

Министерство энергетики Республики Беларусь

Энергетическая Стратегия

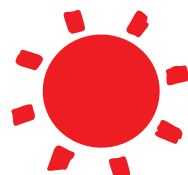
№4 (70) июль-август 2019

научно-практический журнал

24-я Международная специализированная выставка и конгресс

ENERGY EXP

"Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро"



специализированная выставка
технологий для нефтехимической отрасли

XXIV БЕЛОРУССКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ФОРУМ

8-11.10.2019

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

ISSN 2310 - 6735



специализированная выставка
"Атомэкспо-Беларусь"



специализированная выставка
светотехнического оборудования "ЭкспоСВЕТ"



специализированная выставка
"Водные и воздушные технологии"

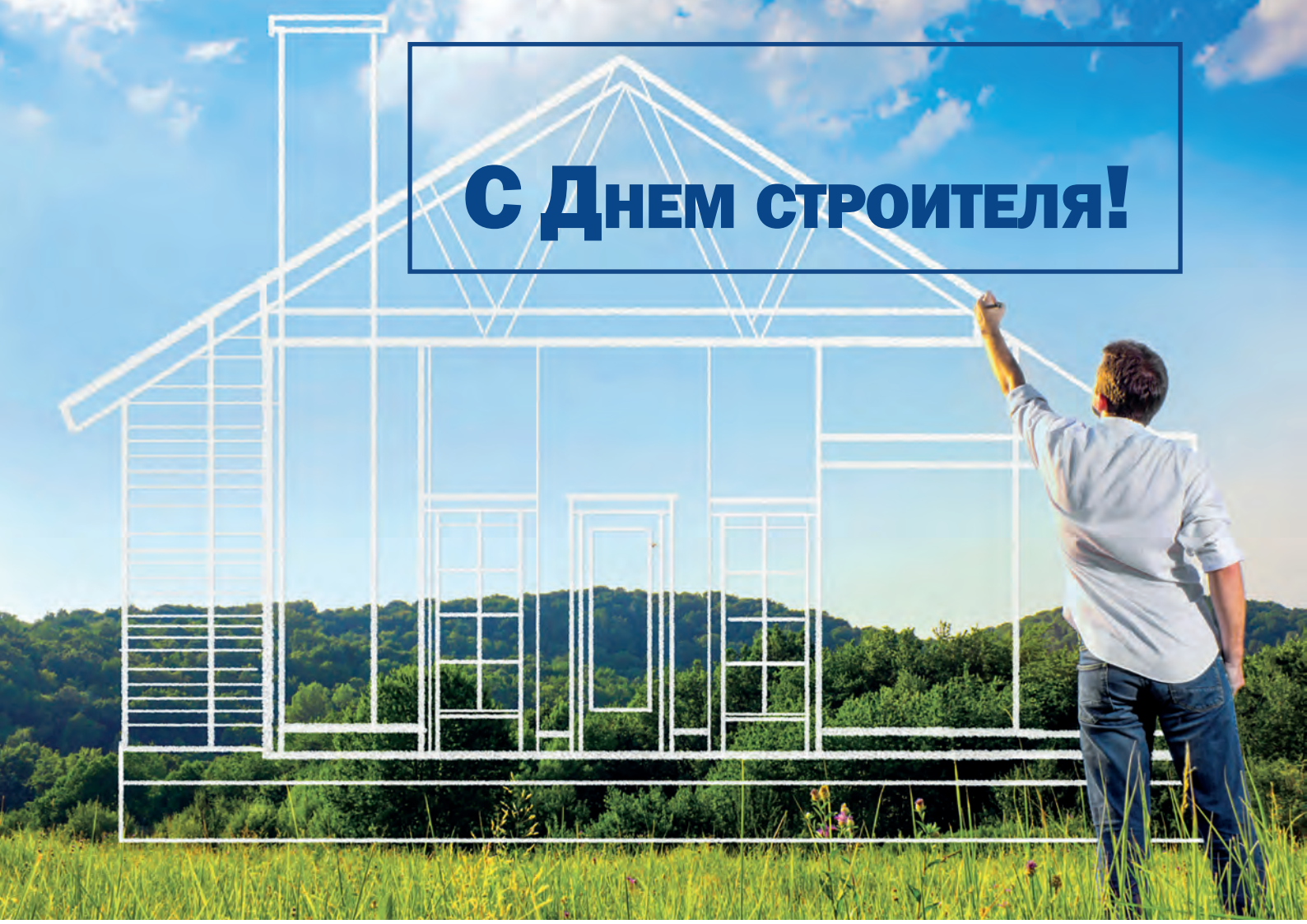


специализированная выставка
"ЭкспоГОРОД"

ЗАО "ТЕХНИКА И КОММУНИКАЦИИ"

T&C

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



С ДНЕМ СТРОИТЕЛЯ!



**II Международная специализированная выставка
низковольтной электротехники и электроники**

ELECTRO INSTALL 2019

Ноябрь 5–7



МЕЖДУНАРОДНЫЙ ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР

Украина, г. Киев, Броварской пр-т, 15

тел.: (044) 201-11-57, 206-87-96, e-mail: lyudmila@iec-expo.com.ua

www.iec-expo.com.ua, www.tech-expo.com.ua



ПОЗДРАВЛЯЕМ С ДНЕМ РАБОТНИКОВ НЕФТЯНОЙ,
ГАЗОВОЙ И ТОПЛИВНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ!

22-24 октября
📍 ВДНХ ~~ЭКСПО~~ УФА 2019



📱 **energyexpo**
📱 **ref_ufa**
📱 **energobvk**

#рэф
#энергетикаурала
#бvk

Российский Энергетический Форум



**XXV юбилейная
международная выставка
«Энергетика Урала»**

По вопросам выставки

Бронь стенда www.energobvk.ru
+7 (347) 246-41-93 energo@bvkexpo.ru

По вопросам форума

Регистрация на форум www.refbvk.ru
+7 (347) 246-42-81 kongress@bvkexpo.ru



Учредитель

**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

Редакционная коллегия:

Закревский В.А.	к.т.н., заместитель Министра энергетики Республики Беларусь (председатель)
Бондарь А.М.	главный инженер ГП «Белорусская АЭС»
Бородуля В.А.	член-корр. НАН Беларуси, д.т.н., профессор, заведующий лабораторией Института тепло- и массообмена им. А.В. Лыкова НАН Беларуси
Дрозд П.В.	генеральный директор ГПО «Белэнерго»
Забелло Е.П.	д.т.н., профессор кафедры «Электрооборудование сельскохозяйственных предприятий» БГАТУ
Карницкий Н.Б.	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции» БНТУ
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»
Кушнаренко А.И.	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
Русан В.И.	д.т.н., профессор кафедры практической подготовки студентов БГАТУ
Рыков А.Н.	к.т.н., директор РУП «Белнипиэнергопром»
Седнин В.А.	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника» БНТУ (заместитель председателя)
Фурсанов М.И.	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Электрические системы» БНТУ
Якубович П.В.	директор РУП «БЕЛТЭИ»

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ

Новости ТЭК.....6

Мировая энергетика. Факты. Прогнозы. Аналитика9

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Зенович-Лешкевич-Ольпинский Ю.А., директор филиала «Гомельская ТЭЦ-2»
РУП «Гомельэнерго»

**Энергоэффективные технологии в системах технического
водоснабжения тепловых электрических станций.....14**

Седнин В.А., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой
«Промышленная теплоэнергетика и теплотехника» БНТУ,
Абразовский А.А., м.т.н., заведующий кафедрой
«Газоснабжение и местные виды топлива» ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ»,
Бушков П.Е., инженер филиала «Гомельское управление магистральных
газопроводов» ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»

**Многомерная интеграция газотранспортной системы
в топливно-энергетический комплекс20**

Ёч Э.И., инженер группы ТВН ОУКЭ РУП «Белэнергосетьпроект»,
Серемяжко А.В., заведующий группой ТВН ОУКЭ РУП «Белэнергосетьпроект»

**Алгоритм построения схем сближения линий электропередачи
и перспективы его применения25**

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Дулинец Л.В., заместитель директора Департамента
по ядерной энергетике Министерства энергетики Республики Беларусь

О развитии национальной инфраструктуры ядерной энергетики29

МНЕНИЕ СПЕЦИАЛИСТА

Байрашевский Б.А., д.т.н.

**Проблемы несоответствия расчетных технико-экономических
показателей ПИ-труб нормативным требованиям32**

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОГАЗНАДЗОР

Буча Д.Н., инспектор филиала ГУ «Госэнергогазнадзор»
по Гродненской области

**Правовое регулирование в сфере технического нормирования:
как отличить обязательные требования ТНПА
от добровольных для применения38**

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

Пузырёв Н.П., начальник поверочной лаборатории службы главного энергетика, метрологического обеспечения и охраны окружающей среды УП «МИНГАЗ»

Основные направления повышения эффективности метрологического обеспечения производства42

ТОРФЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Манюк Д.Ф., начальник отдела энергоэффективности и охраны окружающей среды УП «МИНГАЗ»,
Шейко Ю.А., заместитель начальника службы главного энергетика, метрологического обеспечения и охраны окружающей среды УП «МИНГАЗ»

Автоматизация технологического процесса на торфоперерабатывающем предприятии44

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

Курилович И.Ф., заместитель директора филиала «Учебный центр РУП «Гродноэнерго»,
Гончар В.А., начальник сектора психологического обеспечения филиала «Учебный центр РУП «Гродноэнерго»

Психолого-педагогические аспекты подготовки диспетчерского персонала48

НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

Пашинский В.А., к.т.н., доцент МГЭИ имени А.Д. Сахарова БГУ,
Буцько А.А., старший преподаватель МГЭИ имени А.Д. Сахарова БГУ

Оценка средне- и долгосрочных характеристик суммарной, прямой и рассеянной солнечной радиации на основе статистической модели53

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Якушев А.А., директор ОАО «Экономэнерго»

Установлены новые требования к определению объемов трудозатрат при обслуживании и ремонте оборудования электросетей
Комментарии к новым стандартам ГПО «Белэнерго»59

Национальный фонд ТНПА – энергетике61

ПРАВО

Новости законодательства (июль–август)62

Энергетическая безопасность**Традиционная и ядерная энергетика****Газоснабжение
и торфяная промышленность****Возобновляемая и малая энергетика****Энергоэффективность и экология****Редакция:**

Главный редактор	Федосеенко Н.В.
Зам. главного редактора	Гончар О.В.
Выпускающий редактор	Моисеева Е.Н.
Редактор	Лемехова Д.Д.
Компьютерный дизайн и верстка	Данюкова А.В.
Реклама	Бричкалевич А.А.

Уважаемые рекламодатели!

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

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:

220088, г. Минск, ул. Захарова, 59
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 23.08.2019 г., формат 60х90%, тираж 1650 экз., заказ 3738.

УВАЖАЕМЫЕ РАБОТНИКИ ГАЗОВОЙ И ТОПЛИВНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ДОРОГИЕ ВЕТЕРАНЫ!

От имени Министерства энергетики Республики Беларусь поздравляю вас с Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!



В этот день хочется от души поблагодарить работников газовой и топливной промышленности за весомый вклад в динамичное развитие топливно-энергетического комплекса Республики Беларусь.

В течение ряда лет Беларусь остается лидером среди стран Евразийского экономического союза по уровню газификации. В республике создана эффективная, надежная, современная система газоснабжения, обеспечившая доступность голубого топлива для потребителей всех городов и районов Беларуси.

Сегодня газовая инфраструктура республики развивается в русле лучших мировых тенденций. Комплексный подход к эксплуатации газораспределительной системы позволяет эффективно решать задачи, стоящие перед отраслью, в том числе с использованием инновационных программных комплексов и методик. Набирает обороты цифровизация газоснабжения. В ГПО «Белтопгаз» внедрена единая система автоматизации, создана распределенная в геопространстве цифровая модель газовых сетей, отвечающая потребностям всех заинтересованных технических служб. Постоянно совершенствуются технологии строительства и эксплуатации газовых сетей и оборудования на основе внедрения передовых разработок и методов диагностирования.

Обновляются подходы к подготовке специалистов газоснабжения, в том числе с использованием цифровых технологий, что позволяет обеспечить переход профессионального образования на новый качественный уровень.

Благодаря развитой торфяной промышленности Беларусь заняла лидирующие позиции среди торфодобывающих стран Европы. Только в первом полугодии торфопредприятия ГПО «Белтопгаз» в полтора раза превысили задание календарного плана по добыче торфа.

Новый импульс развитию отрасли придало освоение производства экспортоориентированной продукции – торфа верхового кипованного и грунтов торфяных питательных. Расширение номенклатуры продукции способствовало увеличению объемов ее экспорта и диверсификации рынков сбыта. В свою очередь, ввод новых технологических линий по дроблению торфяных брикетов на двух цементных заводах позволил нарастить объем потребления топливных брикетов на внутреннем рынке.

Активное строительство площадей для добычи торфа, модернизация и расширение технической базы отрасли способствуют эффективному использованию местных сырьевых ресурсов, диверсификации видов топлива и, как следствие, повышению энергонезависимости страны.

Хочу выразить признательность работникам отрасли за высококвалифицированную работу, трудовой энтузиазм, ответственность и преданность профессии. Особая благодарность – ветеранам. Им мы во многом обязаны высокими показателями развития газовой и топливной промышленности, их опыт, знания и труд лежат в основе наших производственных достижений.

Желаю всем работникам и ветеранам газовой и торфяной промышленности успехов в освоении новых рубежей, крепкого здоровья, счастья и благополучия!

Министр энергетики Республики Беларусь

В.М. Каранкевич

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ, ВETERАНЫ ГАЗОВОЙ И ТОПЛИВНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ! ДОРОГИЕ ДРУЗЬЯ!

**От имени аппарата управления
государственного производственного объединения
по топливу и газификации «Белтопгаз» и от себя лично
поздравляю вас с профессиональным праздником –
Днем работников нефтяной, газовой и топливной
промышленности!**



Трудно переоценить ту роль, которая отведена газовой и топливной промышленности в непрерывном процессе социально-экономического развития нашей страны. В прошлом году мы отметили значимые юбилеи этих отраслей народного хозяйства. Это стало поводом еще раз проанализировать весь пройденный путь, оценить достигнутые успехи и определить дальнейшие шаги.

Сегодня мы с гордостью говорим о том, что наша страна является одной из самых газифицированных не только на постсоветском пространстве, но и в мире. Общий уровень газификации республики достиг 97 %, уровень газификации квартир природным газом – 79,9 %, в том числе в сельской местности – 42,4 %. Протяженность газовых сетей составляет около 62 тыс. км. Газоснабжающими организациями объединения на постоянной основе ведется работа по техническому перевооружению объектов газораспределительной системы и внедрению передовых технологий, повышению качества работы с потребителями и пропаганде среди населения правил безопасного пользования газом в быту.

Мы гордимся тем, что нам удалось сохранить торфяную промышленность и вывести ее на траекторию поступательного развития. Наши торфопредприятия способны полностью удовлетворить потребности внутреннего рынка в торфяной продукции, а также успешно поставляют ее на экспорт. Высокая степень готовности производственных площадей и технологического оборудования позволила обеспечить хорошие темпы проведения работ по добыче торфа в текущем году. За первое полугодие организациями торфяной промышленности ГПО «Белтопгаз» добыто 1620,1 тыс. т торфа, что составляет 153 % от календарного плана, или 68,9 % от годового задания.

Произведено 435,2 тыс. т торфяных брикетов и торфяной сушенки – 105,7 % к заданию на указанный период.

Новые перспективы открываются перед строительным комплексом. Объединившись в холдинг, наши строительные организации получают возможность участвовать в реализации крупномасштабных проектов под ключ.

Важнейший вклад в развитие отрасли вносят промышленные предприятия, проектный институт, специализированное учебное учреждение, организация, осуществляющая научные исследования в области нормирования и охраны труда, предприятие по транспортировке и обеспечению сжиженными нефтяными газами.

Наши достижения – это результат ответственного труда многих поколений газовиков и торфяников. Я выражаю глубокое уважение и благодарность ветеранам, которые стояли у истоков, развивали и совершенствовали отрасль. Опираясь на их бесценный опыт и чтя заложенные традиции, сегодня честно и добросовестно трудится коллектив ГПО «Белтопгаз», насчитывающий более двадцати пяти с половиной тысяч человек. Все вместе и каждый лично мы делаем большое и важное дело для развития отрасли и процветания нашей страны. Понимание этого вселяет в нас уверенность и гордость за свой труд, обостряет чувство ответственности, придает сил и решимости идти дальше, не останавливаясь на достигнутом.

Желаю всем нам успехов на этом пути и новых трудовых побед.

Крепкого здоровья, счастья, благополучия, удачи вам и вашим близким!

Генеральный директор ГПО «Белтопгаз»

А.И. Кушнарeнко

НОВОСТИ ТЭК

Общий электроэнергетический рынок ЕАЭС начнет функционировать в 2025 году

На выездном заседании Консультативного комитета по электроэнергетике Евразийской экономической комиссии (ЕЭК), состоявшемся в августе в г. Чолпон-Ате (Кыргызстан), было отмечено, что общий электроэнергетический рынок ЕАЭС начнет функционировать не позднее 1 января 2025 года. Его формирование направлено прежде всего на переход к рыночным, в том числе биржевым, механизмам ценообразования, а также на обеспечение добросовестной конкуренции.

В ближайшее время предстоит завершить разработку правил функционирования общего электроэнергетического рынка, которые будут регулировать торговлю электроэнергией, ее транзит через страны Союза, распределение пропускной способности межгосударственных линий электропередачи и информационный обмен на рынке. Кроме того, следует подготовить регламенты электронной торговли этим энергоресурсом.

Директор Департамента энергетики ЕЭК Л.В. Шенец проинформировал участников заседания о ходе выработки подходов к определению и распределению пропускной способности межгосударственных сечений и о других вопросах, связанных с разработкой проекта Правил взаимной торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке ЕАЭС.

Планируется, что общий электроэнергетический рынок не позднее 1 января 2024 года начнет работу в имитационном режиме, что позволит протестировать правила его функционирования, а также настроить электронную систему торговли электроэнергией.



В ходе встречи Министра энергетики В.М. Каранкевича с венгерской делегацией

Венгрия заинтересована в белорусском опыте реализации ядерной энергетической программы

25 июня Министр энергетики Республики Беларусь В.М. Каранкевич провел встречу с делегацией Венгрии во главе с Министром по вопросам планирования, строительства и ввода в эксплуатацию новых реакторов АЭС «Пакш-2» Яношем Шюли, находящимся с рабочим визитом в Беларуси. Стороны

обсудили вопросы возможного сотрудничества в энергетической сфере, в том числе в атомной энергетике.

В ходе встречи В.М. Каранкевич отметил: «Мы готовы обсуждать интересующие вас вопросы, касающиеся строительства Белорусской АЭС, и делиться имеющимся опытом в реализации национальной ядерной энергетической программы».

Накануне венгерская делегация посетила площадку строительства Белорусской АЭС, где ознакомилась с опытом создания инфраструктуры для строителей и обслуживающего персонала станции. Члены делегации посетили также Учебно-тренировочный центр АЭС.

Руководитель венгерской делегации отметил, что опыт белорусской стороны по созданию условий для проживания и успешной работы на таком важном объекте, как АЭС, огромен и, учитывая сопоставимость масштабов строительства, может быть использован при организации работ на АЭС «Пакш-2».

Беларусь и Россия согласовали повышение тарифа на транспортировку нефти

С 1 сентября стоимость транспортировки российской нефти через территорию Беларуси вырастет на 3,7 %, сообщили в пресс-службе концерна «Белнефтехим». Такое соглашение было достигнуто в результате диалога представителей Беларуси и России.

Белорусский оператор трубопровода ОАО «Гомельтранс-нефть Дружба» обратился к тарифным регуляторам за внеплановым пересмотром тарифов на прокачку нефти в связи со снижением объемов транзита российской нефти по нефте-

тепроводу «Дружба» в II квартале. В результате стороны пришли к единому мнению, что запланированные на 2019 год объемы выручки ОАО «Гомельтранс-нефть Дружба» должны быть достигнуты.

В следующий раз тарифы могут быть пересмотрены в процессе подведения итогов работы за 2019 год.

Подготовка к зиме идет по графику

9 августа в Министерстве энергетики под председательством заместителя Министра О.Ф. Прудниковой состоялось очередное заседание штаба, координирующего работу по подготовке к осенне-зимнему периоду 2019/2020 года.

В ходе заседания отмечено, что ремонт основного энергетического и газового оборудования, тепловых, электрических и газовых сетей осуществляется в соответствии с утвержденными графиками. По состоянию на 6 августа заменено за счет средств ремонтного фонда и смонтировано за счет средств фонда капитального строительства 119,84 км тепловых сетей в однотрубном исчислении (60,3 % годового плана), в том числе за счет средств ремонтного фонда – 41,408 км (74,3 %), за счет средств на реконструкцию и строительство – 78,44 км (54,8 %).

В целом по республике до 1 октября подлежат оформлению паспорта готовности к работе в ОЗП 2019/2020 года 28 857 потребителей тепловой энергии и 13 767 ведомственных тепло-

Кадровые назначения



1 июля на должность первого заместителя генерального директора ГПО «Белтопгаз» назначен Дмитрий Васильевич Шавловский

Дмитрий Васильевич Шавловский родился 11 мая 1976 года в г. Калинковичи Гомельской области. В 2002 году окончил Белорусский национальный технический университет по специальности «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна», в 2014 году – Академию управления при Президенте Республики Беларусь по специальности «Управление персоналом». Профессиональная биография Д.В. Шавловского связана с РПУ «Гомельоблгаз»: начав трудовой путь в одном из его подразделений слесарем по ремонту и эксплуатации подземных газопроводов, в 2000 году он стал мастером аварийно-диспетчерского пункта, затем заместителем директора, главным инженером Калинковичского РПУ «Калинковичрайгаз». В 2006–2009 годах работал начальником техинспекции, заместителем главного инженера «Гомельоблгаза», в 2010–2015 годах – директором Мозырского межрайонного производственного управления «Мозырьмежрайгаз». В 2016 году занял должность главного инженера УП «МИНГАЗ». 1 июля 2019 года Д.В. Шавловский назначен первым заместителем генерального директора ГПО «Белтопгаз».

источников. По состоянию на 9 августа госэнергогазнадзором зарегистрировано 28,31 % паспортов готовности потребителей и 22,39 % паспортов готовности теплоисточников.

Беларусь предложила МАГАТЭ проект техсотрудничества по эксплуатационной безопасности БелАЭС

Беларусь предложила МАГАТЭ проект технического сотрудничества по эксплуатационной безопасности Белорусской АЭС на 2020–2021 годы «Повышение эксплуатационной безопасности БелАЭС при вводе в эксплуатацию и эксплуатации АЭС». Концепция проекта разработана РУП «Белорусская атомная электростанция» совместно с Департаментом по ядерной энергетике Минэнерго.

Проект базируется на потребностях страны на нынешнем этапе реализации ядерной энергетической программы. Строительство АЭС в Беларуси находится в завершающей стадии, поэтому приоритетными задачами являются подготовка эксплуатирующей организации к вводу станции и ее дальнейшая эксплуатация.

5 августа миссия МАГАТЭ по рассмотрению вопросов эксплуатационной безопасности (Pre-OSART) начала работу на БелАЭС. Целью миссии является подтверждение готовности ГП «Белорусская АЭС» как эксплуатирующей организации к вводу станции в эксплуатацию и дальнейшей надежной и безопасной эксплуатации энергоблоков. Работа миссии продлится до 22 августа.

Международная экологическая экспедиция завершила работу на БелАЭС

Международная экспедиция успешно завершила работу по замерам «нулевого фона» на территории, прилегающей к площадке сооружения Белорусской АЭС в Островецком районе. В ходе экспедиции, проходившей 15–20 августа, были выполнены все запланированные мероприятия. Полевая гамма-спектрометрическая съемка проведена более чем в 200 точках вокруг периметра площадки Белорусской

АЭС и вдоль береговой линии рек Полпе и Вилия, обследованы дно и вода в контрольном створе – устье р. Полпе, точках водозабора и сброса р. Вилия. Измерения дополнены пешеходной и автомобильной гамма-съемкой, что позволило расширить площадь обследования.

Отобраны пробы воздуха, воды, почвы, донных отложений и растительности для лабораторных исследований. Две воздухофильтрующие установки для отбора проб радиоактивных аэрозолей и газообразного радиоактивного йода были размещены на штатном пункте наблюдений на метеорологической станции Маркуны. Вместе с этим были отобраны пробы для определения в воздухе радиоактивного углерода и трития. Объем прокачанного воздуха составил более 30 тыс. м³.

Повторные измерения целесообразно провести спустя год после физического пуска Белорусской АЭС с привлечением представителей заинтересованной общественности. Практический опыт и результаты предэксплуатационного обследования могут быть тиражированы на других ядерно- и радиационно-опасных объектах в различных странах.

Введена дополнительная дифференциация тарифов на электроэнергию для населения

С 1 июля с целью расширения и оптимизации действующей системы тарифообразования постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 1 июля 2019 года № 442 введена дополнительная трехзонная дифференциация тарифов на электроэнергию, потребляемую населением для бытовых целей: для периода минимальных нагрузок (с 23.00 до 6.00); для периода максимальных нагрузок (с 17.00 до 23.00); для остального времени суток (с 6.00 до 17.00). Тариф периода минимальных нагрузок также действует круглосуточно в выходные и праздничные дни.

Введение дополнительной дифференциации направлено на сглаживание вечернего максимума нагрузки энергосистемы, а также на приоритетный перенос электропотребления из периода максимума нагрузки в ночное время суток. Это даст возможность населению снизить платежи за электро-

энергию, а энергоснабжающим организациям позволит обеспечить выравнивание графика нагрузки Белорусской энергосистемы.

Завершена реализация инвестиционного проекта на Гродненской ТЭЦ-2

На Гродненской ТЭЦ-2 завершена реализация инвестиционного проекта по реконструкции турбоагрегата ПТ-60-130/13 ст. № 2 с заменой вспомогательного оборудования и генератора (1-й пусковой комплекс). Установленная электрическая мощность станции возросла с 302 до 312 МВт. Совместный проект РУП «Гродноэнерго» и Уральского турбинного завода реализован в рамках Отраслевой программы развития электроэнергетики на 2016–2020 годы.

Результатом реконструкции стало значительное увеличение эффективности турбины. Применение оригинальных конструктивных решений при разработке и реализации проекта позволило не вносить принципиальные изменения в компоновку оборудования в машинном зале – новый турбоагрегат смонтирован на старом фундаменте, при этом монтаж проводился в условиях действующего цеха.

Включены две новые высоковольтные линии, связывающие Белорусскую АЭС с энергосистемой

С 18 по 20 июля новое оборудование КРУЭ-330 кВ Белорусской АЭС было поставлено под напряжение, а высоковольтные линии 330 кВ Белорусская АЭС – Минск-Северная и Белорусская АЭС – Сморгонь включены в транзит и по ним обеспечен переток мощности.

В настоящее время высоковольтное распределительное устройство 330 кВ БелАЭС связано с энергосистемой тремя ВЛ 330 кВ: Белорусская АЭС – Поставы № 1, Белорусская АЭС – Минск-Северная и Белорусская АЭС – Сморгонь.

В результате обеспечена необходимая надежность электроснабжения площадки Белорусской АЭС для проведения дальнейших пусконаладочных работ.

Началось строительство газопровода высокого давления

По поручению Министерства энергетики и в соответствии с расчетной гидравлической схемой газопроводов высокого давления г. Минска и Минского района начались работы по реконструкции системы газоснабжения и прокладке новой трассы – второго кольцевого газопровода высокого давления 1-й категории диаметром 800 мм. Проект учитывает перспективу на ближайшие 30 лет и предусматривает строительство газопроводов и ряда стабилизирующих закольцовок общей протяженностью около 70 км.

Заказчиком разработки проектно-сметной документации на первом этапе строительства необходимых закольцовок выступило УП «МИНГАЗ», генеральным проектировщиком выступает НИИ «Белгипротопгаз». Строительно-монтажные работы выполняет ОАО «Белгазстрой».

В Борисове внедрена инновационная оптоэлектронная система

В целях отслеживания технического состояния линий электропередачи и объектов электросетевой инфраструктуры

филиал «Борисовские электрические сети» РУП «Минск-энерго» внедрил в практику гиростабилизированную оптоэлектронную систему (ГОЭС).

Система предназначена для использования на летательном аппарате и обеспечивает круглосуточный мониторинг местности, поиск, обнаружение и распознавание объектов с определением их координат и передачей тепловизионного и телевизионного изображения на экран станции управления.



Летательный аппарат, используемый для мониторинга с помощью системы ГОЭС

Применение системы позволяет эффективно контролировать нормальную эксплуатацию электрических сетей, пресекать несанкционированную деятельность и своевременно обнаруживать дефекты, в том числе срезы и провисы проводов, что способствует их оперативному устранению.

Завершено строительство подстанции 330 кВ «Металлургическая»

В августе введена в эксплуатацию ПС 330 кВ «Металлургическая». Сооружение однотрансформаторной подстанции с возможностью в перспективе установки второго автотрансформатора было предусмотрено второй очередью строительства объекта по организации внешнего электроснабжения производства в ОАО «БМЗ». Проект реализовывался в рамках Отраслевой программы развития электроэнергетики на 2016–2020 годы. Срок строительства подстанции, изначально составлявший 27 месяцев, был сокращен на 5 месяцев. Проектно-сметную документацию разработали специалисты РУП «Белэнергосетьпроект». Генеральным подрядчиком было определено ОАО «Электроцентрмонтаж».

В рамках реализации проекта также выполнены: организация захода-выхода на ПС 330 кВ «Металлургическая» ВЛ 330 кВ Жлобин-Западная – Жлобин-330, ВЛ 110 кВ Жлобин-330 – Сталь и Жлобин-330 – Прокат; замена выключателей 330 кВ на элегазовые на подстанциях 330 кВ «Жлобин» и «Жлобин-Западная»; строительство ВЛ 110 кВ Металлургическая – Сортная.

Подготовлено по материалам Минэнерго, ГПО «Белэнерго», ГПО «Белтопгаз», информерагентств, собственных корреспондентов

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Факты. Прогнозы. Аналитика

Рынок сжиженного природного газа в кризисной ситуации

Мировой рынок сжиженного природного газа близок к кризисному состоянию, поскольку цены на СПГ упали до трехлетнего минимума. Так, спотовые цены на СПГ в Северо-Восточной Азии снизились до \$ 4,10 за MBTU, что стало самым низким показателем с апреля 2016 года. На падение цен повлиял избыток предложения, спрос при этом также уменьшился.

Эта проблема носит глобальный характер: цены на природный газ в Европе и Соединенных Штатах также достигли низкого уровня. Это мешает покупателям заключать новые сделки. В результате реализация одних проектов в области СПГ отстает от запланированных сроков выполнения, а осуществление других может быть полностью отменено. Трейдеры подумывают о том, чтобы бронировать суда для хранения СПГ, запланировав их разгрузку зимой, когда спрос станет выше.

В Японии средние контрактные цены вдвое больше спотовой цены. Страна недавно запустила 5 ядерных реакторов, закрытых в 2011 году после катастрофы на «Фукусиме-1». Япония является самым крупным импортером СПГ в мире, поэтому любая конкуренция в этом энергосекторе напрямую влияет на рынки СПГ. Согласно информации EIA, когда все 5 реакторов заработают на полную мощность, импорт СПГ в Японии снизится на 6 %.

В текущем году ожидается прирост новых мощностей по экспорту СПГ, что может означать перенасыщение рынка в начале 2020-х годов. Согласно прогнозам S & P Global Platts и Bernstein Research, новые поставки СПГ могут рухнуть после 2020 года на фоне нехватки новых инвестиций. В свою очередь, к середине 2020-х возникнет дефицит предложения, что вызовет еще один бум после кризиса.

Дания дала первое разрешение на прокладку газопровода Baltic Pipe

Дания дала первое разрешение на прокладку газопровода Baltic Pipe в Польшу, которая объявила о намерении проложить собственный трубопровод в феврале прошлого года. В Варшаве планировали использовать Baltic Pipe для подключения к норвежской газовой сети. Предполагается, что проект будет обладать пропускной способностью в 10 млрд м³. Ввод объекта в эксплуатацию запланирован на 2022 год.

Разрешение выдано на выход газопровода Baltic Pipe на сушу на восточном побережье Дании. Следующий этап для датского газотранспортного оператора Energinet – получение разрешений от муниципалитетов на прокладку сухопутной трассы магистрали. Затем Датское энергетическое агентство должно одобрить морской участок газопровода в датских водах. При этом труба должна пересечь на дне не только маршрут «Северного потока – 2», но и уже уложенный первый «Северный поток».

Для этого потребуются подписание технического соглашения между Baltic Pipe и «Газпромом».

Между тем Дания уже несколько лет не согласует заявку на прохождение морского участка «Северного потока – 2» в своих водах, хотя другие европейские страны, такие как Германия, Швеция и Финляндия, аналогичные разрешения выдали.



В Прибалтике подорожала электроэнергия

В июле в странах Балтии на 7 % подорожала электроэнергия: ее биржевая цена на NordPool перевалила за отметку € 55 за 1 МВт·ч. Об этом сообщил независимый поставщик электроэнергии Elektrum Lietuva. При этом электропотребление в целом выросло на 3 %, составив 474 ГВт·ч, в том числе в Литве – на 2 % (217 ГВт·ч), в Латвии – на 3 % (127 ГВт·ч), в Эстонии – на 4 % (130 ГВт·ч).

За последнюю неделю июля выработка электроэнергии в странах Балтии выросла на 16 % – до 230 ГВт·ч. За этот период все прибалтийские государства, вместе взятые, выработали 49 % необходимой им электроэнергии.

Низкие цены делают газ привлекательным топливом

За первое полугодие «Газпром» сократил экспорт газа в дальнее зарубежье на 5,9 % – до 95,3 млрд м³, что не помешало компании довести показатель добычи до максимального уровня с 2011 года. Сейчас спрос на российский газ в Европе растет, особенно в генерации электроэнергии, благодаря низким ценам, которые уже опустились до минимума за последние десять лет – \$ 120 за тысячу кубометров. При таких ценах становится абсолютно невыгодной поставка в Европу сжиженного газа из США в рамках толлинговой модели, которую используют большинство действующих американских СПГ-заводов. Эта модель предполагает, что покупатель бронирует мощность завода (\$ 2,25–3 за MBTU), покупает сжиженный газ (115 % от индекса Henry Hub) и получает его

в Мексиканском заливе, откуда еще должен привезти газ на целевой рынок (примерно \$ 0,5 за MBTU за транспортировку в Европу). При текущей стоимости СПГ в Европе (\$ 3,2 за MBTU) цена не покрывает даже текущие затраты на покупку газа на Henry Hub и его транспортировку.

Низкие цены делают природный газ привлекательным топливом для генерации: по оценке аналитиков Interfax Global Energy, в Германии в июне спарк-спред (стоимость электроэнергии за вычетом стоимости газа и выбросов CO₂) увеличился до € 8,6 за 1 МВт·ч, что на 50 % больше, чем в мае. Газ все в большей степени вытесняет уголь в европейской генерации, потому что только новые угольные станции в нынешней рыночной ситуации могут покрывать свои операционные расходы.

В таких условиях американские поставщики должны переориентироваться на Азию, но и там цены на СПГ очень низкие – индекс Platts JKM (средние спотовые цены на СПГ в Японии и Корее) опустился в июле до трехлетнего минимума в \$ 4,26 за MBTU. Фактически сейчас СПГ-заводы в США работают за гранью операционной рентабельности.

В Иране строят 32 электростанции, работающие на возобновляемых источниках энергии

Как следует из отчета Министерства энергетики Ирана, действующие на сегодняшний день в стране 115 электростанций на ВИЭ совокупно вырабатывают 760 МВт электроэнергии ежегодно, при этом в стране строятся еще 32 новых объекта возобновляемой энергетики, суммарная мощность которых составит 380 МВт.

Основную часть электроэнергии из ВИЭ – порядка 85 % – генерируют солнечные и ветровые электростанции, биомасса дает лишь 1 % от общего объема производства.

Использование ВИЭ позволило Ирану сократить выбросы парниковых газов примерно на 368 тыс. т, снизить потребление ископаемого топлива почти на 1 млрд м³ и сэкономить свыше 750 млн л воды.

Несмотря на существование мощной гидроэнергетической инфраструктуры, страна стремится расширить индустрию ВИЭ,

чтобы диверсифицировать способы производства электроэнергии. Планируется, что пустынные районы на востоке страны обеспечат рост солнечной энергетики, в то время как в северных провинциях вдоль Каспийского моря продолжится строительство наземных ветроустановок. Расширяется также использование небольших фотоэлектрических электростанций для подачи электроэнергии в отдаленные деревни по всей стране.

За последние 40 лет Иран поднялся на 24 позиции по уровню производства электроэнергии. Сейчас страна поставляет ее в Ирак, Афганистан и Пакистан. Иранские специалисты утверждают, что страна готова вдвое нарастить объем экспорта электроэнергии в соседние государства.

Разработан новый тип аккумуляторной батареи

В России разработан конструктивно новый тип аккумуляторной батареи, которая по своим массогабаритным характеристикам превосходит существующие на рынке накопители энергии. В основе нового изделия – запатентованная конструкция ячейки, серийно производимой для суперконденсаторных модулей. Она не имеет аналогов по отношению плотности накапливаемой энергии к занимаемому объему и массе, равномерности распределения токовой нагрузки и интегрированной системе диссипации тепловых полей (охлаждения).

