробно на отдельных моделях этой уникальной системы.



Измерение TanDelta, или контролируемое испытание диэлектрической прочности (MWT) напряжением 0,1 Гц Sinus

Базовая система TDM 45 с опциональным измерением TanDelta

Данная модель предлагает испытание напряжением СЧЧ 0,1 Гц синусоидальной формы максимум до 45 кВ. Опционально для модели **TDM 45-TD** (вариант 2), предлагается интегрированное измерение TanDelta, позволяющее не только измерять диэлектрические потери в кабельной изоляции, но и параллельно с испытаниями осуществлять так называемое контролируемое испытание диэлектрической прочности (MWT-Monitored Withstand Test).

TDM 45 PD с диагностикой частичных разрядов и TDM 45 PD-TD с диагностикой ЧР и измерением TanDelta

Не вызывает сомнений, что целесообразно проводить не только испытание напряжением СЧЧ 0,1 Гц, но также и диагностику частичных разрядов в качестве

дополнительного источника информации о состоянии кабельной изоляции и гарнитуры. Эту возможность предлагает **TDM 45 PD** с детектором частичных разрядов **PDS 60** (вариант 3). С помощью этой модели пользователь прямо в процессе испытания получает полноценную информацию о проблемных местах в кабельной линии, которые могут впоследствии привести к выходу ее из строя.

Модель **TDM 45 PD-TD** (вариант 4) расширяет возможности предыдущей модели, позволяя измерять тангенс угла диэлектрических потерь и тем самым предоставляя испытателю еще больше информации о состоянии кабельной изоляции.

TDM 4540 с испытательной приставкой Boost

Очень часто перед распределительными компаниями стоит задача испытания длинных кабелей или же нескольких жил, соединенных парал-

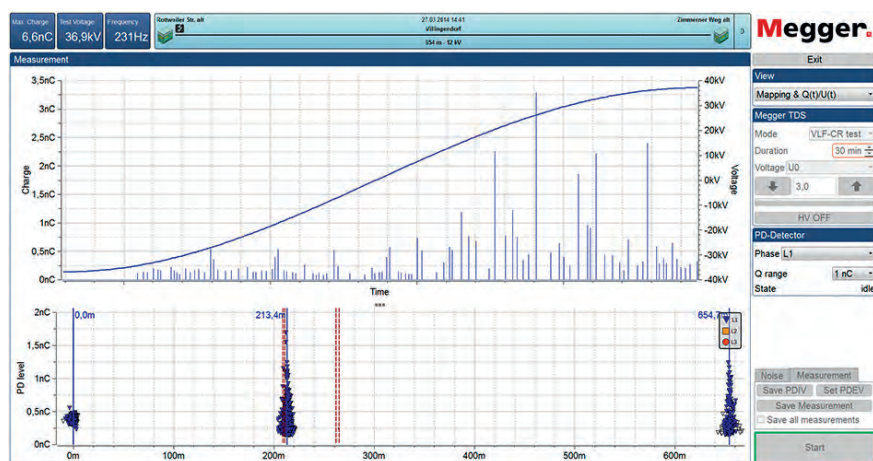
лельно с целью сокращения времени работ. В таких случаях требуется система с большой испытательной емкостью, которую может обеспечить модель **TDM 4540** (вариант 5). Благодаря использованию интегрированной приставки Boost косинусно-прямоугольной формы напряжения испытательная емкость системы увеличивается до 5,5 мкФ при 36 кВ_{эфф} 0,1 Гц, позволяя испытывать кабели общей протяженностью до 25 км.

TDM 4540 PD с распознаванием частичных разрядов при частоте, близкой к рабочей

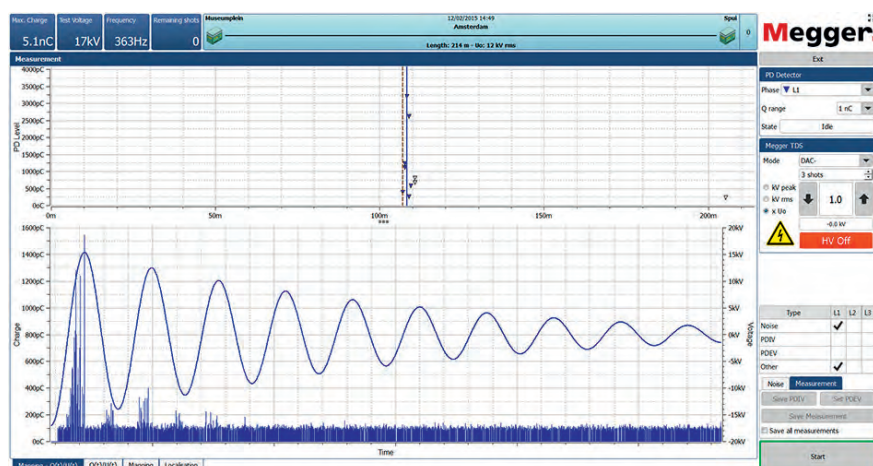
Существуют дефекты, которые распознаются при рабочей частоте 50 Гц. Запатентованная компанией **Megger** уникальная технология 50 Hz Slope реализована в модели **TDM 4540 PD** (вариант 7). Модель включает в себя детектор частичных разрядов PDS 60 и испытательную приставку Boost, позволяющую генерировать, помимо напряжения СЧЧ 0,1 Гц, также и затухающее переменное напряжение (DAC). Как при изменении полярности косинусно-прямоугольной формы напряжения, так и при затухающем переменном напряжении нагрузка на кабельную изоляцию близка по своим параметрам к нагрузке при рабочей частоте сети 50 Гц [2].

Подобных результатов можно было бы достичь только при использовании установок переменного напряжения 50 Гц. Однако из-за высокой реактивной мощности такого испытательного напряжения для этих целей потребовались бы очень большие, тяжелые и, самое главное, дорогие трансформаторы или резонансные испытательные установки, что фактически делает нецелесообразным их применение. С помощью же запатентованной компанией **Megger** технологии нагрузка на кабель близка к рабочим условиям, что позволяет получить максимально достоверную информацию о наличии частичных разрядов в кабельной изоляции.

Благодаря использованию детектора частичных разрядов PDS 60 испытатель получает информацию об обнаруженных ЧР и их местоположении в виде карты ЧР прямо в процессе измерения. Таким образом, отпадает необходимость в трудоемком анализе измеренных данных в бюро, а заклю-



Измерение частичных разрядов по технологии 50 Hz Slope / СЧЧ 0,1 Гц косинусно-прямоугольной формы



Измерение частичных разрядов затухающим переменным напряжением (DAC)

чение о состоянии кабельной изоляции можно сразу же внести в протокол испытаний, который генерируется одним нажатием компьютерной мышки.

TDM 4540 TD-PD – самая функциональная модель с диагностикой ЧР и измерением TanDelta

Комбинация, объединяющая TDM 45 с измерением TanDelta, диагностику ЧР с детектором PDS 60 и испытательную приставку Boost с напряжениями 50 Hz Slope и DAC, формирует самую функциональную модель TDM 4540 TD-PD (вариант 8). Благодаря этой максимальной комплектации пользователь получает доступ ко всем преимуществам испытательных напряжений 0,1 Гц синусоидальной и косинусно-прямоугольной форм постоянного и затухающего переменного напряжения в сочетании с измерением TanDelta и диагностикой частичных разрядов.

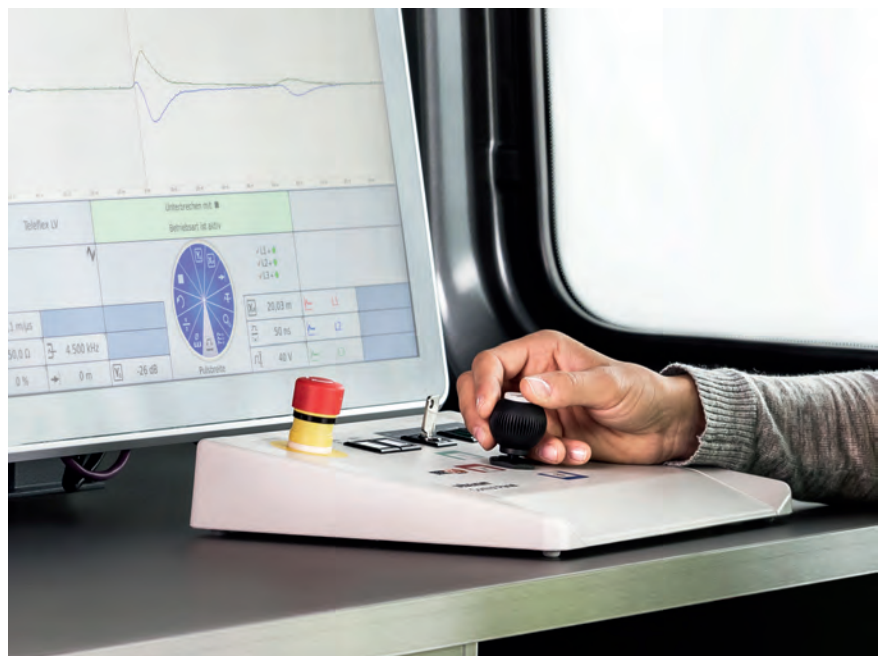
Поскольку испытательно-диагностическая система TDM 45 является компактной, ее легко можно интегрировать в любую электротехническую лабораторию производства компании Megger, что позволит значительно расширить функциональные возможности ЭТЛ. При этом управление системой может осуществляться с центрального модуля управления, как это, например, реализовано в самой современной электротехнической лаборатории Centrix.

Список литературы

1. Alle Prüfungen in einem System // EPrüfer / Magazin der Megger Gruppe / Ausgabe 5 / 2016. – С. 1–4.
2. Глижин, А. Новое поколение систем диагностики с использованием технологии 50 Hz Slope / А. Глижин, О. Стенько // Энергетическая стратегия. – 2016. – № 2 (50). – С. 46–47.



Управление с помощью сенсорного дисплея 21,5"



Управление с поворотной ручки (JogDial) в новой ЭТЛ Centrix 2.0



Для получения более подробной информации по испытательно-диагностическим системам Megger, а также коммерческого предложения на оборудование обращайтесь в компанию Megger или в Представительство нашей компании в Республике Беларусь:

Себа Динатроник Беларусь
 ул. Тимирязева, 65 Б, офис 1205, 220035, Минск
 тел. +375 (17) 290 8512, факс +375 (17) 290 8407
 e-mail: megger@tut.by

В ЦЕНТРЕ ВНИМАНИЯ – ИННОВАЦИИ И ИНВЕСТИЦИИ

По итогам Белорусского промышленного форума – 2016

Внедрение инноваций в промышленное производство и привлечение инвестиций являются важнейшими факторами экономического развития страны. Эти темы стали лейтмотивом Белорусского промышленного форума – 2016 – международного выставочного проекта, ежегодно проводимого в Минске под патронажем Правительства Республики Беларусь. Одним из организаторов и активным участником мероприятия традиционно выступило Министерство энергетики Республики Беларусь.



Белорусский промышленный форум – одно из центральных событий года в экономической и деловой жизни республики. Мероприятие представляет собой уникальную площадку для обсуждения широкого спектра вопросов с участием специалистов разных отраслей народного хозяйства и представителей властных структур, определяющих политику государства во всех отраслях экономики страны. В этом году в центре внимания участников форума были вопросы создания условий для инновационного и инвестиционного развития страны.

В ходе мероприятий, проводимых в рамках форума, неоднократно подчеркивалось, что Беларусь уверенно идет по пути внедрения инноваций и формирования благоприятного инвестиционного климата и является лидером по инновационному развитию в регионе. В общемировом объеме отгруженной

инновационной продукции доля белорусской достигает 13 % (для сравнения, в Польше этот показатель составляет 9 %, в Швеции – 7 %), при этом треть отечественного экспорта – это высокотехнологичная продукция. В рамках государственных научно-технических программ в республике ежегодно разрабатываются новые технологии, закономерности и методики, на постоянной основе ведется работа по совершенствованию системы поддержки инноваций и улучшению инвестиционного климата в стране для привлечения иностранного капитала.

Выступая с приветственным словом на церемонии открытия форума, заместитель Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко подчеркнул, что промышленность была и остается ведущей отраслью народного хозяйства Беларуси: ее доля в ВВП страны со-

ставляет 28–32 %. За последние 15 лет средний темп развития промышленного производства составил 8,2 % годовых, а доля промышленного производства Беларуси в общемировом объеме выросла в 2,3 раза. При этом В.И. Семашко отметил, что в последние три года произошло снижение этого показателя. Это обусловлено тем, что Беларусь – страна с открытой экономикой и не может не зависеть от внешних факторов.

В.И. Семашко также подчеркнул важную роль энергетики в обеспечении надежного функционирования всех отраслей народного хозяйства, в том числе промышленности, и отметил, что Беларуси есть чем гордиться в области энергетики и энергоэффективности. За последние годы удалось значительно обновить основные фонды отрасли и снизить энергоемкость ВВП с 690 до 205 кг н. э./\$ 1000, что на сегодняшний день является лучшим показателем на постсоветском пространстве и приближается к показателям ведущих стран мира.

В свою очередь первый заместитель Министра энергетики Республики Беларусь Л.В. Шенец отметил: достигнутые показатели говорят о том, что белорусская энергетика развивается динамично и в верном направлении. В рамках своего доклада на **пленарном заседании «Инновационное и инвестиционное развитие промышленности Республики Беларусь»** он подробно информировал о результатах реализации двух государственных программ модернизации энергосистемы в период 2005–2015 годов. За время их действия было введено около 2400 МВт высокоэффективных мощностей, снижен износ основных фондов с 60,7 % до 40 %, достигнуто значительное снижение удель-

ного расхода топлива на отпуск электроэнергии, уменьшилось количество отказов оборудования, улучшен ряд других важнейших показателей. Получили дальнейшее развитие такие направления, как использование местных видов топлива, гидро-, ветро- и биоэнергетика. Минэнерго также проводит активную работу по созданию условий для увеличения использования торфяного топлива на энергоисточниках республики.

Среди других тем пленарного заседания – системные меры, направленные на активизацию новых факторов экономического роста в значительно изменившихся экономических условиях на международном рынке; стимулирование инновационного развития отраслей экономики в Республике Беларусь; роль науки, бизнеса и образования в развитии национальной промышленности; практический опыт реализации инвестиционных проектов в стране. С докладами по этим темам выступили представители Госкомитета по науке и технологиям, Госкомитета по стандартизации, Национальной академии наук, других ведомств и организаций.

Минэнерго Беларуси ежегодно активно участвует в мероприятиях Белорусского промышленного форума, демонстрируя результаты проводимой работы, предлагая новые технологические решения в области энергетики, принимая участие в обсуждении актуальных вопросов развития экономики страны. В этом году на выставке свои экспозиции представили РУП «Белгазтехника»,



ОАО «Белоозерский энергомеханический завод», ОАО «Белэлектромонтажналадка», ОАО «Белэнергоремналадка», ГИПКиПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ», а также журнал «Энергетическая стратегия» – информационный партнер форума.

В рамках симпозиума «Технологии. Оборудование. Качество» Министерством энергетики было организовано секционное заседание «Год безопасного труда в энергетике», на котором специалисты обсудили вопросы организации охраны труда и обеспечения безопасности на предприятиях ГПО «Белэнерго» и ГПО «Белтопгаз».

Каждый год специалисты организаций Министерства энергетики принимают активное участие в конкурсе сварщиков, проводимом в рамках Белорусского промышленного форума, традиционно за-

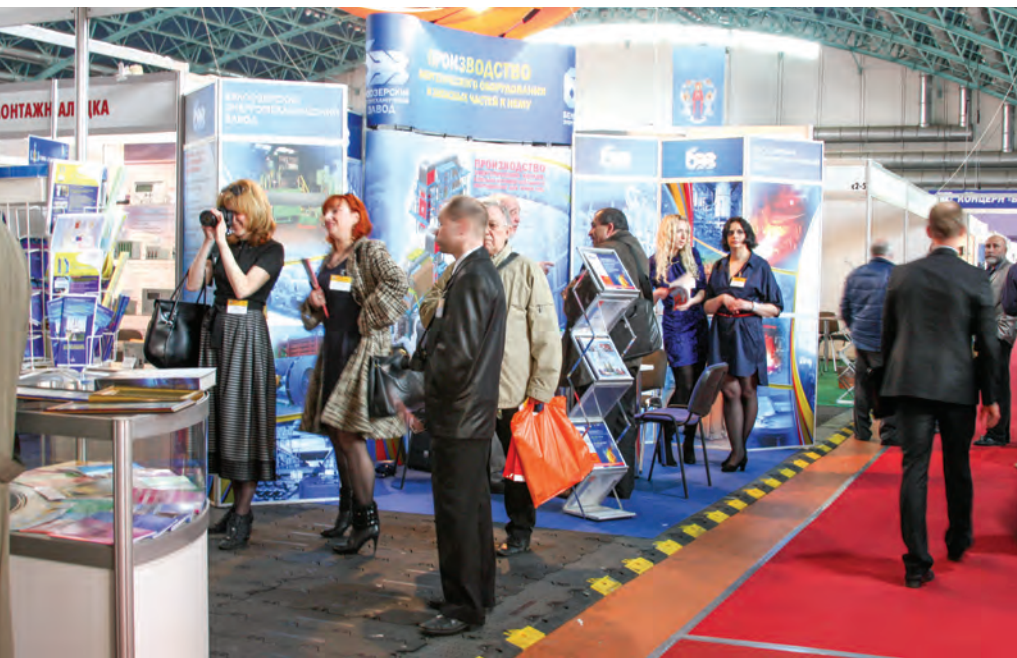
нимая призовые места. Этот год не стал исключением: во всех трех номинациях лучшими оказались представители ГПО «Белэнерго» и ГПО «Белтопгаз». В номинации «Механизованная сварка» 1-е место занял С.Н. Силюк (филиал «Белоозерскэнергоремонт», РУП «Брестэнерго»); в номинации «Аргонодуговая сварка» победителем стал Е.М. Столяр (ОАО «Белэнергоремналадка»), 3-е место занял П.В. Магдич (ОАО «Центроэнергомонтаж»); в номинации «Ручная дуговая сварка» 1-е место завоевал Д.В. Медведев (ПРУП «Витебскоблгаз»), 2-е место – А.В. Король (ПРУП «Брестоблгаз»).