Суперконденсаторы, также выпускаемые серийно, обеспечивают удельные мощности свыше 100 кВт/кг при удельной энергии до 10 Вт·ч/кг. Аккумулятор создан с использованием катодного материала на основе LFP (LiFePO₄, литий-железофосфат). Удельные объемные характеристики (Вт·ч/л) батареи до 60 % выше, чем у аналогов, представленных на российском рынке.

Ключевыми преимуществами инновационной разработки являются высокая технологичность и унификация аккумуляторной батареи и суперконденсаторных модулей. Их комбинация открывает новые перспективы для создания HEELL Battery (High Efficiency and Extra Long Life Battery) – высокоэффективного комбинированного источника тока для электротранспорта, а также системы накопления/хранения энергии для активно-адаптивных сетей электроснабжения на основе Smart Grid.

На АЭС «Дукованы» в Чехии будут использовать новое ядерное топливо

Между топливной компанией «ТВЭЛ» Государственной корпорации «Росатом» и чешской национальной энергокомпанией «ČEZ, a.s.» заключено соглашение, предусматривающее внедрение на АЭС «Дукованы» новой модификации российского ядерного топлива РК-3+, которая позволит увеличить эффективность и безопасность работы энергоблоков.

В рамках реализации данного инженерингового проекта ядерное топливо пройдет комплекс различных дореакторных испытаний, результаты которых станут основанием для его последующего лицензирования в Государственном комитете Чехии по атомной безопасности. При этом будет использоваться опыт работы прототипа данного топлива на четвертом энергоблоке Кольской АЭС в Мурманской области, где оно успешно эксплуатируется с 2010 года.



Принципиальное отличие РК-3+ от предыдущих поколений топлива для реакторов ВВЭР-440, которые эксплуатируются на АЭС «Дукованы», – усовершенствованная конструкция рабочей кассеты, позволяющая улучшить физические и теплогидравлические характеристики топлива. В результате нововведения появится возможность увеличить длительность топливного цикла на электростанции.



В термоядерной энергетике наметился прорыв

Американская корпорация Lockheed Martin работает над второй испытательной версией четвертого прототипа компактного термоядерного реактора CFR (Compact Fusion Reactor). Кроме тестирования Т4В, в текущем году компания, планирует продолжить строительство Т5 – пятой версии прототипа CFR. Полноценному прототипу ТХ будут предшествовать испытательные версии Т6, Т7 и Т8.

Еще в октябре 2014 года в корпорации заявили, что предварительные результаты исследований свидетельствуют о возможности создания реакторов мощностью около 100 МВт, работающих на слиянии легких ядер и сравнимых по размерам с грузовиком, что примерно в 10 раз меньше существующих моделей. Тогда российские ученые, занятые в исследованиях в области управляемого термоядерного синтеза, назвали заявления Lockheed Martin ненаучными, направленными исключительно на привлечение внимания широкой публики.

Тем не менее в феврале прошлого года Lockheed Martin запатентовала компактный термоядерный реактор, который может использоваться для обеспечения энергией авианосца, истребителя или небольшого города.

Европа усилила свою ветроэнергетику на 4,9 ГВт

В первом полугодии Европа нарастила мощности ветроэнергетики на 4,9 ГВт. Суммарная мощность новых наземных и морских ветровых мощностей увеличилась по сравнению с тем же показателем в прошлом году (4,5 ГВт). Лидером в развитии этого направления тогда стала Франция, введя в эксплуатацию ряд ветропарков суммарной мощностью 523 МВт.

В Европе в первом полугодии 2019 года было построено 1,9 ГВт новых морских ветропарков – больше, чем в анало-

гичный период прошлого года (1,1 ГВт). Мощности шельфовых и морских ВЭС, введенных в эксплуатацию в ЕС в этом году, распределились по странам следующим образом:

- Великобритания (931 МВт);
- Дания (374 МВт);
- Бельгия (370 МВт);
- Германия (252 МВт).

Британская ВЭС «Хорнси-1» мощностью 1,2 ГВт после запуска станет крупнейшей в мире. В целом инвестиции ЕС в строительство будущих ветроэлектростанций за этот период составили € 8,8 млрд, в том числе € 6,4 млрд – в шельфовые ВЭС, € 2,4 млрд – в морские ветропарки. Благодаря устойчивому финансированию в течение двух-трех лет в Европе появятся еще несколько ВЭС суммарной мощностью 5,9 ГВт. Самыми щедрыми спонсорами чистой энергетики в ЕС традиционно остаются Франция и Нидерланды.

В то же время в Германии ветроэнергетический сектор развивается крайне медленно из-за бюрократических препон, которые растягивают получение разрешительной документации на два года, хотя еще в 2017-м этот процесс занимал всего 10 месяцев. По мнению аналитиков, такими темпами ФРГ никогда не достигнет общеевропейской цели 2030 года – 20-процентной доли

чистой энергии в топливно-энергетическом балансе.

Эксперты отмечают, что страна находится на пороге ветроэнергетического кризиса. Об этом свидетельствуют плачевные результаты первого полугодия 2019 года: из предложенных к строительству ВЭС суммарной мощностью 650 МВт были утверждены проекты станций мощностью всего 208 МВт.

Из-за того, что процесс сильно забюрократизирован, тариф на ветровую энергию в стране не снижается. Сегодня он составляет € 62 за один мегаватт. В 2019 году значительная часть наземных ветровых проектов (порядка 11 ГВт) «застряла» на стадии получения разрешения.

По плану ФРГ должна довести долю возобновляемых источников энергии в общей генерации до 65 % в 2030 году. Для достижения этого показателя правительству страны придется принять ряд решений, упрощающих процедуру получения разрешения на строительство ветропарков.

Дания объединяет энергию ветра и солнца в новом гибридном энергопарке

Датская энергокомпания Vattenfall объявила о строительстве нового гибридного энергопарка в Харингвлите – заливе Северного моря (Нидерланды). Экологически чистый объект будет совмещать солнечные батареи, ветровые турбины и аккумуляторы для хранения произведенной энергии. Общая мощность энергопарка-гибрида составит 60 МВт. После ввода в эксплуатацию он сможет обеспечивать электроэнергией 40 тыс. голландских домохозяйств.

Первый этап строительных работ включает установку шести ветровых турбин на севере острова Гуре-Оверфлакке. Мощность ВЭС составит порядка 22 МВт, максимальная высота турбин – 150 м. После установки «ветряков» начнется монтаж 124 тыс. солнечных панелей. По проекту их мощность составит 38 МВт и позволит обеспечить экологически чистым

электричеством примерно 12 тыс. домашних хозяйств. Накопители электроэнергии мощностью 12 МВт будут поставляться немецкой компанией BMW, их разместят в 12 транспортных контейнерах на солнечной ферме в Харингвлите.

Оригинальное решение энергетиков – комбинирование солнечных панелей и ветротурбин – позволит избежать сезонных колебаний в электрогенерации. Мощные накопители сделают гибридный энергопарк надежным источником возобновляемой энергии. Согласно генеральному плану новый объект будет введен в эксплуатацию в сентябре 2020 года.

Россия, Иран и Азербайджан подписали соглашение о соединении энергосистем

По сообщению РИА, Россия, Иран и Азербайджан 12 августа подписали соглашение о совместной разработке технико-экономического обоснования проекта создания энергетического коридора «Север – Юг» между энергосистемами Азербайджанской Республики, Исламской Республики Иран и Российской Федерации.

Со стороны России участниками соглашения стали компании «Системный оператор» и «Россети», со стороны Азербайджана – «Азерэнерджи», со стороны Ирана – Иранская управляющая компания по электрогенерации, передаче и дистрибуции Tavanir.

Строительство приемного терминала «Турецкий поток» практически завершено

Готовность строящегося приемного терминала для морского газопровода «Турецкий поток» достигла 95 %. Транспортировку газа планируется начать до конца 2019 года.

Прежде чем голубое топливо станет поступать в газотранспортную систему Турции, на приемном терминале будут измеряться объем получаемого газа, его температура, давление и состав. Пропускная способность газопровода составит 31,5 млрд м³ газа в год.

«Турецкий поток» – проект экспортного газопровода из России в Турцию через Черное море и далее до границы Турции с сопредельными странами. Первая нитка газопровода предназначена для обслуживания турецкого рынка, вторая – для газоснабжения стран Южной и Юго-Восточной Европы. Мощность каждой нитки составляет 15,75 млрд м³ газа в год.

Саудовская Аравия увеличила поставки нефтяного сырья в КНР

Королевство Саудовская Аравия втрое снизило экспорт нефтяного сырья в Соединенные Штаты и увеличило его поставки в Китай: за год они выросли в два раза – с 0,9 млн до 1,8 млн баррелей в день. Причина не только в гигантском спросе. Саудовцы выбрали рынок Китая из-за его непрозрачности. В июле текущего года Саудовская Аравия отправила в Китай на 29 % больше нефти, чем в июне: 1,8 млн баррелей в сутки против 1,4 млн, сократив при этом экспорт в США на 60 %.

Сдвигу поставок в сторону Китая способствовали два фактора. Первый – санкции на иранскую нефть, заставившие многие азиатские страны искать альтернативу импорту из Тегерана. Второй фактор – увеличение нефтедобычи в США, позволяющее Штатам полагаться на собственные ресурсы и не закупать сырье в других странах.

Саудовская Аравия борется с другими странами Ближневосточного региона за рынок переработки и транспортировки

нефти в Азии. Об этом свидетельствуют планы компании Saudi Aramco по приобретению 20 % акций индийского сырьевого конгломерата Reliance Industries. При этом свою долю на рынке в США Saudi Aramco потерять не рискует: компания владеет нефтеперерабатывающим заводом в Техасе.

Новые технологии в энергетике

Аналитики прогнозируют, что в ближайшие два десятилетия в энергетической сфере произойдет широкое внедрение инноваций. К 2070 году в мире будет построена безопасная модель, предполагающая всестороннее использование возобновляемых ресурсов. Разработки в этом направлении активно ведутся уже сейчас.

С возобновляемыми источниками связано 8 из 10 новых технологий в электроэнергетике. Прогнозы экспертов рынка оптимистичны: через 20 лет более 70 % общего объема энергии будут производить ветровые и солнечные станции. Лидерство в этой сфере аналитики пророчат Китаю, Индии и Великобритании, а США отводят 13 % рынка.

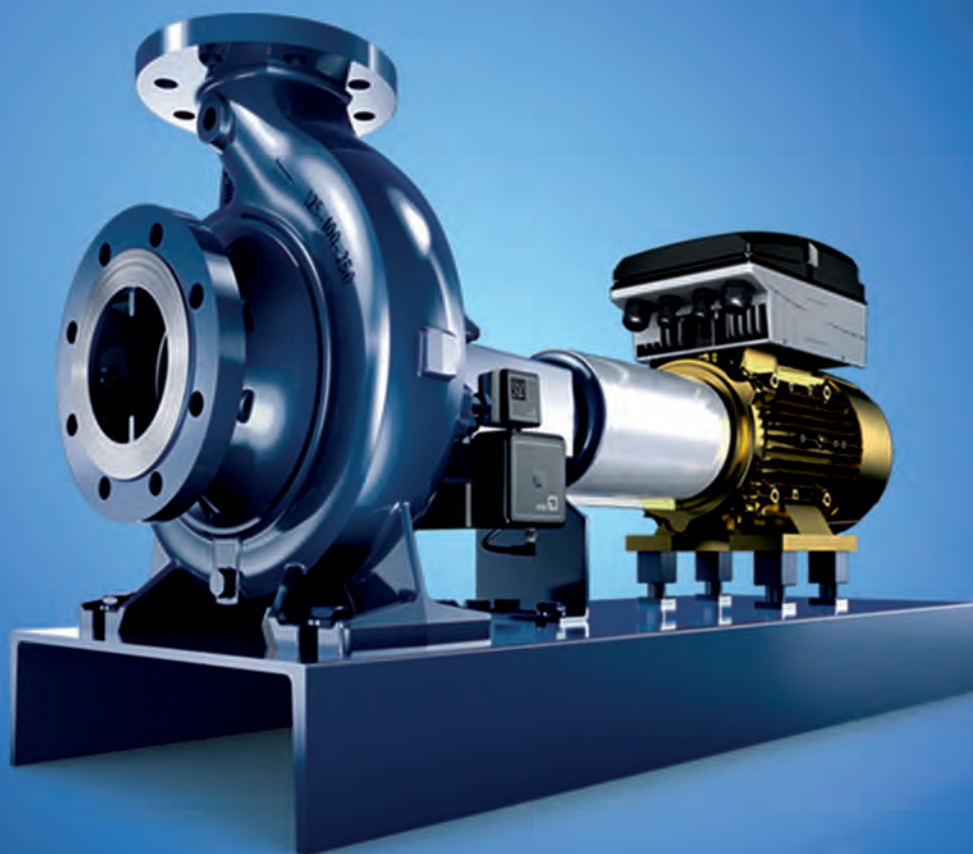
Новые технологии касаются не только способов производства энергии. Например, японские инженеры предлагают беспроводную технологию передачи солнечной энергии на дальние расстояния. В ходе тестирования экспериментального образца японцы осуществили задуманное: дальность передачи составила 0,5 км. В перспективе ее можно увеличить, нарастив мощность установки и количество используемого солнечного излучения. В опыте использовали луч и принимающую установку мощностью 10 кВт, изготовленную из LED-ламп.

Одной из инноваций станут ветрогенераторы с биолопастями. Прототип уже существует – его совместно разработали исследователи из Сорбонны и Высшей школы искусств и ремесел в Париже. На эксперимент их вдохновили крылья стрекозы. В экспериментальном генераторе нового поколения на ветровые турбины были установлены гибкие лопасти. Это способствовало подаче ветра на турбину под нужным углом и генерации энергии при любой скорости потока. Во время испытаний ученые отметили, что с заменой жестких лопастей на гибкие производство энергии выросло на 35 % без дополнительных затрат.

Планируется также внедрение двухсторонних солнечных панелей. Технологии, предложенные учеными профильных институтов в Сингапуре и Германии, повышают эффективность солнечных батарей почти на треть за счет того, что тепло вырабатывается с обеих сторон. Свет поглощают две поверхности: та, что обращена к солнцу, и нижняя. В качестве изоляции и защиты разработчики использовали двойное стекло – его наличие должно продлить срок эксплуатации панелей.

По прогнозам международного агентства IRENA, у возобновляемых источников хорошие экономические перспективы. Специалисты агентства опубликовали отчет, в котором прогнозируют снижение стоимости киловатт-часа альтернативной энергии к 2020 году. Она станет дешевле традиционных ресурсов, и переход к новым источникам станет финансово выгодным.

*Подготовлено по материалам
международных энергетических агентств,
информационных порталов и печатных СМИ*



Интеллектуальный насос – умная система

УНП 191759977

- KSB FlowManager – мобильное приложение для настройки параметров и управления регулируемыми и нерегулируемыми насосами
- MyFlow Technology – концепция «умной» производительности нерегулируемых насосов
- KSB Guard – система дистанционного мониторинга работы всего насосного парка
- Дополненная реальность для экспертной диагностики, сервиса и ввода в эксплуатацию
- 3D-принтер – запчасти для любых насосов

➤ Наши технологии. Ваш успех.
Насосы • Арматура • Сервис

ИООО «КСБ БЕЛ»: 220089 Минск, ул.3-я Щорса, 9 - 607.
Т/ф: +375 17 336-42-56; 336-42-57; 336-42-58



ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В СИСТЕМАХ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Одной из важнейших задач, стоящих сегодня перед энергетикой Беларуси, является повышение эффективности использования топлива на ТЭС. Решению этой задачи в значительной степени способствует применение энергоэффективных технологий в системах технического водоснабжения станций. Однако типовые решения, используемые при проектировании и эксплуатации ТЭС, не в полной мере учитывают местные условия и передовой опыт в этой области. Между тем разработка наиболее эффективных режимов работы ТЭС возможна только на базе комплексных исследований опыта применения энергоэффективных технологий в системах технического водоснабжения в реальных условиях эксплуатации.



Ю.А. ЗЕНОВИЧ-ЛЕШКЕВИЧ-ОЛЬПИНСКИЙ,
директор филиала «Гомельская
ТЭЦ-2» РУП «Гомельэнерго»

Учитывая высокий уровень цен на энергоносители, повышение эффективности систем технического водоснабжения целесообразно обеспечивать за счет минимизации потерь тепла и снижения расходов электроэнергии при транспортировке и распределении охлаждающей циркуляционной воды, а также разработки и внедрения технических и организационных энергоэффективных мероприятий непосредственно производителями тепловой и электрической энергии.

Система технического водоснабжения (СТВ) – сложный природно-технический комплекс, основной технологический узел низкопотенциальной части (НПЧ) ТЭС и АЭС, а также промышленных предприятий независимо от профиля производства. Через природные гидроохладители и градирни в окружающую среду отдается до 60 % тепловой энергии, полученной в результате сжигания топлива с целью выработки электроэнергии. Для сравнения: через дымовые трубы отдается до 10 % тепловой энергии [1, 2].

Основной функцией НПЧ электростанций является обеспечение охлаждающей водой работы турбоагрегатов с установленной мощностью и поддержание экономического вакуума в конденсаторах независимо от изменения режимов их эксплуатации. Эффективная работа НПЧ зависит от сбалансированности параметров конденсаторов турбин, циркуляционных насосов, охладителей в различных сочетаниях с метеорологическими параметрами района расположения электростанции [3].

Главная роль в системе технического водоснабжения отводится конденсаторам паровых турбин, поскольку основной задачей системы является создание и обеспечение необходимого конечного давления пара в турбине. Как показывают исследования, при изменении этого показателя за турбиной

на 1 кПа экономичность ПТУ ТЭС изменяется примерно на 1 %, а для АЭС это изменение достигает 1,5–2,0 % [4].

Анализ результатов обследований и технологических испытаний градирен и систем технического водоснабжения выявил, что охлаждение воды в системах хуже нормативного в среднем на 2–10 °С, а недостаток воды для обеспечения охлаждения расчетных объемов пара в конденсаторах турбин составляет 30–40 % [2].

Уменьшение давления в конденсаторе при определенной температуре воды связано с увеличением пропуска циркуляционной воды и расхода энергии на привод циркуляционных насосов. Поскольку увеличение расхода охлаждающей воды требует дополнительных затрат мощности на привод насосов, экономическая целесообразность этого увеличения зависит от изменения мощности турбоустановки нетто, то есть от соотношения прироста мощности турбоагрегата в результате углубления вакуума и дополнительных затрат мощности на циркуляционные насосы. Увеличение расхода воды целесообразно только в том случае, если прирост мощности турбины больше увеличения затрат мощности на привод циркуляционных насосов [5].

Большое значение для эксплуатации имеет определение оптимального, или экономического, вакуума, позволяющее вести наиболее экономичный режим работы циркуляционных насосов и распределять расход охлаждающей воды при параллельном водоснабжении нескольких турбин в зависимости от паровой нагрузки конденсаторов и температуры охлаждающей воды [6].

Таким образом, экономичность, маневренность и надежность паротурбинных установок в значительной степени определяется эффективностью работы не только конденсаторов,

но и ряда технологических подсистем турбоустановок, а также элементов низкопотенциального комплекса ТЭС.

В настоящее время наблюдается снижение располагаемой мощности электростанций Белорусской энергосистемы, обусловленное ограничениями со стороны системы оборотного водоснабжения и температурными напорами конденсаторов турбин. Применение энергоэффективных технологий позволит значительно сократить эти ограничения за счет снижения температуры охлаждающей воды и улучшения вакуума в конденсаторах. Такой подход особенно актуален в связи с предстоящим вводом в эксплуатацию Белорусской АЭС, поскольку при выводе блоков АЭС в ремонт или на техобслуживание будут востребованы резервные электрические мощности.

Внедрение новых энергоэффективных технологий в системах технического водоснабжения ТЭС можно рассмотреть на примере Гомельской ТЭЦ-2, где успешно реализован ряд проектов по технической модернизации.

Автоматическая шариковая очистка конденсаторов турбин

Среди причин, снижающих эффективность работы турбоустановки, центральное место занимает ухудшение вакуума в конденсаторе, в значительной степени обусловленное количеством (толщиной) накопленных отложений.

При загрязнении конденсаторов с водяной стороны ухудшение вакуума происходит из-за повышения его сопротивления – как термического, так и гидравлического, в результате чего сокращается расход воды через конденсатор. Кроме того, загрязнение конденсаторов приводит к значительному перерасходу топлива, а в ряде случаев – к ограничению мощности турбины.

Одним из путей повышения надежности, долговечности и эффективности работы конденсаторов паровых турбин являются меры по снижению скорости накопления отложений [4]. В частности, при эксплуатации конденсационных установок на ТЭС должны проводиться профилактические мероприятия по предотвращению заноса конденсатора отложениями, а также периодическое удаление отложений при превышении давления пара в конденсаторе более чем на 0,5 кПа.

Очистка трубок конденсатора может производиться как на отключенном, так и на работающем конденсаторе. В зависимости от характера загрязнения могут применяться различные периодические способы очистки и (или их сочетание): химический (от минеральных отложений с прочной адгезией к поверхности); термический или механический (от органических и наносных отложений); гидравлический. Перечисленные

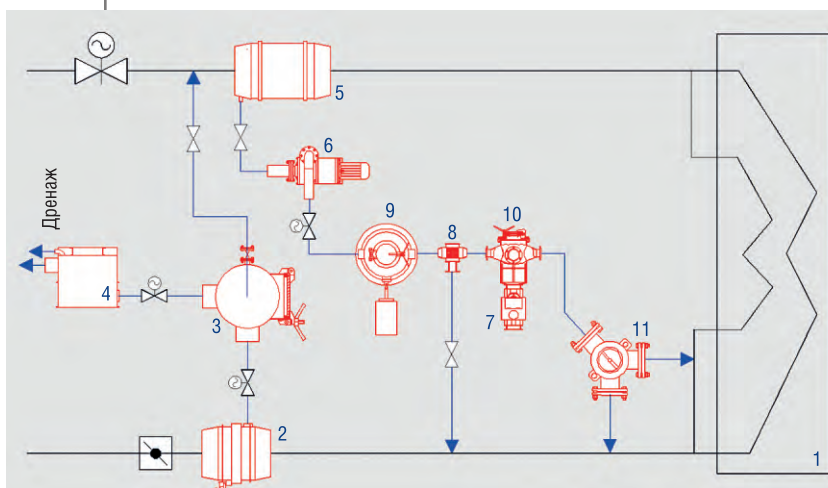


Рис. 1. Принципиальная схема системы шариковой очистки конденсатора 180-КЦС-1 турбоагрегата Т-180/210-130-1 ЛМЗ:
1 – конденсатор; 2 – фильтр предварительной очистки; 3 – грязевой фильтр; 4 – грязевой бак; 5 – шарикоулавливающее устройство; 6 – насос шариковой очистки; 7 – бак отработавших шариков; 8 – разгрузочное устройство; 9 – загрузочная камера; 10 – калибрующее устройство; 11 – распределительное устройство

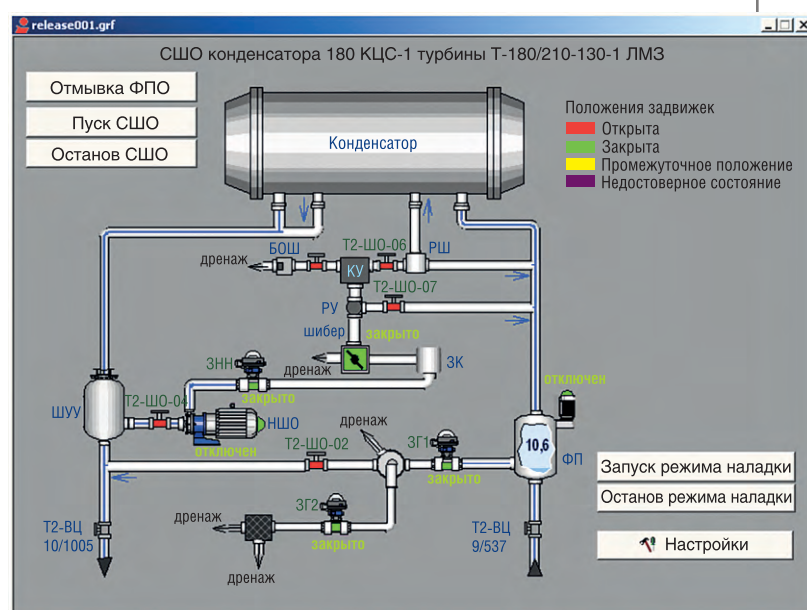


Рис. 2. Мнемосхема автоматики управления системой шариковой очистки конденсатора 180-КЦС-1 турбоагрегата Т-180/210-130-1 ЛМЗ

методы требуют останова или разгрузки турбины и больших затрат ручного труда. Кроме того, их применение приводит к механическому повреждению трубок и в ряде случаев (при термическом способе очистки) – к нарушению плотности вальцовочных соединений.

Наиболее эффективным способом борьбы с загрязнениями трубной системы в настоящее время является система шариковой очистки (СШО), представленная на рисунке 1. Система устраняет и предотвращает микробиологические загрязнения в охлаждающих трубках конденсаторов, создавая условия для свободного течения в них охлаждающей воды, что гарантирует оптимальный теплообмен и минимальные потери давления. При этом фильтры охлаждающей воды предотвращают макрозагрязнения трубных досок и забивание охлаждающих трубок конденсаторов, что обеспечивает циркуляцию очищающих шариков.

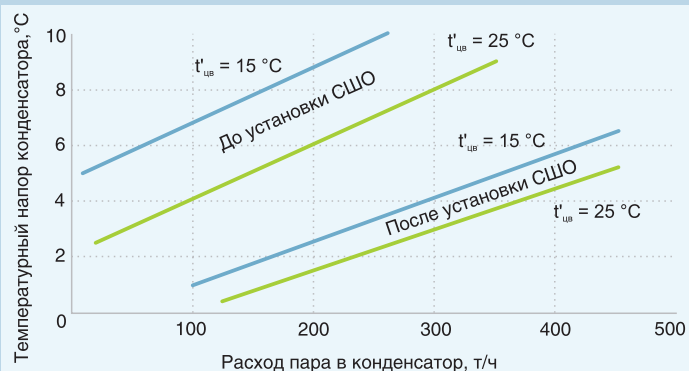


Рис. 3. Температурный напор конденсатора 180-КЦС-1 турбоагрегата Т-180/210-130-1 ЛМЗ до и после установки СШО

Способ очистки конденсаторных трубок с помощью эластичных шариков из губчатой резины нашел широкое применение в мировой энергетике. Использование мягкого шарика, диаметр которого на 1–2 мм больше внутреннего диаметра трубки, позволяет удалять с ее поверхности все виды вновь образующихся и недостаточно закрепленных отложений и поддерживать исходную чистоту трубки [7].

На Гомельской ТЭЦ-2 управление системой шариковой очистки конденсатора полностью автоматизировано. Оно осуществляется с компьютера, находящегося на блочном щите управления (рис. 2).

Автоматическая система шариковой очистки (АСШО) является открытой и допускает наращивание задач. Программное обеспечение реализовано на базе SCADA-системы iFix. Алгоритмы обработки информации и управления системой разработаны специалистами Гомельской ТЭЦ-2. Программные средства также являются открытыми для пользователя и предоставляют возможность самостоятельной работы системы и настройки ее компонентов без участия профессиональных программистов [7].

Эффективность применения АСШО на турбоагрегатах Т-180/210-130

Перед вводом АСШО в эксплуатацию на всех трех конденсаторах турбоагрегатов Гомельской ТЭЦ-2 предварительно проводились следующие работы:

- очистка камер и трубопроводов конденсатора от мусора, ржавчины;
- развальцовка входных и выходных кромок трубок конденсатора;
- выгорodka «мертвых» зон входных, выходных и перепускных камер конденсатора;
- промывка внутренней поверхности трубок конденсатора энергоблока № 2 по всей их длине водой под давлением с помощью «ерша»;
- промывка внутренней поверхности трубок конденсатора энергоблоков № 1 и № 3 водой под давлением с помощью «пистолета».

Регулярное применение АСШО позволило довести температурные напоры конденсаторов всех блоков до нормативных величин и обеспечить коэффициент чистоты 0,85 на турбоагрегатах всех трех блоков (рис. 3, [8]).

В результате внедрения АСШО не только повысилась чис-

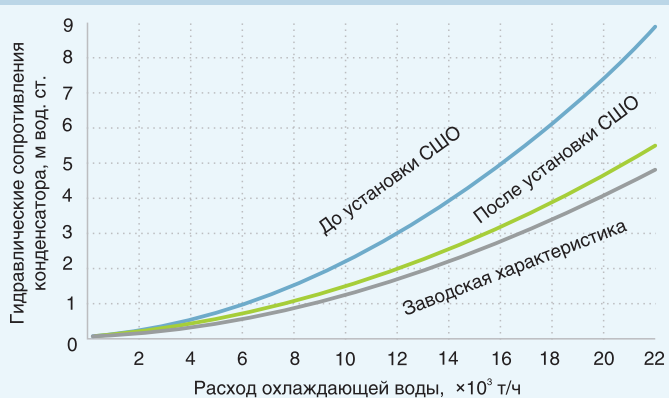


Рис. 4. Гидравлическое сопротивление конденсатора 180-КЦС-1 турбоагрегата Т-180/210-130-1 ЛМЗ до и после установки СШО

тота конденсаторов, но и снизилось их гидравлическое сопротивление (рис. 4, [8]).

Снижение сопротивления было достигнуто за счет:

- улавливания в циркуляционной воде крупного мусора фильтрами предварительной очистки, что позволяет предотвратить забивание трубных досок конденсатора;
- очистки поверхности трубок конденсатора и снижения их шероховатости.

Необходимо отметить, что увеличение расхода циркуляционной воды за счет снижения сопротивления конденсатора повышает эффективность работы градирен.

Опыт эксплуатации турбин Т-180/210-130 ст. № 1–3 показал, что внедрение АСШО конденсаторов 180-КЦС-1 позволило получить позитивные результаты, в том числе:

- снизить давление отработавшего пара в конденсаторах (вакуум), что обеспечило экономию топлива в объеме 2998 т у.т./год, способствовало снижению вредных выбросов в атмосферу и повышению экологичности работы оборудования энергоблоков в целом;
- уменьшить эксплуатационные затраты на обслуживание конденсационной установки за счет исключения альтернативных методов очистки (промывка трубок высоконапорной установкой «Вом» на 30–35 тыс. \$ /год;
- улучшить водно-химический режим и повысить надежность работы энергоблока за счет сохранения неизменной жесткости основного конденсата;

Таблица 1. Результаты расчета экономической эффективности АСШО

Наименование	Размерность	Блок № 1, 2005 год	Блок № 2, 2003 год	Блок № 3, 2006 год
Число часов работы	ч	5478	6571	5538
Дополнительная выработка электроэнергии	тыс. кВт·ч	4225,6	3347,6	4592,7
Экономия топлива	т у.т./год	1066	819	1112
Срок окупаемости	лет	3,2	4,5	3,1

- исключить коррозию конденсаторных трубок, что значительно увеличило срок их службы [8].

Фактические показатели эффективности использования АСШО на энергоблоках ст. № 1–3 представлены в таблице 1 [8].

Реконструкция водораспределительной и оросительной системы башенной градирни

Тепломассообменное устройство (ТМУ) градирни отвечает за охлаждение воды, в нем происходит до 90 % всего теплоотбора. От эффективности работы ТМУ (оросителя) зависит надежность работы всего оборудования предприятия.

В зависимости от способа охлаждения воды за счет контакта с воздухом различают три типа оросителей:

- пленочные (асбоцементные, деревянные). Охлаждение происходит в результате контакта воздуха с водяной пленкой, образующейся на элементах при обтекании их падающей сверху водой. Этот тип оросителей применялся до 1990-х годов;
- капельно-пленочные (из полимерных листов и трубок). Охлаждение происходит в результате контакта воздуха с водяной пленкой, крупными и мелкими каплями. Для таких оросителей характерна низкая эффективность теплоотбора вследствие кратковременного образования пленки и малой степени дробления капель;
- капельные (с решетчатой структурой) – самые эффективные оросители, так как съем тепла с капель гораздо выше, чем с пленки. Структура и величина поверхности охлаждения, образующейся при раздроблении воды в решетнике, активная поверхность охлаждения определяются свободной поверхностью капель, падающих с одних элементов на другие. Ударяясь об элементы, капли дробятся, образуя новые капельные структуры с новой поверхностью контакта с воздухом. При этом многоярусный ороситель одновременно уменьшает среднюю скорость падения капель и перемешивание воды по пути ее движения [9].

Расчеты располагаемой конденсационной мощности ТЭЦ после реконструкции градирен Гомельской ТЭЦ-2 показали, что в летний период (работа трех энергоблоков, в том числе одного – с теплофикационным отбором и двух – в конденсационном режиме) необходимо повышение охлаждающей эффективности градирен примерно на 4 °С по сравнению с их фактической охлаждающей способностью. Достичь соответствующего показателя позволяет применение современного полимерного решетчатого или пленочного оросителя. Высота оросительной установки составляет 0,9 м, ее увеличение до 1,2 м и выше нецелесообразно, так как расширение объема оросителя на 30 % дает очень незначительное (менее 1 °С) снижение температуры воды [9].

При реконструкции градирни № 1 Гомельской ТЭЦ-2 с площадью орошения 3200 м² были проведены следующие работы:

1. Для обеспечения снижения температуры охлажденной воды после градирен на 4 °С выполнена замена существующего асбоцементного оросителя на современный высокоэффективный полимерный решетчатый ороситель типа NC 20 высотой 0,9 м (на объектах Белорусской энергосистемы используется впервые, рис. 5). Это позволило выровнять расходы воздуха по сечению градирни и обеспечило максимальную эффективность ее работы. Необходимый результат был достигнут укладкой оросителя с различной высотой слоя.

Например, для выравнивания расходов воздуха в радиальном сечении градирни толщина слоя увеличена в направлении от центра градирни к периферии.

ТМУ на основе полипропилена типа NC 20 превосходит другие типы современных оросителей:

- по технологическим характеристикам – имеет наименьшее значение коэффициента аэродинамического сопротивления, включая сопротивление стекающей воды;
- по значению объемного коэффициента массообмена;
- по физико-химическим и прочностным характеристикам;
- по глубине охлаждения – обеспечивает большую его глубину, чем предусмотрено нормативными показателями.

Глубокое охлаждение воды в полипропиленовом ТМУ типа NC 20 при относительно небольшой высоте устройства достигается за счет многократного дробления капель воды и частоты смены поверхности их охлаждения.

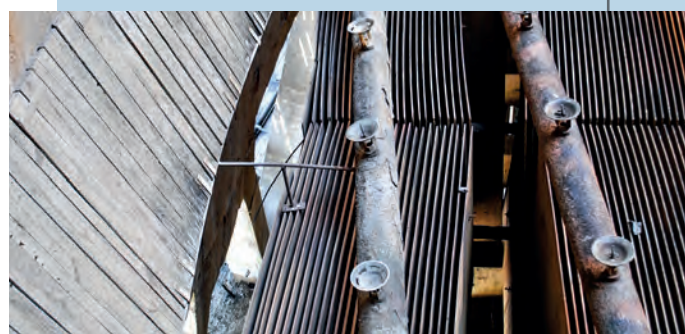


Рис. 5. Оросительное и водораспределительное устройства старой (вверху) и новой конструкции



Рис. 6. Сопло типа «U»

2. Установлены низконапорные водоразбрызгивающие сопла типа «U» с разбрызгиванием вниз, что позволило при низких напорах воды перед ними обеспечить необходимую площадь орошения и эффективность разбрызгивания, а также предотвратить отложения в водоподводящих трубах (рис. 6).



Рис. 7. Работа градирни с соплами старой (вверху) и новой конструкции

Основные преимущества сопел этого типа по сравнению с другими состоят в том, что они:

- изготовлены из стабилизированного полипропилена, устойчивого к ультрафиолетовому излучению, обладают высокой надежностью и долговечностью;
- имеют нижнее водораспределение, что исключает образование донных отложений в рабочих трубопроводах, а также обеспечивает их автоматический дренаж (опорожнение), предотвращающий замерзание в зимних условиях;
- позволяют просто и быстро изменять диаметр выходного отверстия без замены сопел за счет смены сопловых вставок;
- обеспечивают эффективное и равномерное распыление воды.

Применение водоразбрызгивающих сопел с диаметром выходного отверстия 20 мм, 22 мм и др. выравнивает аэродинамическое сопротивление между центральной и периферийной частями охлаждающего устройства. Работа градирни с соплами старой конструкции (ударного типа, с перфорированными чашечными отражателями из полиэтилена с разбрызгиванием вверх) и новой конструкции (низконапорные эффективные сопла из полипропилена с разбрызгиванием вниз) представлена на рисунке 7 [9].

3. Для обеспечения равномерного водораспределения произведена замена рабочих и магистральных трубопроводов.

4. Для уменьшения неравномерности распределения потоков воды между охладителями и сливными магистральными циркулировками выполнена переделка диаметром 1600 мм [9].

5. По периметру градирни на уровне верха входного окна трубопровода произведена прокладка противообледенительной водяной завесы диаметром 500 мм пропускной способностью до 30 % от номинального расхода, равного 22 000 м³/ч [9].

Водяная завеса при комбинированном методе исключает обмерзание технологических и конструктивных элементов по периферии градирни под воздействием потоков холодного воздуха, который прорывается через зазоры в щитах. Она создает дополнительное сопротивление на входе воздуха в подоросительное пространство градирни, снижает тягу и уменьшает расход воды через ороситель примерно на 30 %. Это приводит к некоторому ухудшению охлаждающей способности градирни и повышению температуры охлажденной воды в ней, но препятствует обмерзанию периферийной части градирни.

Эффективность реконструкции водоохлаждающего устройства градирни

Сравнение показателей работы градирни № 1 Гомельской ТЭЦ-2 до и после реконструкции водоохлаждающего устройства показало, что в результате проведенных мероприятий обеспечено абсолютное снижение температуры охлажденной циркуляционной воды на 4,16 °С, что соответствует гарантийным показателям (4 °С). Фактические показатели экономической эффективности градирни № 1 после реконструкции представлены в таблице 2 [10].

Более высокая охлаждающая эффективность градирни № 1 после ее реконструкции позволила ежегодно экономить 1414 т у.т. за счет снижения температуры охлаждающей воды на выходе из градирни и улучшения вакуума в конденсаторах турбин, а также обеспечила возможность в летний период дополнительно включать в работу один турбоагрегат типа Т-180/210-130 в конденсационном режиме.

Кроме того, в результате модернизации водоохлаждающего устройства градирни получены значимые результаты в части снижения ограничения мощности в летний период:

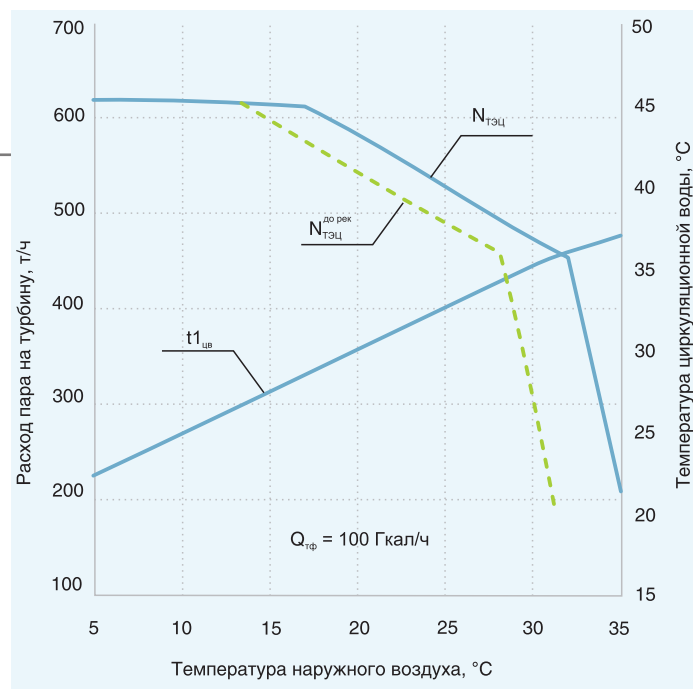


Рис. 8. Параметры работы ТЭЦ в зависимости от температуры воздуха в условиях работы трех энергоблоков (двух – в конденсационном, одного – в теплофикационном режиме). Охлаждающая способность градирен соответствует фактической, относительная влажность воздуха – 70 %

Таблица 2. Результаты расчета эффективности градирни № 1 после реконструкции

Показатель	Обозначения	Единица измерения	Расчетная формула	Величина
Число часов работы энергоблоков станции в межотопительный период	τ	ч/год	фактические данные	7556
Изменение мощности турбоагрегата, обусловленное изменением давления в конденсаторе на 0,01 кгс/см ²	$\Delta N_{0,01}$	кВт	энергетическая характеристика турбины	1060
Температура насыщения отработавшего пара в конденсаторе турбины: – до реконструкции; – после реконструкции	t'_1 t'_2	°C °C	фактические данные	28,9 26,4
Абсолютное давление отработавшего пара в конденсаторе турбины: – до реконструкции; – после реконструкции	p'_1 p'_2	кгс/см ² кгс/см ²	таблица воды и водяного пара	0,0406 0,0351
Снижение давления отработавшего пара после реконструкции	Δp_2	кгс/см ²	$\Delta p_2 = p'_2 - p'_1$	0,0055
Увеличение мощности турбоагрегата за счет снижения давления отработавшего пара	ΔN	кВт	$\Delta N = \Delta N_{0,01} \cdot \Delta p_2 \cdot 10^2$	586,7
Дополнительная выработка электроэнергии за счет повышения охлаждающей эффективности водоохлаждающего устройства градирни	$\Delta \mathcal{E}$	МВт·ч	$\Delta \mathcal{E} = \Delta N \cdot T$	4433
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от замыкающей КЭС	$b_{\text{зам}}$	г у.т./кВт·ч	фактические данные	319,1
Годовая экономия топлива	ΔB	т у.т.	$\Delta B = \Delta \mathcal{E} \cdot b_{\text{зам}} \cdot 10^{-3}$	1414

- примерно на 40 МВт увеличилась располагаемая мощность ТЭЦ (рис. 8) при смешанном режиме работы трех энергоблоков (одного с теплофикационным отбором 100 Гкал/ч и двух – в конденсационном режиме), значениях температуры наружного воздуха 18,6 °С и относительной влажности воздуха 70 % (среднемесячные метеофакторы для самого жаркого месяца – июля). При более высоких температурах наружного воздуха (до 30 °С) в тех же условиях прирост располагаемой мощности (уменьшение величины ее ограничения) достигает 52 МВт;
- при среднемесячных значениях метеофакторов для самого жаркого месяца года и совместной работе двух энергоблоков (одного в конденсационном режиме, второго – с теплофикационным отбором 100 Гкал/ч) ограничения мощности не происходит [10].

Выводы

Результаты внедрения АСШО на турбинах Т-180/210-130 и реконструкции водоохлаждающего устройства градирни № 1 на Гомельской ТЭЦ-2 показали целесообразность распространения опыта внедрения аналогичных энергоэффективных технологий на электростанциях Белорусской энергосистемы и ближнего зарубежья.

Список литературы

- Калатузов, В.А. Влияние технического водоснабжения с градирнями на технико-экономические показатели тепловых электростанций / В.А. Калатузов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2009. – № 6 (62). – С. 12–16.
- Мошкарин, А.В. Современные основы технического перевооружения систем технического водоснабжения тепловых электростанций / А.В. Мошкарин, В.А. Калатузов // Вестник ИГЭУ. – 2008. – № 2. – С. 1–5.
- Рыженков, В.А. Повышение энергоэффективности паротурбинных установок ТЭС посредством интенсификации теплообменных процессов при конденсации пара: дисс. к-та техн. наук: 05.14.14 / В.А. Рыженков. – М., 2016. – 165 с.
- Бродов, Ю.М. Конденсационные установки паровых турбин: учеб. пособие для вузов / Ю.М. Бродов, Р.З. Савельев. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 288 с.
- Методические указания по эксплуатации конденсационных установок паровых турбин электростанций: РД 34.30.501. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1996. – 102 с.
- Клямкин, С.П. Тепловое испытание паротурбинных установок электростанций / С.П. Клямкин. – М.: Государственное энергетическое издательство, 1961. – 408 с.
- Зенович-Лешкевич-Ольпинский, Ю.А. Создание и эффективность автоматической системы шариковой очистки конденсатора 180-КЦС-1 турбины Т-180/210-130-1 ЛМЗ. Часть 1 / Ю.А. Зенович-Лешкевич-Ольпинский, А.Ю. Наумов, А.Ю. Зенович-Лешкевич-Ольпинская // Известия высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. Энергетика. – 2015. – № 3. – С. 76–84.
- Зенович-Лешкевич-Ольпинский, Ю.А. Создание и эффективность автоматической системы шариковой очистки конденсатора 180-КЦС-1 турбины Т-180/210-130-1 ЛМЗ. Часть 2 / Ю.А. Зенович-Лешкевич-Ольпинский, А.Ю. Наумов, А.Ю. Зенович-Лешкевич-Ольпинская // Известия высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. Энергетика. – 2015. – № 4. – С. 74–85.
- Зенович-Лешкевич-Ольпинский, Ю.А. Совершенствование систем технического водоснабжения с градирнями с целью улучшения технико-экономических показателей тепловых электростанций. Часть 1 / Ю.А. Зенович-Лешкевич-Ольпинский, Н.В. Широглазова, А.Ю. Зенович-Лешкевич-Ольпинская // Известия высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. Энергетика. – 2016. – № 3. – С. 235–248.
- Зенович-Лешкевич-Ольпинский, Ю.А. Совершенствование систем технического водоснабжения с градирнями с целью улучшения технико-экономических показателей тепловых электростанций. Часть 2 / Ю.А. Зенович-Лешкевич-Ольпинский, Н.В. Широглазова, А.Ю. Зенович-Лешкевич-Ольпинская // Известия выс. учеб. заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2016. – № 4. – С. 362–375.

МНОГОМЕРНАЯ ИНТЕГРАЦИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

В рамках концепции интегрированных интеллектуальных энергетических систем в статье рассмотрен вариант многомерной интеграции в топливно-энергетический комплекс республики элементов газотранспортной системы. Авторами синтезирована и исследована технологическая схема комбинированной энерготехнологической установки с выработкой электроэнергии и последующим ее преобразованием в синтетический метан.



В.А. СЕДНИН,
д.т.н., профессор, заведующий
кафедрой «Промышленная
теплоэнергетика
и теплотехника» БНТУ

Интеграционные тенденции в мировой энергетике

Современные тенденции развития энергетики как инфраструктурной метасистемы предполагают более комплексный подход к взаимодействию между системами электро-, тепло-, газоснабжения, который учитывал бы возрастающую активность потребителей в управлении собственным энергообеспечением, появление новых типов накопителей энергии и прогрессивных информационно-телекоммуникационных технологий [1]. Неизбежное развитие распределенной генерации на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), более активное использования атомной энергии и интеграция ВИЭ и АЭС в существующие централизованные топливно-энергетические комплексы требуют реализации новых принципов построения этих интеграционных образований. Одним из основных элементов энергосистемы в этом случае будет являться активный потребитель, обладающий возможностью маневрировать своим энергопотреблением и играющий важную роль в управлении спросом на энергоресурсы. В качестве связующего элемента, обеспечивающего интеграцию энергоисточников потребителя и централизованной энергосистемы, выступает энергетический хаб (энергетический узел) для преобразования, хранения и распределения различных видов энергии и энергоносителей. При этом сегодня появились новые возможности интеграции систем энергообеспечения в связи с развитием концепций Smart Grid, Smart Metering, Smart City и других инновационных технологий на базе тотальной цифровизации и интеллектуализации.

Интеграционные тенденции в мире представлены масштабным европейским проектом «Объединенные эффективные крупномасштабные интегрированные городские системы», который реализуется в крупных городах Европы. В нем принимают участие 64 города из 18 стран. В рамках проекта предусматриваются: интеграция систем электро-, тепло-, хладоснабжения; использование традиционных, возобновляемых и вторичных энергоресурсов; создание централизованных энергетических хабов с накопителями энергии; строительство объектов с «умным потребителем» и аккумулированием энергии для сглаживания пиковой нагрузки [2, 3].



А.А. АБРАЗОВСКИЙ,
м.т.н., заведующий кафедрой
«Газоснабжение и местные виды
топлива» ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ»



П.Е. БУШКОВ,
инженер филиала «Гомельское
управление магистральных
газопроводов» ОАО «Газпром
трансгаз Беларусь»

Одним из инновационных направлений в рамках реализации парадигмы интегрированных интеллектуальных энергетических систем является применение концепции Power-to-Gas (PtG), сущность которой заключается в использовании излишков электрической энергии для производства водорода посредством электролиза воды. Теоретическое потребление электроэнергии на выработку 1 м³ водорода составляет 2,94 кВт·ч, эффективность производства в настоящее время – 48–70 %, соответственно, фактический расход для промышленных электролизеров – 4,5–5 кВт·ч [4]. Полученный водород может быть использован на топливные либо сырьевые нужды или же преобразован в другие углеводороды, такие как метан, метанол и пр. Динамика реализации PtG-проектов в Европейском союзе и их структура по виду конечного продукта представлены на рисунках 1, 2 [5].

Возможности реализации концепции Power-to-Gas на объектах системы газоснабжения Республики Беларусь

Республика Беларусь, являясь одной из самых газифицированных стран мира, располагает системой газоснабжения, производственный комплекс которой включает газотранспортную (протяженность магистральных газопроводов более 7,9 тыс. км) и газораспределительную (протяженность

газопроводов более 60 тыс. км) структуры, обеспечивающие подачу природного газа во все города и районные центры республики [6, 7]. Это может способствовать успешной реализации проекта PtG в стране.

Применение PtG-технологии позволит достичь более многомерной интеграции системы газоснабжения в топливно-энергетический комплекс республики за счет преобразования избыточной электроэнергии в синтетический метан, совместимый по своим характеристикам с природным газом. Процесс преобразования проходит в два этапа: производство H₂ путем электролиза воды и метанизация этим водородом CO₂ из внешнего источника в CH₄.

Таким образом, избыточная электроэнергия посредством электролиза и метанизации может быть преобразована в экономичный накопительный химический энергоноситель, для хранения и транспортировки которого могут использоваться существующие инфраструктурные объекты системы газоснабжения.

Современные эффективные PtG-установки, реализующие процесс метанизации, имеют эффективность 54 % – именно столько исходной электроэнергии преобразуется в метан [8]. В рамках европейского проекта HELMETH, который координировался немецким Технологическим институтом Карлсруэ, удалось увеличить эффективность преобразования электричества в метан до 76 % за счет объединения высокотемпературного электролиза и метанизации

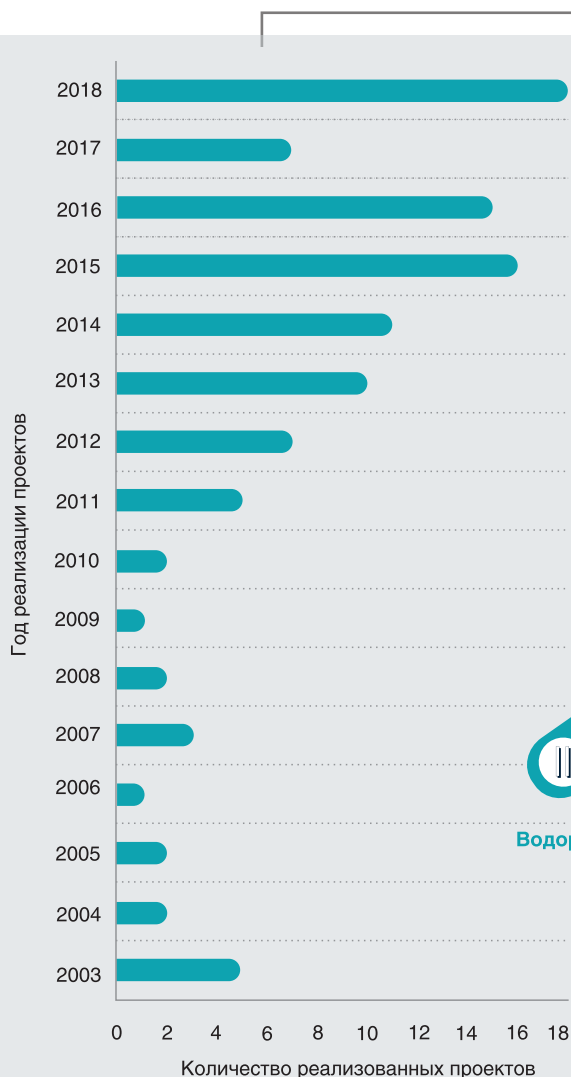


Рис. 1. Количество проектов PtG, реализованных в Европейском союзе за период с 2003 по 2018 год

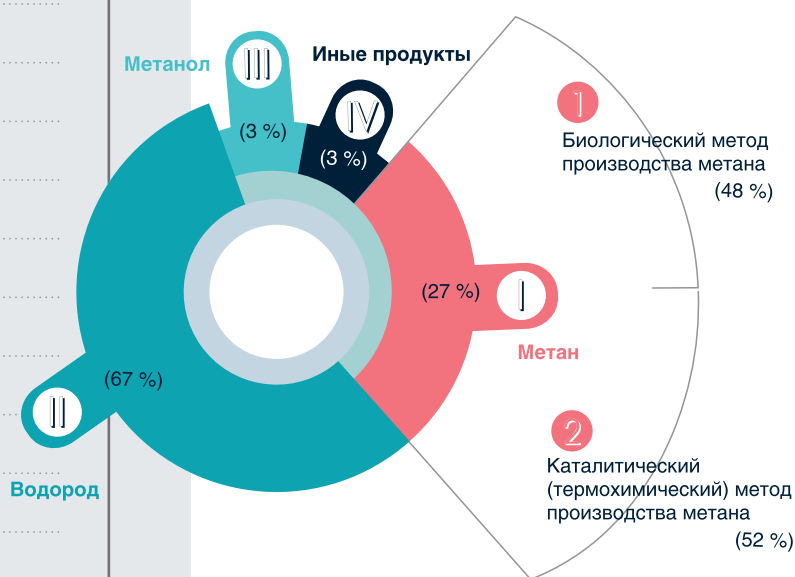


Рис. 2. Структура распределения проектов PtG по конечному целевому продукту

в единый технологический процесс. Одним из основных преимуществ указанного процесса является оптимальное использование технологической теплоты, вырабатываемой при метанизации, для удовлетворения потребностей в теплоте для электролиза [9].

Технологическая схема комбинированной установки на базе компрессорной станции магистральных газопроводов с применением PtG-технологии

В работах [10–12] синтезированы и оптимизированы новые регенеративно-утилизационные схемы комбинированных энерготехнологических установок на базе компрессорных станций магистральных газопроводов.

Главной особенностью указанных схем является совмещение принципов внутреннего и внешнего энергоиспользования, что позволяет максимально задействовать потенциал вторичных энергетических ресурсов станций для генерирования электрической и тепловой энергии, не снижая надежности и энергоэффективности работы газоперекачивающих агрегатов.

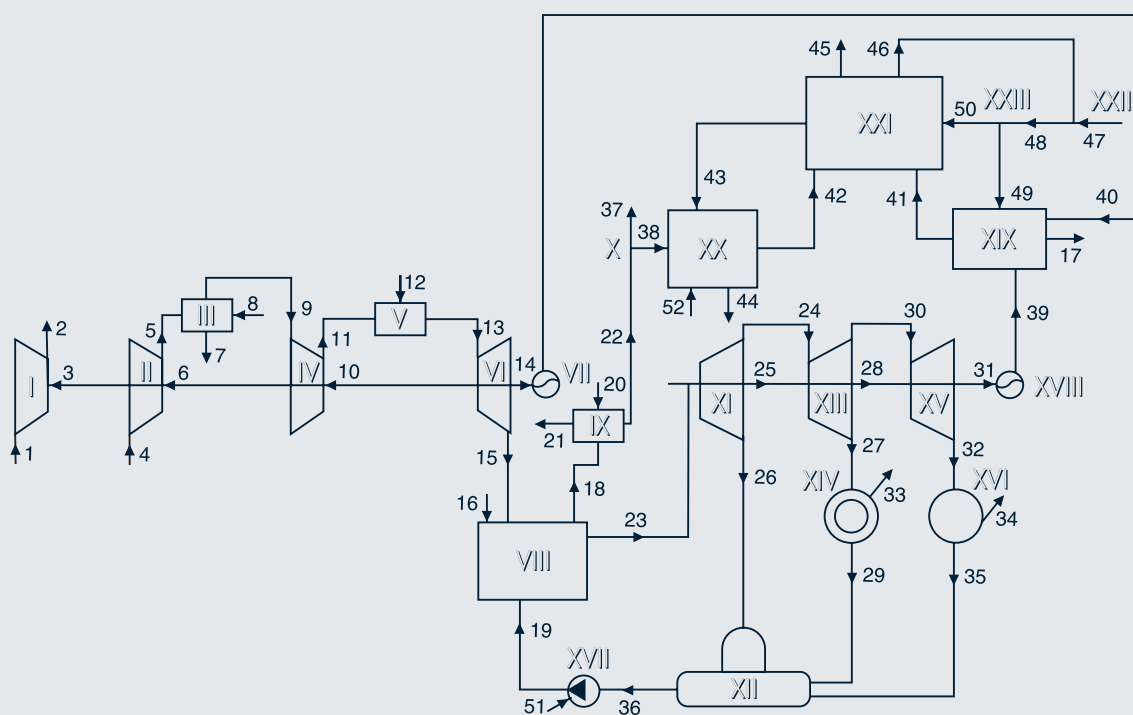
При осуществлении дальнейших исследований по данному направлению была разработана технологическая схема

комбинированной энерготехнологической установки на базе компрессорной станции магистральных газопроводов с применением PtG-технологии (рис. 3).

Увеличение давления транспортируемого природного газа осуществляется в центробежном нагнетателе (I) с приводным газотурбинным двигателем. Продукты сгорания после газовой турбины (VI) поступают в котел-утилизатор (VIII), в котором генерируется перегретый пар, необходимый для работы паровой турбины с регулируемыми отборами пара. Электроэнергия, вырабатываемая в генераторах (VII) и (XVIII), направляется в электролизер (XIX) для производства водорода. Часть продуктов сгорания после котла-утилизатора и охлаждения в теплообменном аппарате (IX) поступает на углекислотную станцию (XX), где посредством технологии абсорбции получается углекислый газ. В реакторе Сабатье (XXI) в результате экзотермической равновесной реакции водород и углекислый газ превращаются в метан и воду. Полученный в результате реакции синтетический метан может быть возвращен в магистральный газопровод либо использован в качестве топлива для газоперекачивающего агрегата.

Для параметрической оптимизации комбинированной энерготехнологической установки была разработана математическая модель макроуровня. При составлении системы балансовых уравнений было принято, что транспортные элементы

Рис. 3. Технологическая схема комбинированной энерготехнологической установки на базе газоперекачивающего агрегата компрессорной станции магистрального газопровода: I – нагнетатель; II, IV – воздушные компрессоры; III, IX – теплообменные аппараты; V – камера сгорания; VI – газовая турбина; VII, XVIII – электрогенераторы; VIII – котел-утилизатор; XI, XIII, XV – ступени паровой турбины; XII – деаэрактор; XIV – потребитель тепловой энергии; XVI – конденсатор; XVII – насос питательной воды; XIX – электролизер; XX – углекислотная станция; XXI – реактор Сабатье; 1, 2, 12, 16, 45 – природный газ; 4, 5, 9, 11 – воздух; 13, 15, 18, 22, 37, 38 – продукты сгорания; 17 – кислород; 23, 24, 26, 27, 30, 32 – пар; 29, 35 – конденсат; 19, 36, 43, 46–50 – вода; 41 – водород; 42 – углекислый газ; 44 – технологические отходы; 3, 6, 10, 14, 25, 28, 31 – механическая энергия; 33, 34 – тепловая энергия; 39, 40 – электрическая энергия.



(связи) являются идеальными, то есть в них отсутствуют энергетические и материальные потери. В технологических элементах материальные потери (утечки и присосы) также принимались нулевыми. Энергетические потери в транспортных элементах учитывались через коэффициенты потерь энергии в смежных технологических элементах.

Сокращенная система балансовых уравнений математической модели имеет следующий вид:

$$\begin{cases} G_4 \cdot h_4 - G_4 \cdot h_5 + \eta_2 \cdot N_6 = 0; \\ \eta_3 \cdot G_4 \cdot h_5 + G_7 \cdot h_7 - G_4 \cdot h_9 - G_7 \cdot h_8 = 0; \\ G_4 \cdot h_9 - G_4 \cdot h_{11} + \eta_4 \cdot N_{10} = 0; \\ G_{12} + G_4 - G_{13} = 0; \\ G_{12} \cdot h_{12} + \eta_5 \cdot G_4 \cdot h_{11} - G_{13} \cdot h_{13} = 0; \\ G_{13} \cdot h_{13} - G_{13} \cdot h_{15} - \frac{1}{\eta_6} \cdot (N_3 + N_6 + N_{10} + N_{14}) = 0; \\ N_{14} - \frac{1}{\eta_7} \cdot N_{40} = 0; \\ G_{13} + G_{16} - G_{18} = 0; \\ G_{13} \cdot h_{15} + \eta_8 \cdot G_{16} \cdot h_{16} + G_{36} \cdot h_{19} - G_{18} \cdot h_{18} - G_{36} \cdot h_{23} = 0; \\ \eta_9 \cdot G_{18} \cdot h_{18} + G_{20} \cdot h_{20} - G_{20} \cdot h_{21} - G_{18} \cdot h_{22} = 0; \\ G_{18} - G_{37} - G_{38} = 0; \\ G_{23} - G_{26} - G_{24} = 0; \\ G_{23} \cdot h_{23} - G_{24} \cdot h_{24} - G_{26} \cdot h_{26} - \frac{1}{\eta_{11}} \cdot N_{25} = 0; \\ G_{27} + G_{26} + G_{30} - G_{36} = 0; \\ G_{27} \cdot h_{29} + \eta_{12} \cdot G_{26} \cdot h_{26} + G_{30} \cdot h_{35} - G_{36} \cdot h_{36} = 0; \\ G_{24} - G_{30} - G_{27} = 0; \\ G_{24} \cdot h_{24} - G_{27} \cdot h_{27} - G_{30} \cdot h_{30} - \frac{1}{\eta_{13}} \cdot N_{28} = 0; \\ \eta_{14} \cdot G_{27} \cdot h_{27} - G_{27} \cdot h_{29} - N_{33} = 0; \\ G_{30} \cdot h_{30} - G_{30} \cdot h_{32} - \frac{1}{\eta_{15}} \cdot N_{31} = 0; \\ \eta_{16} \cdot G_{30} \cdot h_{32} - G_{30} \cdot h_{35} - N_{34} = 0; \\ N_{25} + N_{28} + N_{31} - \frac{1}{\eta_{18}} \cdot N_{39} = 0; \\ G_{49} - G_{17} - G_{41} = 0; \\ G_{49} \cdot h_{49} - G_{17} \cdot h_{17} - G_{41} \cdot h_{41} + \eta_{19} \cdot (N_{40} + N_{39}) = 0; \\ G_{38} + G_{50} - G_{44} - G_{42} = 0; \\ G_{38} \cdot h_{38} + G_{50} \cdot h_{43} - G_{44} \cdot h_{44} - \frac{1}{\eta_{20}} \cdot G_{42} \cdot h_{42} + N_{52} = 0; \\ G_{41} + G_{42} - G_{45} - G_{46} = 0; \\ \eta_{21} \cdot G_{41} \cdot h_{41} + G_{42} \cdot h_{42} + G_{50} \cdot h_{50} - G_{46} \cdot h_{46} - G_{50} \cdot h_{43} - G_{45} \cdot h_{45} = 0; \\ G_{46} + G_{47} - G_{48} = 0; \\ G_{48} - G_{49} - G_{50} = 0; \\ G_{41} = \frac{\rho_{H_2} \cdot (N_{39} + N_{40})}{k_{H_2} \cdot 3600}; \\ G_{49} = k_{H_2O} \cdot G_{41}; \\ G_{50} \cdot h_{50} - G_{50} \cdot h_{43} - N_c = 0, \end{cases}$$

где G_4 – расход воздуха, кг/с; G_7 , G_{20} , G_{36} , G_{37} , G_{38} , G_{46} , G_{47} , G_{48} , G_{49} , G_{50} – расход воды, кг/с; G_{12} , G_{16} , G_{45} – расход природного газа, кг/с; G_{13} , G_{18} , G_{38} – расход продуктов сгорания, кг/с; G_{42} – расход углекислого газа, кг/с; G_{41} – расход водорода, кг/с;

G_{44} – расход технологических отходов, кг/с; h_4 , h_5 , h_9 , h_{11} – энтальпия воздуха, кДж/кг; h_{13} , h_{15} , h_{18} , h_{22} – энтальпия продуктов сгорания, кДж/кг; h_{12} , h_{16} , h_{45} – энтальпия природного газа, кДж/кг; h_7 , h_8 , h_{19} , h_{20} , h_{21} , h_{29} , h_{35} , h_{46} , h_{50} – энтальпия воды, кДж/кг; h_{23} , h_{24} , h_{26} , h_{27} , h_{30} , h_{32} – энтальпия пара, кДж/кг; h_{42} – энтальпия углекислого газа, кДж/кг; h_{41} – энтальпия водорода, кДж/кг; h_{44} – энтальпия технологических отходов, кДж/кг; N_3 , N_6 , N_{10} , N_{14} , N_{25} , N_{28} , N_{31} , N_{33} , N_{34} , N_{39} , N_{40} – мощность, кВт; k_{H_2} – коэффициент эффективности электролизера, η_i – коэффициент потерь в окружающую среду, отнесенный к i -му элементу.

Для проведения параметрической оптимизации в качестве критерия эффективности принята удельная выработка синтетического метана k_{CH_4} :

$$k_{CH_4} = \frac{G_{45}}{G_{тр.газ}},$$

где $G_{тр.газ}$ – расход транспортируемого природного газа, кг/с.

В качестве управляемых переменных принимались температура воздуха, поступающего в компрессор газотурбинного двигателя, T_4 и коэффициент эффективности электролизера k_{H_2} . Диапазоны их изменения составляют: $T_4 = 15 - 35$ °C; $k_{H_2} = 3 - 6$ кВт·ч/м³.

Основные результаты расчетов при расходе транспортируемого природного газа 233 кг/с (производительность действующего на компрессорных станциях газоперекачивающего агрегата) приведены на рисунке 4.

В исследуемой области максимальное значение коэффициента эффективности (удельная выработка метана) составляет $264 \cdot 10^{-6}$ при $T_4 = 15$ °C и $k_{H_2} = 3$ кВт·ч/м³. Наиболее существенное влияние на удельную выработку метана оказывает эффективность электролизера. Так, при $k_{H_2} = 4$ кВт·ч/м³ значение удельной выработки снижается до $198 \cdot 10^{-6}$.

Для анализа эффективности исследуемой установки на рисунке 5 приведена графическая зависимость выработки метана, отнесенной к расходу топливного природного газа, затрачиваемого на работу газоперекачивающего агрегата, от коэффициента эффективности электролизера и температуры воздуха. Максимальное значение указанной выработки составляет 0,064 при $T_4 = 15$ °C и $k_{H_2} = 3$ кВт·ч/м³. То есть при оптимальных значениях выбранных параметров количество вырабатываемого синтетического метана составляет 6,4 % от расхода топливного природного газа, а с учетом эффективности действующих электролизеров – снижается до 5 %.

Синтезированная технологическая схема комбинированной энерготехнологической установки на базе газоперекачивающего агрегата компрессорной станции с применением PtG-технологии позволяет замкнуть тепловые отходы на генерацию электрической энергии с ее преобразованием в синтетический метан, объем которого составляет около 5 % от расхода топливного природного газа в приводном газотурбинном двигателе.

Заключение

1. В рамках реализации парадигмы интегрированных интеллектуальных энергетических систем перспективным направлением является применение концепции Power-

to-Gas, предполагающей использование излишков электрической энергии для производства водорода посредством электролиза воды.

2. В условиях Республики Беларусь применение PtG-технологии позволяет достичь более многомерной интеграции системы газоснабжения в топливно-энергетический комплекс путем преобразования избытка электрической энергии в синтетический метан, совместимый по своим характеристикам с природным газом.

3. На базе схемы компрессорной станции магистрального газопровода разработана технологическая схема комбинированной установки с выработкой электроэнергии и преобразованием ее в водород и/или синтетический метан. Применение указанной установки позволяет производить синтетический метан в объеме около 5 % от объема топливного газа, затрачиваемого на привод газоперекачивающего агрегата.

Список литературы

1. Воропай, Н.И. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы / Н.И. Воропай, В.А. Стенников // Известия Академии наук. Энергетика. – 2014. – № 1. – С. 64–73.
2. The Marketplace of the European Innovation Partnership on Smart Cities and Communities [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://eu-smartcities.eu/>. – Дата доступа: 05.04.2019.
3. System integration [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://celsiuscity.eu/Category/system-integration/>. – Дата доступа: 05.04.2019.
4. Mamoon, R. Hydrogen production by water electrolysis: a review of alkaline water electrolysis, PEM water electrolysis and high temperature water electrolysis / R. Mamoon, N. Hamid, D. Mohd // International Journal of Engineering and Advance Technology. – 2015. – Vol. 4. – P. 80–93.
5. Wulf, C. Review of power-to-gas projects in Europe / C. Wulf, J. Linben, P. Zapp // Energy Procedia. – 2018. – Vol. 15. – P. 367–378.
6. О компании [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.btg.by/about/>. – Дата доступа: 04.04.2019.
7. Газификация потребителей Республики Беларусь на современном этапе [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://belmingaz.by/news/gazifikacija_potrebitelej_respubliki_belarus_na_sovremennom_ehtape/2018-04-06-40/. – Дата доступа: 05.04.2019.
8. Ученым удалось радикально повысить КПД технологии преобразования электричества в газ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://rener.ru/scientists-managed-to-radically-improve-the-efficiency-of-power-to-gas-technology/>. – Дата доступа: 05.04.2019.
9. Methanation process [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.helmeth.eu/index.php/technologies/methanation-process/>. – Дата доступа: 05.04.2019.
10. Несенчук, А.П. Влияние теплоутилизационного «хвоста» компрессорной станции на эффективность работы газотурбинного привода с изобарным подводом теплоты и регенеративным теплоиспользованием / А.П. Несенчук [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2013. – № 4. – С. 37–46.

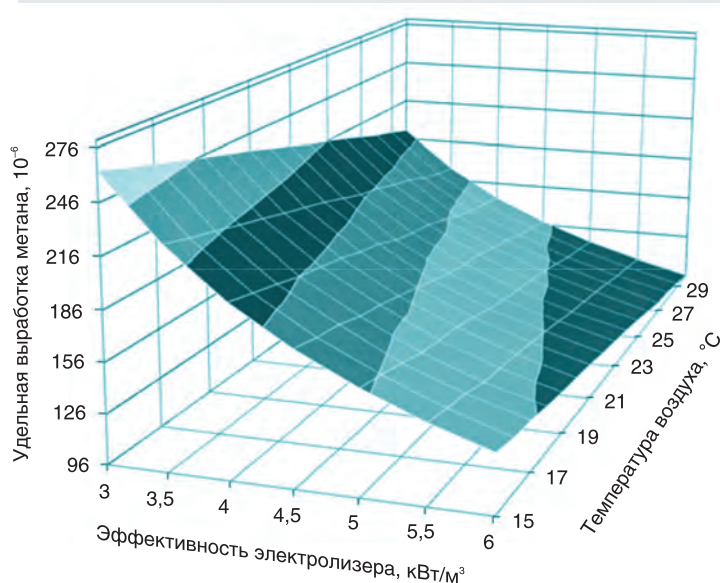


Рис. 4. Зависимость удельной выработки синтетического метана от температуры воздуха и эффективности электролизера

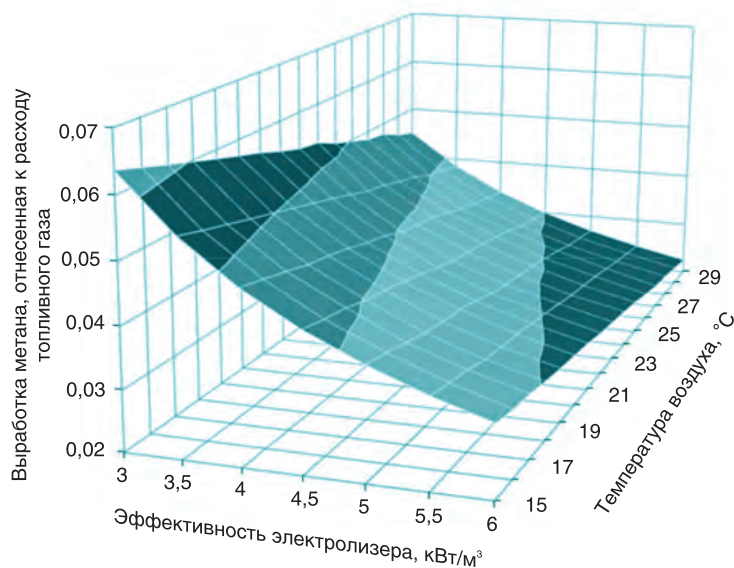


Рис. 5. Зависимость выработки синтетического метана, отнесенной к расходу топливного газа, от температуры воздуха и эффективности электролизера

11. Седнин, В.А. Повышение эффективности газоперекачивающего агрегата компрессорной станции магистрального газопровода / В.А. Седнин, А.А. Абрамовский // Энергия и менеджмент. – 2015. – № 6. – С. 14–16.
12. Седнин, В.А. Применение паросиловой установки для повышения энергоэффективности работы газоперекачивающего агрегата компрессорной станции магистрального газопровода / В.А. Седнин, А.А. Абрамовский // Энергия и менеджмент. – 2016. – № 2. – С. 16–19.

АЛГОРИТМ ПОСТРОЕНИЯ СХЕМ СБЛИЖЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ

В статье рассматривается вопрос использования географических координат трасс воздушных линий электропередачи (ВЛ) для составления схем их взаимного расположения и последующего применения полученных схем при расчетах наведенного напряжения на данных ВЛ. Изложен алгоритм построения схем и принцип его работы. Оценена практическая польза данного алгоритма и перспективы его применения.



Э.И. ЁЧ,
инженер группы техники высоких напряжений ОУКЭ
РУП «Белэнергосетьпроект»

Обязательным требованием к выполнению работ на ВЛ является их предварительное обесточивание. Однако в случае, когда отключенная линия имеет общие участки параллельного следования с ВЛ, находящимися в работе, она попадает под влияние их электромагнитных полей. В результате наведенное напряжение на отключенной линии может превышать допустимое безопасное напряжение 25 В [1].