Таким образом, итоги конкурса вновь подтвердили высокий уровень профессионального мастерства специалистов, работающих на объектах Белорусской энергосистемы и предприятиях областных газовых хозяйств.

В этом году в конкурсе сварщиков приняли участие более 143 лучших специалистов сварочного дела из 58 организаций, в том числе 32 сварщика из 14 организаций Министерства энергетики.

Белорусский промышленный форум в очередной раз подтвердил статус авторитетного международного смотра достижений в области науки, передовых технологий и промышленного производства, стал эффективной площадкой для обсуждения широкого круга вопросов и перехода к стратегии конкретного воплощения инновационных решений. Это подтверждается тем фактом, что многие решения, выработанные в рамках мероприятий форума, ежегодно получают свое развитие в промышленной сфере республики.

Анна НИКИТИНА



АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА КАК ЭЛЕМЕНТ БУДУЩЕГО

По итогам VIII Международного форума «АТОМЭКСПО-2016» в г. Москве

За последние годы в атомной энергетике произошли кардинальные изменения: появились принципиально новые технологии и инновационные решения, позволяющие гарантировать поставки энергии потребителям по стабильным ценам и способствующие существенному сокращению выбросов CO₂ в атмосферу. Эксперты убеждены, что будущее мировой энергетики – в разумном балансе атомной генерации и возобновляемых источников энергии.

Направления дальнейшего развития мировой атомной отрасли стали предметом обсуждения на завершившемся 1 июня в Москве VIII Международном форуме «АТОМЭКСПО-2016», организованном Госкорпорацией «Росатом». За три дня работы форум посетили свыше 5000 человек, в деловой программе приняли участие 508 экспертов из 55 стран мира – рекордное количество за всю историю проведения форума. Мероприятие освещали более 450 журналистов, в том числе более 240 представителей зарубежных СМИ.

Главной темой форума стало определение роли атомной энергетики в низкоуглеродном энергобалансе будущего. В рамках деловой программы прошли два основных пленарных заседания – «Атомная энергетика как основа безуглеродного энергобаланса» и «Будущее атомной энергетики. Новые игроки». В работе форума от Беларуси принимали участие заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк и генеральный директор ГП «Белорусская АЭС» М.В. Филимонов. На площадке Гостиного двора была представлена объединенная экспозиция Министерства энергетики Республики Беларусь и Белорусской АЭС.

Пленарная сессия «Будущее атомной энергетики. Новые игроки» была посвящена вопросам сотрудничества России со странами, планирующими развивать у себя атомную энергетику. Модератор сессии генеральный директор Всемирной ядерной ассоциации (WNA) А. Ризинг в ходе дискуссии подчеркнула, что Беларусь сегодня является одной из стран-новичков, которые успешно идут по пути присоединения к клубу атомных стран. Госпожа Ризинг напомнила, что в апреле Белорусскую АЭС посетил гендиректор МАГАТЭ Ю. Аmano,



который назвал Беларусь одной из наиболее подготовленных к использованию атомной энергии стран, а строительство БелАЭС – одним из самых успешных проектов.

В свою очередь заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк подчеркнул, что вопрос безопасности атомной станции был ключевым еще до принятия решения о ее строительстве и проходит красной нитью через все решения, принимаемые в стране в связи с реализацией ядерной энергетической программы. Он отметил, что в Беларуси выстроена государственная система контроля качества поставляемого оборудования и выполняемых на площадке работ. Ход строительства станции регулярно обсуждается на оперативных совещаниях всеми заинтересованными сторонами. Такое взаимодействие позволяет осуществлять проект в соответствии с графиком. В завершение своего выступления заместитель Министра отметил, что Беларусь готова делиться со всеми

заинтересованными странами своим опытом освоения атомной генерации.

В рамках форума М.И. Михадюк провел брифинги для белорусских и зарубежных журналистов. Отвечая на вопросы, он подчеркнул, что при строительстве атомной электростанции в г. Островце Беларусь выполняет все международные обязательства. Ожидается, что специальная миссия МАГАТЭ в конце 2017 – начале 2018 года оценит готовность станции к эксплуатации. Кроме того, в скором времени островецкую площадку посетят эксперты специальной миссии SEED. Уже заключен контракт с российской компанией на проведение стресс-тестов АЭС. Техническое задание на их выполнение составлено с учетом требований Европейского союза.

Особое внимание было уделено необоснованным заявлениям официальной Литвы о недостаточной безопасности станции. М.И. Михадюк призвал Литву отказаться от двойных стандартов при оценке атомных проектов и от-

метил, что шагом к обсуждению конкретных вопросов с литовской стороной могут стать переговоры на уровне технических экспертов. Заместитель Министра подчеркнул, что Белорусская АЭС возводится по проекту, разработанному с учетом постфукусимских требований, и включает в себя оптимальный набор активных и пассивных систем безопасности. «На сегодняшний день в мире не существует более референтного и безопасного проекта», – отметил М.И. Михадюк.

Российскую позицию по данному вопросу высказал президент компании «Русатом – Международная сеть» А.А. Мертен. Он отметил высокую степень готовности промышленного комплекса Беларуси к реализации атомного проекта и констатировал, что того же мнения придерживается руководство МАГАТЭ. Он также подчеркнул, что политические инсинуации вокруг белорусского атомного проекта не имеют ничего общего с реальным положением дел. «Проект в Беларуси строится в полном соответствии с международными правилами и под контролем МАГАТЭ. Возведение станции строго контролируют как белорусские надзорные органы, так и международные организации. У нас нет сомнений, что он соответствует всем требованиям безопасности», – добавил А.А. Мертен.

В рамках «АТОМЭКСПО» белорусская делегация провела ряд встреч с между-



народными экспертами, в ходе которых обсуждались вопросы подготовки к эксплуатации Белорусской АЭС, поставки ядерного топлива компанией «ТВЭЛ», подготовки кадров за рубежом, в том числе в России. Так, белорусские специалисты проходят обучение на Нововоронежской АЭС, где реакторная установка инновационного энергоблока № 6 – первого из серии поколения «три плюс» – уже выведена на минимально контролируемый уровень мощности.

Делегаты форума посетили Нововоронежскую АЭС, где познакомились с основными принципами ее работы, а также НИЦ «Курчатовский институт», выполняющий научное сопровождение проекта строительства АЭС в Беларуси. Руководитель ядерно-технологического

комплекса института Ю.М. Семченков рассказал участникам мероприятия о разработанной специалистами института системе безопасности, которая будет установлена на Белорусской АЭС.

Помимо пленарных сессий на форуме состоялось 12 заседаний круглых столов, участники которых обсудили следующие темы: «Топливообеспечение и бэк-энд – комплексные решения. Конкурентоспособность и экологическая приемлемость атомной энергетики в настоящем и будущем»; «Управление жизненным циклом. От управления сооружением АЭС к управлению информацией об АЭС на всем жизненном цикле»; «Оптимизация энергобаланса, экологический и экономический аспекты. Атомная и возобновляемая энергетика»; «Страны на пороге развития атомного проекта: глобальные вызовы и решения Росатома»; «Экологически эффективные технологии атомной отрасли: сегодня и завтра» и др.

В рамках форума прошла выставка, в которой приняли участие 99 российских и зарубежных компаний. На полях мероприятия было подписано свыше 30 соглашений и меморандумов о взаимопонимании между различными странами и компаниями. Совокупный экономический объем заключенных контрактов оценен в размере около \$ 10 млрд.

Проведение такого масштабного мероприятия – значимое событие не только для России, но и для всех стран, использующих энергию мирного атома или строящих атомные станции. Форум стал значимой площадкой для обмена мнениями и укрепления международного сотрудничества в сфере атомной энергетики.

Елена МОИСЕЕВА





НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 августа 2016 года вступит в силу **ГОСТ EN 50285-2013** «Лампы электрические бытовые. Энергоэффективность. Методы измерений», который устанавливает условия испытаний и методы измерений светового потока, мощности и срока службы ламп, указанных в их упаковочной маркировке, а также процедуру верификации устанавливаемых значений.

Ряд государственных стандартов вводится в действие **с 1 сентября 2016 года**.

Так, **ГОСТ IEC 60255-16-2013 «Реле электрические. Часть 16. Реле измерения полного сопротивления»** определяет общие требования к данным устройствам, а также методы испытаний и способы представления характеристик и работоспособности реле.

Стандарт распространяется на измерительные реле с несколькими входными воздействующими величинами, в которых полное сопротивление является характеристической величиной и параметры срабатывания которых определены в плоскости $R - X$. Также область распространения стандарта включает реле с независимой и с зависимой выдержкой времени.

ГОСТ 32397-2013 «Щитки распределительные для производственных и общественных зданий. Общие технические условия» содержит требования к распределительным щиткам, применяемым в осветительных и силовых установках производственных, общественных, административных и других подобных зданий для приема и распределения электрической энергии при напряжении 400/230 и 690/400 В трехфазного переменного тока ча-

стотой 50–60 Гц, нечастого включения и отключения линий групповых цепей, а также для их защиты при перегрузках и коротких замыканиях. **ГОСТ 32397-2013** распространяется на щитки, присоединяемые к трехфазным сетям с типами систем заземления TN-S, TN-C, TN-C-S, TT по **ГОСТ 30331.2-95**.

ГОСТ IEC 60947-5-4-2014 «Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 5-4. Аппараты и коммутационные элементы цепей управления. Методы оценки эксплуатационных характеристик низкоэнергетических контактов. Специальные испытания» определяет требования к разделяемым контактам, применяемым при эксплуатации элементов коммутации для цепей управления. Стандарт рассматривает две области номинальных напряжений: более (включительно) 10 В (обычно 24 В) для контактов, коммутирующих нагрузки и подверженных электрической эрозии, например ввод программируемых контроллеров, и ниже 10 В (обычно 5 В) для контактов, коммутирующих цепи управления с незначительной электрической эрозией, например электронных цепей.

Требования, связанные с разработкой, внедрением, сопровождением и улучшением стратегии и систем работы с персоналом в области электроэнергетики государств – участников СНГ, обозначены в **ГОСТ 33066-2014 «Организация работы с персоналом в электроэнергетике государств-участников СНГ»**, который вводится в действие 1 января 2017 года.

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC):

IEC TR 62544:2011+AMD1:2016 CSV «Системы постоянного тока высокого напряжения (HVDC). Применение активных фильтров» (принят 13.04.2016);

IEC 62827-1:2016 «Беспроводная передача энергии. Управление. Часть 1. Общие компоненты» (принят 27.04.2016);

IEC TR 61850-90-3:2016 «Сети связи и системы автоматизации электростанций общего пользования. Часть 90-3. Использование IEC 61850 для диагностирования и анализа контроля состояния» (принят 12.05.2016);

IEC 61466-1:2016 «Композитные гирляндные изоляторы для воздушных линий электропередачи на номинальные напряжения выше 1000 В. Часть 1. Стандартные классы прочности и соединительная арматура» (принят 18.05.2016).

Дополнительную информацию вы можете найти на сайтах:

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

Госстандарта – www.gosstandart.gov.by

БелГИСС – www.belgiss.by

Телефон «горячей линии»:

Национального фонда ТНПА – (017) 262 14 20; 269 68 82

О ТЕРМИНЕ «ПЕРЕНОСНОЕ БЫТОВОЕ ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО»

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23 октября 2015 года № 895 «О некоторых вопросах в области электроснабжения» внесены изменения в Положение о порядке выдачи органами государственного энергетического надзора заключений на использование электрической энергии для целей нагрева, утвержденное постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 24 февраля 2006 года № 269. Данные изменения вступили в силу с 1 февраля 2016 года.

В статье приведены разъяснения по вопросу использования переносных бытовых электронагревательных устройств, который вызвал большое количество письменных и устных обращений заинтересованных лиц в ГПО «Белэнерго».

Наибольшее количество вопросов, возникших в связи вступлением в силу изменений в Положении, вызвали отдельные требования второго абзаца п. 19, а именно: не относятся к использованию электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения и не требуют получения заключения на использование электроэнергии для целей нагрева в органах Госэнергонадзора установка и использование переносных бытовых электронагревательных устройств единичной установленной мощностью до 3 кВт включительно, подключение которых к электрической сети производится с использованием штепсельных соединений. В обращениях, поступающих в ГПО «Белэнерго», потребители электроэнергии просят разъяснить, что подразумевается под переносным бытовым электронагревательным устройством.

Рассмотрим этот вопрос подробнее. Основные интересующие нас понятия определены в ГОСТ 18311-80 «Изделия электротехнические. Термины и определения основных понятий», в соответствии с которым:

- электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование) бытового назначения – электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование), предназначенное для бытовых целей, эксплуатация которого осуществляется необученным персоналом;

- переносное электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование) – передвижное электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование), предназначенное для перемещения вручную или во вьюках или которое можно переносить вручную в процессе работы;
- передвижное электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование) – электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование), которое допускает перемещение от одного места установки к другому без нарушения его готовности к работе и (или) во время работы;
- стационарное электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование) – электротехническое изделие (электротехническое устройство, электрооборудование), предназначенное для эксплуатации без перемещения его относительно места установки.

Кроме того, действует уточнение, определенное в пункте Г.4 ТКП 45-4.04-149-2009 (02250) «Системы электрооборудования жилых и общественных зданий. Правила проектирования», утвержденного приказом Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 15 сентября 2009 года № 303: к стационарно установленному электрооборудованию, даже



Д.М. ЛОСЕНКОВ, начальник управления государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго» – заместитель главного государственного инспектора Республики Беларусь по энергетическому надзору

если оно подключается через штепсельные разъемы, относится не имеющее катков для передвижения электрооборудование весом более 18 кг, а также стационарно закрепленное электрооборудование независимо от веса и наличия катков.

Отдельных потребителей электроэнергии интересует вопрос, возможно ли отнесение электроводонагревателей к переносным бытовым электронагревательным устройствам. Отметим, что согласно ГОСТ 15047-78 «Электроприборы нагревательные бытовые. Термины и определения» электроводонагреватель – стационарный бытовой нагревательный электроприбор для нагрева воды до температуры 85 °С. Таким образом, применение электроводонагревателей независимо от их единичной мощности и способа подключения к электрической сети не подпадает под формулировку абзаца второго п. 19 Положения.

К ВОПРОСУ О ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЙ И НАДЗОРНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Указ Президента Республики Беларусь от 16 октября 2009 года № 510 «О совершенствовании контрольной (надзорной) деятельности в Республике Беларусь» определил единый порядок проведения контрольной (надзорной) деятельности. Документ вступил в силу с 1 января 2010 года и стал первым законодательным актом, который потребовал от контролирующих и надзорных органов изменить методы и формы работы и существенно ужесточил требования к порядку назначения и проведения проверок.

Указом Президента Республики Беларусь от 16 октября 2009 года № 510 определено, что проверки организаций, их обособленных подразделений, имеющих учетный номер плательщика, вправе проводить только государственные органы (их структурные подразделения, территориальные органы, подчиненные организации) и иные организации, уполномоченные законодательными актами на осуществление контроля (надзора) за деятельностью проверяемых субъектов и включенные в перечень контролирующих (надзорных) органов с указанием сфер контрольной (надзорной) деятельности. Согласно п. 26 перечня контролирующих (надзорных) органов и сфер их контрольной (надзорной) деятельности, утвержденного Указом № 510, государственный энергетический надзор в отношении проверяемых субъектов – потребителей электрической и тепловой энергий осуществляют органы государственного энергетического надзора.

Вместе с тем законодательные акты по вопросам осуществления государственного энергетического надзора не были приняты. Управление госэнергонадзора ГПО «Белэнерго» и филиалы «Энергонадзор» РУП-облэнерго не были включены в перечень органов, уполномоченных на осуществление государственного энергетического надзора, утвержденный постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 1 февраля 2010 года № 131 «Об органах, уполномоченных на осуществление контроля (надзора)». Отсутствие законодательного акта, предоставляющего право осуществления государственного энергетического надзора,

привело к приостановке контрольной (надзорной) деятельности органами государственного энергетического надзора в рамках Указа № 510 начиная с 2011 года.

За период с января по декабрь 2010 года Полоцким межрайонным отделением филиала «Энергонадзор» в рамках Указа № 510 было проведено 504 плановых проверки. Приостановка контрольной (надзорной) деятельности привела к значительному снижению количества обследований электроустановок потребителей.

В то же время в соответствии с основными задачами, определенными Положением о государственном энергетическом надзоре в Республике Беларусь, утвержденным постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10 января 1998 года № 26 (с изменениями и дополнениями), органы государственного энергетического надзора продолжали осуществлять контроль за техническим состоянием, организацией эксплуатации электро- и теплоустановок в целях обеспечения безопасности жизни и здоровья людей, устойчивого функционирования энергетического оборудования, соблюдения правил снабжения и пользования электрической и тепловой энергией.

В сложившихся условиях основная деятельность органов Госэнергонадзора была направлена на профилактику электро- и теплотравматизма, а также на осуществление проверок (обследований), на которые не распространялся Указ № 510, а именно:

– проверки технического состояния энергоустановок энергоснабжающих организаций, условий их эксплуатации



В.В. ЗЕЛЕНКЕВИЧ,
начальник электрогруппы
энергоинспекции Полоцкого
МРО филиала «Энергонадзор»
РУП «Витебскэнерго»

и проведение мероприятий, обеспечивающих безопасное обслуживание этих установок, в соответствии с графиком обследований электро- и теплоустановок организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго»;

– обследования энергоустановок по заявлениям проверяемых субъектов хозяйствования (мониторинги; участие в комиссиях по оценке готовности потребителей, теплоисточников и энергоснабжающих организаций к работе в осенне-зимний период; осмотры энергоустановок с целью выдачи заключений о возможности или невозможности их ввода в эксплуатацию; осмотры энергоустановок с целью выдачи заключений для приемочных комиссий о готовности к эксплуатации электроустановок потребителей и энергоснабжающих организаций при приемке в эксплуатацию законченных строительством объектов);

– обследования по решениям и оперативным поручениям вышестоящих организаций;

– обследования технического состояния электроустановок домовладений и квартир граждан.

В соответствии с подпунктом 5.3 п. 5 Указа Президента Республики Беларусь от 26 июля 2012 года № 332 «О некоторых мерах по совершенствованию



Рис. 1. Динамика роста числа выявленных нарушений действующих НПА и ТНПА в 2011–2015 годах



Рис. 2. Количество аварий, пожаров, нарушений в работе энергетического оборудования, несчастных случаев на производстве, в расследовании причин которых принимали участие специалисты энергонадзора РУП «Витебскэнерго»

контрольной (надзорной) деятельности в Республике Беларусь» постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 30 ноября 2012 года № 1105 утвержден перечень мероприятий технического (технологического, поверочного) характера, на основании которого органам государственного энергетического надзора на законодательном уровне разрешено осуществлять с определенной периодичностью следующие виды мероприятий:

- расследование технологических нарушений в работе объектов энергетического хозяйства (аварий), специальное расследование несчастных случаев на производстве, связанных с эксплуатацией электро- и (или) теплоустановок (по факту технологических нарушений (аварий), несчастных случаев);

- осмотр электро- и (или) теплоустановок, изучение технической документации, проводимые при выдаче

заклучения о возможности ввода в эксплуатацию электро- и (или) теплоустановок, в том числе установленных на объектах с сезонным характером работы (при вводе в эксплуатацию электро- и (или) теплоустановок, один раз в год – для объектов с сезонным характером работы);

- обследование электро- и (или) теплоустановок, теплоисточников и потребителей тепловой энергии на предмет их готовности к работе в осенне-зимний период (один раз в год при необходимости);

- осмотр технического состояния и оценка работоспособности систем автоматического регулирования теплопотребления (один раз в год при необходимости);

- осмотр технического состояния электроустановок и оценка организации их эксплуатации в учреждениях образования (два раза в год при необходимости);

- осмотр технического состояния электроустановок и оценка организации их эксплуатации на строительных площадках (один раз в год при необходимости).

Следует отметить, что из-за резкого сокращения количества проверок в рамках Указа № 510 значительно увеличилось количество нарушений действующих нормативных правовых актов и технических нормативных правовых актов (НПА и ТНПА), что привело к росту количества аварий, а также несчастных случаев в энергоустановках. В связи с этим возникла необходимость принятия кардинальных мер, направленных на обеспечение законодательного регулирования деятельности государственного энергетического надзора в рамках Указа № 510 и повышение эффективности профилактической и надзорной работы.

Такие меры были предусмотрены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 12 февраля 2014 года № 122 «О внесении изменений и дополнений в постановления Совета Министров Республики Беларусь от 10 января 1998 года № 26 и от 1 февраля 2010 года № 131». Согласно документу органами, осуществляющими государственный энергетический надзор, являются:

- Министерство энергетики Республики Беларусь;

- государственное производственное объединение электроэнергетики «Белэнерго»;

- республиканские унитарные предприятия электроэнергетики «Брестэнерго», «Витебскэнерго», «Гомельэнерго», «Гродноэнерго», «Минскэнерго» и «Могилевэнерго».

При этом функции государственного энергетического надзора возложены на филиалы «Энергонадзор» РУП-облэнерго.

Таким образом, после совершенствования законодательства о порядке осуществления надзорной деятельности в части наделения подчиненных Министерству энергетики организаций полномочиями на осуществление государственного энергетического надзора со II полугодия 2014 года возобновились проверки в рамках Указа № 510.

С этого момента по декабрь 2015 года Полоцким межрайонным отделением филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго» осуществлено 49 плановых проверок, при этом составлено 45 протоколов об административных правонарушениях по ст. 20.12 и 3 протокола по ст. 23.61 Особенной части Кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях.

На основании анализа результатов надзорной деятельности установлено, что с возобновлением плановых проверок энергоустановок в соответствии с Указом № 510 выявлено значительное количество нарушений действующих НПА и ТНПА (рис. 1). Это связано с тем, что с приостановлением проведения проверок потребители стали меньше уделять внимания техническому состоянию энергоустановок и организации их эксплуатации, что в свою очередь привело к нарушениям в работе энергетического оборудования, увеличению числа аварий, пожаров и, соответственно, снижению надежности энергоснабжения (рис. 2).

Необходимо отметить, что осуществление проверок государственными органами энергетического надзора в рамках Указа № 510 – это наиболее эффективная профилактическая и надзорная деятельность, направленная на обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, устойчивого функционирования энергетического оборудования, систем энергоснабжения, соблюдения правил снабжения и пользования электрической и тепловой энергией.

ПРОВЕРКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ ДИЗЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В УЧРЕЖДЕНИЯХ ЗДРАВООХРАНЕНИЯ

Одна из приоритетных задач органов Госэнергонадзора – осуществление постоянного контроля над работой электроприемников первой категории и особой группы первой категории по надежности электроснабжения. При реализации этой задачи особое внимание необходимо уделять указанной группе электроприемников в учреждениях здравоохранения, где от обеспечения качественного и надежного электроснабжения зависят жизнь и здоровье пациентов.

К электроприемникам первой категории и особой группы первой категории по надежности электроснабжения, согласно ТКП 45-4.04-86-2007 (02250) «Здания и помещения лечебно-профилактических организаций. Электротехнические системы. Правила проектирования», относятся определенные отделения и аппараты медицинских учреждений, а именно: электрические аппараты, работающие в палатах реанимации (системы жизнеобеспечения: аппараты искусственной почки, искусственной вентиляции легких и др.), операционных и родильных блоках (операционные лампы, операционные столы, наркозно-дыхательные аппараты), анестезиологических отделениях с палатами интенсивной терапии, родильных домах (кислородные станции, инкубаторы и т.п.).

Отдельные аспекты электроснабжения электроприемников учреждений здравоохранения

Электроприемники первой категории и особой группой первой категории должны постоянно обеспечиваться электроэнергией. Перерыв электроснабжения может быть допущен только на время автоматического восстановления электропитания. Причем для особой группы первой категории должен быть предусмотрен третий независимый источник электроэнергии. В качестве такого независимого источника питания, как правило, используются автономные дизельные электростанции (ДЭС).

Построение системы гарантированного электроснабжения медицинских учреждений – задача непростая. Ее решение кардинально отличается от решения вопроса автономного электроснабжения производственных предприятий, коммерческих организаций или предприятий сельскохозяйственного назначения.

Во исполнение постановления Совета Министров Республики Беларусь от 1 июня 2005 года № 578 и протокола Совета Министров Республики Беларусь от 11 августа 2005 года № 33/7пр. все учреждения здравоохранения, имеющие оборудование поддержания жизнедеятельности человека, были оснащены автономными источниками энергии. В то же время некачественные или несвоевременные обслуживание, ремонт или испытания ДЭС, как показывают отдельные случаи, могут привести к сбою работы медицинского оборудования и, как следствие, нанесению вреда здоровью или жизни человека.

К сожалению, лица, ответственные за электрохозяйство, и электротехнический персонал учреждений здравоохранения не всегда в полной мере выполняют требования к испытаниям автономных источников энергии, что повышает риск отказа срабатывания ДЭС и возникновения нештатных ситуаций в больницах.

Требование к проведению периодических испытаний ДЭС отражены в ТКП 181-2009 (02230) «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и ТКП 388-2012 (02230/02030) «Правила подготовки



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

и проведения осенне-зимнего периода энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии». Согласно положениям этих документов потребитель обязан ежеквартально проводить осмотр ДЭС и не реже чем два раза в год – опробование устройств автоматического включения резерва (АВР) указанных автономных источников, а также испытания ДЭС с подключением выделенной на нее нагрузки в период подготовки к отопительному сезону.

Анализ проведения указанных испытаний в отдельных учреждениях здравоохранения показал, что эти работы производятся без соблюдения определенных норм, в результате чего во внестатных ситуациях возможен отказ оборудования, предназначенного для обеспечения бесперебойной работы электроприемников особой группы первой категории, что в свою очередь может привести к трагическим последствиям, если в этот момент электроприемники обеспечивают функции жизнедеятельности человека.

Проведение испытаний работоспособности ДЭС

При проведении испытаний работоспособности ДЭС прежде всего следует проверить соответствие выделенной электрической мощности особой группы электроприемников первой категории техническим условиям. При этом необходимо иметь в виду, что в процессе работы учреждений здравоохранения постоянно идет модернизация медицинского оборудования или замена его на более совершенное, что не всегда сопровождается снижением потребления электрической мощности. Так, при замене реанимационного оборудования на современное (с увеличением потребления электрической мощности), мощность вновь установленного или модернизированного оборудования может превысить указанную в технических условиях в качестве разрешенной к использованию для особой группы потребителей первой категории. Это не только является нарушением правил электроснабжения, но и может привести к тому, что установленная ДЭС в нештатной ситуации не обеспечит работу всех подключенных электроприемников.

Справочно: Рекомендуемая производителем нагрузка ДЭС в режиме постоянной работы не должна превышать 60–80 % от мощности станции (что позволит обеспечить максимальный срок службы оборудования), в режиме резерва мощности 70–90 %. Это означает, что мощность выбираемой для постоянной работы ДЭС должна превышать мощность нагрузки в 1,25–1,67 раза (в среднем – в 1,43 раза), а резервной ДЭС – в 1,11–1,43 раза (в среднем в 1,25 раза). Для потребителей первой категории и особой группы первой категории ДЭС должна иметь 2–3-ю степень автоматизации (электронный регулятор частоты вращения, автоматическое управление пуском при исчезновении напряжения сети, автоматический прием нагрузки, контроль работы и останов при появлении напряжения сети), а при необходимости непрерывной необслуживаемой работы более 24 часов – 3-ю степень автоматизации. Временная пауза от момента исчезновения напряжения сети до готовности к приему 100 % нагрузки не должна превышать 10 с.

Мощность ДЭС, заказываемой для резервирования электроснаб-

жения больниц и поликлиник, как правило, должна на 20–30 % превышать суммарную мощность электроприемников. Это обусловлено возможным увеличением последней при дальнейшем оснащении (переоснащении) учреждения здравоохранения более совершенным оборудованием.

Испытания по проверке работоспособности ДЭС следует проводить совместно с представителями районов электрических сетей (РЭС) и специализированных организаций, обеспечивающих техническое обслуживание и ремонт резервного источника электроснабжения. Каждое учреждение, имеющее электроприемники первой категории и особой группы первой категории, должно иметь утвержденное РЭС положение (инструкцию) о взаимодействии РЭС и потребителя при запуске автономного источника энергии. Положение (инструкция) должно быть изучено как электротехническим персоналом потребителя, так и представителями РЭС.

Согласно требованиям ТНПА испытания оборудования должны проводиться по утвержденной программе. При организации испытаний не следует забывать о выполнении организационных и технических мероприятий и применении средств защиты, обеспечивающих безопасность проведения работ на действующих электроустановках. Особое внимание необходимо обращать на организацию проверки работы всего комплекса оборудования, обеспечивающего оперативную подачу напряжения на отключенные электроприемники первой категории и особой группы первой категории и реагирование данных электроприемников на бестоковую паузу, другими словами, на способность восстановления технологических (медицинских) функций при кратковременном отсутствии напряжения.

Следовательно, испытания ДЭС должны быть проведены по следующей технологической цепочке: погашение основного питания электроприемников особой группы первой категории – временная пауза срабатывания АВР-0,4 для подключения резервного питания – погашение резервного питания – временная пауза срабатывания автоматики ДЭС – запуск ДЭС на холостом ходу – временная пауза по подключению нагрузки электроприемников. После погашения основного питания необходимо

проверить влияние временной паузы срабатывания АВР (отсутствие напряжения) на работу указанных электроприемников. Как правило, эта пауза находится в пределах 0,2–0,6 с. Поскольку при электроснабжении современного медицинского оборудования, обеспечивающего жизнедеятельность человека, предъявляются повышенные требования к качеству и бесперебойности подачи электрической энергии, необходимо убедиться, что время срабатывания АВР не повлияло на работу указанных электроприемников. После отключения резервного электропитания должна сработать схема запуска ДЭС, при этом станция должна взять электрическую нагрузку только электроприемников особой группы первой категории.

Существуют две схемы подключения ДЭС к электроприемникам особой группы первой категории: к шинам 0,4 кВ и непосредственно к группе электроприемников. Необходимо учитывать, что запуск ДЭС и выход на нагрузку в зависимости от схемы и технических характеристик станции могут потребовать от 10 до 30 с. Естественно, такая длительная пауза может привести к отключению электроприемников, если они дополнительно не оснащены источниками бесперебойного питания или аккумуляторными батареями. В таком случае потребуются восстановить работоспособность медицинского оборудования – в автоматическом или ручном режиме с сохранением первоначальных (до отключения электропитания по фидерам) настроек.

Другими словами, испытания работы ДЭС должны проводиться в комплексе с проверкой работы электрической части медицинского оборудования.

Примерный алгоритм проведения испытаний

Рассмотрим пример. Согласно техническим условиям электрическая мощность, разрешенная к использованию для электроприемников особой группы первой категории, составляет 50 кВт. На момент начала испытаний подключенная нагрузка электроприемников особой группы первой категории составляла 35 кВт, общая нагрузка учреждения здравоохранения – 240 кВт. Исходим из того, что основное питание осуществляется по фидеру № 1 от ТП-10/0,4 № 11, резервное – по фидеру № 2 от ТП-10/0,4 № 22. Для проведения испытаний вызвана оперативно-дежурная бригада РЭС. С медицинским

персоналом, работающим в блоках с электроприемниками особой группы первой категории, проведен инструктаж о необходимости постоянного контроля над функционированием оборудования жизнеобеспечения людей. Предусмотрено, что резервное медицинское оборудование (с другим видом привода) должно быть приведено в готовность к использованию в случае возникновения нештатных ситуаций при проведении испытаний.

По команде руководителя испытаний отключается основное питание по фидеру № 1. Электротехнический персонал учреждения или персонал специализированной организации должен проконтролировать сохранение подключенной нагрузки после срабатывания АВР и тем более электроприемников особой группы первой категории. Если в период работы АВР произошло отключение какого-нибудь электроприемника особой группы первой категории, это должно быть отражено в акте для вы-

яснения причин отключения и принятия соответствующих мер.