Одним из способов обеспечения электробезопасности при работах на ВЛ является установка различных заземлителей. Чтобы определить схемы заземления, позволяющие обеспечить безопасный уровень наведенного напряжения на участке или на всей ВЛ, необходимо выполнить расчет наведенного напряжения. Такие расчеты в Беларуси производятся с начала 90-х годов.

Опыт работы в данной сфере позволил выявить ряд проблем, решение которых стало возможным за счет применения современных цифровых технологий. Одной из таких проблем является большой объем исходной информации, необходимой для расчета наведенного напряжения на отключенной ВЛ. В частности, это следующие исходные данные:

- схема сближения ВЛ, подробно отображающая расположение действующих (влияющих) ВЛ относительно отключенной (расчетной) ВЛ, где указаны длины отключенной линии, общих коридоров ВЛ и межосевое расстояние между ВЛ;
- конфигурация промежуточных опор, фазировка, марки проводов и грозотросов для всех ВЛ, участвующих в расчете. Данная информация включает расположение проводников фаз и грозотросов, изменение его при транспозиции фаз и переходе к другой конфигурации промежуточных опор, а также изменение сечения проводников фаз и расщепление фазных проводов;
- сопротивление заземляющих устройств подстанций и опор ВЛ (учитывается при моделировании заземления проводов ВЛ);
- место и способ заземления и соединения грозотросов ВЛ, а также места, где имеются их разрывы (отсутствует гальваническая связь);



А.В. СЕРЕМАЖКО,
заведующий группой техники высоких напряжений ОУКЭ
РУП «Белэнергосетьпроект»

- номинальные напряжения и максимальные передаваемые полные мощности (в комплексном виде) действующих ВЛ.
- Большое количество исходных данных способствует частому возникновению ошибок как на этапе формирования данных, так и при вводе их в расчетную модель. Между тем в вопросах обеспечения электробезопасности ошибки недопустимы – они могут стать фатальными для здоровья и жизни человека. Помимо этого, составление и проверка данных – длительный процесс, что не способствует рациональному использованию рабочего времени инженеров.

При формировании исходной информации для расчета наведенного напряжения самым сложным является составление корректной схемы сближения ВЛ. Именно на этом этапе чаще всего обнаруживается дефицит информации, обусловленный тем, что известны не все расстояния или неверно заданы коридоры ВЛ. До настоящего времени восполнение этого дефицита происходило за счет запроса недостающей информации у заказчика работ либо при помощи просмотра трасс ВЛ 35–750 кВ, нанесенных на карты в геоинформационной среде Google Earth (рис. 1).

Наличие электронной карты трасс ВЛ стало предпосылкой для разработки алгоритма, позволяющего автоматически получать схемы сближения ВЛ на основе известных геодезических координат. Ниже приведен пример построения схемы сближения ВЛ (рис. 2).

Принцип работы алгоритма построения схем сближения ВЛ

Структуру алгоритма можно разделить на несколько условных блоков.

Блок получения координат трасс ВЛ. Все данные по картам Google Earth сохраняет в специализированных текстовых файлах, которые структурированы при помощи специализированного языка разметки Keyhole [2]. Информация, необходимая для построения схемы сближения ВЛ, заключена между различными ключевыми словами (тегами). При изучении структуры такого файла, а также документации языка разметки были выявлены необходимые теги, по которым можно осуществлять поиск в файле и извлечение заключенной между ними информации.

Блок преобразования координат. Геодезические координаты (широта и долгота) должны быть преобразованы в плоские декартовы координаты (абсцисса и ордината), так как в последующем необходимо осуществлять множество геометрических операций, которые можно выполнить только в плоской системе координат. На этом этапе используется российский ГОСТ 32453-2013 [3], в котором приведены способы преобразования для различных систем координат. Геодезические координаты преобразуются в плоские декартовы координаты по формулам [3]:

$$\begin{aligned} x = & 6367558,4968B \\ & - \sin 2B(16002,8900 + 66,9607s^2 + 0,3515s^4 \\ & - l^2(1594561,25 + 5336,535s^2 + 26,790s^4 + 0,149s^6 \\ & + l^2(672483,4 - 811219,9s^2 + 5420,0s^4 - 10,6s^6 \\ & + l^2(278194 - 830174s^2 + 572434s^4 + 16010s^6 \\ & + l^2(109500 - 574700s^2 + 863700s^4 + 398600s^6))))), \quad (1) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} y = & (5 + 10n)10^5 \\ & + l \cos B(6378245 + 21346,1415s^2 + 107,1590s^4 + 0,5977s^6 \\ & + l^2(1070204,16 - 2136826,66s^2 + 17,98s^4 - 11,99s^6 \\ & + l^2(270806 - 1523417s^2 + 1327645s^4 + 21701s^6 \\ & + l^2(79690 - 866190s^2 + 1730360s^4 - 945460s^6))))), \quad (2) \end{aligned}$$

где x, y – плоские прямоугольные координаты (абсцисса и ордината) определяемой точки в проекции Гаусса–Крюгера, м [4]; B – геодезическая широта определяемой точки, рад; $s = \sin B$ – функция синуса от геодезической широты определяемой точки; l – расстояние от определяемой точки до осевого меридиана зоны, выраженное в радиальной мере и вычисляемое по формуле

$$l = \frac{L - (3 + 6(n - 1))}{57,29577951}, \quad (3)$$

где L – геодезическая долгота определяемой точки, град.; n – номер шестиградусной зоны в проекции Гаусса–Крюгера, вычисляемый по формуле

$$n = E\left[\frac{6 + L}{6}\right], \quad (4)$$

где $E[\dots]$ – целая часть выражения, заключенного в квадратные скобки.

Заявленная погрешность данного преобразования составляет не более 0,001 м.

Блок получения проекций ВЛ. Построение схемы сближения представляет собой переход от привязки расположения ВЛ относительно местности к привязке расположения влияющих ВЛ относительно расчетной ВЛ. Данный переход осуществляется при помощи проекции влияющих ВЛ на расчетную ВЛ путем построения вспомогательных прямых, опущенных из влияющих ВЛ перпендикулярно расчетной. Зная координаты, определяющие данные прямые, можно выявить расстояние между ВЛ, и участки, где они следуют рядом друг с другом.

Рис. 1. Одна из трасс ВЛ на электронной карте местности

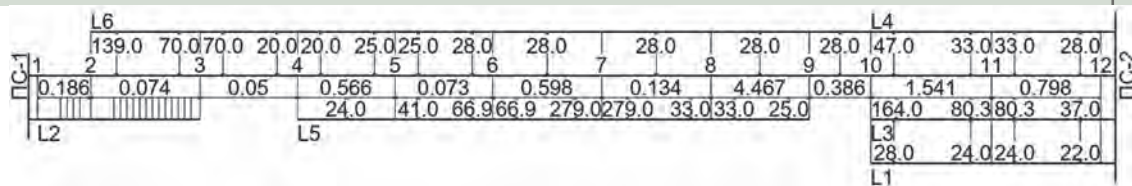


Рис. 2. Пример построения схемы сближения ВЛ

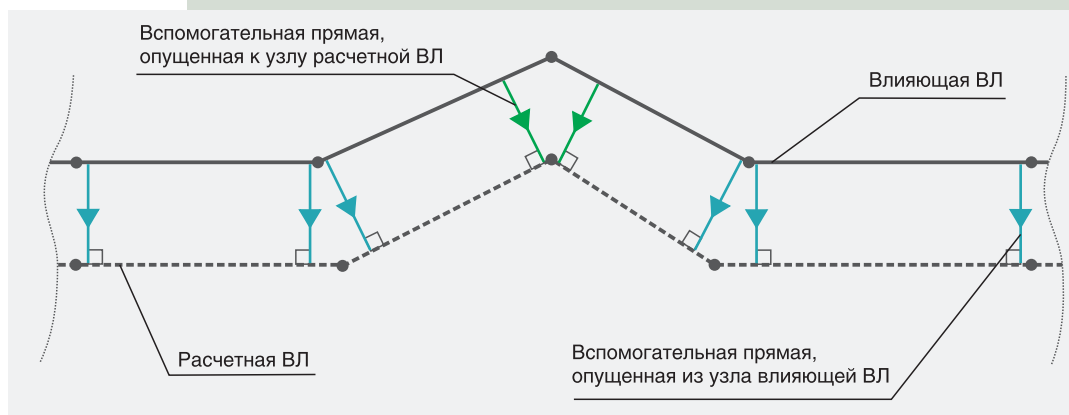
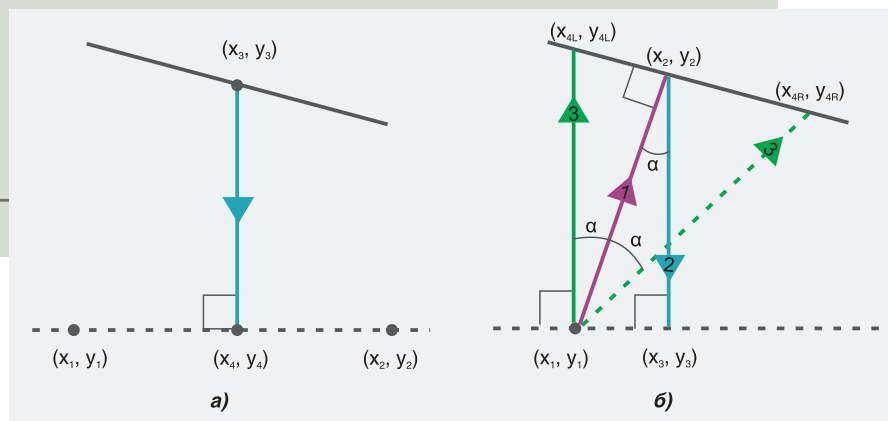


Рис. 3. Пример схемы участка параллельного следования расчетной и влияющей ВЛ

Рис. 4. Построение вспомогательных прямых



Для построения проекций используются два вида прямых: опущенные из узлов влияющих ВЛ и опущенные к узлам расчетной ВЛ (рис. 3). Под узлами трассы ВЛ подразумевается последовательность точек, имеющих собственные координаты на местности, пара которых описывает прямолинейный участок ВЛ.

Так как вспомогательная прямая опускается из узла влияющей ВЛ или к узлу расчетной ВЛ, то из двух необходимых пар координат, описывающих прямую, одна пара известна заранее. Определение второй пары (для вспомогательной прямой, опущенной из узла) осуществляется по известным координатам узла влияющей ВЛ, из которого опускается прямая, перпендикулярная прямой расчетной ВЛ (рис. 4, а).

Формулы для определения последней пары координат приведены ниже [5]:

$$x_4 = \frac{(x_2 - x_1)(y_2 - y_1)(y_3 - y_1) + x_1(y_2 - y_1)^2 + x_3(x_2 - x_1)^2}{(y_2 - y_1)^2 + (x_2 - x_1)^2}, \quad (5)$$

$$y_4 = \frac{(y_2 - y_1)(x_4 - x_1)}{x_2 - x_1} + y_1, \quad (6)$$

где x_4, y_4 – искомые координаты вспомогательной прямой; x_1, y_1, x_2, y_2 – координаты, определяющие прямолинейный участок расчетной ВЛ; x_3, y_3 – координаты узла влияющей ВЛ.

Определить недостающие координаты для прямой, опущенной к узлу расчетной ВЛ, немного сложнее. Для этого требуются три шага (рис. 4, б).

1. Опускаем из узла расчетной ВЛ прямую, перпендикулярную влияющей ВЛ, и рассчитываем координаты x_2, y_2 , используя выражения (5, 6).

2. Опускаем из полученной точки перпендикуляр обратно к расчетной ВЛ, получаем координаты x_3, y_3 и определяем угол α :

$$\alpha = \arccos\left(\frac{\sqrt{(x_3 - x_2) + (y_3 - y_2)}}{\sqrt{(x_2 - x_1) + (y_2 - y_1)}}\right). \quad (7)$$

3. Зная координаты, определяющие прямую 1 (рис. 4, б), и прилежащий угол α , рассчитываем координаты $x_{4L}, y_{4L}, x_{4R}, y_{4R}$, которые с координатами узла расчетной ВЛ могут образовывать перпендикулярную ей прямую [6]:

$$x_4 = \frac{x_1 \operatorname{ctg} \alpha + x_2 \operatorname{ctg} 90^\circ \pm y_2 \mp y_1}{\operatorname{ctg} \alpha + \operatorname{ctg} 90^\circ}, \quad (8)$$

$$y_4 = \frac{y_1 \operatorname{ctg} \alpha + y_2 \operatorname{ctg} 90^\circ \pm x_1 \mp x_2}{\operatorname{ctg} \alpha + \operatorname{ctg} 90^\circ}. \quad (9)$$

После определения координат проверяем получившиеся вспомогательные прямые на перпендикулярность участку расчетной ВЛ:

$$\varphi_1 = \begin{cases} 90^\circ \frac{y_2 - y_1}{|y_2 - y_1|}, & x_1 = x_2 \\ \arctan\left(\frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}\right), & x_1 \neq x_2 \end{cases}, \quad (10)$$

$$\varphi_2 = \begin{cases} 90^\circ \frac{y_4 - y_3}{|y_4 - y_3|}, & x_3 = x_4 \\ \arctan\left(\frac{y_4 - y_3}{x_4 - x_3}\right), & x_3 \neq x_4 \end{cases}, \quad (11)$$

$$\Delta\varphi = |\varphi_1 - \varphi_2|. \quad (12)$$

Построение вспомогательных прямых необходимо для всех ВЛ, нанесенных на электронные карты. Это позволяет определить те линии, которые могут стать источниками наведенного напряжения из-за близости к расчетной ВЛ.

Блок обработки проекций ВЛ. После построения проекции влияющей ВЛ на расчетную полученные координаты обрабатываются и структурируются, выполняется сглаживание и формируется информация для визуализации или табличного представления данных. Блок обработки проекций является завершающим в алгоритме построения схем сближения ВЛ.

Для реализации алгоритма использовался язык программирования Python.

Заключение

Автоматизация построения схем сближения ВЛ даст возможность избежать обусловленных человеческим фактором ошибок в исходных данных, а также позволит составлять схемы сближения не только для ВЛ, но и для линий связи и газопроводов.

В перспективе, когда в Республике Беларусь будут повсеместно внедрены подробные электронные паспорта ВЛ, расчет наведенных напряжений может быть полностью автоматизи-

рован, если в соответствующую программу интегрировать средства доступа к базам данных электронных паспортов ВЛ и алгоритмы преобразования данных в формат, принимаемый расчетной моделью. Такой подход позволит полностью исключить влияние человеческого фактора на составление исходных данных и ввод их в расчетную программу.

Список литературы

1. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок: ТКП 427-2012(02230). – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь, 2013. – 148 с.
2. Keyhole Markup Language [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://developers.google.com/kml/documentation/kmlreference>. – Дата доступа: 07.05.2019.
3. Глобальная навигационная спутниковая система. Системы координат. Методы преобразований координат определяемых точек: ГОСТ 32453-2013. – Введ. 01.07.2014. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.
4. Серапинас, Б.Б. Математическая картография: учебник для вузов / Б.Б. Серапинас. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 336 с.
5. Форум программистов и сисадминов Киберфорум [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cyberforum.ru/cpp-beginners/thread125838.html>. – Дата доступа: 07.05.2019.
6. Введение в высшую геодезию [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ru.convdocs.org/docs/index-191142.html?page=10>. – Дата доступа: 07.05.2019.

Поздравляем с юбилеем! Профессору Михаилу Ивановичу Фурсанову – 70 лет

В сентябре 2019 года исполняется 70 лет члену редакционной коллегии и постоянному автору журнала «Энергетическая стратегия», доктору технических наук, профессору Михаилу Ивановичу Фурсанову.

М.И. Фурсанов – автор 200 научных работ, в том числе двух монографий, 18 учебно-методических пособий. Он возглавляет кафедру «Электрические системы» БНТУ, является научным консультантом отраслевой научно-исследовательской лаборатории «Инновационная энергетика», членом научно-технического совета БНТУ и экспертного совета ВАК. Награжден Почетными грамотами Министерства энергетики Республики Беларусь, Министерства образования Республики Беларусь, БНТУ, знаками «Отличник энергетики Республики Беларусь», «Отличник образования», юбилейным знаком концерна «Белэнерго» – «70 лет Белорусской энергосистеме». В 2009 году удостоен звания «Почетный работник Белорусской энергосистемы».

Под руководством Михаила Ивановича получило дальнейшее развитие важное научное направление – оценка, нормирование и управление уровнем потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. Им и его учениками разработаны уникальные методики по составлению многоуровневых балансов электроэнергии, расчету нормативов технологического расхода электроэнергии на ее транспорт в сетях, которые положены в основу стандартов Белорусской энергосистемы в виде комплексов ком-



пьютерных программ, внедрены во всех электросетях республики, также широко применяются в региональных энергосистемах Российской Федерации.

Сердечно поздравляем Михаила Ивановича с юбилеем! Желаем крепкого здоровья, новых успехов в научной и педагогической деятельности, долгих и счастливых лет жизни.

Коллектив редакции журнала, редколлегия

О РАЗВИТИИ НАЦИОНАЛЬНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

В настоящее время атомная энергетика переживает второе рождение. За последние пять лет установленная мощность АЭС в мире выросла на 55 ГВт. Сегодня в разных странах строится 54 атомных энергоблока. По прогнозам специалистов, к 2050 году около 25 % электроэнергии будет вырабатываться на атомных электростанциях.



Л.В. ДУЛИНЕЦ,
заместитель директора
Департамента по ядерной
энергетике Министерства
энергетики Республики Беларусь

В январе 2008 года в Беларуси было принято решение о строительстве атомной электростанции и реализации национальной ядерной энергетической программы. Эта программа имеет существенные особенности, связанные с использованием ядерного материала, и должна основываться на обязательстве безопасного использования ядерной энергии в мирных целях. Данное обязательство, которое берет на себя государство, в свою очередь, требует создания устойчивой национальной инфраструктуры, обеспечивающей правительственную, нормативную, управленческую, технологическую, кадровую, промышленную и отраслевую поддержку реализации ядерной энергетической программы на протяжении всего срока ее действия, а это порядка 100 лет.

Необходимая инфраструктура включает не только непосредственно АЭС и объекты, связанные с производством и передачей электроэнергии. Для успешной реализации национальных ядерных энергетических программ МАГАТЭ определило 19 направлений создания ядерной инфраструктуры. При этом недостаточное развитие любого из этих направлений может отрицательно сказаться на вопросах безопасности и привести к негативным последствиям.

Беларусь пользуется подходом МАГАТЭ «Вехи»

В Республике Беларусь для реализации ядерного энергетического проекта имеются необходимые предпосылки, а именно стабильное политическое, экономическое и социальное положение. Однако обязательным условием успешного осуществления проекта является постоянное поступательное развитие всех 19 направлений формирования инфраструктуры ядерной энергетики.

В документе «Вехи», разработанном МАГАТЭ в помощь странам, приступившим к реализации ядерных энергетических программ, определено, что период от момента принятия решения о строительстве первой АЭС до ее ввода в эксплу-

атацию состоит из трех вех (рубежей). Это рассмотрение вопроса до принятия решения, подготовительные работы и собственно строительство АЭС. На каждом из этих этапов должна создаваться определенная инфраструктура.

К сведению:
МАГАТЭ разработало подход «Вехи» для стран-новичков. Он представляет собой интегрированное руководство по всем стадиям развития новых ядерных энергетических программ. Документ «Вехи» используется странами, развивающими ядерную энергетику, более 10 лет.

В создании инфраструктуры ядерной энергетики принимают участие многие организации, среди которых ключевыми являются следующие:

- организация по внедрению ядерной энергетической программы (Департамент по ядерной энергетике Минэнерго);
- эксплуатирующая организация (РУП «Белорусская атомная электростанция»);
- регулирующий орган в сфере ядерной и радиационной безопасности (Департамент по ядерной и радиационной безопасности МЧС);
- другие регулирующие органы (Минприроды, Минздрав, МВД, Минтруда, Госстандарт);
- организации научного сопровождения (НАН Беларуси);
- организации технической поддержки (Центр по ядерной и радиационной безопасности МЧС).

19 направлений создания национальной ядерной инфраструктуры

- 1 Национальная позиция
- 2 Ядерная безопасность
- 3 Управление
- 4 Субсидирование и финансирование
- 5 Законодательная база
- 6 Гарантии
- 7 Регуляторная база
- 8 Радиационная защита
- 9 Энергосеть
- 10 Развитие людских ресурсов
- 11 Участие заинтересованных сторон
- 12 Охрана окружающей среды
- 13 Площадка и вспомогательные объекты
- 14 Аварийное планирование
- 15 Ядерная сохранность
- 16 Ядерный топливный цикл
- 17 Обращение с радиоактивными отходами
- 18 Отраслевое участие
- 19 Закупки

Кроме того, в проекте участвуют Минобразования, МИД, Минфин, Минобороны и др.

В настоящее время Республика Беларусь находится на заключительном этапе строительства АЭС, то есть на завершающей стадии третьей вехи. Это предполагает, что ядерная инфраструктура в стране по всем направлениям должна отвечать требованиям, предусмотренным для стадии ввода в действие энергоблоков АЭС и их готовности к дальнейшей безопасной и надежной эксплуатации.

Самооценка развития национальной ядерной инфраструктуры

Департаментом по ядерной энергетике Минэнерго и указанными выше организациями проведена большая работа по созданию национальной инфраструктуры ядерной энергетики. Вместе с тем до завершения этапа строительства Белорусской АЭС и ввода ее в эксплуатацию еще предстоит выполнить ряд важных работ, в том числе принять стратегию по обращению с отработавшим ядерным топливом и заключить соответствующее межправительственное соглашение с Россией, установить порядок формирования и использования фондов по повышению безопасности АЭС и выводу ее из эксплуатации, определить национального оператора по обращению с радиоактивными отходами, наладить взаимодействие с сопредельными странами в рамках послепроектного анализа и т.д.

На этапе подготовительных работ по сооружению АЭС Департамент по ядерной энергетике Минэнерго совместно с заинтересованными сторонами организовал проведение так называемой самооценки развития национальной инфраструктуры ядерной энергетики, результаты которой в 2012 году миссия МАГАТЭ по оценке готовности страны к этапу строительства АЭС (миссия INIR-1, 2) отметила как положительные. Аналогичная работа по самооценке национальной инфраструктуры ядерной энергетики на последнем этапе (века 3) и подготовке к миссии МАГАТЭ INIR-3 уже ведется. В ней участвуют специалисты всех организаций, вовлеченных в ядерный энергетический проект, сформирована соответствующая координационная группа экспертов.

В настоящее время РУП «Белорусская атомная электростанция» на базе проекта советующего документа МАГАТЭ выполнило самооценку по всем направлениям создания инфраструктуры на третьем этапе (в части ответственности эксплуатирующей организации) и наметило план действий по дальнейшему ее развитию.

Подготовка к миссии МАГАТЭ INIR-3

Вопросы подготовки к миссии INIR-3 обсуждались в ходе семинара МАГАТЭ, состоявшегося 4–6 июня 2019 года в г. Минске. В мероприятии приняли участие представители всех заинтересованных министерств и организаций. На семинаре были представлены подходы и рекомендации Агентства по созданию и оценке национальной инфраструктуры на третьем этапе, а также рассмотрены замечания и предложения экспертов МАГАТЭ по самооценке, проведенной РУП «Белорусская атомная электростанция». Эксперты положительно оценили работу, проделанную белорусскими атомщиками, что подтверждает зрелость РУП «Белорусская атомная электростанция» как эксплуатирующей организации.

Следует отметить, что проведение миссии INIR-3 в Беларуси, запланированное на первый квартал 2020 года, имеет особое

значение для Секретариата МАГАТЭ. В настоящее время Агентство провело только одну такую миссию (в ОАЭ), и по итогам INIR-3 в Беларуси планируется доработать нормативный документ МАГАТЭ по проведению оценки национальной инфраструктуры ядерной энергетики на третьем этапе для всех стран.

К подготовке миссии INIR-3 будут привлечены специалисты ГПО «Белэнерго», поскольку с 1 января 2020 года в соответствии с Указом Президента Республики Беларусь от 11 мая 2019 года № 172 РУП «Белорусская атомная электростанция» войдет в состав объединения.

ГПО «Белэнерго» будет активно участвовать в создании инфраструктуры по таким направлениям, как ядерная безопасность, управление, энергосеть, развитие людских ресурсов, участие заинтересованных сторон, охрана окружающей среды, аварийное планирование, отраслевое участие и закупки. Большинство этих направлений требует организации технической поддержки для эксплуатирующей организации и вовлечения в процесс подведомственных организаций ГПО «Белэнерго», в том числе организаций производственной инфраструктуры, ремонтно-наладочных предприятий, проектных организаций и учреждений образования.

Некоторые организации ГПО «Белэнерго» уже выполняли работы, связанные со строительством Белорусской АЭС. Так, 30 июля 2008 года был принят Закон Республики Беларусь «Об использовании атомной энергии», подготовленный



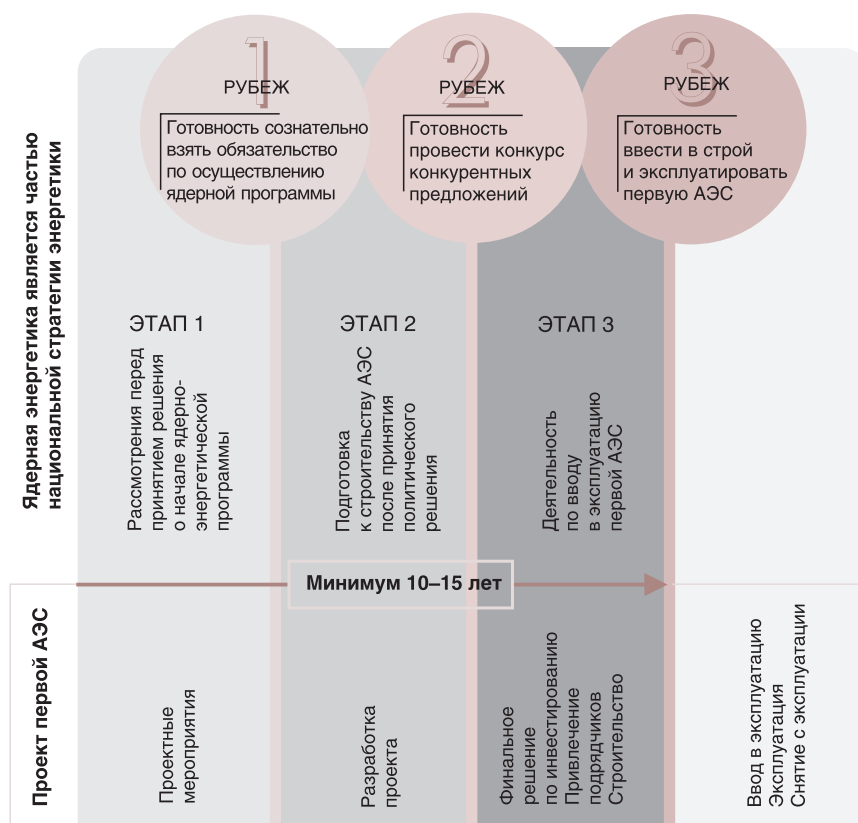
Семинар МАГАТЭ по подготовке к миссии INIR-3 в г. Минске 4–6 июня

РУП «БЕЛТЭИ». Обоснование инвестирования в строительство АЭС было разработано специалистами РУП «Белнипэнергопром». В настоящее время на первом энергоблоке БелАЭС завершается этап строительно-монтажных работ, ведутся пусконаладочные работы, в которых в качестве субподрядных организаций принимают участие РУП «Белэнергострой», ОАО «Центроэнергомонтаж» и ОАО «Белэлектромонтажналадка».

Опыт создания национальной ядерной инфраструктуры показал, что необходимо сформировать механизм для координации и планирования работы этих и других организаций

ГПО «Белэнерго». Необходимо также определить, в каких из направлений развития ядерной энергетической инфраструктуры предприятия могут участвовать исходя из имеющегося у них потенциала, а также запланировать дальнейшее наращивание этого потенциала с учетом потребностей атомной энергетической отрасли страны.

Важной составляющей национальной ядерной инфраструктуры является обучение персонала. Эта работа в объединении уже начата. В текущем году планируется проведение двух обучающих семинаров МАГАТЭ для специалистов ГПО «Белэнерго», в рамках которых будет обсуждаться роль объединения как управляющей организации, обеспечивающей техническую поддержку Белорусской АЭС, а также вопрос координации взаимодействия между АЭС и оператором электросетей. По мере наделения функциями в сфере ядерной энергетики действующих структур ГПО «Белэнерго» и формирования новых структур энергообъединения обучение будет вестись по соответствующим темам.



Развитие инфраструктуры для целей национальной ядерной энергетической программы

ПРОБЛЕМЫ НЕСООТВЕТСТВИЯ РАСЧЕТНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПИ-ТРУБ НОРМАТИВНЫМ ТРЕБОВАНИЯМ

В статье дается обоснование целесообразности пересмотра существующей системы формирования норм теплопотерь при транспорте тепловой энергии по теплопроводам с ПИ-трубами. Предлагается при производстве теплопроводов показатели их технико-экономической эффективности адаптировать к условиям дальнейшей эксплуатации, а также использовать методы расчета оптимальных размеров их теплоизоляции с помощью специально разработанных программных средств. Приведены примеры таких расчетов.



Б.А. Байрашевский,
д.т.н.

Факты явного несоответствия между расчетно-техническими и нормативными показателями ПИ-труб являются серьезным сигналом к изучению и преодолению такого рода противоречий. Рассмотрим некоторые проявления этих несоответствий в сфере производства ПИ-труб и попытаемся разобраться в причинах, способствующих их возникновению. В частности, существуют расхождения между значениями расчетно-фактических теплопотерь ПИ-труб $q_{\text{пн}}$ и нормами теплопотерь $q_{\text{пн}}^{\text{н}}$, предусмотренными ТКП 45-4.02-323-2018 [1]. Исходим из того, что значения $\Delta q_{\text{пн}}^{\text{Ф-Н}} = q_{\text{пн}} - q_{\text{пн}}^{\text{н}} < 0$ свидетельствуют о соответствии теплопотерь ПИ-труб установленным нормам, а значения $\Delta q_{\text{пн}}^{\text{Ф-Н}} = q_{\text{пн}} - q_{\text{пн}}^{\text{н}} > 0$ – наоборот, о несоответствии.

При этом следует обратить внимание на требования п. 4.1.6.6 ГОСТ СТБ 2252-2012 [2], согласно которым предельно допустимая норма качества теплоизоляции определяется значением удельной теплопроводности изоляции $\lambda \leq 0,033 \text{ Вт/(м}^\circ\text{С)}$. Тогда практический интерес представляют результаты расчетов теплофизических показателей (таблица 1) тех типоразмеров ПИ-труб, которые указаны в [2] в качестве образцовых. В частности, отклонения $\Delta q_{\text{пн}}^{\text{Ф-Н}} = q_{\text{пн}} - q_{\text{пн}}^{\text{н}}$ указаны:

- в строках «ПИ-трА» – для труб, у которых $\lambda = 0,033 \text{ Вт/(м}^\circ\text{С)}$;
- в строках «ПИ-трБ» – для труб, у которых $\lambda = 0,0227 \text{ Вт/(м}^\circ\text{С)}$.

Как видно из графиков, построенных по данным таблицы 1, из пяти труб приведенного перечня «незаконопослушными» оказываются две: $d_{\text{в}}/d_{\text{н}} = 67,5/140$ и $d_{\text{в}}/d_{\text{н}} = 69,0/140$, и то лишь при предельно допустимом значении $\lambda = 0,033 \text{ Вт/(м}^\circ\text{С)}$. Это, конечно, настораживает, но в основном подтверждает убедительность требований РУП «Стройтехнорм» к производителям ПИ-труб относительно соблюдения нормативных теплопотерь [1].

В таблицах 2, 3 приведены значения аналогичных отклонений $\Delta q_{\text{пн}}^{\text{Ф-Н}} = q_{\text{пн}} - q_{\text{пн}}^{\text{н}}$, полученные на основании анализа теплофизических показателей ПИ-труб типов «Изопрофлекс-95А» и «СМИТФЛЕКС-П» (по информации с официальных сайтов изготовителей) при значениях $\lambda = 0,033 \text{ Вт/(м}^\circ\text{С)}$ и $\lambda = 0,0227 \text{ Вт/(м}^\circ\text{С)}$ соответственно. Как видно, расчетно-фактические теплопотери ПИ-труб обоих типов в большинстве случаев не соответствуют нормам, разработанным РУП «Стройтехнорм».

Руководствуясь в дальнейшем такой оценкой качества ПИ-труб, уместно рассмотреть и остальные принципы, положенные в основу нормативных документов [1, 2].

В [1] обращает на себя внимание формальное требование п. 4.2 к соблюдению оптимальной энергоэффективности конструкции (кстати, этот пункт дословно соответствует п. 4.2 аналогичного документа РФ – СП 61.13330.2012 [3]). Следует полагать, что данная рекомендация применима и к конструкции ПИ-трубы в отношении ее размеров и норм теплопотерь. В частности, п. 4.3 [1] предусмотрено, что «теплоизоляционные конструкции оборудования и трубопроводов должны отвечать требованиям энергоэффективности (иметь оптимальное соотношение между стоимостью теплоизоляционной конструкции и стоимостью тепловых потерь через теплоизоляцию) в течение условного срока эксплуатации, а также эксплуатационной надежности и долговечности и т.д.».

В сущности, это основное требование, которое предъявляется производителям ПИ-труб. Как следует из данных в таблицах 1–3, самым простым мероприятием, обеспечивающим соответствие продукции этому требованию, является контроль за соблюдением оптимальной толщины изоляции ПИ-труб и ее качеством (коэффициентом теплопроводности). В данном случае помощь разработчика нормативного документа производителям ПИ-труб ограничивается приведенной выше формулировкой п. 4.3 и последующими рекомендациями по использованию перечня известных формул расчета. В действительности ответственность за качество и сбыт продукции в условиях рынка производитель, который может руководствоваться лишь общим требованием ТКП, берет на себя.

Таким образом, сделав один шаг вперед, специалисты РУП «Стройтехнорм» не сделали второго – в направлении придания нормативным требованиям маржинальных математических форм (критериев), отвечающих содержанию п. 4.3 [1], не говоря уже о разработке программных средств, позволяющих выполнять установленные требования.

Путем сравнения затрат на производство ПИ-труб [4], определяемых удельной стоимостью теплоизоляционной конструкции $C_{\text{пи}}$, руб./м, и затрат на эксплуатацию той же трубы, определяемых стоимостью удельных тепловых потерь через изоляцию Q_q , руб./(Вт·ч), с удельными потерями $q_{\text{ин}}$, Вт/м, за период $\tau_{\text{и}}$, ч/год, в течение условного срока эксплуатации $T_{\text{н}}$, лет, формулировку п. 4.3 можно выразить безразмерным комплексом

$$\Pi_{\text{эф}}^{\text{ТЭП}} = C_{\text{пи}}(q_{\text{ин}}\tau_{\text{и}}Q_q T_{\text{н}})^{-1}, \quad (1)$$

где удельную стоимость $C_{\text{пи}}$ ПИ-трубы, руб./пог. м, представим как сумму стоимостей ее основных составляющих [4]:

$$C_{\text{пи}} = C_{\text{тр}} G_{\text{тр}} + C_{\text{пу}} G_{\text{пу}} + C_{\text{об}} G_{\text{об}}. \quad (2)$$

При $T_{\text{н}} = 1$ год согласно формуле (1) получаем показатель среднегодовой эффективности ПИ-трубы. В сущности, это от-

Таблица 1

Отклонения расчетных теплопотерь от установленных норм в ПИ-трубах, приведенных в качестве образцов на стр. 3 в СТБ 2252-2012 (РБ) при температуре воды в диапазоне от 50 °С до 110 °С.												
Обозн. труб	$D_y = d_{1в}$	$d_{2н}$	$\Delta q_{\text{п}}^{\Phi-H} = q_{\text{п}}^{\Phi} - q_{\text{п}}^H K_1 = f(t_{\text{п}}^{\text{ср}})$, Вт/м							ТКП 45-4.02-323-2018		
	мм	мм	50,0	56,7	63,3	70,0	76,7	83,3	90,0	96,7	103,3	110,0
ПИ-трА	31,0	110,0	-2,01	-1,99	-1,90	-1,72	-1,46	-1,11	-0,68	-0,17	0,42	1,10
ПИ-трБ	31,0	110,0	-3,85	-4,11	-4,29	-4,39	-4,40	-4,33	-4,18	-3,94	-3,62	-3,22
ПИ-трА	67,5	140,0	0,89	0,76	0,78	0,96	1,29	1,78	2,42	3,21	4,17	5,27
ПИ-трБ	67,5	140,0	-2,14	-2,72	-3,15	-3,42	-3,54	-3,51	-3,32	-2,98	-2,48	-1,83
ПИ-трА	69,0	140,0	-0,16	-0,47	-0,62	-0,62	-0,46	-0,14	0,34	0,97	1,76	2,71
ПИ-трБ	69,0	140,0	-2,79	-3,49	-4,04	-4,43	-4,66	-4,74	-4,66	-4,42	-4,02	-3,47
ПИ-трА	106,0	200,0	-0,51	-1,36	-1,99	-2,40	-2,60	-2,58	-2,35	-1,90	-1,23	-0,34
ПИ-трБ	106,0	200,0	-3,80	-5,14	-6,26	-7,17	-7,86	-8,34	-8,59	-8,64	-8,46	-8,07
ПИ-трА	513,0	710,0	-3,51	-6,34	-8,67	-10,49	-11,82	-12,64	-12,96	-12,78	-12,10	-10,91
ПИ-трБ	513,0	710,0	-10,07	-13,88	-17,18	-19,98	-22,29	-24,09	-25,39	-26,20	-26,50	-26,30

Графическое отображение результатов расчета: $\Delta q_{\text{п}}^{\Phi-H} = q_{\text{п}}^{\Phi} - q_{\text{п}}^H K_1 = f(t_{\text{п}}^{\text{ср}})$, Вт/м

Трубы ПИ-трА, полиуретан $\lambda = 0,033$ Вт/(м·°С)

Трубы ПИ-трБ, полиуретан $\lambda = 0,0227$ Вт/(м·°С)

Расчетные формулы

$$q_{\text{п}}^H = A_{3t} \cdot D_y^3 + A_{2t} \cdot D_y^2 + A_{1t} \cdot D_y + A_{0t}$$

$$A_{3t} = b_{32} \cdot t^2 + b_{31} \cdot t + b_{30}$$
$$A_{2t} = b_{22} \cdot t^2 + b_{21} \cdot t + b_{20}$$
$$A_{1t} = b_{12} \cdot t^2 + b_{11} \cdot t + b_{10}$$
$$A_{0t} = b_{02} \cdot t^2 + b_{01} \cdot t + b_{00}$$

ношение ее стоимости к годовым затратам, обусловленным тепловыми потерями:

$$\Pi_{\text{эф}}^{\text{ТЭП}} = C_{\text{пи}}(q_{\text{ин}}\tau_{\text{и}}Q_q)^{-1}. \quad (3)$$

Принимая в формуле (1) за величину периода эксплуатации срок окупаемости ПИ-трубы [4]:

$$T_{\text{н}} = T_{\text{ок}} = -C_{\text{пи}}(\Delta q_{\text{ин}}^{\Phi-H} Q_q \tau_{\text{и}})^{-1}, \quad (4)$$

получаем сугубо технический показатель ее эффективности

$$\Pi_{\text{эф}}^{\text{ТЕХ}} = \Pi_{\text{эф}}^{\text{ТЭП}} T_{\text{н}}^{-1} = -\Delta q_{\text{ин}}^{\Phi-H} Q_q \tau_{\text{и}}. \quad (5)$$

В уравнении (5) отклонение расчетно-фактических теплопотерь $\Delta q_{\text{ин}}^{\Phi-H}$ можно рассматривать как по отношению к нормативной величине (Н), так и по отношению к теплопотерям трубы, лишенной теплоизоляции (Г), то есть $\Delta q_{\text{ин}}^{\Phi-H} = q_{\text{ин}} - q_{\text{ин}}^H K_1$ или $\Delta q_{\text{ин}}^{\Phi-H} = q_{\text{ин}} - q_{\text{ин}}^G$, где $K_1 = 0,8$ – коэффициент, учитывающий снижение нормативных показателей теплопотерь в зависимости от района строительства и способа прокладки трубопровода.