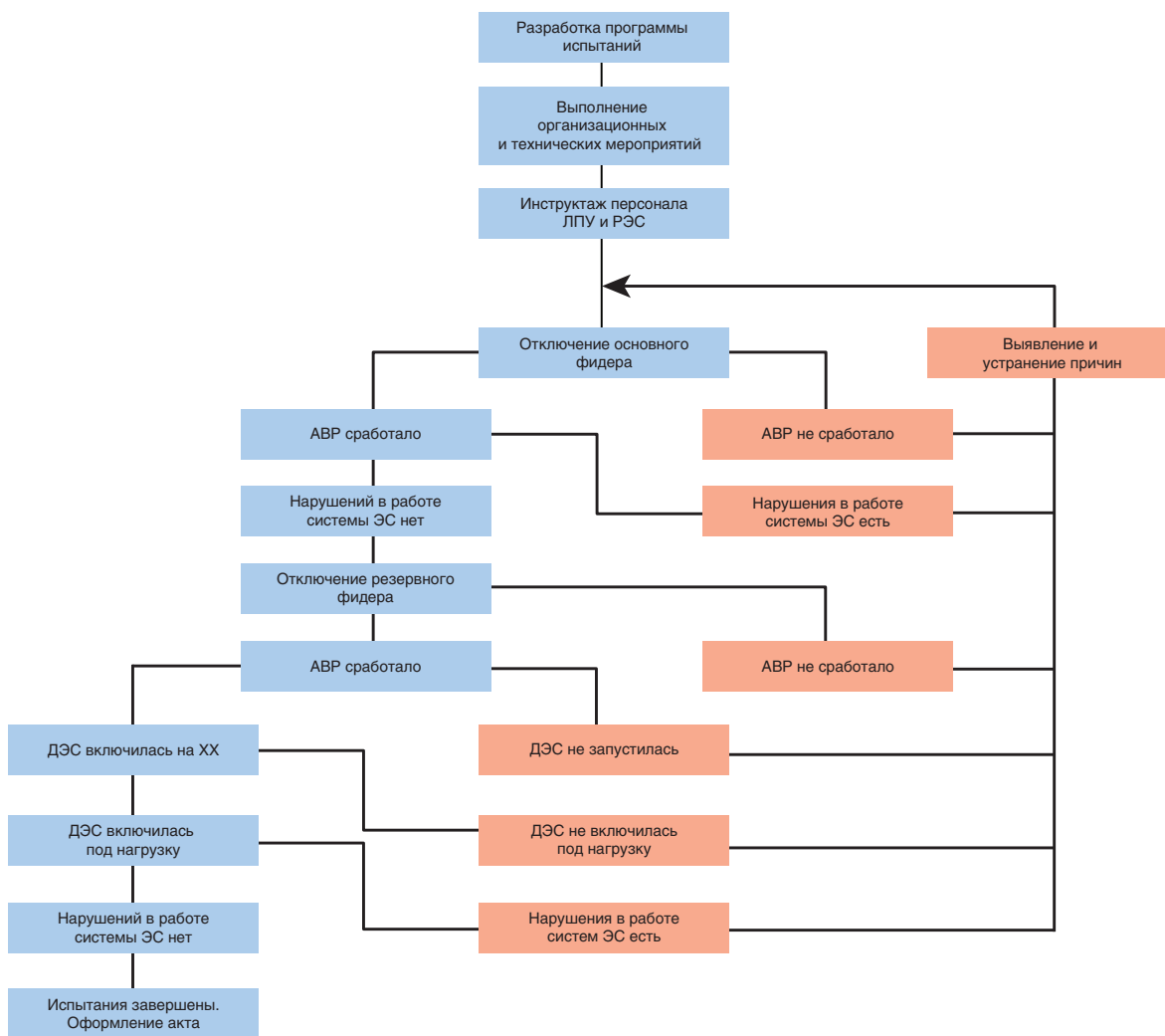
После проверки устойчивости системы электроснабжения больницы руководителем испытаний дается команда на отключение резервного питания, в нашем случае – фидера № 2. Погашение основного и резервного питания должно привести к отключению всех электроприемников больницы за исключением особой группы первой категории. Здесь также важно проконтролировать, что, несмотря на имеющуюся временную бестоковую паузу при переходе на резервный источник электропитания, аппараты жизнедеятельности не отключились. ДЭС должна устойчиво отработать в течение 10–20 мин. После восстановления основного питания автоматика блока управления должна остановить ДЭС с возвратом к готовности пуска.

Результаты испытаний должны оформляться актом и подписями всех членов комиссии. Любые замечания при проведении испытаний необходимо проанали-

зировать и принять меры по их своевременному устранению.

Конечно, выполнить весь комплекс испытаний на медицинском оборудовании республиканских или областных учреждений здравоохранения довольно проблематично, но в данном случае испытательный процесс можно разделить на несколько этапов: по количеству установленных ДЭС или, при наличии одной ДЭС, по отделениям медицинского учреждения, имеющим электроприемники.

Следует помнить, что проведение качественных испытаний позволит гарантировать надежную работу ДЭС и подключенного медицинского оборудования в период аварийных отключений и, как следствие, исключит риски, связанные с угрозой здоровью и жизни пациентов.



Блок-схема испытаний ДЭС в лечебно-профилактических учреждениях

«Я НИ РАЗУ НЕ ПОЖАЛЕЛ О ВЫБРАННОЙ ПРОФЕССИИ»

В год 85-летия Белорусской энергосистемы журнал продолжает публиковать материалы, посвященные этой знаменательной дате. История становления белорусской электроэнергетики интересна не только значимыми событиями в энергетической сфере, но и людьми, чьим трудом и талантом создавалась отрасль. В этом номере воспоминаниями о своем профессиональном становлении делится с читателями генеральный директор РУП «Минскэнерго» Павел Владимирович Дрозд.



Энергетика меня заинтересовала еще в школе, в первую очередь с технической стороны. Ведь именно в энергетике происходили и происходят новые преобразования, появляется современное оборудование и внедряются передовые технологии. Тогда многие ощущали, что энергетика – это будущее. И это привлекало молодежь.

В отрасли я начинал инженером по наладке и испытаниям наладочного головного управления строительного объединения «Электромонтаж» (г. Москва), куда меня распределили после окончания Белорусского политехнического института. В то время это была организация союзного значения с наладочными участками в ряде городов Советского Союза, в том числе и в Минске. Инженеры Минского наладочного участка выполняли работы по наладке оборудования на объектах энергетики в Беларуси, Литве, Латвии, Калининградской, Смоленской, Брянской областях и за пределами СССР.

Моим первым объектом стала подстанция 110 кВ «Мамоново» в Калининградской области. Это было для меня первым испытанием на профессиональную состоятельность. Наша бригада из 7 человек, все из Беларуси, начала работу по наладке подстанции 1 ноября 1983 года, а 31 декабря ее надо было ввести в эксплуатацию. Работать приходилось очень напряженно, и нам удалось завершить пуско-наладочные работы в срок. Так что можно считать, что мое посвящение в профессию прошло успешно.

Потом были другие объекты – работал инженером-наладчиком на Минской ТЭЦ-4 (4-й и 5-й энергоблоки), Гомельской ТЭЦ-2, подстанции 750 кВ «Белорусская» и др. Но по-настоящему мне помогла работа на Минской ТЭЦ-4 и ПС 750 кВ «Белорусская». Именно эти объекты стали для меня хорошей школой и позволили овладеть основами профессии.

Особенно значимыми для моего профессионального становления стали испытательно-наладочные работы на блоке № 4 мощностью 250 МВт Минской ТЭЦ-4. Это был первый на станции блок такой мощности, который возводился, чтобы обеспечить энергией развивающуюся промышленность города и жилищное строительство. Там мне довелось работать со многими опытными специалистами, среди которых были руководители минского участка союзного треста Михаил Григорьевич Лебедев, Георгий Николаевич Сапожников, Егор Дмитриевич Медвецкий, Петр Павлович Ништ. Мне многому удалось у них научиться.

Интересна с профессиональной точки зрения была для меня и работа по наладке подстанции «Белорусская». Нам впервые пришлось иметь дело с оборудованием 750 кВ, ведь это была единственная в республике подстанция такого напряжения, да и в бывшем Советском Союзе их было не так много. Для нас это было новое оборудование, которое приходилось изучать и налаживать. А новые знания и опыт всегда дают толчок профессиональному росту.

Работа у нас занимала практически все время – и рабочее, и личное, потому что объекты были пусковыми и, чтобы сдать их вовремя, работать приходилось по 12–14 часов в сутки. На этих объектах я не только получил большой опыт, но и познакомился с прекрасными специалистами, работавшими в службе релейной защиты РУП «Минскэнерго», в том числе с Виктором Павловичем Осиповичем – руководителем этой службы. Вообще, вся группа релейной защиты «Минскэнерго» того времени была ведущей службой Белорусской энергосистемы в своей области. Именно ее специалисты заложили основы тех принципов защиты, которые действуют и сегодня.

В реализации этих проектов была задействована большая когорта проек-



Открытие Расчетно-кассового центра на ул. Фабрициуса, 24, г. Минск



Подписание акта ввода в эксплуатацию ПС 110/10 кВ «Староборисовская»

тировщиков, строителей, монтажников и наладчиков. Работа с ними позволила мне не только получить большой профессиональный опыт, но и поработать с людьми, которые имели авторитет в своей области и практически всю свою жизнь отдали энергетике.

В 1991 году, когда Советский Союз распался, Минский наладочный участок был переименован в монтажно-наладочное предприятие «Белэлектромонтажналадка». В этот период объемы строительно-монтажных работ значительно уменьшились, и в 1994 году я перешел в Минские кабельные сети. Работать было очень интересно. Схема электроснабжения г. Минска – на главных ролях в Белорусской энергосистеме, ведь здесь находятся правительственные здания, другие значимые объекты. После того, как стабилизировалась ситуация в экономике, мы начали

масштабную работу по реконструкции кабельных линий и строительству подстанций для новых районов жилой застройки (Каменная Горка, Брилевичи, Юго-Запад и др.).

Никогда не ставил перед собой задачи карьерного роста, а просто работал. Наверное, мои руководители видели, на что я способен как специалист, поэтому и повышали меня в должности. За почти 20 лет работы в Минских кабельных сетях я прошел путь от заместителя начальника цеха до директора филиала.

В июне 2013 года меня пригласили на должность генерального директора РУП «Минскэнерго». Я согласился сразу – здесь высокопрофессиональный коллектив, кроме того, мне были знакомы проблемы энергоснабжения Минска по прежней работе, я знал все слабые его места, знал, что и где нужно улучшить.

Минская энергосистема – самая большая в республике по количеству потребителей, протяженности линий электропередачи и тепловых сетей и вторая по мощности после Витебской. Сегодня установленная мощность Минской энергосистемы составляет 2419 МВт, и мы полностью обеспечиваем потребность региона в электрической и тепловой энергии. Основная задача, которая сейчас стоит перед коллективом РУП «Минскэнерго», – это дальнейшая модернизация энергосистемы и реализация мероприятий, предусмотренных Отраслевой программой раз-



Участники торжественного открытия ПС 110/10 кВ «Староборисовская» у схемы размещения строительных объектов словенской компании Riko d.o.o.

вития электроэнергетики на 2016–2020 годы. Если удастся преодолеть сложившуюся ситуацию с неоплатой потребителями электро- и теплоэнергии, то особых сложностей в решении этих задач мы не видим.

Самое главное – сегодня в Минской энергосистеме и в отрасли в целом очень здоровый коллектив, которому по силам решить все поставленные задачи.

тех людей, которые сегодня работают в отрасли.

За время работы в энергетике я ни разу не пожалел о выбранной профессии. Она обогатила мою жизнь событиями, которые запомнились навсегда. Я благодарен судьбе за то, что она сводила меня с умными, талантливыми и профессиональными людьми. Со многими из них мне довелось работать и в строи-

тельно-монтажном комплексе, и в Минских кабельных электросетях, и в РУП «Минскэнерго». Не могу не вспомнить Олега Николаевича Воронова, который возглавлял в свое время Минскую энергосистему. Это руководитель с большой буквы, прошедший все ступени роста. Высокие профессиональные и управленческие качества отличают Василия Дмитриевича Бабя, более 10 лет руководившего РУП «Минскэнерго», Андрея Андреевича Горанина – главного инженера предприятия с 1999 по 2010 год, Евгения Олеговича Воронова – генерального директора «Минскэнерго» с 2011 по 2013 год, и ряда других. Невозможно перечислить имена всех руководителей и специалистов, благодаря уму и профессионализму которых в историю Белорусской энергосистемы вписаны самые яркие страницы. Таких людей очень много! Я считаю, что сегодня в энергосистеме в большинстве своем работают умные, одаренные и талантливые специалисты, и главное – это люди, влюбленные в свою профессию.

Подготовила Ольга ГОНЧАР



Торжественное открытие ПС 110/10 кВ «Староборисовская»

Достаточно вспомнить о недавних событиях, когда на Беларусь обрушился циклон «Даниэлла», вызвавший повреждения линий электропередачи и массовое отключение электроснабжения в большинстве регионов республики. Я лично был в составе штаба, руководившего ликвидацией последствий стихии, который возглавляли первый заместитель Министра энергетики Л.В. Шенец и генеральный директор ГПО «Белэнерго» Е.О. Воронов. Мне довелось с 14 по 17 января находиться в Стародорожском районе, где было нарушено электроснабжение практически всех объектов. И еще раз убедился, что наши люди могут сделать все.

Работа шла круглые сутки, бригады отдыхали всего по два-три часа и опять выезжали на устранение повреждений. Никто ничего не требовал, никто не говорил: «я не могу». Все понимали, что эту работу надо сделать, даже на пределе человеческих возможностей. Персонал электросетевых филиалов в течение 4 дней сделал ту работу, на которую по нормам требовалось 3 месяца, если не больше. То есть энергетики отработали лучше всяких похвал. Я еще больше стал уважать



Подписание акта ввода в эксплуатацию ПС 110/10 кВ «Грушевская»

О КОНЦЕПЦИИ ВОДОПОДГОТОВКИ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕЙ РЕАЛИЗАЦИЮ ВНУТРЕННЕГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ, ЗАЩИТУ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ И КОРРОЗИИ, СНИЖЕНИЕ ИЗДЕРЖЕК В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ

В системах теплоснабжения стран СНГ допускается работа без необходимой защиты от внутренней коррозии и контроля над ее интенсивностью. В большинстве случаев разрешается также эксплуатация данных систем на объектах, использующих фосфонаты типа ИОМС-1, ОЭДФ-цинк, с ограничением тепловой мощности на 25–60 %. Зачастую отсутствует учет соотношения затрат на водоподготовку и издержек от нее в системе теплоснабжения, не определяется соответствие водоподготовки системе. Переход на универсальную водоподготовку позволит обеспечить экономичную и надежную работу систем теплоснабжения и высокую степень их защиты от коррозии.



С.Н. СЕНАТОВ,
директор ТОО «АКВАС»,
Алматы

Соответствие водоподготовки

Концепция водоподготовки (ВП) для систем теплоснабжения и горячего водоснабжения (ТС) стран СНГ изложена в принятых в этих странах Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭ). Документ также содержит требование к проектным и эксплуатирующим организациям реализовывать подходы, заложенные в концепции, так как они основаны на длительном опыте эксплуатации ТС. Между тем в большинстве случаев практика расходится с теорией (табл. 1).

Таблица 1. Требования концепции водоподготовки по ПТЭ и их реализация на практике

Требования ПТЭ	На практике
Обеспечивать работу ТС на установленных параметрах	+ / –
Обеспечивать защиту от накипеобразования	+ / –
Обеспечивать защиту от внутренней коррозии (коррозии)	–
Обеспечивать надежную и экономичную работу ТС	–

+ – обеспечивается;
– – не обеспечивается.

Таблица 1 свидетельствует о том, что при водоочистке зачастую используются подходы, не соответствующие Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, что приводит большинство ТС к таким последствиям, как:

- существенное ограничение тепловой мощности;
- преждевременный износ оборудования из-за недостаточной защиты от коррозии;
- значительные издержки производства тепловой энергии;
- отступление от базовых принципов экономии (более низкий коэффициент полезного действия нагревательного оборудования, несоответствие технологических элементов в системе ТС, передача тепла с максимальным объемом теплоносителя при его минимальной температуре).

Технологическое несоответствие ВП реальной системе ТС, заключающееся в недостаточной защите ее от коррозии и отложений, – это одна из основных (если не главная) причин неэффективной, ненадежной работы ТС и высокой себестоимости тепловой энергии.

Основные причины такого несоответствия:

- поверхностное отношение к выбору и состоянию ВП (технические решения принимают специалисты теплоисточников, которые в большинстве случаев не отвечают за всю ТС);
- недооценка степени влияния ВП на состояние и основные показатели работы ТС;
- непонимание значимости установления контроля над внутренней коррозией оборудования ТС, ее интенсивностью;
- отсутствие учета затрат на ВП – суммы затрат от устранения повреждений оборудования и трубопроводов ТС, уменьшения теплопередачи на водонагревательном оборудовании, увеличения гидравлического сопротивления трубопроводов из-за отложений и коррозии;
- раздробленность реальной ТС на зоны межведомственного и внутриведомственного управления с различной формой собственности и отсутствие единого управления ТС в целом;

- наличие специалиста по ВП в основном на низшем уровне управления ТС (теплоисточник), не имеющего возможности «достучаться» до высшего уровня внутриведомственного управления, тем более до другого ведомства;
- отсутствие интереса к новым, технологически более совершенным и проверенным на практике способам ВП (ингибиторы отложений и коррозии и др.), если их стоимость выше существующих.

Верным признаком недооценки значимости ВП в обеспечении качества эксплуатации ТС служит повсеместная экономия на реагентах для ВП (особенно ингибиторах коррозии и отложений) в ущерб ее технологическому соответствию ТС и базовым принципам экономии.

Поскольку в схемы теплоснабжения заложена возможность работы водонагревательного оборудования в экономичных режимах и на расчетной тепловой мощности, то необходимый объем инвестиций в ВП позволит кардинально уменьшить издержки, износ и восстановить мощности ТС. Это видно из опыта работы ТС развитых стран [2] и некоторых объектов стран СНГ [3, 4].

Издержки всегда в несколько раз или на несколько порядков выше текущих затрат на ВП (исключая затраты на воду), особенно там, где степень износа ТС высока. Поэтому важно иметь четкое представление об их соотношении на каждом объекте.

При анализе состояния ТС и разработке схем развития теплоснабжения [5] зачастую не учитывается базовый принцип: какая ВП, такая и ТС. Обычно уделяется внимание высокой степени износа тепловых сетей, значительному разрыву между установленной и располагаемой мощностью, в то же время принимаются технические решения по ВП, не соответствующие ПТЭ.

В Республике Казахстан разрабатывается Закон «О теплоснабжении» [6], в котором предполагается учесть необходимость единого управления ТС и первостепенного выделения средств на их развитие и поддержание. В Российской Федерации такой закон уже действует, однако живого интереса к установлению соответствия ВП ТС не наблюдается, по-прежнему имеет место экономия на водоподготовке, что приводит к издержкам и ограничениям мощности ТС.

Основные режимы защиты от коррозии

В соответствии с нормативными и руководящими документами [7, 8]:

- скорость внутренней коррозии не нормируется. Для теплопроводов давлением менее 1,6 МПа допускается скорость внутренней коррозии 0,085 мм/год и соответствующее утолщение стенки теплопровода на 2,5 мм при сроке его службы 30 лет;
- при определении расчетного ресурса эксплуатации трубопровода и наличии технической возможности снижения скорости внутренней коррозии допускается принимать иные значения этого показателя, но не менее 0,03 мм/год.

В соответствии с этими документами интенсивность коррозии оценивается следующим образом (табл. 2).

На практике при нормативном значении содержания кислорода и углекислоты в воде и использовании ВП (методы осаждения, обмена, ионного обмена) для подпитки ТС скорость коррозии составляет $\geq 0,1$ мм/год.

Фосфонаты групп 1, 3 [3, 4] вместе с деаэрацией обеспечивают дополнительную защиту углеродистых сталей от коррозии. Степень этой защиты зависит от режимов эксплуатации ТС (лето/зима), качества деаэрации и концентрации фосфоната. При ненастроенной деаэрации или ее отсутствии

Таблица 2. Оценка интенсивности коррозии

Скорость коррозии, мм/год	Агрессивность сетевой воды
0–0,03	Низкая
0,031–0,085	Допустимая
0,0851–0,2	Высокая
Более 0,2	Аварийная

они обеспечивают основную защиту от коррозии. При использовании фосфонатов группы 3 в среднем интенсивность коррозии находится на допустимом уровне, учитывая, что их концентрация ориентирована на защиту от накипобразования, а не от коррозии.

В случае использования фосфонатов группы 1 скорость коррозии соответствует уровню «допустимый – высокий», при этом величина показателя на разных объектах может сильно отличаться в силу особенностей этих фосфонатов.

Снижение интенсивности внутренней коррозии трубопроводов до уровня «низкий – допустимый» имеет большое значение для уменьшения износа оборудования, издержек, капитальных и текущих затрат в ТС, прибавки к толщине стенки трубопроводов.

Для достижения низкого уровня коррозии (60–70 %), а также рекомендуемого уровня накипобразования (более 95 %) и обеспечения расчетной мощности ТС предлагается использовать режимы обработки воды № 3, 4, 5, приведенные в таблице 3.

Из таблицы видно, что с усилением защиты от коррозии возрастает доля затрат на фосфонаты: при режиме № 5 в 9 раз по сравнению с режимом № 1, в 4,3 раза – по сравнению с режимом № 2 и в 2,9 раза – по сравнению с режимом № 3. В балансе себестоимости тепловой энергии эти затраты будут

Таблица 3. Режимы обработки воды

№ режима	Фосфонат (ВП), режим обработки воды: лето/зима, мг/л	Усредненная доля затрат на фосфонаты (ВП), %	Ограничение мощности, %	Защита от коррозии, мм/год	Защита от отложений
1	Фосфонат группы 1 (1/4)	1,0	25–60	0,05–0,2	+
2	Натрийкатионирование	3,1 [9]	0	$\geq 0,1$	+
3	Фосфонат группы 3 (2/5)	2,1	0	0,085	+
4	Фосфонат группы 3 (2/15)	5,1	0	0,07	+
5	Фосфонат группы 3 (15/15)	9,0	0	0,05	+

Примечание: в развитых странах усредненная доля затрат на ВП составляет 40–90 % [2], показатель защиты от коррозии – 0,0025–0,00025 мм/год.

компенсироваться снижением доли издержек от коррозии. В конечном счете себестоимость тепловой энергии зависит от степени износа оборудования, его замены в каждой ТС и определяется индивидуально. Следует отметить, что в развитых странах защиту от коррозии принято считать важнейшим фактором, обеспечивающим надежную и экономичную работу тепловых сетей, поэтому и стоимость ВП там на 1–2 порядка больше, чем в странах СНГ.

В настоящее время из всех способов водоподготовки, применяемых в странах СНГ, только универсальная ВП с использованием фосфонатов группы 3 обладает способностью максимально защитить ТС от коррозии.

Особенности ВП с использованием фосфонатов группы 3

По сравнению с другими режимами ВП с использованием фосфонатов группы 3 [3, 4] АКВАРЕЗАЛТ 1040, АКВА 2020 обладает универсальными стабильными технологическими свойствами во всем диапазоне условий ТС и соответствует концепции ПТЭ и ТС. Переход на этот режим потребует незначительного увеличения текущих затрат на ВП или позволит даже снизить существующие затраты.

Сегодня такой режим ВП успешно применяется на некоторых объектах ТС в странах СНГ. Вместе с тем защиту от коррозии там можно еще более усилить за счет увеличения концентрации ингибитора.

Универсальность, стабильность такой ВП обусловлена двухкомпонентностью состава фосфонатов группы 3, когда один компонент усиливает действие другого и «прикрывает» его слабые стороны. Благодаря этому достигается равномерное ингибирование накипеобразования и коррозии во всех условиях ТС. Кроме того, свойства этих компонентов позволяют обеспечивать:

- термостабильность до 250 °С [9];
- нагрев воды до 95 °С, 115 °С и 150 °С в водогрейных котлах и подогревателях при существующем качестве воды на объектах ТС;
- одновременную защиту от коррозии и накипеобразования, при этом защита от коррозии равномерно регулируется концентрацией ингибитора;
- защиту от коррозии при нормативном содержании кислорода и при бездеаэраторной схеме (регулируется концентрацией ингибитора);

- отсутствие снижения скорости кристаллизации (пороговый эффект) до 15 мг/л концентрации ингибитора и более [10–12];

- увеличение концентрации АКВА 2020 и АКВАРЕЗАЛТ 1040 соответственно до предельно допустимых значений (ПДК) 20 и 40 мг/л, что вполне приемлемо с технологической точки зрения.

Необходимо отметить, что фосфонат группы 1 ИОМС-1 [4] в отдельных случаях обеспечивает даже более высокую защиту ТС от коррозии, чем фосфонаты группы 3. Но в силу его особенностей и существующих для него ограничений (по ПДК) он не может ее гарантировать на большинстве объектов (тем более с одновременным ингибированием накипеобразования при 150 °С). Для другого фосфоната группы 1, ОЭДФ-цинк, в соответствии с гигиеническими нормативами [13] установлена предельно допустимая концентрация 0,6 мг/л (прежде этот показатель составлял 5,0 мг/л), и дальнейшее его использование пока не определено.

В целом же фосфонаты группы 3 характеризуются технологической универсальностью и стабильностью работы в широком диапазоне их концентраций и в различных условиях функционирования ТС, в то время как фосфонаты группы 1 этими качествами не обладают.

Выводы

1. Характеризуя состояние систем теплоснабжения и горячего водоснабжения стран СНГ, можно отметить следующее:

- защита от накипеобразования достигается с ограничением мощности и температурного графика ТС;
- защита от внутренней коррозии, принципиально обеспечивающая экономичную и надежную работу ТС, не проводится, соответствующие технические решения не принимаются;
- вместо инвестирования в ВП проводится политика мелочной экономии на ней вопреки требованиям технологии производства тепловой энергии и защиты металла от коррозии.

2. Внутренняя коррозия ТС идет на встречу наружной коррозии, что в итоге приводит к возрастанию объемов ремонта. Реализация технического решения по переходу на универсальную ВП с использованием фосфонатов группы 3 при незначительных финансовых вложениях позволит уменьшить объем ремонта за счет сокращения скорости износа ТС

в 1–3 раза, получить экономическую, социальную, экологическую выгоду при сроке окупаемости в один год.

3. Фосфонаты группы 3 (АКВАРЕЗАЛТ 1040, АКВА 2020) технологически универсальны, стабильны, экономичны и просты в использовании. Они защищают системы теплоснабжения и горячего водоснабжения одновременно от накипеобразования и коррозии на уровне «допустимая – низкая». Кроме того, их использование позволяет обеспечить восстановление тепловой мощности водонагревательного оборудования, его экономичную работу с соблюдением санитарных норм, регулирование температурного графика в диапазоне проектных значений.

4. С целью дополнительной мотивации повышения значимости ВП в системе теплоснабжения необходимо установить периодический учет соотношения «затраты на ВП – издержки от результатов ее работы» и определение ее ответственности ТС.

5. В схемах теплоснабжения населенных пунктов при выборе способов ВП желательно рассматривать техническое решение с использованием фосфонатов группы 3.

6. На отраслевом и региональном уровнях следовало бы создать рабочие группы для организации обследования состояния ТС, координации перевода их водоподготовки на фосфонаты группы 3 и установления соответствующего контроля.

7. Переход на фосфонаты группы 3 можно осуществить в два этапа: первый – защита от накипеобразования и восстановление мощности ТС, второй – максимальная защита от коррозии. При высоком карбонатном индексе воды можно осуществить частичный переход, что даст дополнительную защиту от коррозии.

Список литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей: утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30.03.2015 № 247. – Астана.
2. Балабан-Ирменин, Ю.В. Защита от внутренней коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей / Ю.В. Балабан-Ирменин, В.М. Липовских, А.М. Рубашов. – Москва: Энергоатомиздат, 1999.
3. Сенатов, С.Н. Современные органические фосфонаты – современный выбор водоподготовки тепловых сетей, возможность увеличения отпуски тепловой энергии / С.Н. Се-

- натов // Энергетика. – 2014. – № 3 (50). – С. 28–31.
4. Сенатов, С.Н. О возможностях современных органических фосфонатов в контексте централизованного производства и потребления теплоты / С.Н. Сенатов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2015. – № 4 (96). – С. 13–18.
 5. Состояние и перспективы развития централизованного теплоснабжения в Казахстане. – Астана: АО «Институт «КазНИПИЭнергопром», 2013. – С. 26.
 6. Протокол круглого стола по проблемам в области теплоснабжения: ОЮЛ «Казахстанская электроэнергетическая ассоциация», Алматы. – 2013. – С. 21.
 7. ГОСТ Р 55596-2013 Сети тепловые. Нормы и методы расчета на прочность и сейсмические воздействия.
 8. Орловский, С.Я. Коррозия тепловых сетей и прибавка к толщине стенки / С.Я. Орловский [и др.] // Евразийский Союз Ученых. – 2015. – № 10 (19). – С. 77–78.
 9. Дрикер, Б.Н. Сравнительная оценка эффективности отечественных и импортных ингибиторов солеотложений / Б.Н. Дрикер, А.Л. Ваньков // Энергосбережение и водоподготовка. – 2000. – № 1.
 10. Балабан-Ирменин, Ю.В. Применение антинакипинов в энергетике низких параметров / Ю.В. Балабан-Ирменин, Г.Я. Рудакова, Л.М. Маркович // Новости теплоснабжения. – 2011.
 11. Цуканова, Т.В. Опыт эффективного импортозамещения ингибиторов в системе теплоснабжения / Т.В. Цуканова // Новости теплоснабжения. – 2015. – № 12 (184).
 12. Цуканова, Т.В. Правила эффективной подготовки подпиточной воды систем теплоснабжения / Т.В. Цуканова // Новости теплоснабжения. – 2012. – № 08 (144).
 13. ПДК химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования (ГН 2.1.5.2280-07). – Москва, 2007.

ПОСТАНОВЛЕНИЕ СОВЕТА МИНИСТРОВ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ 3 июня 2016 г. № 436

О внесении изменений и дополнения в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 14 ноября 2002 г. № 1578 и приостановлении действия отдельных структурных элементов постановлений Совета Министров Республики Беларусь

В целях принятия мер по повышению эффективности социально-экономического комплекса Совет Министров Республики Беларусь ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Внести в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 14 ноября 2002 г. № 1578 «О дополнительных мерах по обеспечению бесперебойного снабжения народного хозяйства и населения республики энергоресурсами» (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2003 г., № 109, 5/11471; № 101, 5/12993; Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь, 24.10.2015, 5/41192) следующие изменения и дополнение:

1.1. часть вторую пункта 6 исключить;

1.2. в пункте 2 Положения о порядке ограничения или прекращения подачи природного газа, электрической и тепловой энергии потребителям, не обеспечившим своевременную их оплату, утвержденного этим постановлением:

в подпункте 2.1 абзац второй дополнить словами «, газо- и энергоснабжающие организации»;

абзац пятый подпункта 2.2 изложить в следующей редакции:

«энергоисточники (электростанции, котельные и другое), объекты газоснабжения, обеспечивающие газо- и энергоснабжение объектов, указанных в настоящем подпункте, за исключением энергоисточников, на которых в соответствии с проектно-сметной документацией предусмотрена система резервного энерго- и (или) топливоснабжения, в том числе местными топливно-энергетическими ресурсами.».

2. Приостановить до 31 марта 2018 г. действие:

2.1. части второй пункта 5 Положения о порядке ограничения или прекращения подачи природного газа, электрической и тепловой энергии потребителям, не обеспечившим своевременную их оплату, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 14 ноября 2002 г. № 1578 «О дополнительных мерах по обеспечению бесперебойного снабжения народного хозяйства и населения республики энергоресурсами» (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2003 г., № 109, 5/11471; Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь, 24.10.2015, 5/41192);

2.2. второго предложения пункта 93 Правил электроснабжения, утвержденных постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2011 г., № 121, 5/34630; Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь, 31.10.2015, 5/41213).

3. Настоящее постановление вступает в силу после его официального опубликования и распространяет свое действие на отношения, возникшие с 1 января 2016 г.

Премьер-министр Республики Беларусь

А.Кобяков

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА: МИРОВОЙ ОПЫТ И ЕЕ РАЗВИТИЕ В МАРОККО

В статье излагаются преимущества использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), среди которых неисчерпаемость, экологичность, энергоэффективность, обеспечение диверсификации энергоресурсов, энергетической и экологической безопасности государства, а также повышение надежности энергоснабжения. Описывается передовой опыт внедрения ВИЭ за рубежом и в Беларуси, их технико-экономическая эффективность. Изложены перспективы развития возобновляемой энергетики в Марокко.

Возобновляемая энергия признана важной составляющей энергетики в XXI веке, а ее эффективное развитие является одним из направлений устойчивого энергообеспечения различных стран мира. Экономический потенциал использования ВИЭ в мире в настоящее время оценивается более чем в 200 млрд т у.т. в год, что минимум в 2 раза превышает годовой объем добычи всех видов ископаемого топлива. Основные преимущества ВИЭ – неисчерпаемость и экологическая чистота. Это и послужило основанием для бурного развития возобновляемой энергетики в мире. Для координации работ в этой области в 2009 году было организовано Международное агентство по возобновляемой энергетике (IRENA).

Опыт США и Японии в развитии возобновляемой энергетики

Одним из лидеров в использовании ВИЭ являются США. Американские эксперты прогнозируют, что через 30 лет на территории Штатов не будет ни одного автомобиля, использующего в качестве топлива продукты перегонки нефти (дизельное топливо, солярку, керосин, бензин и т.п.). С 2011 года в стране запрещены к применению для освещения обычные лампы накаливания. Планируется, что реализация новой энергетической программы США обойдется примерно в \$ 80 млрд. Программа предусматривает сокращение выбросов в атмосферу вредных и опасных веществ;

поддержку производства биотоплива; поддержку и субсидирование энергосберегающих мероприятий; создание энергоэффективных домов; скидки для потребителей энергосберегающего оборудования; налоговые льготы для предприятий и домовладельцев, которые реализовали энергосберегающие мероприятия; увеличение доли ВИЭ с 7 до 25 % в 2015 году.