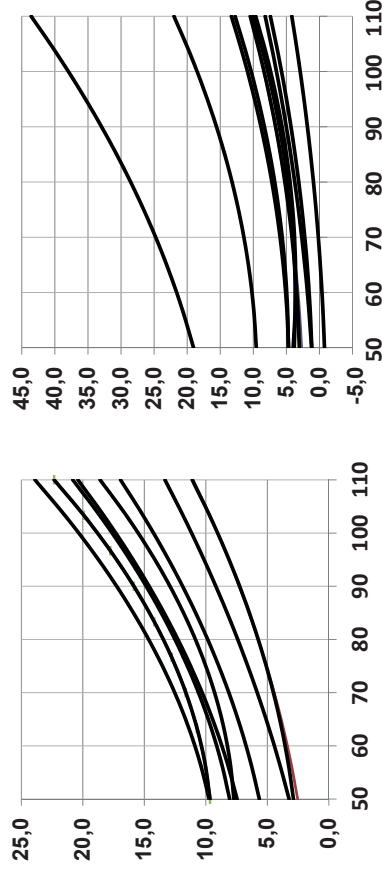
По аналогии с выражением (3) практический интерес представляет соотношение между стоимостью ПИ-трубы и сум-

Таблица 2

Отклонения расчетных теплопотери от установленных норм в ПИ-трубах, приведенных в качестве образцов на стр. 3 в СТБ 2252-2012 (РБ) при температуре воды в диапазоне от 50 °С до 110 °С.									
Обозн.	$D_y = d_{18}$	d_{20}	$\Delta q_{\text{л}}^{\text{ФН}} = q_{\text{л}}^{\text{Ф}} - q_{\text{л}}^{\text{Н}} K_1 = f(t_{\text{н}}^{\text{Ф}})$	Уд. теплопр.	Вт/м	Уд. теплопр.	полиуретана $\lambda = 0,033$ Вт/(м °С)	Вт/м	Уд. теплопр.
труб	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм
ИЗ-фрак	32,0	79,0	3,23	4,01	4,87	5,82	6,86	7,98	9,18
СИ-фрак	29,0	110,0	-0,76	-0,53	-0,22	0,17	0,64	1,19	1,82
ИЗ-фрак	40,4	94,4	2,53	3,07	3,70	4,44	5,28	6,23	7,28
СИ-фрак	36,2	110,0	1,19	1,59	2,08	2,67	3,36	4,14	5,01
ИЗ-фрак	50,5	103,4	2,88	3,30	3,84	4,51	5,30	6,21	7,25
СИ-фрак	45,8	125,0	1,16	1,40	1,75	2,22	2,80	3,49	4,30
ИЗ-фрак	60,3	114,8	5,65	6,33	7,16	8,13	9,24	10,49	11,89
СИ-фрак	54,4	140,0	2,69	3,03	3,49	4,09	4,81	5,67	6,66
ИЗ-фрак	72,0	129,7	7,46	8,24	9,19	10,30	11,57	13,01	14,61
СИ-фрак	65,4	160,0	3,04	3,26	3,63	4,15	4,83	5,65	6,63
ИЗ-фрак	88,0	150,4	8,07	8,72	9,56	10,60	11,82	13,24	14,85
СИ-фрак	79,8	180,0	4,66	4,91	5,34	5,95	6,74	7,70	8,84
ИЗ-фрак	102,4	165,3	9,73	10,45	11,38	12,53	13,89	15,46	17,25
СИ-фрак	90,8	200,0	4,70	4,82	5,13	5,64	6,34	7,23	8,32
ИЗ-фрак	112,8	185,0	7,72	8,01	8,54	9,29	10,27	11,48	12,91
СИ-фрак	101,6	225,0	3,81	3,66	3,71	3,98	4,46	5,15	6,06
ИЗ-фрак	129,0	200,5	9,66	10,06	10,72	11,63	12,78	14,19	15,85
СИ-фрак	116,2	250,0	3,98	3,67	3,61	3,77	4,17	4,79	5,66
ИЗ-фрак	129,0	200,5	9,66	10,06	10,72	11,63	12,78	14,19	15,85
СИ-фрак	130,8	250,0	9,55	9,92	10,54	11,42	12,55	13,93	15,57
ИЗ-фрак	129,0	200,5	9,66	10,06	10,72	11,63	12,78	14,19	15,85
СИ-фрак	145,2	250,0	19,03	20,67	22,58	24,76	27,21	29,94	32,94
ИЗ-фрак	129,0	200,5	9,66	10,06	10,72	11,63	12,78	14,19	15,85
СИ-фрак	145,2	250,0	19,03	20,67	22,58	24,76	27,21	29,94	32,94

Графическое отображение результатов расчета: $\Delta q_{\text{л}}^{\text{ФН}} = q_{\text{л}}^{\text{Ф}} - q_{\text{л}}^{\text{Н}} K_1 = f(t_{\text{н}}^{\text{Ф}})$, Вт/м

Трубы «Изопрофлекс-95А» (ИЗ-фрак)



$$q_l^N = A_{31} D_y^3 + A_{21} D_y^2 + A_{11} D_y + A_{01}$$

$$A_{31} = b_{32} t^2 + b_{31} t + b_{30} \quad A_{21} = b_{22} t^2 + b_{21} t + b_{20}$$

Расчетные формулы

$$A_{31} = b_{31} t + b_{30} \quad A_{01} = b_{02} t^2 + b_{01} t + b_{00}$$

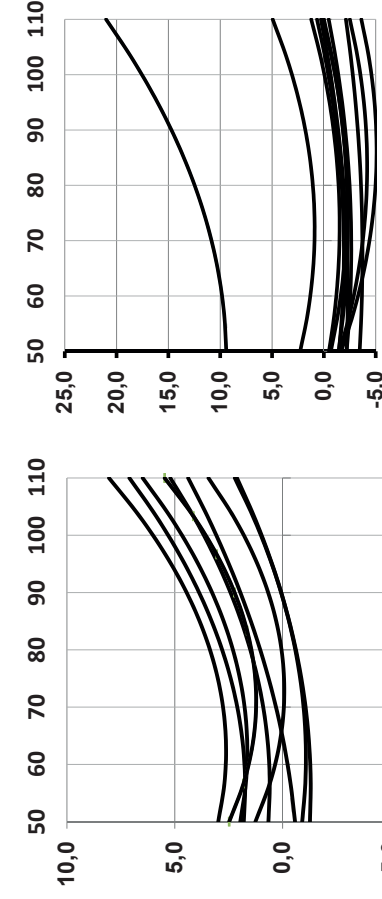
$$A_{11} = b_{12} t^2 + b_{11} t + b_{10}$$

Таблица 3

Отклонения теплопотери в ПИ-трубах «Изопрофлекс-95А» (ИЗ-фрак) и «СМИТФЛЕКС-П» (СИ-фрак) от установленных в РБ норм ТКП 45-4.02-323-2018 при температуре воды в диапазоне от 50 °С до 110 °С.									
Обозн.	$D_y = d_{18}$	d_{20}	$\Delta q_{\text{л}}^{\text{ФН}} = q_{\text{л}}^{\text{Ф}} - q_{\text{л}}^{\text{Н}} K_1 = f(t_{\text{н}}^{\text{Ф}})$	Уд. теплопр.	Вт/м	Уд. теплопр.	полиуретана $\lambda = 0,0227$ Вт/(м °С)	Вт/м	Уд. теплопр.
труб	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм
ИЗ-фрак	32,0	79,0	-0,58	-0,37	-0,07	0,31	0,77	1,32	1,96
СИ-фрак	29,0	110,0	-3,45	-3,61	-3,70	-3,71	-3,65	-3,50	-3,27
ИЗ-фрак	40,4	94,4	-1,27	-1,30	-1,24	-1,07	-0,79	-0,42	0,06
СИ-фрак	36,2	110,0	-2,18	-2,29	-2,29	-2,21	-2,03	-1,75	-1,38
ИЗ-фрак	50,5	103,4	-0,91	-1,06	-1,08	-0,97	-0,75	-0,40	0,07
СИ-фрак	45,8	125,0	-2,20	-2,46	-2,61	-2,64	-2,56	-2,37	-2,06
ИЗ-фрак	60,3	114,8	0,66	0,69	0,68	0,90	1,26	1,77	2,41
СИ-фрак	54,4	140,0	-1,46	-1,74	-1,90	-1,92	-1,82	-1,58	-1,22
ИЗ-фрак	72,0	129,7	1,80	1,74	1,84	2,10	2,53	3,12	3,87
СИ-фрак	65,4	160,0	-1,42	-1,86	-2,16	-2,30	-2,30	-2,14	-1,83
ИЗ-фрак	88,0	150,4	1,96	1,70	1,64	1,76	2,07	2,58	3,27
СИ-фрак	79,8	180,0	-0,50	-1,01	-1,34	-1,50	-1,49	-1,30	-0,93
ИЗ-фрак	102,4	165,3	2,98	2,70	2,62	2,76	3,11	3,67	4,45
СИ-фрак	90,8	200,0	-0,67	-1,35	-1,84	-2,14	-2,24	-2,15	-1,86
ИЗ-фрак	112,8	185,0	1,26	0,69	0,15	-0,06	-0,04	0,20	0,67
СИ-фрак	101,6	225,0	-1,53	-2,48	-3,22	-3,75	-4,07	-4,17	-4,07
ИЗ-фрак	129,0	200,5	2,47	1,81	1,39	1,23	1,31	1,64	2,23
СИ-фрак	116,2	250,0	-1,67	-2,81	-3,72	-4,40	-4,84	-5,06	-5,04
ИЗ-фрак	129,0	200,5	2,47	1,81	1,39	1,23	1,31	1,64	2,23
СИ-фрак	130,8	250,0	2,29	1,57	1,11	0,91	0,95	1,24	1,79
ИЗ-фрак	129,0	200,5	2,47	1,81	1,39	1,23	1,31	1,64	2,23
СИ-фрак	145,2	250,0	9,42	9,62	10,10	10,84	11,86	13,15	14,71
ИЗ-фрак	129,0	200,5	2,47	1,81	1,39	1,23	1,31	1,64	2,23
СИ-фрак	145,2	250,0	9,42	9,62	10,10	10,84	11,86	13,15	14,71

Графическое отображение результатов расчета: $\Delta q_{\text{л}}^{\text{ФН}} = q_{\text{л}}^{\text{Ф}} - q_{\text{л}}^{\text{Н}} K_1 = f(t_{\text{н}}^{\text{Ф}})$, Вт/м

Трубы «Изопрофлекс-95А» (ИЗ-фрак)



Расчетные формулы

$$q_l^N = A_{31} D_y^3 + A_{21} D_y^2 + A_{11} D_y + A_{01}$$

$$A_{31} = b_{32} t^2 + b_{31} t + b_{30} \quad A_{21} = b_{22} t^2 + b_{21} t + b_{20}$$

$$A_{11} = b_{12} t^2 + b_{11} t + b_{10} \quad A_{01} = b_{02} t^2 + b_{01} t + b_{00}$$

марными денежными затратами, включающими стоимость самой трубы и стоимость допускаемых ею теплопотерь в течение 1 года эксплуатации:

$$\eta_{\text{год}}^{\text{ТЭП}} = C_{\text{ПИ}}(C_{\text{ПИ}} + q_{\text{ин}} \tau_{\text{и}} \zeta_{\text{q}})^{-1}. \quad (6)$$

Связь между технико-экономическим и техническим показателями эффективности ПИ-трубы, а также связь данных показателей со сроком ее окупаемости определяем на основании уравнений (3–5) по формуле

$$\Pi_{\text{ЭФгод}}^{\text{ТЭП}} = \Pi_{\text{ЭФ}}^{\text{ТЭП}} T_{\text{ок}} = -T_{\text{ок}} \Delta q_{\text{инК1}}^{\Phi-H(\Gamma)} q_{\text{ин}}^{-1}. \quad (7)$$

Как следует из формулы (7), технико-экономический показатель ПИ-трубы, о котором говорится в п. 4.3 [1], определяется двумя критериями:

- технической эффективностью трубы $\Pi_{\text{ЭФ}}^{\text{ТЭП}} = -\Delta q_{\text{инК1}}^{\Phi-H(\Gamma)} q_{\text{ин}}^{-1}$,
- сроком ее окупаемости $T_{\text{ок}}$.

Из этого следует, что в отношении эффективности повышенный спрос должен быть на те ПИ-трубы, у которых оба указанных критерия минимальны. Следовательно, согласно (7) для этих труб минимальной оказывается также величина критерия $\Pi_{\text{ЭФгод}}^{\text{ТЭП}}$.

Исходя из формулировки п. 4.3 [1] интегральный показатель эффективности ПИ-трубы определяется характерными для нее аргументами, сведенными в единую функцию

$$f_{\text{ПИ}}(d_{2\text{н}}, C_{\text{ПИ}}, \zeta_{\text{q}}, \tau_{\text{и}}, q_{\text{ин}}, \Delta q_{\text{инК1}}^{\Phi-H(\Gamma)}) = 0, \quad (8)$$

где $d_{2\text{н}}$ и $C_{\text{ПИ}}$ – аргументы, определяющие размеры ПИ-трубы ($d_{\text{ин}} \delta_1 / d_{2\text{н}} \delta_2$) и ее стоимость; $\zeta_{\text{q}}, \tau_{\text{и}}$ – стоимость теряемой теплоты и период эксплуатации ПИ-трубы в течение года; $q_{\text{ин}}, \Delta q_{\text{инК1}}^{\Phi-H(\Gamma)}$ – плотность потока тепловых потерь и величина их отклонения от установленных норм соответственно.

Подробный анализ функции (8) применительно к ПИ-трубам опубликован ранее [4]. Установлено, что по мере возрастания толщины изоляции (точнее, размера $d_{2\text{н}}$ ПИ-трубы) ее показатели, а также ряд комплексов, представляющих практический интерес, имеют как монотонный, так и параболический характер со своими экстремумами. Каждый из этих комплексов имеет физический смысл и может быть рекомендован для использования на практике. В качестве примеров рассмотрим некоторые из них при $\tau_{\text{и}} \zeta_{\text{q}} = \text{const}$:

- комплекс $\Delta C_{\text{ПИ}} / \Delta q_{\text{инК1}}^{\Phi-H(\Gamma)}$ – показатель относительных приростов стоимости ПИ-трубы и снижения теплопотерь по мере увеличения размера $d_{2\text{н}}$. Минимальная величина этого комплекса при $d_{2\text{н}} = d_{2\text{н}}^{\text{min}}$ определяется на основании решения уравнения

$$\partial C_{\text{ПИ}} / \partial d_{2\text{н}} = \Delta C_{\text{ПИ}} \Delta q_{\text{инК1}}^{-1} (\partial q_{\text{ин}} / \partial d_{2\text{н}}); \quad (9)$$

- комплекс $C_{\text{ПИ}} \Delta q_{\text{инК1}}^{-1}$ характеризует денежные затраты на единицу отклонения величины теплопотерь в ПИ-трубах от установленной нормы. Минимальное значение этого комплекса при $d_{2\text{н}} = d_{2\text{н}}^{\text{оп}}$ определяется с помощью уравнения

$$\partial C_{\text{ПИ}} / \partial d_{2\text{н}} = C_{\text{ПИ}} \Delta q_{\text{инК1}}^{-1} (\partial q_{\text{ин}} / \partial d_{2\text{н}}). \quad (10)$$

К решению этого же уравнения сводятся задачи по определению $d_{2\text{н}} = d_{2\text{н}}^{\text{оп}}$ в случае минимальных значений комплексов $T_{\text{ок}} = -C_{\text{ПИ}} (\Delta q_{\text{инК1}}^{\Phi-H(\Gamma)} \zeta_{\text{q}} \tau_{\text{и}})^{-1}$, $C_{\text{ПИ}} + C_{\text{Q}} T_{\text{ок}}^{\Phi-H(\Gamma)}$, где $C_{\text{Q}} = q_{\text{ин}} \tau_{\text{и}} \zeta_{\text{q}}$ – стоимость теплоты, теряемой в окружающую среду на участке трубы длиной 1 пог. м в течение года;

- комплекс $C_{\text{ПИ}} q_{\text{ин}}^{-1}$ характеризует денежные затраты на удельную величину теплопотерь в ПИ-трубах. Минимальное значение этого комплекса при $d_{2\text{н}} = d_{2\text{н}}^{\text{М}}$ определяется путем решения уравнения

$$\partial C_{\text{ПИ}} / \partial d_{2\text{н}} = C_{\text{ПИ}} q_{\text{ин}}^{-1} (\partial q_{\text{ин}} / \partial d_{2\text{н}}). \quad (11)$$

На основании (7) с учетом (4) можно также убедиться, что минимум функции (7) $\Pi_{\text{ЭФгод}}^{\text{ТЭП}} = -T_{\text{ок}} \Delta q_{\text{инК1}}^{\Phi-H(\Gamma)} q_{\text{ин}}^{-1}$ при $d_{2\text{н}} = d_{2\text{н}}^{\text{М}}$ определяется тем же уравнением (11);

- комплекс $C_{\text{Q}} T_{\text{ок}}^{\Phi-H(\Gamma)} = C_{\text{ПИ}} q_{\text{ин}} (q_{\text{ин}}^{\Phi-H(\Gamma)} - q_{\text{ин}})^{-1}$ – стоимость потерь теплоты в окружающую среду на участке трубы длиной 1 пог. м в течение срока окупаемости $T_{\text{ок}}^{\Phi-H(\Gamma)}$. Минимальное значение этого комплекса при $d_{2\text{н}} = d_{2\text{н}}^{\text{Б}}$ определяется путем решения уравнения

$$\partial C_{\text{ПИ}} / \partial d_{2\text{н}} = C_{\text{ПИ}} (\Delta q_{\text{инК1}}^{-1} - q_{\text{ин}}^{-1}) (\partial q_{\text{ин}} / \partial d_{2\text{н}}). \quad (12)$$

В таблице 4 приведены расчетно-гипотетические значения показателей эффективности ПИ-труб (ПИ- $d_{2\text{н}}^{\text{H.M.оп.Б}}$), вычисленные на основе уравнений (9–12). По сути, они основаны на математическом выражении п. 4.3 [1] и сопоставимы с образцовыми размерами ПИ-труб (ПИ- $d_{2\text{н}}^{\text{Ф}}$), указанными в [2]. Размеры ПИ-труб, у которых значения теплопотерь равны нормативным, указаны в строках, обозначенных как «ПИ- $d_{2\text{н}}^{\text{H}}$ ». Показатели эффективности ПИ-труб, лишенных полиуретановой теплоизоляции (у которых $d_{2\text{н}}^{\text{Г}} = d_{\text{ин}}^{\text{Г}}$), указаны в строках, обозначенных как «ПИ- $d_{\text{ин}}^{\text{Г}}$ ».

Информация в таблицах 1–4 имеет специфически рыночный характер. По поводу модификаций размеров ПИ-труб (ПИ- $d_{2\text{н}}^{\text{H.M.оп.Б}}$), приведенных в таблице 4, возникает вопрос, в каких случаях и по каким критериям следует отдавать предпочтение одним типоразмерам перед другими. Известно, что в условиях рынка доминирование того или иного типоразмера во многом определяется стратегией менеджера по сбыту продукции. В ряде случаев принято считать, что оптимальные свойства имеет продукция (в данном случае ПИ-труба) с минимальным сроком окупаемости ($T_{\text{ок}}$). В таблице 4 эти типоразмеры приведены в строках, обозначенных как «ПИ- $d_{2\text{н}}^{\text{оп}}$ ». Данные этих строк отличаются от остальных, в частности – от указанных в качестве образцовых в строке «ПИ- $d_{2\text{н}}^{\text{Ф}}$ ». Расчеты показывают, что аналогичное различие между показателями «ПИ- $d_{2\text{н}}^{\text{оп}}$ » и «ПИ- $d_{2\text{н}}^{\text{Ф}}$ » характерно для ПИ-труб любых производителей.

Факт существования разных модификаций ПИ-труб (ПИ- $d_{2\text{н}}^{\text{H.M.оп.Б}}$), приведенных в таблице 4, требует дальнейшего обсуждения для его адаптации в условиях производства и сбыта. Не исключено, что принцип соблюдения того или иного экстремума позволит увеличить конкурентоспособность определенного типа ПИ-трубы и вызвать заинтересованность покупателей. Примерный вариант решения этого вопроса сформулирован в п. 4.4.2 ТКП 45-4.02-89-2007, определяющем договорные условия при проектировании

Таблица 4

Экстремальные размеры ($d_{2н}$) оболочек сопоставляемых труб ПИ-тра и ПИ-трБ с разной первоначальной стоимостью $C_{\Phi}^{П.И.}$. Температура воды $t_{н}^{ср} = 70^{\circ}C$ стоимость оплаты теплопотерь - $Ц_q = 0,15 \text{ р/кВт}\cdot\text{ч}$. Индексы: Φ - показатели ПИ-труб, размеры которых приведены в качестве образцов на стр. 3 в СТБ 2252-2012; М, оп, Б - экстремальные размеры ПИ-труб, определяемые													
Тип. ПИ-труб		расчетами; Н - размеры ПИ-труб, в которых теплопотери равны установленным нормам РБ (ТКП 45-4.02-323-2018).											
№ № п / п	Обозн.	$d_{1в}$ мм	$q_{1п}$ Вт / м	$q_{1н}^{*K_1}$ Вт / м	$\Delta q_{1н}^{*K_1}$ Вт / м	$\Delta q_{1н}^{\Phi-K_1}$ Вт / м	$C_{п и}$ р / м	$C_{п и} / q_{1п}$ р / Вт	$T_{\Phi-K_1}$ лет	$C_{\Phi}T_{\Phi-K_1}$ р / м	$(\Delta C/\Delta q)^{\Phi-K_1}$ р / Вт	$d_{2н}$ мм	Графическое отобр. размеров $d_{2н}^{\Phi, H, M, op, B}$
ПИ-тра	ПИ- $d_{2н}^{\Phi}$	31,0	8,84	13,22	-4,39	-143,62	3,25	0,368	0,038	0,200	0,008	110,0	0 50 100 150
	ПИ- $d_{2н}^H$	31,0	13,22	13,22	-	-139,24	2,68	0,203	0,032	0,255	0,004	77,5	1 110
	ПИ- $d_{2н}^M$	31,0	7,15	13,22	-6,07	-145,31	3,69	0,516	0,042	0,182	0,011	139,3	2 78
	ПИ- $d_{2н}^{оп}$	31,0	18,15	13,22	4,93	-134,31	2,53	0,139	0,031	0,342	0,003	64,5	3 139
	ПИ- $d_{2н}^Б$	31,0	7,08	13,22	-6,14	-145,38	3,73	0,527	0,043	0,182	0,011	141,2	4 65
	ПИ- $d_{1н}^Г$	31,0	152,46	13,22	139,24	-	2,13	0,014	-	-	-	-	5 141
ПИ-трБ	ПИ- $d_{2н}^{\Phi}$	31,0	8,84	13,22	-4,39	-143,62	7,23	0,818	0,084	0,445	0,036	110,0	0 50 100 150
	ПИ- $d_{2н}^H$	31,0	13,22	13,22	-	-139,24	4,32	0,327	0,052	0,411	0,016	77,5	1 110
	ПИ- $d_{2н}^M$	31,0	12,32	13,22	-0,90	-140,14	4,62	0,375	0,055	0,406	0,018	81,5	2 78
	ПИ- $d_{2н}^{оп}$	31,0	31,61	13,22	18,39	-120,85	2,77	0,088	0,038	0,726	0,005	52,5	3 81
	ПИ- $d_{2н}^Б$	31,0	12,03	13,22	-1,19	-140,43	4,74	0,394	0,056	0,406	0,019	82,9	4 52
	ПИ- $d_{1н}^Г$	31,0	152,46	13,22	139,24	-	2,13	0,014	-	-	-	-	5 83
ПИ-тра	ПИ- $d_{2н}^{\Phi}$	67,5	15,07	18,49	-3,42	-164,21	6,50	0,431	0,066	0,596	0,009	140,0	0 50 100 150 200 250
	ПИ- $d_{2н}^H$	67,5	18,49	18,49	-	-160,79	6,12	0,331	0,063	0,703	0,007	124,5	1 140
	ПИ- $d_{2н}^M$	67,5	8,33	18,49	-10,16	-170,95	8,87	1,065	0,086	0,432	0,022	230,1	2 124
	ПИ- $d_{2н}^{оп}$	67,5	21,91	18,49	3,41	-157,38	5,95	0,272	0,063	0,828	0,006	115,2	3 230
	ПИ- $d_{2н}^Б$	67,5	8,19	18,49	-10,30	-171,09	9,03	1,102	0,088	0,432	0,023	234,6	4 115
	ПИ- $d_{1н}^Г$	67,5	179,28	18,49	160,79	-	5,05	0,028	-	-	-	-	5 235
ПИ-трБ	ПИ- $d_{2н}^{\Phi}$	67,5	15,07	18,49	-3,42	-164,21	11,70	0,776	0,119	1,073	0,040	140,0	0 50 100 150 200 250
	ПИ- $d_{2н}^H$	67,5	18,49	18,49	-	-160,79	9,74	0,526	0,101	1,120	0,029	124,5	1 140
	ПИ- $d_{2н}^M$	67,5	14,79	18,49	-3,70	-164,49	11,82	0,799	0,120	1,063	0,041	141,0	2 124
	ПИ- $d_{2н}^{оп}$	67,5	40,37	18,49	21,88	-138,91	6,68	0,165	0,080	1,941	0,012	95,2	3 141
	ПИ- $d_{2н}^Б$	67,5	14,10	18,49	-4,39	-165,18	12,42	0,881	0,125	1,060	0,045	145,4	4 95
	ПИ- $d_{1н}^Г$	67,5	179,28	18,49	160,79	-	5,05	0,028	-	-	-	-	5 145
ПИ-тра	ПИ- $d_{2н}^{\Phi}$	69,0	15,23	18,70	-3,47	-164,38	5,92	0,389	0,060	0,549	0,009	140,0	0 50 100 150 200 250
	ПИ- $d_{2н}^H$	69,0	18,70	18,70	-	-160,92	5,55	0,297	0,057	0,644	0,007	124,6	1 140
	ПИ- $d_{2н}^M$	69,0	8,61	18,70	-10,09	-171,01	8,07	0,938	0,079	0,406	0,021	223,4	2 125
	ПИ- $d_{2н}^{оп}$	69,0	22,82	18,70	4,12	-156,80	5,36	0,235	0,057	0,780	0,006	114,0	3 223
	ПИ- $d_{2н}^Б$	69,0	8,45	18,70	-10,25	-171,16	8,22	0,973	0,080	0,406	0,022	227,9	4 114
	ПИ- $d_{1н}^Г$	69,0	179,61	18,70	160,92	-	4,48	0,025	-	-	-	-	5 228

Окончание таблицы 4

Экстремальные размеры ($d_{2н}$) оболочек сопоставляемых труб ПИ-тра и ПИ-трБ с разной первоначальной стоимостью $C_{\Phi \text{ ПИ}}$. Температура воды $t_n^{cp} = 70^\circ\text{C}$ стоимость оплаты теплопотерь - $Ц_q = 0,15 \text{ р/кВт}\cdot\text{ч}$. Индексы: Φ - показатели ПИ-труб, размеры которых приведены в качестве образцов на стр. 3 в СТБ 2252-2012; М, оп, Б - экстремальные размеры ПИ-труб, определяемые расчетами; Н - размеры ПИ-труб, в которых теплопотери равны установленным нормам РБ (ТКП 45-4.02-323-2018).													
Тип. ПИ-труб													
ПИ-трБ	ПИ- $d_{2н}^{\Phi}$	69,0	15,23	18,70	-3,47	-164,38	11,09	0,728	0,112	1,028	0,040	140,0	
	ПИ- $d_{2н}^H$	69,0	18,70	18,70	-	-160,92	9,15	0,489	0,095	1,063	0,029	124,6	
	ПИ- $d_{2н}^M$	69,0	15,47	18,70	-3,22	-164,14	10,83	0,700	0,110	1,021	0,039	138,1	
	ПИ- $d_{2н}^{on}$	69,0	42,08	18,70	23,39	-137,53	6,05	0,144	0,073	1,852	0,011	94,9	
	ПИ- $d_{2н}^B$	69,0	14,68	18,70	-4,02	-164,93	11,43	0,779	0,116	1,018	0,042	142,6	
	ПИ- $d_{1н}^Г$	69,0	179,61	18,70	160,92	-	4,48	0,025	-	-	-	-	
ПИ-тра	ПИ- $d_{2н}^{\Phi}$	106,0	16,32	23,49	-7,17	-183,95	10,18	0,624	0,092	0,903	0,013	200,0	
	ПИ- $d_{2н}^H$	106,0	23,49	23,49	-	-176,78	9,43	0,402	0,089	1,253	0,009	168,4	
	ПИ- $d_{2н}^M$	106,0	9,42	23,49	-14,07	-190,86	14,31	1,519	0,125	0,706	0,034	306,1	
	ПИ- $d_{2н}^{on}$	106,0	25,95	23,49	2,46	-174,32	9,28	0,358	0,089	1,382	0,009	162,2	
	ПИ- $d_{2н}^B$	106,0	9,21	23,49	-14,28	-191,06	14,63	1,588	0,128	0,706	0,036	313,0	
	ПИ- $d_{1н}^Г$	106,0	200,27	23,49	176,78	-	7,76	0,039	-	-	-	-	
ПИ-трБ	ПИ- $d_{2н}^{\Phi}$	106,0	16,32	23,49	-7,17	-183,95	20,63	1,264	0,187	1,830	0,070	200,0	
	ПИ- $d_{2н}^H$	106,0	23,49	23,49	-	-176,78	15,12	0,644	0,143	2,009	0,042	168,4	
	ПИ- $d_{2н}^M$	106,0	17,15	23,49	-6,34	-183,12	19,72	1,149	0,179	1,847	0,065	195,0	
	ПИ- $d_{2н}^{on}$	106,0	48,67	23,49	25,18	-151,60	10,60	0,218	0,117	3,403	0,019	137,2	
	ПИ- $d_{2н}^B$	106,0	16,05	23,49	-7,44	-184,22	21,12	1,316	0,191	1,840	0,073	202,5	
	ПИ- $d_{1н}^Г$	106,0	200,27	23,49	176,78	-	7,76	0,039	-	-	-	-	
ПИ-тра	ПИ- $d_{2н}^{\Phi}$	513,0	33,13	53,11	-19,98	-323,01	104,96	3,168	0,542	10,765	0,083	710,0	
	ПИ- $d_{2н}^H$	513,0	53,11	53,11	-	-303,03	96,22	1,812	0,529	16,864	0,059	636,2	
	ПИ- $d_{2н}^M$	513,0	9,51	53,11	-43,61	-346,63	195,37	20,551	0,939	5,358	0,338	1423,8	
	ПИ- $d_{2н}^{on}$	513,0	44,44	53,11	-8,67	-311,70	98,44	2,215	0,526	14,035	0,065	658,6	
	ПИ- $d_{2н}^B$	513,0	9,53	53,11	-43,59	-346,62	195,00	20,472	0,938	5,359	0,337	1421,2	
	ПИ- $d_{1н}^Г$	513,0	356,14	53,11	303,03	-	78,21	0,220	-	-	-	-	
ПИ-трБ	ПИ- $d_{2н}^{\Phi}$	513,0	33,13	53,11	-19,98	-323,01	185,41	5,597	0,957	19,016	0,332	710,0	
	ПИ- $d_{2н}^H$	513,0	53,11	53,11	-	-303,03	138,07	2,600	0,759	24,199	0,198	636,2	
	ПИ- $d_{2н}^M$	513,0	22,76	53,11	-30,35	-333,38	254,31	11,171	1,271	17,365	0,528	806,0	
	ПИ- $d_{2н}^{on}$	513,0	86,89	53,11	33,78	-269,25	113,20	1,303	0,701	36,533	0,130	593,6	
	ПИ- $d_{2н}^B$	513,0	21,35	53,11	-31,76	-334,79	271,60	12,722	1,352	17,320	0,578	828,3	
	ПИ- $d_{1н}^Г$	513,0	356,14	53,11	303,03	-	78,21	0,220	-	-	-	-	

ПИ-труб [5]: «Проектная документация должна быть разработана в объеме, предусмотренном заданием на проектирование, выданным заказчиком, и техническими условиями на присоединение, выданными организацией (субъектом хозяйствования), которая осуществляет внешнее теплоснабжение проектируемого участка».

Таким образом, этим пунктом производитель ПИ-трубы в порядке исключения освобождается от обязательного соблюдения п. 4.2.4 [5]. По согласованию с заказчиком устанавливается любой типоразмер ПИ-трубы, к примеру, исходя из перечня d_{2H}^M , d_{2H}^{OP} , d_{2H}^B либо d_{2H}^H . Следует ожидать, что такой дифференцированный подход к выбору типоразмера ПИ-труб позволит возвести требования упомянутого п. 4.4.2 [5] в ранг обязательных. Это расширит инициативу производителей труб в условиях рынка.

История формирования нормативных требований к теплотериям, особенно в теплосетях, весьма противоречива. В 1980-х годах в СССР эти нормы рекомендовалось устанавливать на основании расчетов. В одном из документов того времени говорится: «Основным методом разработки норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии является расчетно-аналитический метод» [6, п. 5.1].

В настоящее время возможности вычислительной и измерительной техники позволяют реализовать эти рекомендации 40-летней давности на более высоком уровне. Между тем концепция сторонников широкого внедрения приборов учета в системах теплоснабжения послужила ошибочным основанием для предания забвению упомянутого п. 5.1 и утверждения модернизированных методик расчета нормативных теплотерий [7, 8], основанных, по сути дела, на базе пресловутого принципа «от достигнутого».

Как известно, элементы, определяющие состав ПИ-трубы, должны отвечать установленным стандартам. Вследствие этого также стандартными, то есть обоснованно нормативными, можно считать и адекватные этим элементам теплотерии. Значения нормативных теплотерий, откорректированные с учетом фактических условий эксплуатации, можно рассматривать как расчетно-фактические. Отклонения от установленной нормы Δq_{in}^H следует рассматривать как полный дифференциал расчетно-аналитической функции $\Delta q_{in}^H = q_{in}^P$, выраженной на основании критериальных уравнений теплообмена в виде зависимости

$$q_{in}^P = f(C_{ПИ}, t_{n,o}^{CP}, t_{окр}, W_{n,o}, W_{окр}, h_n, \tau_n, \zeta_q). \quad (13)$$

Значения аргументов, определяющих расчетно-нормативную функцию q_{in}^P , известны и указаны в сертификате изделия, в частности это $C_{ПИ}$ – стоимость ПИ-трубы; $t_{n,o}^{CP}$, $t_{окр}$, $W_{n,o}$, $W_{окр}$ – температуры воды и окружающей среды, скорости потоков воды и окружающего воздуха соответственно; h_n – глубина заложения трубы; τ_n – число часов использования трубы в условиях эксплуатации; ζ_q – стоимость теплотерии. Последующая организация факторного анализа функции q_{in}^P , скорректированная с учетом фактических условий эксплуатации, позволяет произвести технико-экономическую оценку выявленных отклонений по каждому аргументу в процентах от их суммарного модуля.