Кроме того, государство стимулирует создание и применение альтернативных видов топлива. В 2015 году в США было произведено более 1 млн гибридных автомобилей. Фотоэлектрическая группа, которую создали 90 американских энергетических компаний, в течение ближайших 5 лет планирует ввести в эксплуатацию значительный объем ветроэнергетических мощностей. А поскольку сегодня ветроустановки (ВЭУ) достигли уровня коммерческой зрелости, то в местах с благоприятными скоростями ветра они могут конкурировать с традиционными источниками энергии.

Уже несколько лет в США действует Программа по использованию альтернативных источников энергии. Одним из участников реализации программы является Министерство обороны США. С 2009 года его ежегодные расходы на «зеленую» энергетику составили в среднем \$ 13,4 млрд. В 2012 году Пентагон представил дорожную карту повышения энергоэффективности армии и снижения зависимости от углеводородного сырья. В частности, к 2030 году планируется оснастить армию США 25 установками типа Net Zero,



**В.И. РУСАН, д.т.н., профессор
энергетики и электротехники
БГАТУ**



**М. АИТ БАХАЖУ,
исследователь технических
наук (БНТУ)**

которые сводят к минимуму разницу в количестве производимых и потребляемых энергоресурсов.

В последнее время в мире повысился интерес к установкам, непосредственно преобразующим солнечную радиацию в электроэнергию. В этом отношении интересен опыт Японии, которая вынуждена импортировать около 80 % ТЭР. В целях снижения потребления электроэнергии в стране принят закон об энергосбережении, направленный на сокращение потерь

тепла, уменьшение расхода топлива при транспортировке грузов и пассажиров, сведение к минимуму потерь энергии. Особое внимание в этом контексте правительство Японии уделяет развитию ВИЭ. Среди наиболее значимых проектов в этой сфере – строительство фотоэлектрической установки мощностью 750 кВт.

Тенденции развития возобновляемой энергетики в мире

Еще в 2006 году Еврокомиссия в Зеленой книге сформулировала ключевые задачи энергетической стратегии ЕС – выполнение плана «20–20–20». Документ предусматривает, что странами ЕС к 2020 году на 20 % должны быть снижены объемы выбросов углекислого газа в атмосферу, на 20 % повышена доля ВИЭ в общей структуре энергопотребления и на 20 % сокращены общие энергозатраты по сравнению с 1999 годом. В 2014 году Еврокомиссия разработала новые подходы к защите климата и развитию возобновляемой энергетики до 2030 года, согласно которым планируется довести долю выработки электроэнергии из возобновляемых источников до 27 %.

Швеция, Финляндия и Дания в 2020 году предполагают производить 48–38 % энергии за счет использования возобновляемых источников энергии (солнца, воды, биотоплива, энергии ветра, океана, морей, тепла Земли и т.д.). В большинстве промышленно развитых стран мира (США, Германия, Япония, Франция, Испания, Англия и др.) существуют национальные программы развития нетрадиционной энергетики, предусматривающие значительное расширение использования ВИЭ.

Большой интерес у инвесторов вызывают установки, использующие солнечную энергию, энергию ветра и биомассы. Именно они получили наиболее широкое распространение в разных странах.

Одним из мировых лидеров в сфере энергосбережения и энергоэффективности является Германия. Средний темп снижения энергоемкости ВВП в стране составляет 1,5 % в год. При этом стоит задача ежегодно повышать энергоэффективность экономики на 3 %. Такой результат предполагается получить за счет повышения

эффективности использования ТЭР, широкого применения ВИЭ и экономии энергии. Для достижения поставленных целей в Германии постоянно совершенствуется нормативно-правовая база, активно развивается инновационная деятельность, осуществляется действенный энергетический контроль, формируется институциональная среда и инвестиции, постоянно обновляются и разрабатываются новые стандарты, создаются государством понятные условия, реально стимулирующие энергосбережение и энергоэффективность во всех секторах экономики, обеспечивается слаженное использование и удачное комбинирование экономических рычагов и методов финансовой поддержки. Опыт ФРГ ясно показывает: только когда бизнес и граждане заинтересованы в экономии ТЭР, срабатывает законодательство, систематически появляются инновации, основанные преимущественно на прогрессивных технологических процессах, создается новое высокоэффективное оборудование.

Швеция активно развивает биоэнергетику, для которой основным сырьем являются отходы деревообработки и бумажной промышленности. В настоящее время доля биоэнергетики в общем энергобалансе страны составляет 20 %, причем властями активно используются экономические стимулы внедрения ВИЭ. Широко применяются биоустановки для получения биогаза из отходов продуктов питания и при переработке специальной травы. Обогрев и охлаждение помещений выполняется за счет использования потенциала земли и воды с помощью тепловых насосов мощностью 25–40 кВт.

В Дании получили широкое применение ВЭУ. Их общая мощность в настоящее время составляет более 1,5 млн кВт. ВЭУ производят более 3 % потребляемой страной энергии. Широко используется энергия ветра в Швеции, Голландии и Германии, где имеется значительный объем мощности ВЭУ. В Дании с помощью ветроэнергетических установок в 2015 году произведено 42,1 % всей электроэнергии в стране. В 2014 году этот показатель составлял 39 %. К 2020 году с помощью ветра в стране планируют вырабатывать 50 % всей электроэнергии.

Что касается гелиоэнергетики, то аналитики исследовательской компании Mercor Capital Group прогнозируют, что в 2016 году рынок солнечной энергетики вырастет на 13 %. Предполагается, что в тройку мировых лидеров в развитии солнечной энергетики войдут Китай, Япония и США, которые займут 65 % мирового рынка в этой сфере. Бесспорным лидером развития отрасли останется Китай. Только за 9 месяцев 2015 года солнечные мощности Китая увеличились на 10 ГВт, планируется, что в 2016 году они вырастут еще на 19,5 ГВт. Второе место займут США, опередив Японию, четвертое место будет за Индией. Mercor Capital прогнозирует удвоение солнечной генерации Индии – мощность новых солнечных установок в стране должна составить не менее 3,6 ГВт. В Европе «солнечное» лидерство будет принадлежать Великобритании, Германии и Франции.

Как сообщило американское издание Defense News, Еврокомиссия объявила о намерении перевести вооруженные силы стран ЕС на использование «зеленой» энергии. Координацией проекта будет заниматься Европейское оборонное агентство. Сейчас агентство проводит эксперимент, в ходе которого планируется оценить эффективность использования «зеленых» технологий на военных базах: на базе в Мали в октябре 2015 года были установлены солнечные панели и ВЭУ. В Еврокомиссии заявили, что намерены подать пример другим военным базам.

Экономический фактор развития возобновляемой энергетики

Энергия ветра и солнечная энергетика промышленного масштаба являются, по сути, самыми дешевыми способами производства электроэнергии, даже без учета субсидий. Конкурировать с ними может лишь комбинированная газовая генерация (парогазовый цикл). Приведенная стоимость производства энергии (LCOE) в ветроэнергетике составила, по оценкам экспертов, 32–77 \$/МВт·ч, в большой солнечной энергетике – 50–70 \$/МВт·ч, в парогазовой генерации – 52–78 \$/МВт·ч, а для обычных газотурбинных электростанций LCOE находится в пределах 68–101 \$/МВт·ч. Аналогичная ситуация наблюдается и на других рынках. В Ис-



Рис. 1. Солнечная электростанция в Марокко

пани, например, в 2015 году ветроэнергетика стала самым экономичным видом генерации.

Экономика ВИЭ в сравнении с углеводородной энергетикой характеризуется короткими сроками проектирования и строительства, низкими (и снижающимися) удельными переменными и капитальными затратами и стоимостью киловатт-часа. Кроме того, использование ВИЭ в значительной мере снимает риски долгосрочных договоров на поставку электроэнергии, поскольку себестоимость электроэнергии, производимой солнечными и ветровыми электростанциями, не зависит от скачков цен на топливном рынке. На развитие возобновляемой энергетики не оказывают влияния ни значительное снижение цен на ископаемое сырье в целом, ни волатильность цены на нефть. Более того, высокие цены на углеводородное топливо способствуют ускорению распространения новых энергетических и транспортных технологий, а низкие – почти не корректируют планы его роста.

Что касается нефти, то черное золото практически не используется в производстве электроэнергии. Даже страны Персидского залива, исторически сжигавшие часть добываемых углеводородов на своих электростанциях, теперь все больше ориентируются на солнечную энергетику, которая чище и дешевле. Саудовская Аравия вынашивает амбициозные планы построить к 2032 году 41 ГВт солнечных мощностей, а в г. Дубае

к 2030 году предполагается установить фотоэлектрическую электростанцию на крыше каждого здания. Иран планирует стать обладателем 5 ГВт мощностей солнечной и ветроэнергетики уже к 2018 году, и в настоящее время его рынок ВИЭ активно осваивают инвесторы из стран, обладающих соответствующими промышленными компетенциями.

Угольная генерация не может конкурировать с ВИЭ. Она будет сокращаться независимо от изменения цен в связи с ужесточением климатической политики. Да и ценовая конкурентоспособность угля на многих рынках под вопросом. В частности, в Марокко средняя цена электроэнергии, вырабатываемой ветроэлектростанциями, составляет \$ 30/МВт·ч, а генерируемой угольными электростанциями – \$ 80/МВт·ч.

Производство электроэнергии с использованием природного газа, даже при низких ценах на этот энергоресурс, становится неконкурентоспособным во многих странах, например в Германии и Китае. Даже в США в условиях роста собственной добычи газа и снижения цен на него в 2015 году было введено больше генерирующих мощностей в ветроэнергетике, чем в традиционных энергетических отраслях. В большинстве промышленных государств, например в странах G7, Китае и Дании, ВИЭ уже можно отнести не к альтернативной энергетике, а к основной.

Нынешний опыт использования ВИЭ интересен не только с точки зрения диверсификации энергетики,

но и в плане понимания подходов к организации экономического развития. В современном мире развитые страны планомерно создают новые направления развития. Они расширяют экономическое поле, обеспечивают рост благосостояния и занятости населения. Несмотря на повышение нефте- и газодобычи, в США только в солнечной энергетике в 2015 году было создано больше рабочих мест, чем во всей традиционной энергетике. Технологии ВИЭ превратились в крупную статью экспорта товаров и услуг. Китайский бизнес строит ветровые электростанции в Мексике, американский – солнечные в Индии.

Состояние и перспективы развития возобновляемой энергетики в Марокко

В Марокко в настоящее время за счет использования энергии солнца, ветра и гидроэлектростанций производится 15 % вырабатываемой в стране электроэнергии. К 2020 году планируется довести этот показатель до 42 %, а к 2030-му – до 52 %.

Климатические условия Марокко, расположенного в субтропическом поясе, благоприятствуют развитию солнечной энергетики: в стране 300 дней – солнечные. В 2011 году в г. Айн-Бени-Матхар была введена в эксплуатацию гибридная электростанция, работающая на солнечной энергии и газе, мощностью около 472 МВт, из которых 20 МВт производилось с использованием энергии солнца.

В сфере солнечной энергетики поставлена цель к 2040 году увеличить долю гелиоэнергии в энергетическом балансе Марокко до 18 % (4,5 ГВт), в том числе за счет строительства сети солнечных электростанций (СЭС) общей мощностью 2 ГВт.

Реализация первого из серии масштабных гелиоэнергетических проектов была завершена в 2015 году: в юго-восточной провинции Уарзазат введена в эксплуатацию солнечная электростанция, получившая название «Нур 1», что по-арабски означает «свет» (рис. 1).

Мощность станции «Нур 1», стоимость которой оценивается в €600 млн, составляет 160 МВт. Электростанция близ Уарзазата является первым этапом крупного энергетического проекта, который был запущен в Королевстве в ноябре 2009 года. Как ожи-



Рис. 2. Сеть гелиоэнергетических электростанций в Марокко

дается, к 2020 году сеть солнечных электростанций должна будет обеспечивать Марокко 2000 МВт электроэнергии (рис. 2).

Вторая фаза проекта предусматривает строительство станций «Нур 2» и «Нур 3». Ожидается, что их общая мощность со временем составит 500 МВт.

В стране ведется большая работа по организованной установке солнечных батарей для домашних хозяйств в отдельных населенных пунктах, не подключенных к энергосистеме.

Проект по строительству СЭС позволит оптимизировать использование природных ресурсов Королевства, сохранить окружающую среду, дать импульс социально-экономическому развитию.

Большое внимание в Марокко уделяется развитию ветровой энергетики. Первые шаги по освоению энергии ветра были сделаны более 35 лет назад. В 1980 году в стране было основано Марокканское агентство по возобновляемой энергетике, а затем разработана программа по развитию и продвижению ветроэнергетики. В настоящее время в Марокко уже функционирует сеть ветроэлектростанций общей мощностью более

1 ГВт. В ближайшее время планируется строительство массива ветроэлектростанций вдоль Атлантического побережья. Согласно стратегии Королевства Марокко к 2020 году объем их мощностей должен превысить 2 ГВт.

Успешная реализация всех намеченных проектов по использованию солнечной энергии, наряду с эксплуатацией как уже имеющихся, так и строящихся ветровых электростанций, позволит Марокко удовлетворить к 2020 году 42 % своих энергетических потребностей за счет возобновляемых источников энергии.

Из всех видов ВИЭ наибольший удельный вес в производстве электроэнергии в Марокко занимает гидроэнергетика – в настоящее время это более 13 % общего произведенного объема электроэнергии в стране. Общая мощность ГЭС составляет 1360 МВт. Кроме того, в области Ориентал на севере страны имеется гидроаккумулирующая станция мощностью 464 МВт.

По оценкам экспертов, гидроэнергетический потенциал страны составляет 2500 МВт (без учета гидроаккумулирующих установок), при этом он используется только на 40 %. В целях освоения имеющегося потенциала правительство планирует к 2020 году

сооружение дополнительных станций, после чего суммарная мощность гидроэлектростанций будет составлять 2000 МВт.

Заключение

Целесообразность развития возобновляемой энергетики уже никем не подвергается сомнению. По данным Bloomberg New Energy Finance, 2015 год стал для нее рекордным как по объему инвестиций, так и по показателям построенных мощностей в ветровой (64 ГВт) и солнечной энергетике (57 ГВт). По итогам прошлого года совокупная установленная мощность ветровых электростанций в мире превзошла мощность атомных. В ЕС и США ветроэнергетика заняла первое место по объему введенных мощностей среди всех типов генерации, в Дании – покрыла 42 % потребления (в 2014 году – 39,1 %). В Германии возобновляемая энергетика обеспечила 32,5 % потребления электроэнергии (против 27,3 % в 2014 году).

В ближайшее время Международное агентство по возобновляемой энергетике IRENA планирует вложить \$ 46 млн в строительство объектов альтернативной генерации. Площадками для размещения электростанций, работающих на ВИЭ и построенных на инвестиции агентства, станут четыре государства, где особенно остро стоит вопрос замещения «дизельных» мощностей. Страны были отобраны из 70 претендентов. Самый крупный проект будет реализован на островах Антигуа и Барбуда, куда на строительство объектов ветровой и солнечной генерации IRENA направит \$ 15 млн. Мощность станций в совокупности составит 4 МВт. Сумма в \$ 13 млн пойдет на строительство солнечной электростанции мощностью 2 МВт в Сенегале, \$ 10 млн – в Буркина-Фасо, где появится гелиостанция мощностью 3,6 МВт. Оставшиеся \$ 8 млн будут направлены на создание гибридной электростанции (солнце + ветер) в Кабо-Верде.

Список литературы

Научная библиотека диссертаций и авторефератов dissercat <http://www.dissercat.com/content/ispolzovanie-solnechnykh-fotoelektricheskikh-ustanovok-dlya-pitaniya-avtonomnykh-nasosnykh-s#ixzz41bZNDNwt>

РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПАРОГАЗОВОЙ ЧАСТИ ТЭС С ПОПЕРЕЧНЫМИ СВЯЗЯМИ

На ряде теплоэлектростанций ГПО «Белэнерго» внедрена и проходит апробацию методика определения показателей топливоиспользования комбинированных парогазовых установок (ПГУ), включающих помимо традиционных паротурбинных (ПТУ) и котельных установок также высокотемпературные тепловые двигатели (газотурбинные, газопоршневые установки) и использующие их сбросную теплоту котлы-утилизаторы (КУ) [1, 2].

В данной статье приводится порядок расчета и анализа технико-экономических показателей (ТЭП) ТЭС с поперечными связями, имеющих в своем составе высокотемпературные тепловые двигатели с утилизацией теплоты сбросных газов.

Annotation

A number of thermal power plants of the State Production Association «Belenergo» has introduced and is testing the method of determining the fuel use indicators of combined-cycle gas turbines (CCGT) which include not only traditional steam turbine plants (STP) and boiler plants, but also high temperature heat engines (gas-turbine, gas reciprocating units) and waste-heat boilers which use their waste heat [1, 2].