Результаты исследований, приведенные в данной статье, позволяют расширить возможности выполнения аналогичных расчетов теплотерий в действующих сетях [9].

Выводы

1. Разработан метод расчета оптимальных размеров ПИ-трубы, основанный на анализе технико-экономических взаимосвязей между составляющими ее элементами.
2. Разработан и предлагается к адаптации в условиях производства и в системе действующей отчетности ряд критериевых показателей для ПИ-труб и их типоразмеров.
3. При условии соблюдения установленных стандартов решение вопросов, касающихся размеров, качества, а следовательно, и теплотерии ПИ-труб, целесообразно оставить на усмотрение их производителей и заказчиков (покупателей).
4. При производстве ПИ-труб следует учитывать тот факт, что их оптимальные размеры во многом определяются стоимостью этих труб и прогнозируемой стоимостью теряемой теплоты.
5. Материалы исследования, изложенные в виде табличных данных, получены с применением специально разработанных программных средств, позволяющих вычислять технико-экономические показатели ПИ-труб. Эти средства можно рекомендовать к использованию при производстве данного вида продукции.
6. Выполненные исследования подтверждают тот факт, что теплофизический метод расчета тепловых потерь односторонней ПИ-трубы открывает широкие возможности применения его для аналогичных исследований и расчетов для теплотерии в целом.

Список литературы

1. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Строительные нормы проектирования: ТКП 45-4.02-323-2018 (33020). – Введ. 01.10.2018. – Минск: Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2018.
2. Трубы стальные, предварительно термоизолированные пенополиуретаном. Технические условия: ГОСТ СТБ 2252-2012. – Введ. 12.03.2012. – Минск: Госстандарт, 2012.
3. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов: СП 61.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003 (с Изменением № 1). – Введ. 01.01.2013. – М.: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012.
4. Байрашевский, Б.А. Анализ показателей ПИ-труб с учетом затрат на их изготовление / Б.А. Байрашевский // Энергетика и ТЭК. – 2018. – № 2. – С. 42–48.
5. Тепловые сети бесканальной прокладки из стальных труб, предварительно термоизолированных пенополиуретаном в полиэтиленовой оболочке. Правила проектирования и монтажа: ТКП 45-4.02-89-2007 (02250). – Введ. 21.12.2007. – Минск: Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2008.
6. Основные положения по нормированию расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве. – М.: Атомиздат, 1980.
7. Методика определения фактических потерь тепловой энергии через тепловую изоляцию трубопроводов водяных тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения. – Введ. 20.02.2004. – М.: Минэнерго России: ЗАО «Научно-производственный комплекс «Вектор», Московский энергетический институт (Технический университет), 2004.
8. Методика расчета потерь тепловой энергии в сетях теплоснабжения с учетом их износа, срока и условий эксплуатации. – Введ. 01.01.2007. – Минск: Комитет по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь: ОАО «Белэнергоснаб», 2006.
9. Байрашевский, Б.А. О теплотериях в сетях на фоне теорий, гипотез и реальных условий эксплуатации / Б.А. Байрашевский // Энергетика и ТЭК. – 2016. – № 7/8. – С. 56–61.

ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В СФЕРЕ ТЕХНИЧЕСКОГО НОРМИРОВАНИЯ: КАК ОТЛИЧИТЬ ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ТНПА ОТ ДОБРОВОЛЬНЫХ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ

В статье анализируются действующие в настоящее время законодательные акты, изменившие концепцию технического регулирования при реализации требований, предъявляемых к субъектам строительной деятельности со стороны органов госэнергогазнадзора. Автор рассматривает и структурирует применительно к электроустановкам основные нормативные правовые акты, в том числе технические нормативные правовые акты (ТНПА), регламентирующие строительную деятельность в Республике Беларусь, акцентируя внимание на требованиях, имеющих непосредственное отношение к строительству электроустановок.

Д.Н. БУЧА,
инспектор филиала
ГУ «Госэнергогазнадзор»
по Гродненской области

Каждый из специалистов госэнергогазнадзора, наверное, неоднократно сталкивался с ситуациями, когда требования, изложенные в ТКП, СТБ, ГОСТ и других ТНПА, понимаются неоднозначно, имеют противоречивый характер и не обеспечивают взаимопонимания между субъектами строительной деятельности и органами госэнергогазнадзора. К сожалению, такие случаи не единичны.

Часто положения регламентирующих документов имеют очень широкий смысл. К примеру, такие фразы, как «все вновь присоединяемые к электрическим сетям электроустановки... должны быть... обеспечены **необходимой** технической и приемо-сдаточной документацией» [1, п. 42] или «все вновь присоединяемые к электрическим сетям электроустановки... должны отвечать требованиям... **иных** нормативных правовых актов...» [2], равно как и слова «как правило», «рекомендуется», «целесообразно», могут привести к предъявлению со стороны органов госэнергогазнадзора безосновательных требований, которые отражают субъективное мнение конкретного специалиста.

Кроме того, многие ТНПА из-за отсутствия ссылок на них в текстах основных правил, используемых в деятельности органов госэнергогазнадзора, были переведены в статус иных и прочих и, таким образом, выпали из поля зрения инспекторов. Другими словами, есть ТНПА, о существовании которых просто забывают, хотя зачастую их требования являются обязательными и имеют непосредственное отношение в том числе и к вопросам строительства электроустановок.

Все это в условиях либерализации строительного законодательства, которая устанавливает добровольность со-

блюдения требований стандартов и технических кодексов установившейся практики, создает значительную неопределенность и усложняет правовую регламентацию при оценке соответствия законченных строительством электроустановок техническим требованиям. Ведь сейчас эти требования могут быть как обязательными для соблюдения, так и добровольными для применения.

Вопрос, касающийся обязательности или добровольности применения технических кодексов установившейся практики (ТКП) и государственных стандартов (СТБ), был окончательно урегулирован **Декретом Президента Республики Беларусь от 23 ноября 2017 года № 7 «О развитии предпринимательства»**. Так, в п. 3.9 документа указано: «Технические кодексы установившейся практики будут являться обязательными для соблюдения субъектами хозяйствования только при ссылке на них в законодательных актах, технических регламентах Республики Беларусь, иных нормативных правовых актах Совета Министров Республики Беларусь, а равно если сами субъекты хозяйствования в добровольном порядке заявили об обязательности их соблюдения».

Государственные стандарты Республики Беларусь будут являться обязательными для соблюдения субъектами хозяйствования только при ссылке на них в технических регламентах Республики Беларусь, а равно если сами субъекты хозяйствования в добровольном порядке заявили об обязательности их соблюдения» [3].

Однако прежде чем говорить об обязательности или добровольности соблюдения требований конкретных ТНПА, необходимо ознакомиться с источниками правового регули-

рования в области технического нормирования и стандартизации. Только в этом случае можно понять, как отличить обязательные требования ТНПА от добровольных для применения. Такое понимание позволит обеспечить четкую правовую аргументацию действий инспектора госэнергонадзора при осмотрах электроустановок, являющихся объектами строительства, осуществляемых в рамках административных процедур (п.п. 3.31, 3.25 **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**).

Очень важно, чтобы при предъявлении субъектам строительной деятельности требований о выполнении каких-либо положений ТНПА инспектор чувствовал границы дозволенного и понимал, что сейчас можно требовать, а что – нет. Важно также осознать, в чем разница между требованиями технического регламента, кодекса установившейся практики и стандарта, а также разграничивать понятия «технические нормативные правовые акты», «нормативные правовые акты» и «документы в области технического нормирования и стандартизации». На сегодняшний день не каждый стандарт имеет статус технического нормативного правового акта, некоторые из них относятся к числу документов.

Регулирование отношений, возникающих при применении технических требований к объектам технического нормирования в целом и к строительству электроустановок в частности, осуществляется **Законом Республики Беларусь от 5 января 2004 года № 262-З «О техническом нормировании и стандартизации»**. Именно этот нормативный правовой акт устанавливает классификацию ТНПА и определяет обязательность или добровольность их применения.

Согласно Закону (ст. 1, п. 1.27) к техническим нормативным правовым актам относятся:

- технические регламенты Республики Беларусь (ТР);
- технические кодексы установившейся практики (ТКП);
- государственные стандарты (СТБ);
- технические условия (ТУ);
- стандарты организаций (СТП).

Все то, что не входит в категорию ТНПА, относится к документам в области технического нормирования и стандартизации. Это в первую очередь межгосударственные стандарты (ГОСТ).

Существуют также документы, являющиеся пережитком прошлого и действующие в строительной отрасли республики до их пересмотра, а именно:

- строительные нормы и правила (СНиП);
- строительные нормы Республики Беларусь (СНБ);
- пособия к строительным нормам и правилам (П к СНиП);

- пособия к строительным нормам Республики Беларусь (П к СНБ);
- руководящие документы для строительства (РДС).

Согласно приказу Министерства строительства и архитектуры Республики Беларусь № 371 от 15 ноября 2007 года «О совершенствовании системы технических нормативных правовых актов в строительстве» все эти документы имеют статус технических нормативных правовых актов Республики Беларусь до их пересмотра и замены на ТНПА, предусмотренные Законом «О техническом нормировании и стандартизации».

Как все вышеизложенное выглядит применительно к вопросам строительства электроустановок, показано в таблице.

При прочтении списка у многих может возникнуть вопрос, почему в нем отсутствует самый главный из технических кодексов установившейся практики – ТКП 181-2009 (02230) «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», а также другие, не менее важные ТКП, а именно:

- ТКП 121-2008 (02300) «Пожарная безопасность. Электропроводка и аппараты защиты внутри зданий. Правила устройства и монтажа»;
- ТКП 385-2012 (02230) «Нормы проектирования электрических сетей внешнего электроснабжения напряжением 0,4–10 кВ»;
- ТКП 45-4.04-287-2013 «Наружное освещение городов, поселков и сельских населенных пунктов. Правила проектирования»;

Технические регламенты
• ТР 2009/013/ВУ «Здания и сооружения, строительные материалы и изделия. Безопасность» • ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования»
Технические кодексы установившейся практики
• ТКП 45-4.04-326-2018 «Системы электрооборудования жилых и общественных зданий. Строительные нормы проектирования» • ТКП 45-2.04-153-2009 «Естественное и искусственное освещение. Строительные нормы проектирования» • ТКП 339-2011 (02230) «Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловых и аккумуляторных, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемосдаточных испытаний» • ТКП 336-2011 «Молниезащита зданий, сооружений и инженерных коммуникаций» • ТКП 45-4.04-297-2014 «Электроснабжение промышленных предприятий. Правила проектирования» • ТКП 45-4.04-296-2014 «Силовое и осветительное оборудование промышленных предприятий. Правила проектирования»
Государственные стандарты
• СТБ 1950-2009 «Арматура электроустановочная. Требования пожарной безопасности и методы испытаний»
Межгосударственные стандарты
• ГОСТ 30331.1 – 30331.15 «Электроустановки зданий»
Прочие документы
• Правила устройства электроустановок (ПУЭ)
Строительные нормы и правила
• СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»

- ТКП 538-2014 (02150) «Защита сельскохозяйственных животных от поражения электрическим током. Общие требования»;
- ТКП 611-2017 (33240) «Силовые кабельные линии напряжением 6–110 кВ. Нормы проектирования по прокладке кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки».

В списке также отсутствует РДС 1.03.01-98 «Порядок оформления приемо-сдаточной документации по электромонтажным работам».

Действительно, приведенный перечень ТНПА и документов в области технического нормирования и стандартизации, имеющих отношение к электроустановкам, не является исчерпывающим, и его можно было бы дополнить. Несомненно, нашлось бы еще множество ТНПА, которые в рамках норм проектирования зданий и сооружений устанавливают технические требования в отношении электроустановок конкретных типов зданий. Но в свете нынешних изменений строительного законодательства дополнять этот перечень не имеет смысла, потому что отсутствующие в нем ТНПА, как, впрочем, и многие другие, не взаимосвязаны¹ с техническим регламентом ТР 2009/013/ВУ «Здания и сооружения, строительные материалы и изделия. Безопасность», а значит – не являются обязательными для соблюдения.

А что касается РДС 1.03.01-98, то он уже год как отменен приказом Министерства архитектуры и строительства № 136 от 13 июня 2018 года «О совершенствовании технического регулирования строительной отрасли».

В приведенный перечень ТНПА не вошли и стандарты комплекса «Электроустановки зданий», которые также не взаимосвязаны с техническим регламентом ТР 2009/013/ВУ. Однако стандарты этого комплекса являются основополагающими². Они послужили основой для разработки ТКП, используемых в настоящее время при проектировании электроустановок. Поэтому все необходимые технические требования этих основополагающих стандартов уже содержатся в положениях указанных ТКП, взаимосвязанных с ТР 2009/013/ВУ, в том числе в виде нормативных ссылок на отдельные стандарты комплекса.

Нужно отметить, что положения Декрета № 7, касающиеся добровольности соблюдения требований ТКП и СТБ, не являются чем-то новым – это лишь одна из мер законодательной поддержки процесса совершенствования и оптимизации правового регулирования технического нормирования, в том числе в сфере строительства.

Так, еще до принятия Декрета № 7 принцип добровольности соблюдения требований ТНПА был установлен новой редакцией Закона Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации», утвержденной Президентом Республики Беларусь 24 октября 2016 года и вступившей в действие 30 июля 2017 года. Именно с этого момента начался процесс перехода от комплекса обязательных ТНПА в строительстве к комплексу ТНПА, регламентирующих на обязательной основе только те требования, которые обес-



печивают **выполнение существенных требований безопасности ТР 2009/013/ВУ**.

На рисунке представлена схема правового регулирования в области технического нормирования и стандартизации по отношению к ТР, ТКП и СТБ. Именно по такой схеме и по таким принципам в настоящее время функционирует система технического нормирования и стандартизации в строительной отрасли. Сейчас в Министерстве архитектуры и строительства Республики Беларусь проводится большая работа, направленная на сокращение и оптимизацию количества ТНПА. Это позволит оставить в качестве обязательных только требования по обеспечению безопасности объектов.

Список литературы

1. Правила электроснабжения: утв. постановлением Совета Министров Республики Беларусь 17.10.2011 № 1394: текст по состоянию на 29 марта 2019 г.
2. Инструкция о порядке осуществления органами государственного энергетического надзора осмотра электроустановок для определения возможности их ввода в эксплуатацию: утв. постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 26.01.2016 № 2.
3. О развитии предпринимательства: Декрет Президента Респ. Беларусь, 23 нояб. 2017 г., № 7.
4. Техническое нормирование и стандартизация. Термины и определения: СТБ 1500-2004. – Введ. 01.07.05. – Минск: Госстандарт Республики Беларусь, 2004.

От редакции:

В этом номере журнала опубликована первая часть статьи. Если вас заинтересовала поднятая автором тема, с содержанием остальных частей можно ознакомиться на белорусском форуме проектировщиков и строителей на сайте proekt.by.

В полной версии материала автор рассматривает вопросы верховенства требований ТР 2009/013/ВУ в строительстве, аспекты административных процедур, а также ожидаемые изменения в области технического нормирования в строительной сфере.

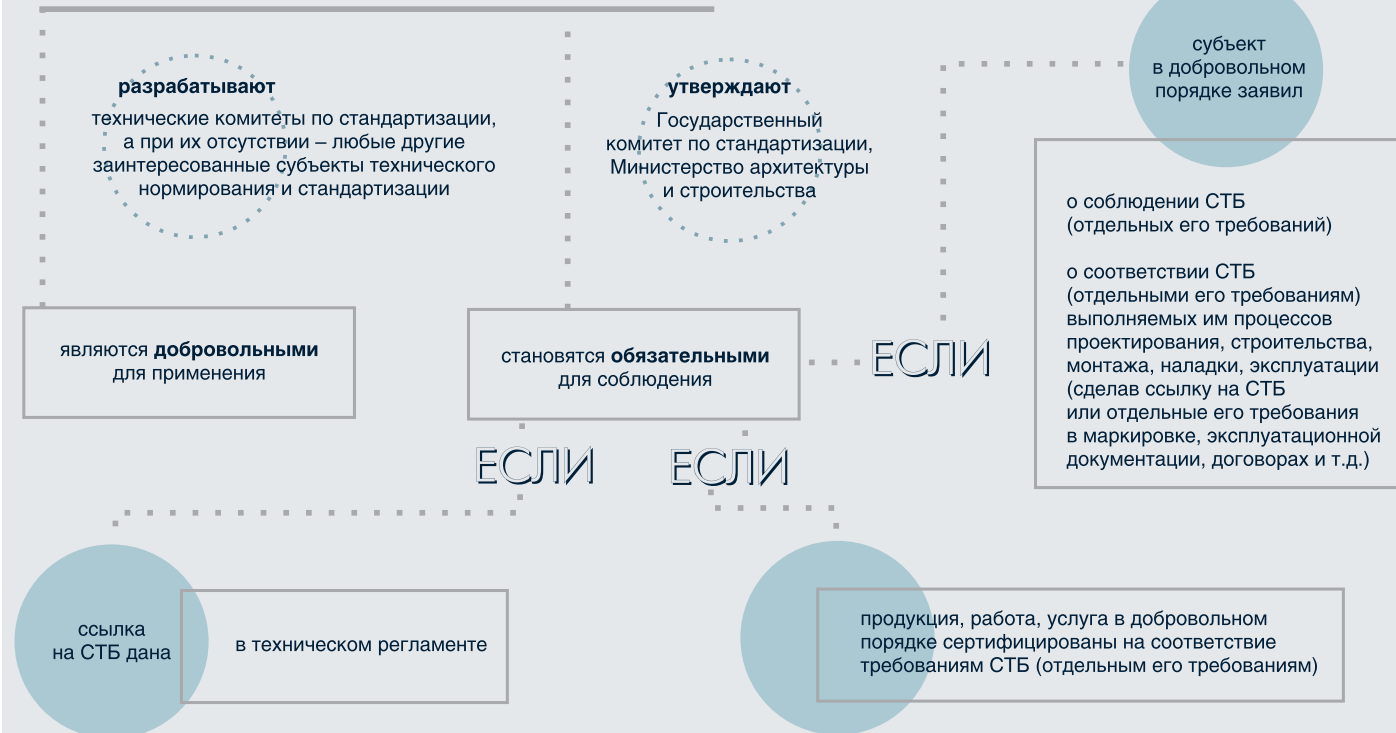
¹Взаимосвязанные с техническим регламентом ТНПА предназначены для реализации технических требований ТР и/или осуществления подтверждения соответствия техническим требованиям ТР [4].

²Основополагающий стандарт – стандарт, имеющий широкую область распространения или содержащий общие требования в определенной области. Может применяться самостоятельно или служить основой для других стандартов и ТНПА [4].

ТЕХНИЧЕСКИЕ КОДЕКСЫ УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ (ТКП)



ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ (СТБ)



Особенности применения технических регламентов, государственных стандартов и технических кодексов установившейся практики в соответствии с Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации»

A portrait of a man with dark hair, wearing a white dress shirt and a dark tie with small white dots. He is looking directly at the camera with a neutral expression. The background is a plain, light color.

Отметим, что учет средств измерений – это только часть проблемы. Обеспечение единства измерений зависит от финансовой стороны вопроса, что особенно ощутимо, когда счет измерительных приборов идет на десятки тысяч. Но как повысить эффективность метрологического контроля, не увеличив при этом издержки? Одним из решений является

Сформируйте		Настройка	
☐	Передать		
☐	Ответственный метролог	Равно	
☐	Поверющая организация	Равно	
☒	Собственность	Равно	ИП "Мингаз"
☒	Ответственный метролог	Равно	Чернышов Евгений Викторович
☒	Статус	Равно	Поверено

Начало формирования документа

Перечень СИ (по ответственным метрологам)

Обзор: Счетчик Равно "ИП "Мингаз""

Организация Ответственных метрологов							Колличество
№ п/п	СИ, Тип СИ	Код	Заводской номер	Инвентарный номер	Дата поверки	Дата следующей поверки	
168	Манометр специального назначения (касиора), МП-60 25 МПа (касиора)	000000000000029548	15-207 (4233)		23.01.2019	23.04.2020	В эксплуатации
169	Манометр специального назначения (касиора), МП-63 25 МПа (касиора)	000000000000029563	15-043-20-2784	240501328	20.01.2017	20.04.2018	
170	Манометр специального назначения (касиора), МП-63 25 МПа (касиора)	000000000000029517	15-1407		19.07.2018	19.07.2019	
171	Манометр технический, МП-63 2,5 МПа (касиора)	000000000000029533	4915	1200021666	01.10.2018	01.10.2019	
172	Мановакуумметр, Мановакуумметр 2-трубный 20000	000000000000029515	15-20-22		15.03.2019	14.03.2020	
173	Мановакуумметр, Мановакуумметр 2-трубный 20000	000000000000029516	15-20-23		15.03.2019	14.03.2020	
174	Рулетка, Рулетка 10м	000000000000029514	16-2N4		28.02.2018	28.02.2019	
175	Рулетка, Рулетка 10м	000000000000029512	15-2018		28.04.2019	28.04.2020	
176	Рулетка, Рулетка 10м	000000000000029511	15-2018	1200009120	01.02.2018	01.02.2019	

42 Энергетическая Стратегия | №4 (70) июль—август 2019

аккредитация собственных поверочных и испытательных лабораторий. Например, создание аккредитованной поверочной лаборатории УП «МИНГАЗ» позволило существенно сократить время и финансовые затраты на поверку теплотехнических СИ, эксплуатируемых вне сферы законодательной метрологии.

Вместе с тем возможности повышения эффективности метрологического контроля не исчерпываются организацией собственных аккредитованных поверочных и испытательных лабораторий. Даже когда учет средств измерений систематизирован, а часть их обеспечена поверкой за счет собственных мощностей, в этой области существует резерв – автоматизация процессов поверки.

Все процессы, связанные с обеспечением единства измерений, по своей природе не терпят спешки и пропущенной информации. Здесь во главе угла должны стоять принципы максимальной прослеживаемости и прозрачности. Между тем соблюдение этих принципов требует значительных временных затрат на фиксирование и документирование результатов поверки, что существенно ограничивает время на собственно техническую часть процесса.

Автоматизация поверки СИ на предприятии эффективно решает эту проблему: данные об измеренной величине передаются на ПЭВМ, обрабатываются специализированным программным обеспечением и выдаются в виде готового протокола. Таким образом, затраты времени на выполнение расчетов и оформление документации сокращаются.

Для подтверждения эффективности автоматизации сравним временные затраты на оформление результатов поверки приборов при традиционном подходе и в условиях внедрения автоматизированной системы. В качестве примера возьмем элементарный случай – поверку показывающего манометра.

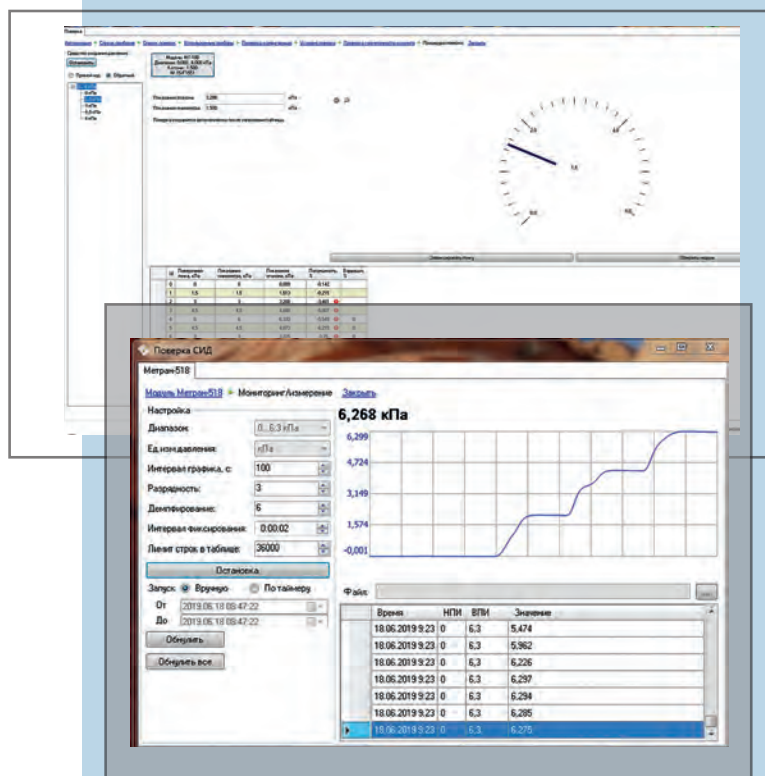
В том случае, если точность манометра нормирована приведенной погрешностью (идеальный вариант), достаточно вручную заполнить типовую форму и выполнить элементарный арифметический расчет. На такое оформление может уйти порядка трех минут (не принимая во внимание случаи, когда погрешности как эталона, так и поверяемого прибора имеют различные значения в разных точках диапазона). Может показаться, что три минуты – это немного, однако для оформления протоколов поверки партии манометров в 1000 единиц одному поверителю понадобится больше шести рабочих дней.

Использование программных продуктов позволяет значительно сократить эти временные затраты. Так, если по итогам поверки первого измерительного прибора необходимо вводить всю информацию, то для оформления результатов поверки каждого последующего средства измерения того же типа информация, общая для всех подобных приборов, учитывается автоматически. Соответственно, время оформления протоколов сокращается до десятков секунд, а для партии из 1000 приборов – до одного рабочего дня (при условии, что на сохранение автоматически созданного протокола понадобится не более 30 с).

При поверке более сложных СИ усложняются и расчеты, что, несомненно, отражается на временных затратах при традиционном подходе к составлению протоколов. Если же процесс



Поверка показывающего манометра с использованием программного продукта



Интерфейс автоматизированной поверки манометра (вверху) и отображение измеренной величины в программном продукте

автоматизирован, изменение сложности расчетов не влияет на скорость формирования документов.

Практика уже подтвердила эффективность предложенных методов, и в дальнейшем их возможности будут только расширяться, позволяя оперативно решать все больше задач и облегчать работу персонала.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА НА ТОРФОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ

На протяжении нескольких лет УП «МИНГАЗ» проводило реконструкцию торфобрикетного завода филиала «ТБЗ Сергеевичское» в п. Правдинском. Проект реализовывался в рамках Государственной программы строительства энергоисточников на местных видах топлива. В настоящее время работы по реконструкции торфобрикетного завода близки к завершению.



Д.Ф. МАНЮК,
начальник отдела
энергоэффективности и охраны
окружающей среды УП «МИНГАЗ»

Реконструкция брикетного цеха и котельной филиала «ТБЗ «Сергеевичское» УП «МИНГАЗ» осуществляется с внедрением технических решений, отвечающих современным требованиям, и применением автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) на базе промышленного контроллера.

Управление производством в целом представляет собой оптимизационную задачу по снижению затрат на производство продукции при соблюдении определенных ограничений, предусмотренных техническим регламентом. При изготовлении торфяных брикетов такими ограничениями являются влажность



Ю.А. ШЕЙКО,
заместитель начальника
службы главного энергетика
метрологического обеспечения
и охраны окружающей среды
УП «МИНГАЗ»



**Брикетный цех ТБЗ «Сергеевичское»
после реконструкции**

и геометрические размеры брикета. Система автоматизации, внедренная на ТБЗ «Сергеевичское», учитывает эти показатели, а также позволяет получить оперативные и архивные статистические данные, в том числе:

- удельный расход энергоносителей – расход тепловой и электрической энергии

на тонну произведенной продукции за час, день, смену;

- количество произведенной продукции за час, день, смену и т.д.;
- количество сырья, используемого для производства брикетов, и выработка пара на технологические нужды и для отопления жилого фонда поселка;
- часы наработки основного технологического оборудования.

АСУ ТП реализует и такую важную функцию, как оперативный контроль за работой оборудования с выдачей информации о неисправностях в форме, удобной для восприятия человеком.



Рабочее место оператора

Алгоритм работы оборудования торфобрикетного завода

Алгоритм работы технологического оборудования ТБЗ условно можно разделить на три этапа.

Первый этап – подготовительный. Он включает выгрузку сырья, его подготовку и транспортировку до приемных бункеров сушилок «Цемаг». Выгрузка осуществляется автоматически при помощи вагоноопрокидывателя либо с использованием приспособления для открывания люков груженых вагонов. Через просеивающие решетки фрезерный торф сепарируется в бункеры, под которыми располагаются пластинчатые питатели, оборудованные частотными преобразователями. Параллельное расположение питателей позволяет производить шихтовку фрезерного торфа по зольности, влажности и насыпному весу. Координация данного процесса осуществляется оператором с пульта управления путем изменения скорости вращения приводов питателей с помощью частотных преобразователей.

Транспортировка сырья осуществляется ленточными, скребковыми и винтовыми транспортерами, также оснащенными частотными преобразователями; информация об их работе выводится на экран оператора завода.

На первом этапе сырье проходит несколько стадий обработки:

- магнитную сепарацию (железоотделение) для удаления из торфа металлических включений;
- дробление, измельчение и отделение инородных включений. Отсев крупных включений и древесных остатков осуществляется сепараторами. Мелкие фракции торфа, прошедшие через

сепаратор, попадают в молотковую дробилку, а крупные – на ленточный конвейер отсева. В дробилках торф под действием вращающихся молотков измельчается и усредняется. Полученные мелкие фракции попадают через течки на валково-дисковые грохоты и далее на ленточный конвейер мелкой фракции;

- распределение сырья по бункерам сушилок и топливным бункерам котельной, осуществляемое автоматически с выводом информации на экран компьютера. Поток сырья распределяется системой плужковых сбрасывателей в зависимости от загрузки бункеров. При заполнении приемных бункеров происходит каскадное отключение транспортеров подачи сырья.

Второй этап – сушка сырья. Этот процесс также автоматизирован. Его суть заключается в удалении влаги из материала испарением за счет организованной подачи тепла и прохождения сырья через паротрубчатые сушильные установки «Цемаг». С учетом влажности исходного сырья вычисляется необходимое давление и расход пара, поступающего в межтрубное пространство барабана сушилки, а также минимально необходимое количество оборотов барабана, обеспечивающее сушку сырья до установленной влажности. Автоматизация сушки сырья позволяет достичь оптимального расхода энергоносителей.

Третий этап – брикетирование и складирование готовой продукции. Для брикетирования в прессовом отделении установлено пять прессов Б8232. Скорость вращения их маховиков регулируется при помощи частотных преобразователей, что позволяет обеспечить

плавный запуск оборудования, а также согласованность работы прессов и сушилки «Цемаг».

На производстве внедрена также автоматическая система контроля размеров брикета. Если толщина продукта, поступающего из пресса на охлаждающие лотки, ниже установленных параметров, автоматически включаются подпрессователи (на каждом прессе отдельный и независимый), оборудованные устройствами частотного регулирования. Это позволяет увеличивать или уменьшать количество дополнительного сырья, при этом оно распределяется по прессам в нужных пропорциях. После выхода из канала готовые брикеты попадают в приемный лоток, по которому поступают на склад готовой продукции, частично охлаждаясь при движении. Готовая продукция через ломатели лент брикета, расположенных на охлаждающих лотках, попадает на систему ленточных конвейеров и транспортируется в накопительные бункеры.

Очередным этапом реконструкции брикетного завода стало устройство узкоколейной железной дороги для отгрузки готовой продукции с последующей транспортировкой ее на железнодорожные пути широкой колеи, по которым продукция доставляется потребителям в Беларуси, странах ближнего и дальнего зарубежья. Контроль и управление этим процессом осуществляется с помощью компьютера. На мониторе отображается мнемосхема, на которой обозначены основное оборудование, технологические параметры процесса и кнопки управления. Процесс выгрузки бункеров и управление движением транспорта является полностью автоматизированным.

Автоматизированная система и ее взаимодействие с оператором

Технический комплекс АСУ ТП включает в себя промышленный контроллер Siemens Simatic s7-300; рабочие места оператора по сушке торфа и мастера смены, оборудованные персональными компьютерами; системы контрольно-измерительных приборов, приборов учета торфа, поступающего на производство и в котельную, приборов учета тепловой и электрической энергии.

Управление технологическим процессом можно осуществлять как в дистанционном (автоматическом), так и в местном (ручном) режиме. Дистанционный режим работы может быть полностью автоматическим (система сама выбирает оптимальный режим работы) или полуавтоматическим, когда существует возможность ручной регулировки давления и, соответственно, расхода пара на сушилки, скорости движения транспортеров и вращения сушильных барабанов, количества оборотов маховиков прессов. Все эти параметры задаются на персональном компьютере, установленном на рабочем месте оператора.

Возможность просмотра и анализа удельных расходов тепловой и электрической энергии на тонну производимой продукции реализована в виде таблицы. Функция разбивки данных по различным временным отрезкам, таким как час, смена, сутки, месяц и т.д., позволяет анализировать и оптимизировать расход энергоносителей в зависимости от характеристик поступающего сырья, а также определять эффективность действий

Таблица статистических данных о работе каждой единицы технологического оборудования

персонала при ручной корректировке работы АСУ.

Автоматический учет готовой продукции осуществляется при помощи бесконтактных щелевых датчиков. Система формирует отчет о количестве изготовленной продукции на каждую единицу прессового оборудования со схематическим графиком и возможностью вывода на печать. Учет поступающего сырья осуществляется при помощи тензометрических весов на конвейерных лентах. Для удобства информация об изготовленной продукции, поступающем сырье и затратах энергоносителей на изготовление тонны продукции сводится в таблицу.

Контроль времени наработки оборудования позволяет осуществлять планирование и своевременное техническое обслуживание. Система заблаговременно предупреждает о необходимости техни-

ческого обслуживания или текущего ремонта каждой единицы оборудования. Информация о часах наработки оборудования выводится в виде таблицы и графика.

Существует возможность оперативного контроля работы технологического оборудования с выдачей информации о его неисправности. Так, на мнемосхеме отображаются токовые нагрузки на электрические двигатели оборудования, что позволяет в режиме реального времени отслеживать нагрузку на каждый элемент технологической цепочки и предупреждать его перегрузки или аварии.

Таким образом, за счет обеспечения оптимальных режимов работы оборудования достигается экономия топливно-энергетических ресурсов.

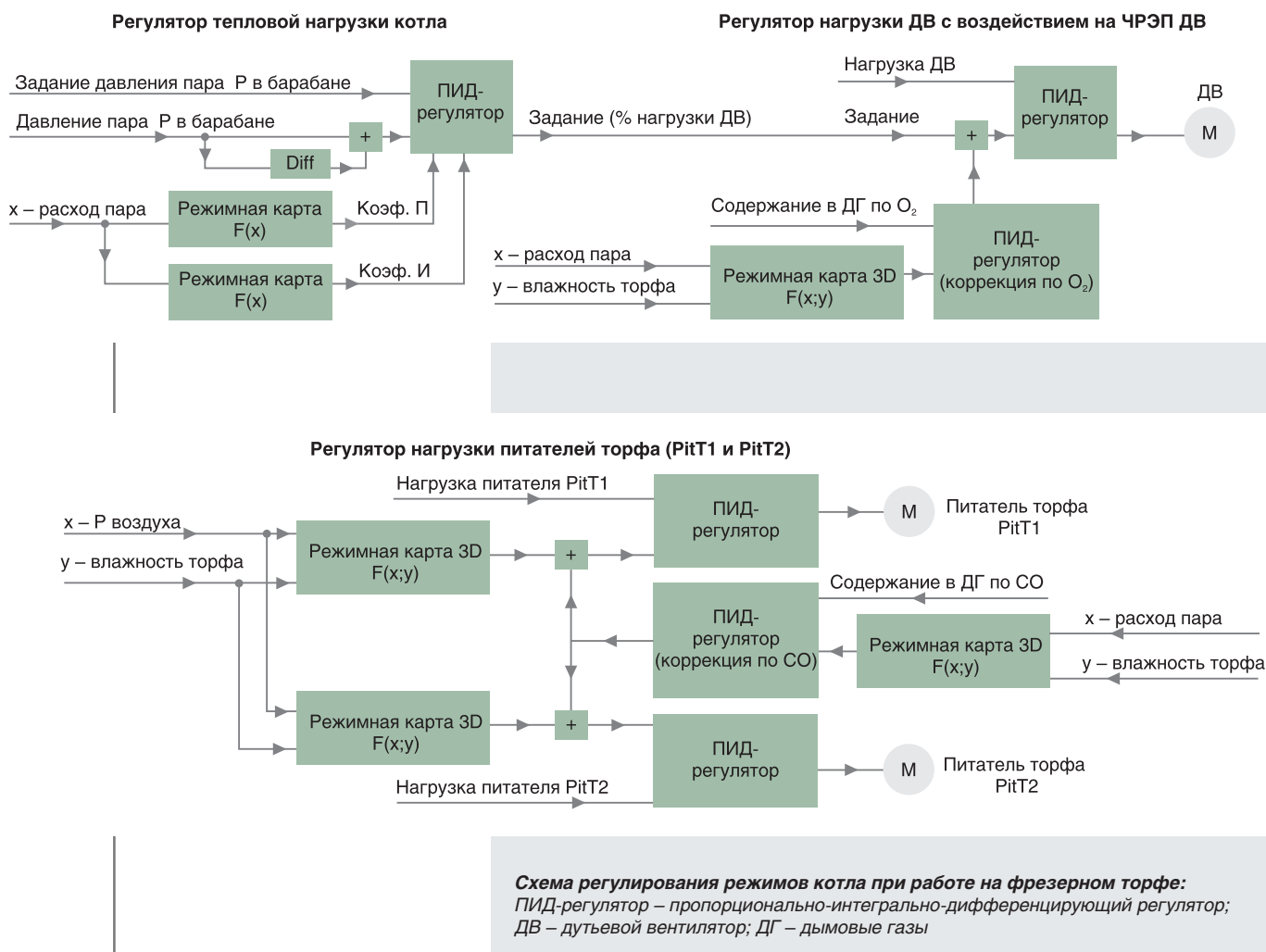
В настоящее время УП «МИНГАЗ» осуществляет также реконструкцию котельной ТБЗ «Сергеевичское», расположенной в п. Правдинском. Котельная относится к объектам, включенным в Государственную программу строительства энергоисточников на местных видах топлива в 2010–2015 годах, утвержденную постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 19 июля 2010 года № 1076.

При реконструкции используются энергосберегающие технологии с высокой степенью автоматизации, что, согласно расчетам РУП «Белнипизнегпром», позволит обеспечить годовой экономический эффект в объеме порядка 483 т у.т.

В котельной предусмотрена установка трех котлов ДКВр 10-13 КШ-ГМ с топкой системы Шершнева для сжи-



Технологическое помещение котельной



гания в качестве топлива фрезерного торфа с массовой долей влаги не более 52 % и зольностью не более 23 %.

Пневматические топki системы Шершнева, примененные в котлах ДКВр 10-13, используются для сжигания фрезерного торфа много десятилетий. Основными достоинствами топок данного типа являются отсутствие движущихся механизмов в объеме основного горения, надежность и простота эксплуатации.

При автоматизации процесса были применены водяные экономайзеры и трубчатые воздухоподогреватели, позволяющие повысить КПД котлов. Для обеспечения полноты и эффективности сгорания топлива в топке и достижения более высоких значений КПД в локальную систему автоматического управления внедрен регулятор тепловой нагрузки котла, формирующий задание частотному преобразователю тягодутьевых механизмов с учетом концентрации свободного кислорода в уходящих дымовых газах. Регулятор

нагрузки питателей торфа, учитывающий концентрацию оксида углерода в уходящих дымовых газах, обеспечивает поддержание эффективного режима работы котлов.

Так как поступающее на сжигание топливо имеет переменную влажность, то все вышеуказанные регуляторы оперируют картами в режиме 3D, позволяющими учитывать такой дополнительный параметр, как влажность топлива. При этом регулятором принимается в расчет средневзвешенное значение, указанное в режимных картах, а корректировка параметров осуществляется с учетом фактического содержания кислорода и оксида углерода в уходящих дымовых газах (см. рисунок).

После автоматизации процесса КПД котла составил 88 %, что свидетельствует о высокой эффективности внедренного программного комплекса локальных вычислительных систем котлоагрегатов.

Кроме того, вспомогательное теплотехническое оборудование котельной было

оснащено собственной системой локального управления, имеющей функцию горячего резерва.

Заключение

Примененные при реконструкции брикетного цеха и котельной решения по автоматизации производственного процесса позволили обеспечить максимальную эффективность и производительность оборудования, а контроль показателей его работы, в том числе учет часов наработки, фиксация отказов и внештатной работы, обеспечил своевременное и качественное выполнение технического обслуживания и текущего ремонта. Совокупность положительных эффектов от внедрения систем автоматического регулирования позволила сократить себестоимость выпускаемой продукции и обеспечить постоянство ее качества, а также повысить культуру производства.

ПСИХОЛОГО-ПЕДАГОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОДГОТОВКИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА

Подготовка персонала направлена на развитие не только профессиональной компетентности специалиста, но и чувства приверженности своему предприятию, личной ответственности за выполнение профессиональных обязанностей, а также на формирование социально-психологических качеств работника, способствующих эффективному взаимодействию в производственном коллективе.

Обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей является основной задачей энергопредприятий. Ее решение зависит от множества факторов, в том числе от профессионализма и личных качеств диспетчеров оперативно-диспетчерских подразделений, на которых лежит обязанность эффективно обеспечивать заданный режим работы энергосистемы с учетом реально складывающейся обстановки, а в случае возникновения аварийных или нештатных ситуаций осуществлять оперативное руководство их ликвидацией.

Психологические особенности профессиональной деятельности диспетчерского персонала

Профессиональная деятельность диспетчерского персонала энергопредприятий связана с большим психологическим напряжением и присутствием стресс-факторов. Это предъявляет повышенные требования к такой интегральной комплексной характеристике персонала, как стрессоустойчивость.

К сведению:

Стрессоустойчивость – способность сохранять высокие показатели психического функционирования и деятельности при растущих стрессовых нагрузках.

Комплекс оперативно-диспетчерского управления рассчитан прежде всего на нормальный режим работы, при котором такие функции, как оценка состояния электротехнического оборудования, анализ надежности его работы и оптимизация распределения электроэнергии, служат для обеспечения надежной работы энергосистемы. Однако персоналу нередко приходится действовать и в непредвиденных обстоятельствах – в случае отказа каких-либо важных компонентов энергосистемы или в аварийной ситуации. Сложность управления энергосистемой в таких условиях связана с необходимостью анализа больших объемов информации (как правило, не-



И.Ф. КУРИЛОВИЧ,
заместитель директора филиала
«Учебный центр РУП «Гродноэнерго»



В.А. ГОНЧАР,
начальник сектора
психологического обеспечения
филиала «Учебный центр
РУП «Гродноэнерго»

полной и частично недостоверной) для формирования адекватного представления о состоянии энергосистемы, а также с дефицитом времени на принятие решения.

Действия, направленные на устранение аварийных ситуаций, плохо поддаются структурированию. Их успешное выполнение в значительной степени зависит от опытности диспетчерского персонала и его умения адекватно реагировать на непредвиденные случайности.

Поведение человека в стрессовых ситуациях определяется в основном наличием опыта действий в сходных условиях и способностью к эвристической логике, соотносящей данную сложную ситуацию с уже известными событиями прошлого и позволяющей тем самым принимать верное решение. В каждом конкретном случае технологическое нарушение вос-

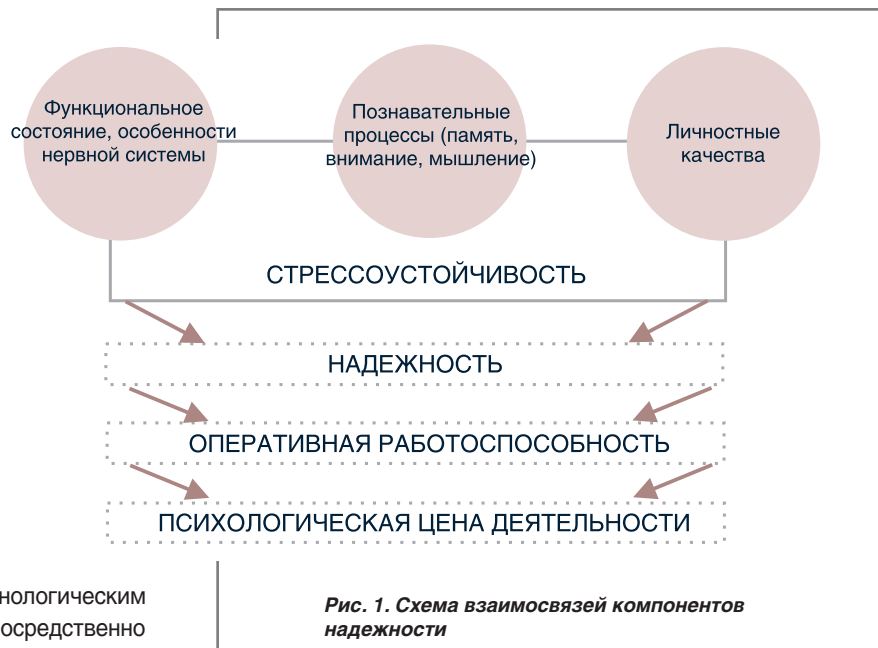
принимается как неожиданность, которая одновременно ставит перед персоналом ряд разнообразных задач. Найти решения особенно сложно в начальной стадии нарушения, когда персонал еще не готов к ответным действиям, а поскольку развитие событий требует принятия срочных мер, оперативный персонал неизбежно испытывает состояние эмоциональной напряженности.

Состояние функциональных систем организма, особенности профессионально важных качеств человека, формирующих стрессоустойчивость, прямо или косвенно влияют на его работоспособность. Специфика деятельности оператора энергосистемы требует не столько фактической работоспособности, сколько оперативной. Оперативная работоспособность является феноменологическим выражением функциональной надежности, непосредственно обуславливающей эффективность деятельности оператора. Уровень оперативной работоспособности в сочетании с функциональной надежностью определяют психологическую цену трудовой деятельности.

В связи с особым характером профессиональной деятельности диспетчерского персонала изучение уровня развития психофизиологических профессионально важных качеств (далее – ППВК), формирующих стрессоустойчивость, приобретает особую значимость.

Методы изучения уровня развития ППВК диспетчерского персонала

Профессия диспетчера энергопредприятия входит в перечень должностей и профессий, требующих психологического профотбора. В связи с этим приложением 1 к приказу РУП «Гродноэнерго» № 636 от 20 июня 2012 года «Об организации и проведении психологического обеспечения персонала» в РУП «Гродноэнерго» установлена периодичность пси-



хологического обследования (тестирования) диспетчерского персонала – один раз в два года. Очередное планово-периодическое психологическое обследование данной категории работников было проведено сектором психологического обеспечения Учебного центра РУП «Гродноэнерго» в 2018 году. Участниками психологического исследования стали 176 человек.

На основании изучения уровня развития ППВК и мониторинга психологического состояния диспетчерского персонала осуществлялось прогнозирование надежности профессиональной деятельности данной категории работников. Основной целью выполненных исследований является обеспечение руководителей предприятия информацией:

- о наличии среди диспетчерского персонала работников, не полностью соответствующих требованиям к психологическим характеристикам и нуждающихся в дополнительном контроле, обучении, корректирующих мероприятиях с целью предотвращения снижения функциональной надежности профессиональной деятельности и продления профессионального долголетия;
- об уровне стрессоустойчивости диспетчерского персонала как об одном из основных психологических факторов надежности профессиональной деятельности.

Определение уровня развития ППВК, а также уровня стрессоустойчивости осуществлялось на основании исследования особенностей работника. При этом выделялись следующие параметры:

- а) биологический – особенности нервной системы (устойчивость нервной реакции, уровень функциональных возможностей, сила нервных процессов) и физиологической адаптации;
- б) общепсихологический – особенности развития познавательных процессов (внимание, память, мышление);
- в) социально-психологический – особенности качеств личности работника, формирующихся в процессе личностного становления и проявляющихся в системе межличностных и профессиональных взаимоотношений.

Оценка результатов исследования по каждому из параметров проводилась по 5 уровням (низкий, ниже среднего, средний, выше среднего, высокий) с использованием интерпретированных методик психологического обследования, на-

К сведению:

Основанием для психологического обследования персонала отрасли являются следующие документы:

- Закон Республики Беларусь об оказании психологической помощи от 1 июля 2010 года № 153-З;
- постановление Министерства здравоохранения Республики Беларусь и Министерства образования Республики Беларусь от 30 июля 2012 года № 115/89 «Об утверждении Инструкции о порядке и условиях применения методов и методик оказания психологической помощи»;
- стандарт ГПО «Белэнерго» СТП 09110.12.101-11 «Требования к работе с персоналом»;
- стандарт ГПО «Белэнерго» СТП 09110.12.102-15 «Правила работы с персоналом при эксплуатации энергообъектов»;
- приказ РУП «Гродноэнерго» от 20 июня 2012 года № 636 «Об организации и проведении психологического обеспечения персонала» и дополнение к данному приказу № 1292 от 22 сентября 2015 года;
- профессиональные программы диспетчера района электросетей и инженера по обслуживанию оборудования ПС.

блюдений за работником в процессе обследования и индивидуального собеседования.

Кроме того, учитывались данные анкет, заполненных экспертами предприятия – непосредственными руководителями работников, направляемых в Учебный центр для прохождения психологического обследования.

Результаты обследования диспетчерского персонала

Системное изучение уровня стрессоустойчивости диспетчерского персонала показало, что для обследуемых работников в целом характерно устойчивое поведение в условиях стресса. При этом мониторинг динамики психологического состояния свидетельствует о присутствии у них как прогностически благоприятных, так и неблагоприятных для успешной профессиональной деятельности характеристик. К благоприятным можно отнести интеллект, эмоциональную устойчивость, дисциплинированность, ответственность, высокий уровень контроля своего поведения; к неблагоприятным – характеристики, обусловленные перенапряжением и истощением функциональных возможностей центральной нервной системы, неустойчивостью физиологической адаптации на фоне испытываемого производственного стресса.



Обучающая противоаварийная тренировка в оперативно-диспетчерской службе Гродненских электрических сетей

Несоответствие ППВК требованиям деятельности, информационные перегрузки, чрезмерная личностная ответственность влекут за собой психологическое перенапряжение и могут приводить к стрессовым срывам, неврозам, эмоциональному и профессиональному выгоранию, то есть неспособности специалиста успешно справляться с профессиональной деятельностью в целом и потерям в производительности труда.

Эмоциональное и профессиональное выгорание

Стрессовые состояния, приводящие диспетчеров к профессиональному выгоранию, проявляются в чувстве эмоцио-

нального истощения. Человек не может отдавать себя работе так, как прежде. У него развивается негативное отношение к своим коллегам и потребителям, возникает негативное восприятие себя в профессиональном плане, неуверенность в своем мастерстве.

К основным стрессорам в профессиональной деятельности диспетчера, приводящим к выгоранию, относятся:

- высокая информационная нагрузка (получение и переработка в сжатые сроки большого объема новых сведений);
- информационная неопределенность (не всегда диспетчер располагает всей информацией, необходимой для принятия срочного решения);
- повышенное чувство ответственности за последствия своих поступков, слов, действий или бездействия;
- дефицит времени (ограниченность срока выполнения задания либо разрешения проблемной ситуации);
- полифокусность (необходимость выполнять несколько задач одновременно, решать разноплановые, порой противоречащие друг другу задачи);
- необходимость четкого следования инструкциям.

Кроме того, одновременно на специалиста могут действовать дополнительные факторы, которые негативно отражаются на стрессоустойчивости и эффективной работоспособности в целом. К таким факторам следует отнести межличностные (ссоры, недопонимание) и внутриличностные конфликты (несоответствие положения работника в организации тому, как он сам видит себя, его амбициям, возможностям и мечтам), внешнесредовые факторы (болезни членов семьи, плохая погода и т.п.). Выделяют еще один фактор профессионального выгорания диспетчеров – наличие психологически «трудного» контингента потребителей, с которым приходится общаться профессионалу. Влияние этого фактора может усиливаться, если специфика работы не позволяет работникам открыто проявлять негативные эмоции. Непроработанный стресс может проявиться впоследствии различными симптомами на физическом, умственном или эмоциональном уровне.

Подчиненного в состоянии профессионального выгорания руководитель может определить по ряду признаков. Поведение работника приобретает несколько демонстративный характер, снижается его готовность к сотрудничеству, появляется склонность нарочито замыкаться в себе или занимать подчеркнуто оборонительную позицию. Работник начинает вести себя вызывающе, заявляя словами или поступками, что «вот это и это – не мое дело», пытается максимально сузить свои обязанности, иногда пренебрегает работой.

Актуальны ли такие состояния для диспетчерского персонала? К сожалению, да, и мы видим признаки профессионального выгорания не только у диспетчеров, но и у работников других категорий, что свидетельствует о важности мероприятий по поддержанию и развитию стрессоустойчивости.

Поддержание и развитие стрессоустойчивости у диспетчерского персонала

Формирование стрессоустойчивости как фактора формирования оперативной работоспособности диспетчерского персонала должно проводиться на двух уровнях: организационном (формирование продуманной структуры производства, выработка четких требований к персоналу, своевременная оценка его деятельности) и личностном.

К мероприятиям организационного уровня, направленным на поддержание и развитие стрессоустойчивости у диспетчерского персонала, относятся следующие:

- улучшение условий организации труда за счет обеспечения эргономики рабочего места, строгой координированности производственного процесса, доступности ресурсов для эффективного исполнения рабочих заданий, четкой формулировки должностных обязанностей, ответственности и прав;
 - улучшение условий на рабочих местах для функциональной поддержки психофизиологических возможностей и уровня здоровья персонала (комнаты отдыха и психологической разгрузки, спортивные тренажеры и т.п.);
 - совершенствование системы мотивации персонала, применение дополнительных мер поощрения за качественный и безопасный труд с целью повышения личной заинтересованности в предупреждении инцидентов, обусловленных ошибочными действиями, и предотвращении нарушений правил, инструкций;
 - совершенствование системы коммуникаций, поддержание открытости организации для работающих в ней;
 - проведение учебно-производственных тренировок для поддержания устойчивости профессиональных психофизиологических алгоритмов действий диспетчерского персонала.
- Формирование стрессоустойчивости на личностном уровне предполагает:
- проведение предварительного психологического обследования при комплектовании кадров;
 - проведение корректирующих мероприятий, направленных на профилактику таких деструктивных явлений, как профессиональная деформация, нарушения дисциплины.

Обучение диспетчерского персонала

Уровень стрессоустойчивости – величина изменяемая. Под воздействием различных факторов он может как повышаться, так и понижаться. В связи с этим в процессе обучения диспетчерского персонала должны целенаправленно формироваться следующие компоненты самосознания личности:

- мотивационный – понимание и осознание государственного значения и важности выполняемых задач, сознательное стремление к преодолению трудностей, настойчивость в достижении цели;
- эмоционально-волевой – вера в свои силы, эмоциональная устойчивость к длительным нагрузкам, ответственность, самостоятельность и решительность при выполнении профессиональных задач;
- когнитивный – помехоустойчивость познавательных процессов, правильное представление о предстоящих трудностях, условиях, требованиях работы, правильное понимание и оценка мотивов поведения сотрудников и социально-психологических явлений в коллективе;



Рис. 2. Схема мероприятий по поддержанию и развитию стрессоустойчивости у диспетчерского персонала

- регулятивный – умение управлять своими эмоциями, вызывать желательные психические состояния, снимать нервное напряжение и усталость, способность мобилизоваться на выполнение задач и поддерживать высокую работоспособность;
- поведенческий (операционный) – умение ориентироваться и адекватно вести себя в сложной ситуации, адаптивность к экстремальным условиям, способность быстро анализировать ситуацию и уверенно действовать при возникновении стресс-факторов, внутренняя собранность, сосредоточенность, уравновешенность.

Достаточная развитость и выраженность этих компонентов и их целостное единство – показатель высокого уровня стрессоустойчивости специалиста в экстремальных условиях.

Основная роль в достижении поставленной цели принадлежит новым формам обучения, которые только вводятся в учебный образовательный процесс. Среди этих форм обучения руководителей и специалистов отметим тренажерную подготовку и проводимые на ее базе деловые имитационные игры.

Организация тренажерной подготовки диспетчеров

Тренажерная подготовка оперативно-диспетчерского персонала РУП «Гродноэнерго» организована в Учебном центре предприятия и соответствует требованиям стандарта ГПО «Бел-энерго» СТП 09110.12.305-08 «Технические и организационные требования к тренажерам и организации тренажерной подготовки на предприятиях Белорусской энергосистемы».

Подготовка диспетчеров оперативно-диспетчерских служб филиалов и оперативно-диспетчерских групп районов электрических сетей, дежурных инженеров подстанций 330 кВ осуществляется на базе компьютерного комплекса TWR12 (версия 19.1.2.283, разработка ЗАО «Энергетические технологии», Россия). Этот тренажерный программный комплекс предназначен для проведения типовых и противоаварийных тренировок, поддержания навыков и умений оперативно-дис-

петчерского персонала; проверки умения работников управлять оборудованием в сложных режимах работы энергосистемы с соблюдением требований ПТЭ, ПТБ и другой нормативной документации. Специалистами РУП «Гродноэнерго» и Учебного центра предприятия разрабатываются сценарии компьютерных тренировок на комплексе TWR12, база которых ежегодно пополняется. Сегодня в арсенале тренажерного комплекса 18 компьютерных сценариев, еще шесть планируется ввести в этом году.

Тренажерная подготовка проводится на базе Учебного центра планово периодически в рамках образовательных программ дополнительного образования взрослых: повышения квалификации – не реже 1 раза в 5 лет; обучения в организации/обучающего курса – не реже 1 раза в 3 года.



Обучающая противопожарная тренировка на ПС 110 кВ «Щучин»

Согласно п. 8.3.9 стандарта ГПО «Белэнерго» СТП 09110.12.305-08 продолжительность тренажерной подготовки в рамках программы обучения в организации/обучающего курса составляет, как правило, 36 часов, в том числе 10 часов отводится для занятий на тренажерном программном комплексе TWR12, 8 часов – для тестирования слушателей по вопросам режимов и оперативно-диспетчерского управления, проверку знаний ПТЭ, ПТБ и действующих правил, еще столько же – для проведения психологической подготовки слушателей (проходит в виде тренинга по формированию оперативной работоспособности диспетчерского персонала). В рамках учебной программы осуществляется и психологическое тестирование. В обязательном порядке учебная программа содержит дисциплину «Охрана труда».

В завершение курса обучения инструктор тренажерной подготовки проводит собеседование по результатам выполнения контрольной тренировки на базе TWR12.

Численность учебной группы для проведения качественной и эффективной тренажерной подготовки не превышает 10 человек. При формировании группы учитываются функции, выполняемые работниками, и решаемые ими задачи диспетчерского управления согласно иерархической подчиненности.

В целях повышения эффективности тренажерной подготовки специалистами Учебного центра разработана инструкция для пользователей тренажерного комплекса TWR12, обеспечи-

вающая возможность самостоятельного изучения слушателями алгоритма тренинга на предлагаемом программном комплексе.

В ходе тренажерной подготовки слушатели пользуются материалами учебно-методического комплекса, разработанного Учебным центром. Подборка содержит задания, описание исходной схемы, нормальные/исходные схемы сети/подстанций, режимные карты (при необходимости) и т.п.

Целевая подготовка оперативно-диспетчерского персонала с участием психологов

Для обеспечения надежной работы электрических сетей и предотвращения возможных аварийных ситуаций в филиалах РУП «Гродноэнерго» ежегодно проводится ряд мероприятий по подготовке к работе в грозовой период, включая меры по психологическому сопровождению персонала при работе в нештатных ситуациях.

В 2018 году было начато целевое обучение оперативно-диспетчерского персонала предприятия на рабочих местах с участием руководителей диспетчерских служб РУП «Гродноэнерго» и психологов Учебного центра. Первые занятия были организованы для персонала оперативно-диспетчерской службы (ОДС) Гродненских электросетей и Щучинского района электрических сетей. Обучение включало как профессиональную (проведение противоаварийных и противопожарных тренировок), так и психологическую подготовку (проработка реальных ситуаций в практике диспетчеров при разрешении проблемных вопросов). В процессе обучающих противоаварийных тренировок диспетчеры в режиме реального времени моделировали и проигрывали возможную аварийную ситуацию, в том числе прорабатывалась слаженность действий оперативного персонала всех уровней.

В целях обеспечения слаженности действий оперативного персонала РЭС и расчетов МЧС при тушении пожара была проведена совместная обучающая противопожарная тренировка на ПС 110 кВ «Щучин». В ходе тренировки были эффективно отработаны все действия персонала, включая вызов расчетов МЧС, их встречу и допуск к тушению пожара на подстанции.

После каждой тренировки психологи Учебного центра совместно с оперативно-диспетчерским персоналом проводили психологический анализ ситуации и действий всех ее участников.

Заключение

Обучение диспетчеров, направленное на формирование устойчивого поведения в условиях стресса, является важной составляющей подготовки кадров. Практика показывает, что лучше допустить ошибку в обучающих ситуациях, чем в процессе профессиональной деятельности. Анализ неправильных действий и решений в ходе обучения или тренажерной подготовки дает положительный эффект, значительно снижая вероятность их повторения на практике. Реализация мероприятий по психолого-педагогической подготовке персонала также позволяет снизить негативные последствия трудового стресса как для отдельного работника, так и для всего коллектива и в целом повысить качество труда на предприятии.

ОЦЕНКА СРЕДНЕ- И ДОЛГОСРОЧНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СУММАРНОЙ, ПРЯМОЙ И РАССЕЯННОЙ СОЛНЕЧНОЙ РАДИАЦИИ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Аннотация

В статье представлены результаты оценки суточного и месячного хода суммарной солнечной радиации, поступающей на горизонтальную поверхность, с применением статистической модели. Модель выполнена на основе данных метеонаблюдений Минского областного центра по гидрометеорологии ($\varphi = 53,92^\circ$, $\lambda = 27,63^\circ$), полученных за период 2007–2015 годов, а также месячных сумм суммарной солнечной радиации в 1952–2006 годах. Предлагаемая модель с дискретностью в сутки в течение года позволяет оценить поступление суммарной солнечной радиации с заданной обеспеченностью. В качестве опорных точек для создания модели использованы значения обеспеченности солнечной радиацией 99 %, 95 %, 75 %, 50 %, 25 %, 5 % и 1 %, рассчитанные по формуле Чегодаева.



В.А. ПАШИНСКИЙ,
к.т.н., доцент МГЭИ
имени А.Д. Сахарова БГУ

Annotation

The article presents the results of estimating the daily and monthly sums of the total solar radiation arriving on a horizontal surface based on the statistical model made according to the data of the daily sums of direct and diffuse solar radiation of the OMN Minsk ($\varphi = 53.92^\circ$, $\lambda = 27.63^\circ$) received for the period from 2007–2015, as well as monthly sums of total solar radiation from 1952–2006. The proposed model with discreteness per day during the year to estimate the supply of total solar radiation with a given security. As reference points for creating the model, we used the 99, 95, 75, 50, 25, 5 and 1 % security values calculated using the Chegodaev formula.



А.А. БУТЬКО,
старший преподаватель МГЭИ
имени А.Д. Сахарова БГУ

Статья поступила в редакцию 13 мая 2019 года

Государственной программой «Энергосбережение» на 2016–2020 годы, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 28 марта 2016 года № 248, предусмотрено увеличение доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в валовом потреблении ТЭР на 1 % – с 5 % в 2015 году до 6 % в 2020 году. Одним из направлений деятельности в этой области является развитие солнечной энергетики с учетом природных, географических и метеорологических условий Республики Беларусь.

Предполагается, что увеличение выработки электрической и тепловой энергии будет достигнуто за счет:

- внедрения фотоэлектрических станций суммарной электрической мощностью не менее 250 МВт и отдельных фотоэлектрических модулей для электроснабжения обособленного потребляющего оборудования;
- увеличения использования гелиоводонагревателей и различных гелиоустановок для интенсификации процессов сушки продукции и подогрева воды в сельскохозяйственном производстве и для бытовых целей;

- отработки технологий комбинированного использования ВИЭ, а также технологий компенсации неравномерности выдачи мощности генерирующими объектами на основе энергии ветра и солнца.

Достижение поставленных целей требует разработки новых, внедрения ранее не применявшихся и усовершенствования существующих методов оценки хода суммарной солнечной радиации. Актуальность этого вопроса обусловлена также повышением требований, предъявляемых к точности расчетов характеристик солнечной радиации.

Подходы к расчету значений потока солнечной радиации и обеспеченности

Величина располагаемого потенциала и режимные характеристики солнечного излучения определяются на основе обработки результатов наблюдений за солнечной радиацией на актинометрических станциях и построения соответствующих статистических моделей потока солнечной радиации в том или ином районе [1].

Оценке подлежат краткосрочные, среднесрочные и долгосрочные характеристики, под которыми понимаются средние значения интенсивности солнечной радиации в часовом, суточном, месячном и годовом интервалах времени.

При разработке статистической модели оценки потока суточной суммы суммарной, прямой и рассеянной солнечной радиации использовались приземные сетевые актинометрические наблюдения Минского областного центра по гидрометеорологии ГУ «Республиканский центр по гидрометеорологии, контролю радиоактивного загрязнения и мониторингу окружающей среды» ($\phi = 53,92^\circ$, $\lambda = 27,63^\circ$), полученные за период с 2007 по 2015 год, а также месячные суммы суммарной солнечной радиации с 1952 по 2006 год.

Среднегодовые значения потока солнечной радиации на горизонтальную поверхность находят по формуле [1]

$$H = \sum_{i=1}^{12} H_i, \quad (1)$$

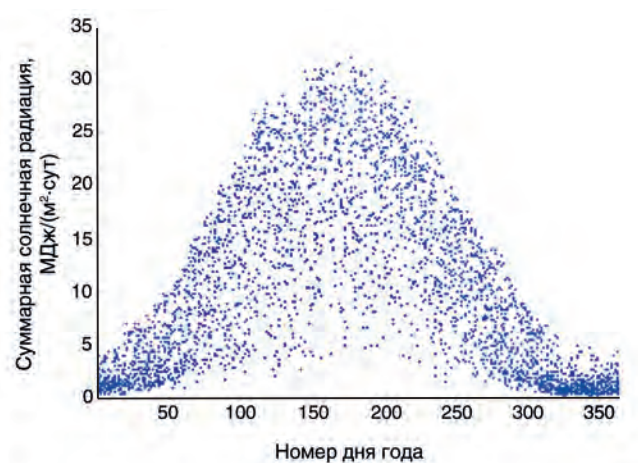


Рис. 1. Суточный ход суммарной солнечной радиации за 2007–2015 годы по данным Минского областного центра по гидрометеорологии

где H_i – среднемесячные значения потоков прямой, рассеянной и полной солнечной радиации на горизонтальную поверхность для i -го месяца ($i = 1, 2 \dots 12$).

По среднесрочным характеристикам потока суммарной солнечной радиации определяют суточные величины, а также обеспеченность солнечной радиацией, характеризующую ее суммарную повторяемость, то есть то, насколько значения солнечной радиации выше или ниже установленного предела [2, 3].

Расчет обеспеченности солнечной радиацией p , %, выполнен по формуле Чегодаева [4]

$$p = \frac{m - 0,3}{n + 0,4} \cdot 100, \quad (2)$$

где m – порядковый номер члена ряда, в котором значения рассматриваемой величины расположены в порядке убывания; n – число членов ряда.

В качестве методологической основы для определения суточной суммы прямой и рассеянной солнечной радиации использованы эмпирические модели [5–11], в которых в качестве предиктора для определения рассеянной солнечной радиации применяется индекс ясности атмосферы

$$K_T = H_Q / H_0, \quad (3)$$

где H_Q – количество суммарной солнечной радиации, поступающей на земную поверхность, МДж/(м²·сут); H_0 – количество суммарной солнечной радиации, поступающей на верхнюю границу атмосферы, МДж/(м²·сут).

Прямая солнечная радиация H_S , МДж/(м²·сут), определяется по формуле

$$H_S = H_Q - H_D, \quad (4)$$

где H_D – количество рассеянной солнечной радиации, поступающей на земную поверхность, МДж/(м²·сут).

Статистическая обработка результатов исследования выполнена с помощью статистического пакета STATISTICA v. 10 и OriginPro v. 2018.

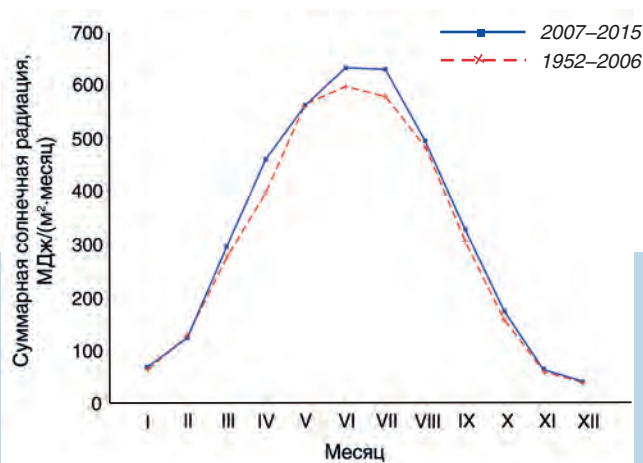


Рис. 2. Среднегодовой ход суммарной солнечной радиации за периоды 1952–2006, 2007–2015 годов по данным Минского областного центра по гидрометеорологии

Результаты исследования

Среднее годовое количество суммарной солнечной радиации за период 2007–2015 годов составляет 3869,48 МДж/(м²·год), из них на весенние месяцы приходится 1317,97 МДж/(м²·год), что составляет 34,1 %; на летние – 1755,63 МДж/(м²·год), или 45,4 %; на осенние – 563,63 МДж/(м²·год), или 14,6 %; на зимние – 232,25 МДж/(м²·год), или 6,0 %. Поступление солнечной радиации имеет правильный годовой ход, при котором максимальное ее количество приходится на июнь – июль (633,40–629,91 МДж/(м²·месяц)), минимальное – на декабрь (39,78 МДж/(м²·месяц)).

Вклад рассеянной солнечной радиации в годовую сумму суммарной солнечной радиации составляет 50,1 %, или 1880,8 МДж/(м²·год). В весенние месяцы доля рассеянной солнечной радиации составляет 48,5 %, в летние – 46,5 %, в осенние – 55,3 %; в зимние – 72,5 %. Максимальный вклад рассеянной солнечной радиации приходится на декабрь (81,3 %), минимальный – на июнь (55,5 %).

Среднемесячные значения математического ожидания ($\bar{x}$), минимального (min) и максимального (max) значений стандартного отклонения (s), значения среднеквадратического отклонения (σ), коэффициенты асимметрии (A), эксцесса (K) и вариации (c_v) суммарной солнечной радиации представлены в таблице 1.

При разработке модели оценена связь между многолетним ходом среднемесячных сумм суммарной солнечной радиации с 1952 по 2006 год и среднемесячными суммами суммарной солнечной радиации, полученными на основании суточных сумм прямой и рассеянной солнечной радиации за 2007–2015 годы (рис. 1, 2).

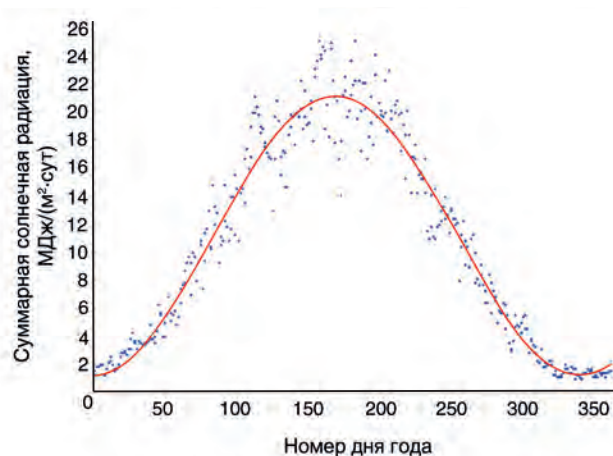


Рис. 3. Среднесуточный ход суммарной солнечной радиации за 2007–2015 годы по данным Минского областного центра по гидрометеорологии

Таблица 1. Статистическая обработка значений суммарной солнечной радиации

Месяц	$\bar{x}$	min	max	σ	s	A	K	c_v
I	69,2	50,1	98,8	18,41	5,82	0,47	–1,49	0,27
II	123,3	94,1	176,3	26,98	8,53	0,94	–0,07	0,22
III	295,0	242,7	363,7	43,51	13,76	0,37	–0,92	0,15
IV	460,5	375,1	593,3	59,89	18,94	1,09	2,02	0,13
V	562,5	469,5	619,6	50,80	16,06	–0,72	–0,62	0,09
VI	633,4	556,1	717,2	53,01	16,76	–0,03	–0,94	0,08
VII	629,9	515,5	731,2	57,13	18,07	–0,28	1,51	0,09
VIII	492,3	344,7	603,8	78,02	24,67	–0,30	–0,04	0,16
IX	327,7	288,1	378,5	34,84	11,02	0,18	–1,80	0,11
X	173,7	126,2	241,4	39,70	12,56	0,66	–0,70	0,23
XI	62,3	48,4	84,6	12,43	3,93	0,52	–0,90	0,20
XII	39,8	20,0	58,7	11,86	3,75	–0,04	–0,64	0,30

Коэффициент детерминации составил $R^2 = 0,995$, что свидетельствует о сильной связи между временными рядами. Значение F-статистики равно 1985,1 при уровне значимости $p < 0,000$.

Оценка точности прогнозирования временных рядов выглядит следующим образом: средний модуль отклонений (MAD) – 19,31 МДж/(м²·месяц); средний квадрат отклонений (MSE) – 657,37 МДж/(м²·месяц); квадратный корень из среднеквадратической ошибки (RMSE) – 25,64 МДж/(м²·месяц); средняя абсолютная ошибка (MAPE) – 6,05 %.

При среднесуточном значении суммарной солнечной радиации за 2007–2015 годы ее суточный ход в течение года описывается нелинейным уравнением

$$\bar{H} = a + b \cdot \sin\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot c}{365} \cdot n\right) + d \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot e}{365} \cdot n + f\right), \quad (5)$$

где a, b, c, d, e, f – коэффициенты регрессии (таблица 2); n – номер дня года.

Таблица 2. Коэффициенты регрессии

a	b	c	d	e	f
11,189	0,011	97,391	9,982	1,068	3,150

Зависимость, описывающая среднесуточный ход поступления суммарной солнечной радиации за период 2007–2015 годов по данным Минского областного центра по гидрометеорологии, представлена на рисунке 3.