The article contains the procedure of calculation and analysis of technical and economic indicators of combined heat and power plants with cross ties having high temperature heat engines with heat recovery of waste gases.

Статья поступила в редакцию 18 мая 2016 года

Методика определения показателей топливоиспользования комбинированных парогазовых установок разработана специалистами ОАО «Белэнергоремналадка» совместно с БНТУ для установок, в которых для выработки электроэнергии и теплоты различными способами объединены газовая и паросиловая части (циклы). Она построена на основных принципиальных положениях действующих в энергосистеме руководящих документов, регламентирующих порядок ведения технического учета, отчетности и анализа топливоиспользования на ТЭС [3].

В методике [1, 2] используется понятие «условный котел». В общем случае условный котел рассматривается как комплекс, в котором топливо сжигается как в камере сгорания теплового двигателя (или нескольких камерах сгорания

при наличии промежуточного подвода теплоты), так и непосредственно в котельной установке (например, в дожигающих устройствах котла-утилизатора). При этом от условного котла отпускается как электроэнергия, вырабатываемая тепловым двигателем, так и теплота (с сетевой водой, с паром на паровую турбину и пр.).

Уравнение теплового баланса условного котла для ПГУ утилизационного типа можно представить в виде:

$$\begin{aligned} Q_{н,у} + Q_{гт} + Q_{ку} &= \\ = Q_{вт} + Q_{ст} + Q_{с}^{\Sigma}, & \quad (1) \end{aligned}$$

где $Q_{н,у}^p$, $B^{гт}$ – расход условного топлива на ГТУ и его низшая теплотворная способность; $Q_{вт}^{гт}$, $Q_{ст}^{ку}$ – теплота, дополнительно (сверх химической теплоты



В.И. ФИЛАЗОВИЧ,
руководитель группы
топливоиспользования
ТНЦ филиала
«Инженерный центр»
ОАО «Белэнергоремналадка»



А.Н. ДУБРОВЕНСКИЙ,
ведущий инженер-
программист группы

топлива) вносимая в энергетический контур условного котла соответственно от газовой части (с учетом нагрева топлива при работе дожимного компрессора, подогрева воздуха перед компрессором и пр.) и от паровой части (за счет нагрева питательной ($Q_{пит.нас}$) и сетевой ($Q_{сет.нас}$) воды в насосах и пр.); $Q_{э,бр}^{гт}$ – расход теплоты «брутто» на выработку электроэнергии ($\mathcal{E}_{выр}^{гт}$) ГТУ, определяемый исходя из положения, что ГТУ фактически работает в режиме

полной утилизации теплоты сбросных газов (то есть учитываются только электромеханические потери $\Delta Q_{эм}^{ГТУ}$ и потери на наружное охлаждение ГТУ $\Delta Q_{пот}^{ГТУ}$) [1]; $Q_{бр}^{КУ}$ – теплопроизводительность котла-утилизатора; $Q_{пот}^{\Sigma}$ – потери теплоты в котле-утилизаторе (с уходящими газами Q_{yx} , на наружное охлаждение $\Delta Q_{пот}^{КУ}$ и пр.).

Ввод понятия «условный котел» позволил не только унифицировать методику расчета показателей ПГУ различного типа, но также сохранить значение удельного расхода топлива на отпуск теплоты $b_{тэ,отп}^{ПГУ}$ от теплофикационной ПГУ на уровне, характерном для традиционных паротурбинных ТЭЦ и котельных.

На примере энергоблока ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3 в [2] рассмотрен порядок расчета показателей топливоиспользования теплофикационной ПГУ при ее работе без технологических связей с остальным оборудованием ТЭЦ. Однако, как показывает практика, такая автономная работа ПГУ в составе ТЭЦ реализуется крайне редко, поскольку существуют технологические связи по теплоте и электроэнергии с другим оборудованием (энергетические котлы, паротурбинные и теплофикационные установки), обеспечивающие резервирование и надежность работы оборудования, а в отдельных случаях и повышение экономичности работы ТЭЦ.

Таким образом, при одновременной работе двух групп оборудования на ТЭЦ (паросиловой и парогазовой) неизбежно возникают ситуации, когда теплота (и/или электроэнергия), выработанная одной группой, используется в цикле другой, то есть имеются перетоки энергии [3]. В [3] применяются понятия «группа оборудования, отдающая переток теплоты $Q_{пер}^{отд}$ », и «группа оборудования, принимающая переток теплоты $Q_{пер}^{пр}$ ».

Уравнение теплового баланса котла-утилизатора с учетом перетоков теплоты можно представить в виде:

$$(Q_{бр}^{КУ} - Q_{сн}^{КУ} - \Delta Q_{пот}^{ПГУ}) + Q_{пер}^{пр} = (Q_{з,бр}^{ПГУ} + Q_{сн}^{ПГУ}) + (Q_{отп}^{ПГУ} - Q_{сет,нас} - \Delta Q_{пот}^{отп}) + Q_{сн}^{ГТУ}, \quad (2)$$

где $Q_{з,бр}^{ПГУ}$ – расход теплоты на выработку электроэнергии паротурбинной установкой ($Q_{выр}^{ПГУ}$), определяемый известным образом [2]; $Q_{сн}^{ПГУ}$, $Q_{сн}^{КУ}$ – расходы теплоты на собственные нужды паротурбинной установки и котла-утилизатора (включая затраты, связанные с восполнением потерь пара и конденсата технологического цикла, потери теплоты с продувкой котла, затраты на отопление и вентиляцию помещений, относимых к котельной установке, и пр.); $\Delta Q_{пот}^{ПГУ}$, $\Delta Q_{пот}^{отп}$ – потери теплоты на ее транспорт от котла-утилизатора на паротурбинную установку и потери тепла, связанные с отпуском тепла внешнему потребителю.

В [4] рассмотрен порядок определения номинальных и фактических удельных расходов топлива на отпуск тепловой и электрической энергии для группы оборудования ПГУ, отдающей и/или принимающей перетоки тепловой энергии от других групп оборудования, связанных с ПГУ общими коллекторами. Применяемый порядок учета перетока теплоты для ПГУ соответствует действующей методике [3], в соответствии с которой эквивалентная перетоку теплоты величина перетока топлива относится на группу оборудования, принимающую переток. Однако в действующей методике с точки зрения полноценного расчета и анализа ТЭП данный подход является незавершенным. Особенно

это видно на примере расчета ТЭП ТЭС, имеющих в составе предвключенные и приключенные паровые турбины, так как существуют варианты их отнесения к различным группам оборудования.

Для оборудования ПГУ ее паровая часть является ничем иным, как приключенной к газовой турбине частью, и в этом случае парогазовый цикл остается «разорванным» между группами оборудования, соединенными поперечными связями.

Методика расчета удельных расходов топлива для соединенных поперечными связями групп оборудования является лишь необходимой полумерой, позволяющей правильно вычислить основные ТЭП. Для пояснения применимости предлагаемого порядка отнесения перетока топлива на принимающую его группу оборудования используется понятие «прямой ход». Для полноценного расчета и, главным образом, анализа ТЭП необходимо осуществить «обратный ход» – «вернуть» на группу оборудования, отдающую переток, произведенные на перетоке тепла энергетические ресурсы – тепло и электроэнергию.

Для решения задачи учета перетока теплоты для ПГУ вводятся два коэффициента:

- коэффициент отнесения перетока теплоты с рабочим паром, принятого от работающей совместно с ПГУ группы оборудования:

$$K_{пр}^P = \frac{Q_{пер}^{ППР}}{\alpha_{КУ}^P \cdot Q_{БР}^{КУ} - Q_{СН}^{КУ} - Q_{ТП}^{КУ} + Q_{пер}^{ППР}}; \quad (3)$$

- коэффициент отнесения перетока теплоты с рабочим паром, отданного совместно работающей группе оборудования:

$$K_{отд}^P = \frac{Q_{пер}^{отд}}{Q_{БР}^{К(СО)} - Q_{СН}^{К(СО)} - Q_{ТП}^{К(СО)}}. \quad (4)$$

Для Гродненской ТЭЦ-2 и Лидской ТЭЦ, на которых установлены ГТУ с котлом-утилизатором, выделяется парогазовая группа, в состав которой входит и существующее паротурбинное оборудование; для этого случая $K_{отд}^P > 0$, $K_{пр}^P = 0$. Для ПГУ Оршанской ТЭЦ и Минской ТЭЦ-2 $K_{отд}^P = 0$, $K_{пр}^P > 0$.

Далее производится пересчет группы показателей ПГУ с учетом (3) и (4) по общей формуле:

$$A_i^{ПГУ} = A_i^{CO} \cdot K_{отд}^P + B_i^{ПГУ} \cdot (1 - K_{пр}^P) + C_i^{ПГУ}, \quad (5)$$

где $A_i^{ПГУ}$ – пересчитанное значение показателя ПГУ; A_i^{CO} – аналогичное значение показателя группы оборудования, соединенной с ПГУ поперечными связями; $B_i^{ПГУ}$ – значение показателя ПГУ паросиловой части (ПСЧ), рассчитанное по методике [4]; $C_i^{ПГУ}$ – значение показателя ПГУ газопаровой части (ГПЧ), рассчитанное по методике [4].

Перечень показателей ПГУ, пересчитываемых по формуле (5), приведен в таблице.

Далее вычисляются удельные расходы топлива на отпуск тепловой и электрической энергии от ПГУ с учетом пересчитанных значений (№ 11 и № 12):

$$b_3 = 1000 \cdot \frac{B_3^{ГПЧ} + B_3^{ПСЧ} \cdot (1 - K_{пр}^P)}{Q_{отп}}, \quad (6)$$

$$b_{тэ} = 1000 \cdot \frac{B_{тэ}^{ГПЧ} + B_{тэ}^{ПСЧ} \cdot (1 - K_{пр}^P)}{Q_{отп}}. \quad (7)$$

Величина удельного расхода тепла на выработку электроэнергии паровыми турбинами ПГУ:

Перечень пересчитываемых показателей

Наименование показателей А и В
Расход тепловой энергии на собственные нужды паровых турбин ПГУ
Потеря тепловой энергии, связанная с отпуском тепловой энергии потребителям от ПГУ
Отпуск тепловой энергии сетевыми насосами от ПГУ
Расход электроэнергии на собственные нужды паровых турбин ПГУ
Расход электроэнергии на циркуляционные насосы паровых турбин ПГУ
Расход электроэнергии на собственные нужды паровых турбин ПГУ, связанные с выработкой электроэнергии
Расход электроэнергии на собственные нужды теплофикационной установки ПГУ
Расход электроэнергии на собственные нужды ПГУ, связанные с отпуском тепловой энергии
Расход электроэнергии на сетевые насосы ПГУ
Выработка электроэнергии паровыми турбинами ПГУ
Отпуск электроэнергии от ПГУ
Отпуск тепловой энергии от ПГУ
Выработка электроэнергии на тепловом потреблении производственного отбора
Выработка электроэнергии на тепловом потреблении теплофикационного отбора
Выработка электроэнергии на тепловом потреблении ухудшенного вакуума
Отпуск тепла из производственных отборов
Отпуск тепла из теплофикационных отборов
Отпуск тепла за счет части полезно используемого тепла, утилизируемого в конденсаторе (ухудшенный вакуум)

$$q_{T}^{БР ПТ ПГУ} = \frac{q_{T}^{БРСО} \cdot \mathcal{E}^{ПТ(СО)} \cdot K_{отд}^P + q_{T}^{БРПСЧ} \cdot \mathcal{E}^{ПТ(ПСЧ)} \cdot (1 - K_{пр}^P)}{\mathcal{E}^{ПТ(СО)} \cdot K_{отд}^P + \mathcal{E}^{ПТ(ПСЧ)} \cdot (1 - K_{пр}^P)}, \quad (8)$$

где $q_{T}^{БР ПТ ПГУ}$ – рассчитываемое значение удельного расхода тепла на выработку электроэнергии паровыми турбинами ПГУ; $q_{T}^{БРСО}$ – удельный расход тепла на выработку электроэнергии паровыми турбинами существующего оборудования (СО); $\mathcal{E}^{ПТ(СО)}$ – выработка электроэнергии паровыми турбинами СО; $q_{T}^{БРПСЧ}$ – удельный расход тепла на выработку электроэнергии паровыми турбинами ПСЧ; $\mathcal{E}^{ПТ(ПСЧ)}$ – выработка электроэнергии паровыми турбинами СО.

Удельные теплофикационные выработки электроэнергии паровыми турбоагрегатами паросиловой части ТЭС на отпуске тепловой энергии пара производственного, теплофикационного отбора, а также за счет части полезно используемого тепла, утилизируемого в конденсаторе (ухудшенный вакуум), рассчитываются как частное от деления соответствующих значений выработки электроэнергии на тепловом потреблении и отпуске тепла из соответствующего отбора паровых турбоагрегатов ПСЧ.

Величины удельных теплофикационных выработок на i -м потоке тепла, отпускаемого от группы оборудования ПГУ внешним потребителям и на собственные нужды, могут быть определены по общей формуле:

$$W_i^{ПГУ} = W^{ГТУ} + W_i^{ПТУПГУ} + \frac{W^{ГТУ} \cdot W_i^{ПТУПГУ}}{1163}, \frac{кВт \cdot ч}{Гкал}. \quad (9)$$

Величина удельной теплофикационной выработки ГТУ $W^{ГТУ}$ рассчитывается следующим образом:

$$W = 1163 \cdot \frac{\eta_{ук} \cdot \eta_{ГТУ} \cdot \beta}{\eta_{ГТУ} \cdot \eta_{ГТУ} - 100 \cdot \eta_{ГТУ} \cdot \beta}, \quad (10)$$

где $\eta_{ук}$ – коэффициент полезного действия условного котла; $\eta_{ГТУ}^э$ – электрический коэффициент полезного действия ГТУ; $\eta_{ГТУ}^{эм}$ – электромеханический коэффициент полезного

действия ГТУ; $\beta_{дож} = \frac{B_{ГТУ}}{B_{ГТУ} + B_{дож}}$ – коэффициент учета

дожига топлива (для схем без дожига $\beta_{дож} = 1$), где $B_{ГТУ}$ – расход топлива в камеру сгорания ГТУ, т у.т.; $B_{дож}$ – расход топлива на дожиг в блоках дожигающих устройств и/или в котле-утилизаторе, т у.т.

Отличительной особенностью приведенного порядка расчета и анализа ТЭП ТЭС с поперечными связями является то, что величина выработки электроэнергии паровыми турбинами условно разделяется и соответственно разносится на выработку электроэнергии ПГУ и выработку электроэнергии иной группой оборудования. Такое условное разделение выработки электроэнергии позволяет производить полноценный расчет и анализ эффективности парогазового цикла, в том числе определять как значение удельной теплофикационной выработки по парогазовому циклу, так и само значение выработки электроэнергии по теплофикационному циклу ГТУ на базе величины доли тепла отборов паровой турбины.

Выводы

Разработанная ОАО «Белэнергоремналадка» методика расчета ТЭП парогазовой части ТЭС с поперечными связями позволяет осуществлять полноценный расчет и анализ ТЭП ПГУ.

Использование в качестве аналога принципиальных подходов действующего методического документа [3] обеспечивает преемственность и беспроблемность встраивания методики расчета ТЭП ПГУ в существующую систему учета, отчетности и анализа.

Применение порядка учета и отнесения энергии перетока, соответствующей эквивалентному значению топлива, позволяет определять показатели в соответствии с требованиями действующей формы технической отчетности 3-тэк, проводить анализ эффективности работы ПГУ на ТЭС с поперечными связями.

Список литературы

1. Качан, С.А. К вопросу определения показателей топливоиспользования парогазовых установок / С.А. Качан, В.И. Филазафович // Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2010. – № 1.
2. Качан, С.А. Определение показателей топливоиспользования теплофикационных парогазовых установок утилизационного типа / С.А. Качан, В.И. Филазафович, А.Н. Дубровенский // Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2010. – № 6.
3. Методические указания по подготовке и передаче информации о тепловой экономичности работы электростанций и энергосистем. – М., 1984.
4. Качан, С.А. Определение показателей топливоиспользования теплофикационных ПГУ с учетом их параллельной работы с паросиловым оборудованием ТЭЦ / С.А. Качан, В.И. Филазафович, А.Н. Дубровенский // Энергетика и менеджмент. – 2011. – № 5 (62).

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ НА ПРЕДПРОЕКТНОМ ЭТАПЕ

Проектирование объектов газотранспортной инфраструктуры в Республике Беларусь можно рассматривать в качестве одного из приоритетных и перспективных направлений развития энергетической отрасли. Между тем существует ряд факторов, снижающих эффективность этой деятельности. В частности, действующая нормативная документация, регламентирующая предпроектный этап [1], не учитывает геоэкологические особенности местности, по которой будет проведен газопровод.

Выбор участков планируемого строительства подводных и распределительных газопроводов в настоящее время происходит без оценки таких геоэкологических факторов, как:

- специфика рельефа;
- распространение заболоченных территорий, в том числе осушенных болот;
- глубина залегания грунтовых вод;
- распространение опасных геологических процессов;
- строение поймы и речной долины.

Все это негативно влияет на строительство и эксплуатацию газопроводов, повышает риск возникновения аварий при переходах через крупные реки горизонтально-направленным бурением, всплывания газопроводов при высоком уровне грунтовых вод, тиксотропного разжижения грунтов при механическом воздействии в процессе перехода открытым или закрытым способом через заболоченные участки, неверного определения типа болот, ошибочного расчета водопонижения при неучтенных специфических свойствах грунтов и др. В конечном итоге все эти факторы ведут к изменению инженерно-технологических решений и, как следствие, к удорожанию процесса строительства.

На сегодняшний момент остро назрел вопрос разработки и внедрения инновационных методов, позволяющих оперативно и довольно детально оценить условия участка, территории для проек-

тирования трасс газопроводов. Одним из таких методов являются комплексные геоэкологические исследования с целью оптимального выбора участка под будущее строительство. Данное направление включено в «Перечень проектов (работ) по направлениям использования для их финансирования за счет средств инновационного фонда Министерства энергетики Республики Беларусь в 2016–2017 гг.».

Основу методики геоэкологического обоснования составляют:

- дистанционное зондирование земной поверхности (в том числе из космоса);
- геофизические методы (данные георадаров);
- геолого-геоморфологические методы выяснения строения четвертичных отложений (в особенности строения краевых ледниковых образований и речных долин);
- оценка развития опасных инженерно-геологических процессов (оползневая, суффозионная, эрозийная опасность);
- гидрогеологические методы;
- методы оценки воздействия на окружающую среду (животный и растительный мир, расчет ущерба рыбному хозяйству).

Космическое зондирование земной поверхности является инновационной технологией в геологических исследованиях и обеспечивает их пополнение значительным объемом разнотранспортной



А.В. ДУБМАН, заместитель главного инженера – начальник отдела геодезических и геологических изысканий НИИ «Белгипротопгаз»



А.Ф. КОВАЛЕВА, начальник группы отдела



А.Ф. САНЬКО, д.г.-м.н., профессор, заведующий кафедрой «Инженерная геология» БГУ

информации о литолого-фациальных особенностях горных пород, уровненом режиме грунтовых вод и проявлениях современных геодинамических процессов.

Используется дистанционное зондирование, выполненное съемочными системами Белорусского космического аппарата (БКА), спутников ALOS (Япония), Spot-5 (Франция), IKONOS (США) и «Ресурс-ДК» (Россия) с разрешением 2 м и 10 м в мультиспектральном режиме. На основе дешифровки космоснимков осуществляется индикация грунтов в пределах развития озерно-ледниковых, флювиогляциальных и аллювиальных отложений, определяются глубина уровня залегания грунтовых вод, локальные деформации рельефа (понижения, западины) и др.

На представленном космоснимке (рис. 1) растительность отображается в оттенках красного, коричневого, оранжевого и зеленого цвета; урбанизированные территории имеют белесые, серые и зелено-голубые оттенки; вода обозначена насыщенным темно-синим, почти черным цветом. На изображении хорошо читаются территории с неглубоким (до 0,5 м) залеганием уровня грунтовых вод (участки темно-синего цвета, вплоть до черного).

Геофизические методы исследования основываются на данных георадара, которые позволяют уточнить глубину, особенности залегания и мощность слоев грунтов, структурную специфику приповерхностных отложений, уровень залегания грунтовых вод, поиск отдельных подземных объектов, определение планового направления и залегания подземных коммуникаций. Принцип действия георадара основан на излучении сверхширокополосных наносекундных импульсов, приеме сигналов, отраженных от границ раздела сред, с последующим измерением временных интервалов между отраженными импульсами (рис. 2).

Для комплексной геоэкологической оценки территории проводится анализ накопленных фондовых материалов. Основой для получения картографических данных (крупного и среднего масштабов), геологических, гидрогеологических, геофизических и экологических данных станут фонды РУП «Белгипрогаз», УП «Геосервис», РУП «ЦНИИКИВР», ГП «НПЦ по геологии», Национальной системы монито-

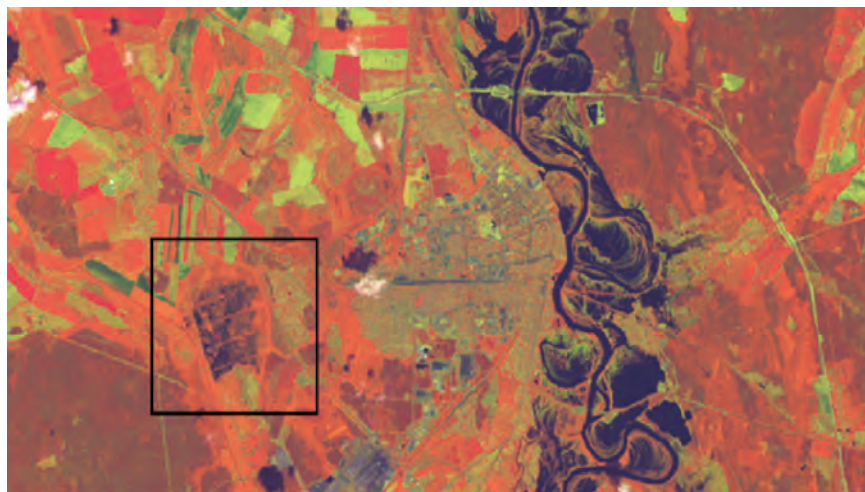


Рис. 1. Пример отображения участка изысканий в районе г. Жлобина

ринга окружающей среды Республики Беларусь, БелНИЦ «ЭКОЛОГИЯ» и некоторых других.

Геоэкологический анализ территории позволит детально оценить и отразить региональные особенности участков будущего строительства газопроводов. На основании данных исследований предполагается разработка геоинформационной базы (картирование, построение профилей, моделирование), а также прогнозирование неблагоприятных инженерно-геологических условий и процессов на исследуемой территории.

Пример перехода через пойму р. Добысна (Жлобинский район Гомельской области) закрытым способом через заболоченный участок с учетом инженерно-геологических условий показан на рисунке 3.

Несмотря на то что внедрение рассматриваемой методики потребует внесения изменений в действующую нормативно-техническую базу и разработки новых нормативных документов, учитывающих современный научный потенциал, ее использование позволит уменьшить объем изысканий на последующих стадиях проектирования, обеспечит существенную экономию средств при проведении изысканий, снизит временные затраты на реализацию предпроектного этапа и будет способствовать повышению надежности и безопасности функционирования распределительных газопроводов.

Список литературы

1. ТКП 45-1.02-298-2014. Строительство. Предпроектная (предынвестиционная) документация. Состав, порядок разработки и утверждения. – Минск : МАИС РБ, 2014.

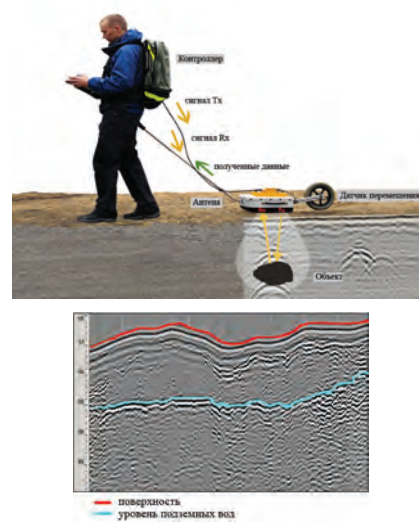


Рис. 2. Применение георадара (вверху) с эхограммой (внизу), на которой показан уровень залегания грунтовых вод

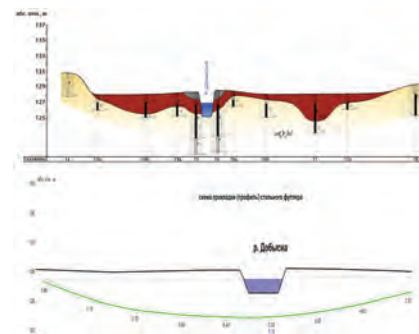


Рис. 3. Инженерно-геологические условия при переходе через пойму р. Добысна горизонтально направленным бурением

УШЕЛ ИЗ ЖИЗНИ ВАЛЕНТИН ВАСИЛЬЕВИЧ ГЕРАСИМОВ

20 мая ушел из жизни заслуженный энергетик БССР, кандидат технических наук, академик Белорусской инженерной технологической академии Валентин Васильевич Герасимов. Его имя вписано в историю Белорусской энергосистемы и стоит в одном ряду с именами самых выдающихся личностей в сфере энергетики, определявших основные принципы, методы и подходы к развитию отрасли и оказывающих влияние на энергетическую политику нашей страны.

Валентин Васильевич родился в г. Воронеже, однако вся его трудовая жизнь связана с Беларусью. В 1960 году он окончил Белорусский политехнический институт по специальности «Электрические станции, сети и системы», получив профессию инженера-электрика. Свой путь в энергетике начинал на Березовской ГРЭС, где работал инженером, дежурным станции, старшим мастером, старшим инженером электролаборатории электроцеха, заместителем начальника электроцеха.

Значимой вехой в профессиональной биографии Валентина Васильевича стала работа на Лукомльской ГРЭС. Этой станции он посвятил 20 лет своей жизни, из них 15 – в должности главного инженера. За это время в команде с талантливыми инженерами и рабочими

Валентин Васильевич разработал и внедрил комплекс организационно-технических мероприятий, позволивших без дополнительных капитальных затрат увеличить располагаемую мощность станции на 10 %. Лукомльскую ГРЭС времен главного инженера Герасимова можно по праву назвать испытательным полигоном, на котором научно-исследовательские и проектные организации внедряли самые передовые технологии, реализовывали перспективные проекты, не имевшие аналогов в отечественной энергетике.

Незаурядный организаторский и профессиональный опыт позволил В.В. Ге-



расимову войти в элиту высококвалифицированных мастеров энергетического дела. В 1989 году он был назначен генеральным директором «Витебскэнерго». Его деятельность в этой должности во многом способствовала выходу Витебской энергосистемы на передовые позиции в энергетической сфере страны. В 1991-м Валентин Васильевич возглавил Белорусское территориальное энергетическое объединение. Позже и ведомство, и должность меняли свое название, однако суть оставалась прежней: до 2000 года Белорусской энергосистемой руководил Валентин Васильевич Герасимов, и именно его мы называем первым министром энергетики Республики Беларусь.

Работая на высоких государственных постах, В.В. Герасимов заложил основы отраслевых и государственных программ, направленных на реконструкцию и модернизацию объектов генерации и передачи электроэнергии, ввод в эксплуатацию более экономичного оборудования, создание принципиально новых технологий производства электроэнергии, формирование механизмов энергосбережения и тарифной





выми турбинами мощностью 67 МВт – Оршанская ТЭЦ. Началась установка высокоэкономичных турбин небольшой мощности на существующих котельных, получили второе рождение гидроэнергетика и строительство малых ГЭС.

Валентин Васильевич Герасимов был сторонником и инициатором интеграционных процессов на энергетическом пространстве стран СНГ, в частности, создания Электроэнергетического Совета СНГ, первым президентом которого он и был избран. С его участием создавалось ОДУ Северо-Запада СССР в Риге со специально построенным автоматизированным комплексом, оснащенным новейшими средствами управления энергосистемой.

Валентина Васильевича ценят и помнят как профессионала с большой буквы не только в Беларуси, но и за ее пределами. Коллег В.В. Герасимова восхищали его трудолюбие, высокая степень ответственности, мудрость, смелость и уверенность, с которой он принимал важнейшие решения. Кроме того, он умел разглядеть в людях профессиональный потенциал и давал возможность его реализовать.

Заслуги В.В. Герасимова отмечены Орденом Трудового Красного Знамени; Почетными грамотами Верховного Совета БССР, Министерства энергетики СССР (1988 год), Минтопэнерго (1996), Совета Министров Республики Беларусь (1998), Министерства энергетики Республики Беларусь (2006, 2008), ГПО «Белэнерго» (2013), РУП «ОДУ» (2008, 2012, 2013), Юбилейной почетной грамотой ГПО «Белэнерго» (2006).

Валентин Васильевич удостоен почетных званий «Заслуженный энергетик Белорусской ССР» (1987), «Ветеран энергетики» (1996), «Ветеран Белорусской энергосистемы» (2003), «Заслуженный энергетик СНГ» (2002); награжден знаками «80 лет ГОЭЛРО» РАО ЕЭС России (2000) и «Почетный энергетик Белорусской энергосистемы» (2008).

Для нынешнего и будущего поколений Валентин Васильевич Герасимов останется образцом исполнения профессионального долга и самоотверженного труда.



политики, внедрение природоохранных мероприятий.

Вклад В.В. Герасимова в развитие Белорусской энергосистемы сложно переоценить. Он был причастен ко всем важнейшим событиям в сфере энергетики, за которыми в то время следила вся страна. Участвовал в пуске энергоблоков на Березовской и Лукомльской ГРЭС, первого энергоблока на Гомельской ТЭЦ-2, энергоблока 250 МВт на Минской ТЭЦ-5. В 1993 году при непосредственном участии Валентина Васильевича построена и введена в эксплуатацию важная для Беларуси линия электропередачи 750 кВ Смоленская АЭС – подстанция «Белорусская». По инициативе и под руководством В.В. Герасимова в энергосистеме страны была начата работа по внедрению новых технологий с использованием установок парогазового цикла. Так, в 1998 году введена первая в республике теплотэлектростанция с парогазо-



НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ЛИТЕРАТУРА ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Издание официальное

Новые документы

- **ППБ 01-2014** Правила пожарной безопасности Республики Беларусь *(с изменениями и дополнениями)*
- **Закон** Республики Беларусь «О промышленной безопасности»
- **Правила** по обеспечению промышленной безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением
- **Правила электроснабжения** *(новая редакция)*
- **Правила** пользования газом в быту *(с изменениями и дополнениями)*
- **Положение** о порядке расчетов и внесения платы за жилищно-коммунальные услуги и платы за пользование жилыми помещениями государственного жилищного фонда *(с изменениями и дополнениями)*

ТР и ТКП

- **ТР ТС 004/2011** «О безопасности низковольтного оборудования»
- **ТР ТС 032/2013** «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»
- **ТКП 181-2009 (02230)** «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей». *Переиздание с изменением № 1*
- **ТКП 290-2010 (02230)** «Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках»
- **ТКП 336-2011 (02230)** «Молниезащита зданий, сооружений и инженерных коммуникаций»
- **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

приемо-сдаточных испытаний». *Переиздание с Изменением № 1*

- **ТКП 385-2012 (02230)** «Нормы проектирования электрических сетей внешнего электроснабжения напряжением 0,4–10 кВ сельскохозяйственного назначения». *Переиздание с Изменением № 1*
- **ТКП 387-2012 (02230)** «Расследование и учет нарушений в работе объектов энергетического хозяйства потребителей электрической и (или) тепловой энергии»
- **ТКП 388-2012 (02230)** «Правила подготовки и проведения осенне-зимнего периода энерго-снабжающими организациями и потребителями тепловой энергии»
- **ТКП 411-2012 (02230)** «Правила учета тепловой энергии и теплоносителя»
- **ТКП 427-2012 (02230)** «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок»
- **ТКП 458-2012 (02230)** «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей»
- **ТКП 459-2012 (02230)** «Правила техники безопасности при эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей»
- **ТКП 460-2012 (02230)** «Порядок расчета величины технологического расхода электрической энергии на ее передачу по электрическим сетям, учитываемой при финансовых расчетах за электроэнергию между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом)»
- **ТКП 547-2014 (02230)** «Нормы продолжительности проектирования электрических подстанций и линий электропередачи напряжением 0,4–750 кВ»

Правила, инструкции

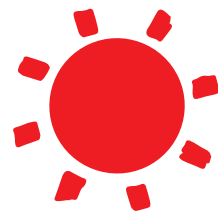
- **Правила** устройства электроустановок. Шестое издание, переработанное и дополненное
- **Инструкция** о порядке и условиях оснащения пользователей и производителей электрической энергии приборами учета ее расхода

*Документы можно приобрести
в редакции Информационно-издательского центра
ОАО «Экономэнерго»:*

ул. Чичерина, 19, 220029, г. Минск, тел./факс (017) 286-08-28

21-я Международная специализированная выставка | 21th International Specialized Exhibition

ENERGY EXP



"Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро" | "Energy. Ecology. Energy Saving. Electro"



XXI БЕЛОРУССКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ФОРУМ

11-14.10.2016

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



8-я специализированная выставка
"Атомэкспо-Беларусь"



12-я специализированная выставка
светотехнического оборудования "ЭкспоСВЕТ"



11-я специализированная выставка
"Водные и воздушные технологии"



Специализированная выставка
"ЭКСПОГОРОД"

ЗАО "ТЕХНИКА И КОММУНИКАЦИИ"



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

Генеральные информационные партнеры



Генеральные интернет-партнеры



Информационные партнеры:



Официальные информационные партнеры