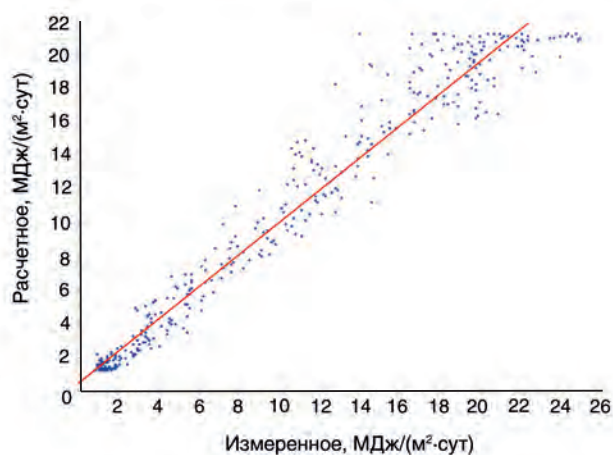


Рис. 4. Измеренное и расчетное значения среднесуточного хода суммарной солнечной радиации за 2007–2015 годы по данным Минского областного центра по гидрометеорологии

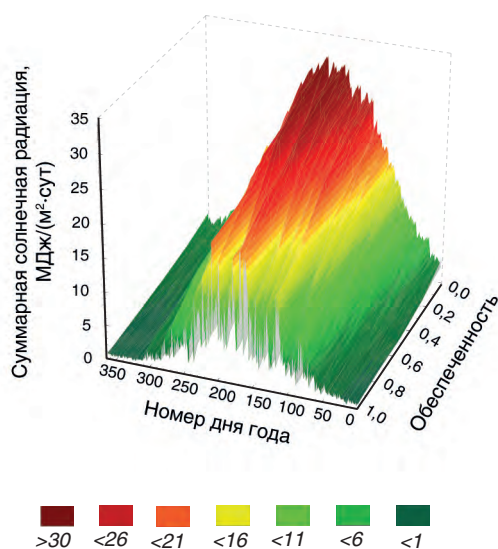


Рис. 5. Суточный ход поступления суммарной солнечной радиации заданной обеспеченности

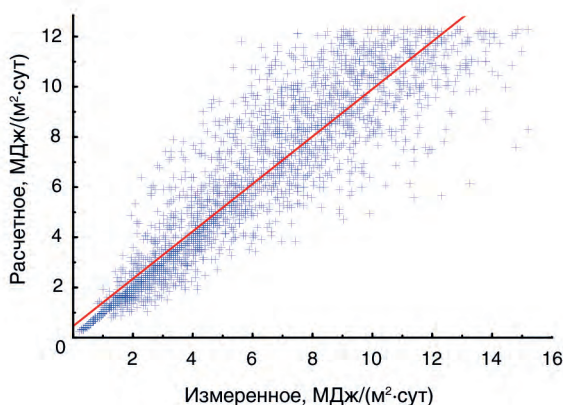


Рис. 6. Измеренное и расчетное значения рассеянной солнечной радиации за 2007–2015 годы по данным Минского областного центра по гидрометеорологии

Оценка точности прогнозирования временных рядов: MAD – 1,11 МДж/(м²·сут); MSE – 2,46 МДж/(м²·сут); RMSE – 1,57 МДж/(м²·сут); MAPE – 14,55 %.

Графическая интерпретация измеренных и расчетных значений среднесуточного хода суммарной солнечной радиации представлена на рисунке 4. Коэффициент детерминации предложенного уравнения составил $R^2 = 0,955$, что свидетельствует о сильной зависимости между измеренными и расчетными значениями. Значение F-статистики равно 7706,7 при уровне значимости $p < 0,000$.

Переход к 50 % обеспеченности, рассчитанной по формуле Чегодаева, от среднесуточного количества суммарной солнечной радиации, рассчитанной по формуле (5), осуществляется по формуле

$$H_{(p=50\%)} = a + b \cdot \bar{H}, \quad (6)$$

где a и b – коэффициенты регрессии ($a = -0,5578$, $b = 1,0709$).

Коэффициент детерминации при переходе к 50 % обеспеченности составил $R^2 = 0,928$; значение F-статистики – 4702,3 при уровне значимости $p < 0,000$; MAD – 1,62 МДж/(м²·сут); MSE – 4,92 МДж/(м²·сут); RMSE – 2,22 МДж/(м²·сут); MAPE – 18,39 %.

Графическая интерпретация поступления суммарной солнечной радиации в течение года с обеспеченностью $p = 1 \div 99$ % представлена на рисунке 5.

Годовая сумма суточного хода суммарной солнечной радиации по формуле (1) при $p = 50$ % показала значение, завышенное на 1,53 % к математическому ожиданию. Завышение значений месячной суммы суммарной солнечной радиации составило: в апреле – 5,61 %, в мае – 5,98 %, в июне – 0,93 %, в июле – 6,48 %, в августе – 1,43 %, в сентябре – 1,93 %. Для остальных месяцев характерно занижение этого показателя. В январе оно составило 14,06 %, в феврале – 9,69 %, в марте – 1,14 %, в октябре – 8,90 %, в ноябре – 19,21 %, в декабре – 17,15 %.

Расчетные значения месячной и суточной сумм суммарной солнечной радиации заданной обеспеченности представлены в таблице 3.

На основании полученных данных (рис. 5, таблица 3) для значений обеспеченности 99 %, 95 %, 75 %, 50 %, 25 %, 5 % и 1 %, принятых в качестве опорных, определены значения суточного хода суммарной солнечной радиации по формуле

$$H_{(p)} = p_0 + A \cdot \sin\left(\pi \cdot \frac{n - n_c}{w}\right), \quad (7)$$

где p_0 – смещение колебания; A – амплитуда колебания; w – период колебания; n – номер дня года; n_c – сдвиг фазы колебания.

Эмпирические константы суточного хода суммарной солнечной радиации с обеспеченностью 99 %, 95 %, 75 %, 50 %, 25 %, 5 % и 1 % представлены в таблице 4.

При $p = 99$ % значение F-статистики равно 785,90 при уровне значимости $p < 0,000$; MAD – 1,56 МДж/(м²·сут); MSE – 6,09 МДж/(м²·сут); RMSE – 2,47 МДж/(м²·сут); MAPE – 48,39 %.

При $p = 95$ % и том же уровне значимости (здесь и далее) значение F-статистики равно 1002,5; MAD – 1,56 МДж/(м²·сут); MSE – 5,79 МДж/(м²·сут); RMSE – 2,41 МДж/(м²·сут); MAPE – 41,12 %.

При $p = 75$ % значение F-статистики равно 2312,5; MAD – 1,57 МДж/(м²·сут); MSE – 5,26 МДж/(м²·сут); RMSE – 2,29 МДж/(м²·сут); MAPE – 29,29 %.

Таблица 3. Месячные* и суточные** суммы суммарной солнечной радиации заданной обеспеченности

Месяц	Обеспеченность, %						
	99	95	75	50	25	5	1
I	23.7 0,76	25.7 0,83	36.9 1,19	59.5 1,92	97.1 3,13	138.5 4,47	147.9 4,77
II	41.8 1,49	45.4 1,62	66.7 2,38	111.3 3,98	176.5 6,31	230.4 8,23	240.6 8,59
III	117.7 3,80	133.0 4,29	190.7 6,15	287.1 9,26	403.7 13,02	470.1 15,16	477.6 15,41
IV	181.7 6,06	204.7 6,82	321.6 10,72	483.9 16,13	609.8 20,33	676.1 22,54	689.5 22,98
V	201.2 6,49	239.1 7,71	401.9 12,96	597.6 19,28	733.4 23,66	810.7 26,15	827.2 26,68
VI	356.3 11,88	379.9 12,66	499.0 16,63	638.3 21,28	779.0 25,97	867.5 28,92	883.3 29,44
VII	310.0 10,00	334.7 10,80	481.7 15,54	670.4 21,63	779.1 25,13	841.5 27,15	858.0 27,68
VIII	235.4 7,59	267.6 8,63	386.0 12,45	501.7 16,18	605.7 19,54	694.3 22,40	714.5 23,05
IX	122.1 4,07	145.0 4,83	236.9 7,90	335.1 11,17	428.5 14,28	485.5 16,18	492.8 16,43
X	58.3 1,88	65.1 2,10	96.9 3,12	160.6 5,18	249.8 8,06	309.3 9,98	319.6 10,31
XI	19.7 0,66	22.8 0,76	32.3 1,08	50.9 1,70	90.8 3,03	130.3 4,34	136.9 4,56
XII	12.8 0,41	14.0 0,45	20.5 0,66	32.5 1,05	53.5 1,72	86.1 2,78	95.9 3,09

*В числителе – месячная сумма, МДж/(м²·месяц).
 **В знаменателе – суточная сумма, МДж/(м²·сут).

Таблица 4. Эмпирические константы

Обеспеченность p, %	Константы				R²
	p₀	A	nₑ	w	
99	4,139	3,833	90,116	165,588	0,683
95	4,821	4,472	90,915	165,402	0,734
75	7,678	7,201	90,160	165,321	0,846
50	11,079	10,293	86,111	169,284	0,928
25	13,842	12,409	80,463	177,300	0,966
5	15,606	13,334	77,948	182,257	0,982
1	15,967	13,492	77,756	182,657	0,982

Таблица 5. Эмпирические константы и оценка их точности

	p'₀	A'	n'ₑ	w'
P₀(p=1÷99%)	19,6087	−34,0142	292,3366	185,8487
A(p=1÷99%)	14,0557	−17,4882	190,8152	103,5982
nₑ(p=1÷99%)	77,3274	13,4199	87,5269	46,9365
W(p=1÷99%)	184,6250	−19,7439	83,2545	51,2707

Окончание таблицы 5

	R²	MAD	MSE	RMSE	MAPE
P₀(p=1÷99%)	0,999	0,029	0,001	0,031	0,398
A(p=1÷99%)	0,999	0,022	0,001	0,025	0,371
nₑ(p=1÷99%)	0,999	0,103	0,026	0,162	0,115
W(p=1÷99%)	0,999	0,121	0,016	0,128	0,070

При p = 50 % значение F-статистики равно 4713,7; MAD – 1,54 МДж/(м²·сут); MSE – 4,61 МДж/(м²·сут); RMSE – 2,15 МДж/(м²·сут); MAPE – 20,53 %.

При p = 25 % значение F-статистики равно 10 401; MAD – 1,22 МДж/(м²·сут); MSE – 2,74 МДж/(м²·сут); RMSE – 1,66 МДж/(м²·сут); MAPE – 13,75 %.

При p = 5 % значение F-статистики равно 19 434; MAD – 0,98 МДж/(м²·сут); MSE – 1,63 МДж/(м²·сут); RMSE – 1,28 МДж/(м²·сут); MAPE – 10,53 %.

При p = 1 % значение F-статистики равно 19 631; MAD – 0,98 МДж/(м²·сут); MSE – 1,65 МДж/(м²·сут); RMSE – 1,28 МДж/(м²·сут); MAPE – 10,40 %.

Для расчета суточного хода суммарной солнечной радиации с заданной обеспеченностью в интервале p = 1÷99 % расчет эмпирических констант p₀, A, nₑ, w, входящих в формулу (7), выполняется по формуле

$$\left. \begin{matrix} P_{0(p=1\div 99\%)} \\ A_{(p=1\div 99\%)} \\ n_{e(p=1\div 99\%)} \\ W_{(p=1\div 99\%)} \end{matrix} \right\} = p'_0 + A' \cdot \exp \left(-\exp \left(\frac{p-n'_e}{w} \right) \cdot \frac{p-n'_e}{w} + 1 \right), \quad (8)$$

где p – заданная обеспеченность, %.

Значения эмпирических констант формулы (8) и их статистическая обработка со значениями констант таблицы 4 представлены в таблице 5.

По результатам исследования, проведенного с целью определения суточных сумм рассеянной солнечной радиации, получен следующий набор уравнений:

$$H_D = H_{(p)} \cdot \begin{cases} 0,999 \\ -0,5792K_T^2 - 0,9643K_T + 1,2111 \\ -0,0318K_T + 0,2619 \\ 4,4082K_T - 3,3433 \end{cases}, \quad (9)$$

$$\begin{aligned} K_T &\leq 0,17 \\ 0,17 &\geq K_T > 0,75 \\ 0,75 &\geq K_T > 0,8 \\ K_T &\geq 0,8 \end{aligned}$$

где H_D – рассеянная солнечная радиация, МДж/(м²·сут); H_(p) – суммарная солнечная радиация, МДж/(м²·сут); K_T = H_(p) / H₀ – индекс ясности атмосферы, характеризующий отношение фактической суммарной солнечной радиации, поступающей на земную поверхность (H_(p)), к солнечной радиации, поступающей на верхнюю границу атмосферы (H₀).

Достоверность аппроксимации предложенных уравнений (при количестве аргументов в выборке $n = 2888$) между измеренными и расчетными значениями поступления рассеянной суммарной солнечной радиации составляет $R^2 = 0,859$ (рис. 6); значение F-статистики равно 17 613 при уровне значимости $p < 0,000$; $MAD = 0,88$ МДж/(м²·сут); $MSE = 1,90$ МДж/(м²·сут); $RMSE = 1,38$ МДж/(м²·сут); $MAPE = 15,57$ %.

Заключение

Предложенная статистическая модель оценки поступления суммарной, прямой и рассеянной солнечной радиации с учетом суточной изменчивости позволяет восполнить существующие пробелы в содержании действующих нормативно-технических документов и может быть востребована при решении широкого спектра практических задач, связанных с разработкой генеральных планов городов, поселков, сельских населенных пунктов, при проектировании зданий и сооружений, а также систем отопления, вентиляции, кондиционирования, водоснабжения, канализации, газо-, тепло-, электроснабжения, а также при выборе материалов для исполнения конструкций и инженерного оборудования.

Список литературы

1. Рекомендации по технико-экономическому обоснованию применения нетрадиционных солнечных и солнечно-теплонасосных систем теплоснабжения на гражданских и промышленных объектах. – М., 1987. – 53 с.

2. Охрана окружающей среды и природопользование. Гидрометеорологическая деятельность. Правила составления справочника по агроклиматическим ресурсам: ТКП 17.10.36-2011(02120). – Введ. 18.01.2011. – Минск: Минприроды, 2011.
3. Кобышева, Н.В. Климатологическая обработка метеорологической информации // Н.В. Кобышева, Я.Г. Наровлянский. – Ленинград: Гидрометеиздат, 1978. – 292 с.
4. Будаўнічая кліматалогія: БНБ 2.04.02–2000. – Введ. 07.12.2001. – Минск: Минстройархитектуры, 2001.
5. Choudhury, N.K.D. Solar radiation at New Delhi / N.K.D. Choudhury // Solar Energy. – 1963. – Vol. 7(2). – P. 44–52.
6. Collares-Pereira, M. The average distribution of solar radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values / M. Collares-Pereira, A. Rabl // Solar Energy. – 1979. – Vol. 22. – P. 155–164.
7. Erbs, D.G. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly average global radiation / D.G. Erbs, S.A. Klein, J.A. Duffie // Solar Energy. – 1982. – Vol. 28. – P. 293–302.
8. Liu, B.Y.H. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation / B.Y.H. Liu, R.C. Jordan // Solar Energy. – 1960. – Vol. 4. – P. 1–19.
9. The estimation of monthly mean values of daily total short-wave radiation on vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitudes 40N-40S: Proc. U.N. Conference on New Sources of Energy, Paper No. 35/5/98 / J.K. Page. – 1961. – P. 378–389.
10. Soler, A. Dependence on latitude of the relation between the diffuse fraction of solar radiation and the ratio of global to extraterrestrial radiation for monthly average daily values / A. Soler // Solar Energy. – 1990. – Vol. 44. – P. 297–302.
11. Stanhill, G. Diffuse sky and cloud radiation in Israel / G. Stanhill // Solar Energy. – 1966. – Vol. 10. – P. 44–53.
12. Tuller, S.E. The relationship between diffuse, total and extraterrestrial solar radiation / S.E. Tuller // Solar Energy. – 1976. – Vol. 18. – P. 259–264.

ФОТОГАЛЕРЕЯ

11 июля в Информационном центре по атомной энергии в г. Минске открылась фотовыставка работ, отобранных по итогам международного конкурса ASE International Photo Awards. Его участниками стали фотохудожники и фотожурналисты из Беларуси, Бангладеш, Венгрии, Индии и Египта. Международное жюри конкурса определило топ-24 фото. В числе лучших работ – фотография «В ожидании тепла» специалиста информационного центра Белорусской АЭС Сергея Севко.



УСТАНОВЛЕНЫ НОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ОБЪЕМОВ ТРУДОЗАТРАТ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ И РЕМОНТЕ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ

Комментарии к новым стандартам ГПО «Белэнерго»

В целях совершенствования технических нормативных правовых актов ГПО «Белэнерго», реализации научно-технических работ по развитию и функционированию электроэнергетики были разработаны и пересмотрены стандарты ГПО «Белэнерго», регламентирующие определение объемов трудозатрат при оперативном и техническом обслуживании и ремонте оборудования и устройств, закрепленных за филиалами «Электрические сети» (ФЭС) РУП-облэнерго.



А.А. ЯКУШЕВ,
директор ОАО «Экономэнерго»

С 1 июля 2019 года приказом ГПО «Белэнерго» от 15 апреля 2019 года № 108 введены в действие отраслевые стандарты, устанавливающие систему условных единиц и нормативные объемы трудозатрат в сфере электроэнергетики. Новые стандарты предназначены для определения объемов трудозатрат по оперативному и техническому обслуживанию, ремонту оборудования и устройств, закрепленных за ФЭС, а также для определения сметной стоимости и составления сметной документации на объекты обслуживания (ремонта).

СТП 33240.01.217-19 «Система условных единиц электрических сетей, электротехнического и иного оборудования, находящихся на балансе филиалов РУП-облэнерго» введен впервые. Документ включает четыре раздела: «Область применения», «Общие положения», «Расчетные таблицы Системы условных единиц» и «Порядок определения объема условных единиц на 1 января рассматриваемого года по Системе условных единиц».

Система условных единиц электрических сетей предназначена для определения следующих показателей ФЭС РУП-облэнерго (по единым для всех филиалов критериям и параметрам):

- объемы трудозатрат по оперативному и техническому обслуживанию и ремонту оборудования и устройств, закрепленных за ФЭС;
- коэффициент обслуживания и его динамика по годам;
- удельные величины (нормативы) для планирования основных показателей производственно-хозяйственной деятельности (постоянные затраты, фонд заработной платы, фонды экономического стимулирования).

Условные единицы определяют объем трудозатрат на обслуживание оборудования ФЭС и являются средневзвешенной величиной. В них учтены:

- необходимое количество и квалификация обслуживающего персонала;
- обучение и специальная подготовка персонала в рабочее время;
- внедрение прогрессивных методов организации труда и технологий производства работ, повышающих производительность труда при техническом обслуживании и ремонте электросетей;
- систематическая рационализация рабочих мест, расширение зон обслуживания, совмещение профессий, должностей и др.;
- развитие программно-технических средств функционирования АСУ электрических сетей;
- внедрение новейших средств механизации, транспорта, энергосберегающих технологий и др.

СТП 33240.05.500-19 «Нормы времени на подключение электроустановок потребителей к электрическим сетям энергоснабжающих предприятий» введен взамен одноименного СТП 09110.05.500-14.

Стандарт предназначен для определения трудоемкости и формирования отпускной цены на подключение электроустановок потребителей к электрическим сетям энергоснабжающих предприятий. В стандарт включены нормативы на выполнение следующих работ:

- выдача технических условий на подключение к электрической сети;
- выдача акта разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон;

- осмотр электроустановок с оформлением акта осмотра;
- проверка параметризации и опломбировка средств расчетного учета;
- оформление и изменение договоров на электроснабжение;
- непосредственное подключение электроустановок потребителя к электрическим сетям.

СТП 33240.05.830-19 «Нормы времени на ремонт основного и вспомогательного энергетического оборудования. Ремонт и техническое обслуживание воздушных линий электропередачи и трансформаторных подстанций напряжением 0,38–10 кВ» введен взамен одноименного СТП 09110.05.830-08.

Стандарт предназначен для определения трудоемкости и формирования отпускной цены на работы по ремонту и техническому обслуживанию воздушных линий электропередачи и трансформаторных подстанций напряжением 0,38–10 кВ на предприятиях и в организациях Белорусской энергосистемы. В стандарт включены нормативы на:

- выполнение земляных работ;
- ремонт воздушных линий электропередачи напряжением 0,38–10 кВ;
- техническое обслуживание линий электропередачи;
- техническое обслуживание светильников уличного освещения;
- ремонт и техническое обслуживание оборудования КТП, ЗТП, РП, МТП;
- выполнение работ на линиях электропередачи с самоизолированными несущими проводами (СИП);
- технические мероприятия по технике безопасности;
- затраты времени в часах на проезд рабочих.

СТП 33240.05.831-19 «Нормы времени на ремонт основного и вспомогательного энергетического оборудования. Ремонт и техническое обслуживание кабельных линий электропередачи напряжением 0,38–10 кВ» введен взамен одноименного стандарта НВ 43.

Стандарт предназначен для определения трудоемкости и формирования отпускной цены на работы по ремонту и техническому обслуживанию кабельных линий электропередачи

0,38–10 кВ на предприятиях и в организациях Белорусской энергосистемы. В стандарт включены нормативы на выполнение:

- прокладки и замены кабеля;
- установки кабельных муфт;
- технического обслуживания кабельных линий;
- технических мероприятий по технике безопасности;
- земляных работ;
- услуг подключения.

СТП 33240.05.832-19 «Нормы времени на ремонт основного и вспомогательного энергетического оборудования. Ремонт и техническое обслуживание воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ» введен взамен НВ 49 «Нормы времени на ремонт основного и вспомогательного энергетического оборудования. Нормы времени на ремонт и техническое обслуживание воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ».

Стандарт предназначен для определения трудоемкости и формирования отпускной цены на работы по ремонту и техническому обслуживанию воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ на предприятиях и в организациях Белорусской энергосистемы. В стандарт включены нормативы на выполнение следующих работ:

- техническое обслуживание (осмотры, профилактические проверки и измерения, отдельные работы);
- капитальный ремонт (работы на железобетонных и металлических опорах, проводах, молниезащитных тросах, заземляющих устройствах, работы по установке и замене изоляторов, арматуры, трубчатых разрядников и др.);
- работы на трассе воздушных линий электропередачи;
- установка и снятие переносных заземлений.

В приложении к стандарту приведены также нормативные затраты времени в часах на проезд рабочих.

Кроме общих указаний, в стандартах СТП 33240.05.500-19, СТП 33240.05.830-19, СТП 33240.05.831-19 и СТП 33240.05.832-19 содержатся нормы времени для определения объемов работ и коэффициенты к нормам.

Новые издания

Стандарты ГПО «Белэнерго»:

- ✓ СТП 33240.35.127-19
«Требования к разработке, проектированию и внедрению АСУ ТП в энергосистеме (ТЭС и РК)»
- ✓ СТП 33240.35.414-19
«Правила организации пусконаладочных работ по АСУ ТП на тепловых электростанциях»

ОЗНАКОМИТЬСЯ

с документами можно
в ЭИС «Энергодокумент»
www.energodoc.by

ЗАКАЗАТЬ

- в редакции по телефонам:
+375 17 286-08-28 (многоканальный)
+375 29 399-11-04, +375 33 319-11-04
- на сайте: www.energodoc.by



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 января 2020 года вводится в действие ряд государственных стандартов в энергетической сфере.

ГОСТ IEC 62040-1-2018 «Системы бесперебойного энергоснабжения (UPS). Часть 1. Общие положения и требования безопасности к UPS» распространяется на системы бесперебойного энергоснабжения (UPS) с устройством накопления электроэнергии в линии постоянного тока. Документ содержит требования к переносным, стационарным, закрепленным или встраиваемым UPS низковольтных систем электроснабжения, размещаемым как в доступных для оператора местах, так и в местах с ограниченным доступом.

Документ устанавливает требования, обеспечивающие безопасную работу операторов, обычных пользователей, которые могут работать с этим устройством, а также, в оговоренных случаях, обслуживающего персонала. Стандарт предназначен для обеспечения безопасной работы одиночных UPS и систем взаимосвязанных блоков UPS, устанавливаемых, эксплуатируемых и обслуживаемых согласно инструкциям изготовителя. Требования стандарта не распространяются на UPS на основе вращающихся машин.

ГОСТ IEC 62040-4-2018 «Системы бесперебойного энергоснабжения (UPS). Часть 4. Экологические аспекты. Требования и представление информации» устанавливает процедуру задания экологических аспектов для систем бесперебойного энергоснабжения и требования к данным системам, направленные на снижение их неблагоприятного воздействия на окружающую среду в процессе полного жизненного цикла.

Стандарт распространяется на передвижные, стационарные и неперемещаемые (неподвижные) UPS, поставляющие однофазное или трехфазное выходное напряжение переменного тока постоянной частоты, не превышающее 1000 В переменного тока, и имеющие в своем составе систему сохранения энергии. Документ не распространяется на стандартные распределительные щиты переменного тока ввода и вывода; распределительные щиты постоянного тока и связанные с ним переключатели (переключатели для аккумуляторных батарей, выхода выпрямителя или входа инвертора и т.п.); автономные статические системы переключения.

ГОСТ IEC 60947-1-2017 «Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 1. Общие правила» распространяется на аппараты, предназначенные для эксплуатации в электрических цепях номинальным напряжением до 1000 В переменного или до 1500 В постоянного тока, в том числе на устройства конкретного вида (типа) при наличии в стандартах соответствующих ссылок на эти аппараты.

В стандарте установлены правила и общие требования к безопасности аппаратов. Документ включает определения, характеристики, условия эксплуатации, монтажа и транспортирования, требования к конструкции и работоспособности аппаратов, проверке характеристик и работоспособности, нормативы допустимого воздействия на окружающую среду и др. Документ не распространяется на низковольтные комплектные устройства распределения и управления, охватываемые стандартами серии IEC 61439.

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC):

IEC 60730-2-11:2019 «Устройства автоматические электрические управляющие. Часть 2-11. Дополнительные требования к регуляторам энергии» (принят 17.05.2019);

IEC SRD 62913-1:2019 «Общие требования к умным энергосистемам. Часть 1. Конкретное применение методологии случаев использования для определения общих требований к умным энергосистемам в соответствии с подходом на основе систем МЭК» (принят 17.05.2019);

IEC SRD 62913-2-1:2019 «Общие требования к умным энергосистемам. Часть 2-1. Области деятельности, связанные с энергетическими системами» (принят 17.05.2019);

IEC SRD 62913-2-2:2019 «Общие требования к умным энергосистемам. Часть 2-2. Область деятельности, связанная с рынком» (принят 17.05.2019);

IEC SRD 62913-2-3:2019 «Общие требования к умным энергосистемам. Часть 2-3. Ресурсы, относящиеся к областям энергетических систем» (принят 17.05.2019);

IEC SRD 62913-2-4:2019 «Общие требования к умным энергосистемам. Часть 2-4. Область деятельности, связанная с электрическим транспортом» (принят 17.05.2019).

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) 269-68-74

Законы Республики Беларусь

Закон Республики Беларусь от 18.06.2019 г. № 198-З

«О радиационной безопасности»

Закон устанавливает правовые основы функционирования системы обеспечения радиационной безопасности, обращения с источниками ионизирующего излучения и направлен на предотвращение и минимизацию вредного воздействия ионизирующего излучения на здоровье человека и окружающую среду.

Закон вступает в силу с 27 июня 2020 года.

Закон Республики Беларусь от 18.06.2019 г. № 201-З

«Об изменении законов»

Внесены многочисленные изменения в ряд законов, в том числе в Закон Республики Беларусь от 26.11.1992 № 1982-XII «Об охране окружающей среды»; Закон Республики Беларусь от 12.11.2001 № 56-З «Об охране озонового слоя»; Кодекс Республики Беларусь о недрах; Закон Республики Беларусь от 16.12.2008 № 2-З «Об охране атмосферного воздуха»; Водный кодекс Республики Беларусь.

В Законе об охране окружающей среды, помимо прочего, уточнено, что экологическими нормами и правилами устанавливаются:

- порядок расчетов нормативов допустимого воздействия на окружающую среду;
- нормативы допустимой антропогенной нагрузки на окружающую среду;
- нормативы качества окружающей среды;
- технологические нормативы;
- иные требования в области охраны окружающей среды.

Экологическими нормами и правилами не могут устанавливаться требования к продукции, процессам ее разработки, производства, эксплуатации (использования), хранения, перевозки, реализации и утилизации или к выполнению работ (оказанию услуг), содержанию и эксплуатации капитальных строений (зданий, сооружений), изолированных помещений и иных объектов, принадлежащих юрлицам и ИП.

Основные положения Закона № 201-З вступают в силу с 27 сентября 2019 года.

Указы Президента Республики Беларусь

Указ Президента Республики Беларусь от 07.08.2019 г. № 301

«Об инновационных проектах»

Документом установлены:

- перечень инновационных проектов, финансируемых за счет остатка средств республиканского централизованного инновационного фонда, образовавшегося на 1 января 2019 года;
- перечень инновационных проектов, финансируемых за счет остатков средств местных инновационных фондов, образовавшихся на 1 января 2019 г. и направленных в форме межбюджетных трансфертов в республиканский централизованный инновационный фонд.

Внесены изменения:

- в Государственную программу инновационного развития Республики Беларусь на 2016–2020 годы, утвержденную

Указом Президента Республики Беларусь от 31.01.2017 № 31, в том числе в объеме ее финансирования и перечень проектов по созданию новых производств, имеющих определяющее значение для инновационного развития Республики Беларусь;

- перечень проектов, финансируемых за счет остатков средств местных инновационных фондов, образовавшихся на 1 января 2018 г. и направленных в форме межбюджетных трансфертов в республиканский централизованный инновационный фонд, установленный Указом Президента Республики Беларусь от 13.06.2018 № 236.

Указ вступил в силу с 11 августа 2019 года.

Постановления Совета Министров Республики Беларусь

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 02.07.2019 г. № 448

«О проведении открытого конкурса в виде двухэтапного конкурса и конкурса с ограниченным участием»

Утверждено Положение о порядке проведения открытого конкурса в виде двухэтапного конкурса и конкурса с ограниченным участием. В случаях, не установленных Законом Республики Беларусь «О государственных закупках товаров (работ, услуг)» для применения иных видов процедур государственных закупок, заказчик (организатор) вправе провести:

- двухэтапный конкурс, если предметом государственной закупки являются имущественные права на компьютерные программы, услуги по разработке и внедрению в деятельность информационных ресурсов, сетей, систем, их модернизации (в том числе внесение конструктивных изменений в программные и (или) программно-технические средства) и (или) интеграции с иными информационными ресурсами, системами и сетями и необходима дополнительная информация для формирования требований к предмету государственной закупки;

- конкурс с ограниченным участием при приобретении товаров (работ, услуг), к участникам процедур государственных закупок которых Советом Министров Республики Беларусь установлены дополнительные требования.

Постановление вступило в силу с 1 июля 2019 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 02.07.2019 г. № 452

«Об изменении постановления Совета Министров Республики Беларусь от 25 февраля 2015 г. № 133»

Внесены изменения в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 25.02.2015 № 133 «Об утверждении Положения об организации и осуществлении контроля (надзора) за обеспечением безопасности при сооружении и вводе в эксплуатацию Белорусской атомной электростанции».

Установлено следующее:

- проверяемые организации – юридические лица Республики Беларусь, их филиалы, представительства и иные обособленные подразделения, представительства иностранных организаций, холдинги, простые товарищества (участники договора о совместной деятельности), осуществляющие де-

тельность по сооружению и вводу в эксплуатацию Белорусской АЭС;

- контролирующие (надзорные) органы и их должностные лица в пределах своей компетенции обязаны уведомить проверяемые организации о привлечении эксперта, специалиста для проведения исследований, испытаний, технических освидетельствований, экспертиз, отбора проб и образцов;

- проверяемые организации и их должностные лица вправе до начала проведения исследований, испытаний, технических освидетельствований, экспертиз, отбора проб и образцов заявить отвод эксперту, специалисту;

- проверяемые организации и их должностные лица обязаны назначить уполномоченных лиц для взаимодействия в период проверки с должностными лицами контрольных (надзорных) органов не позднее дня начала проведения проверки;

- эксплуатирующая организация обязана уведомлять Госатомнадзор о повреждении оборудования, важного для безопасности, деформации и (или) разрушении строительных конструкций зданий и сооружений, в которых смонтировано или планируется к монтажу в последующем такое оборудование, пожаре на территории в пределах защищенной зоны площадки строительства Белорусской АЭС, на которой размещено данное оборудование, нарушении условий нормальной эксплуатации источников ионизирующего излучения, обращения с ядерными материалами, проведения ядерно-опасных работ – по факту обнаружения;

- проверки в режиме постоянного контроля (надзора) проводятся на плановой и внеплановой основе (в порядке реагирования на незапланированную ситуацию или при обнаружении фактов, влияющих на безопасность).

Постановление вступило в силу с 7 июля 2019 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 07.08.2019 г. № 517

[«О реализации Указа Президента Республики Беларусь от 5 июня 2019 г. № 217»](#)

Предусмотрены меры по реализации Указа Президента Республики Беларусь от 05.06.2019 № 217 «О строительных нормах и правилах». В частности, утверждены Правила разработки строительных норм и правил, их утверждения и применения, Положение о Межведомственном совете по вопросам архитектуры, градостроительства и строительства, а также состав совета.

Подготовка документов будет осуществляться на основании ежегодно определяемого Министерством архитектуры и строительства перечня работ в области архитектурной, градостроительной и строительной деятельности с указанием исполнителей и сроков. Она производится в соответствии со структурой Национального комплекса технических нормативных правовых актов в области архитектурной, градостроительной и строительной деятельности.

Строительные нормы и правила состоят из нескольких частей: организационно-методическое обеспечение строительства; основные положения безопасности зданий и сооружений; градостроительство, здания и сооружения; инженерное обеспечение зданий и сооружений, наружные сети; строительные конструкции и изделия; строительные материалы и изделия; мобильные здания и сооружения, оснастка, инвентарь и инструмент; здания и сооружения, тепловая защита, энергетические характеристики; экономика строительства.

Правила изложения, оформления и регистрации строительных норм, строительных правил утверждаются Минстройархитектуры. Требования обязательны к применению с даты введения их в действие.

Постановлением также установлено, что разработанные технические кодексы установившейся практики могут утверждаться в виде строительных норм и строительных правил после их со-

гласования Межведомственным советом по вопросам архитектуры, градостроительства и строительства.

Постановление вступило в силу после официального опубликования.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 07.08.2019 г. № 520

[«Об изменении постановления Совета Министров Республики Беларусь от 10 сентября 2008 г. № 1330»](#)

Изложен в новой редакции перечень хозяйственных обществ, акции (доли в уставных фондах) которых принадлежат Республике Беларусь и переданы в управление Министерству энергетики, утвержденный постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10.09.2008 № 1330.

Постановление вступило в силу с 10 августа 2019 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 15.08.2019 г. № 541

[«Об утверждении перечня объектов Белорусской энергетической системы»](#)

Утвержден перечень объектов Белорусской энергетической системы, по которым предоставлено право осуществлять строительство без проведения процедур закупок товаров (работ, услуг) при строительстве и процедур государственных закупок товаров (работ, услуг).

Постановление вступило в силу с 18 августа 2019 года.

Министерство энергетики Республики Беларусь

Постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 18.06.2019 г. № 20

[«Об изменении постановления Министерства энергетики Республики Беларусь от 24 февраля 2017 г. № 5»](#)

Из Инструкции о порядке проведения конкурсов по выбору исполнителей мероприятий государственных программ, утвержденной постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 24.02.2017 № 5, исключена норма, в соответствии с которой к участию в конкурсе не допускались субъекты хозяйствования, если они включены в реестр коммерческих организаций и индивидуальных предпринимателей с повышенным риском совершения правонарушений в экономической сфере.

Постановление вступило в силу с 17 июля 2019 года.

Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь

Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 10.06.2019 г. № 41

[«Об изменении постановления Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 28 апреля 2018 г. № 28»](#)

Внесены изменения в постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 28.04.2018 № 28 «Об установлении требований к содержанию общеобъектовой инструкции по пожарной безопасности».

Постановление вступило в силу с 27 июля 2019 года.

Министерство антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 27.06.2019 г. № 55

[«Об изменении постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 28 января 2019 г. № 9»](#)

Установлена отпускная цена на природный газ в размере 388,76 руб. за 1000 м³ для юридических лиц, ИП, основным видом деятельности которых является производство прочих изделий из бумаги и картона, при объеме потребленного природного газа в 2018 году от 1,28 до 600 млн м³.

Постановление вступило в силу с 1 августа 2019 года.

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 15.07.2019 г. № 60

[«Об изменении постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 30 сентября 2016 г. № 31»](#)

Повышен с 13,22 до 15,69 руб. за 1000 м³ тариф на услуги по транспортировке газа по системе распределительных трубопроводов газоснабжающих организаций, входящих в состав государственного производственного объединения по топливу и газификации «Белтопгаз», установленный постановлением Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 30.09.2016 № 31.

Постановление вступило в силу с 2 августа 2019 года.

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 09.08.2019 г. № 69

[«Об изменении постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 15 января 2019 г. № 3»](#)

Утверждено повышение тарифов на транспортировку нефти по территории Беларуси с 1 сентября на 3,7 % для частичной компенсации недополученной выручки ОАО «Гомельтранснефть Дружба», обусловленной сокращением объемов транспортировки нефти в II квартале 2019 года в связи с отказом ее приема нефтеперерабатывающими заводами Польши, Германии, Чехии и Венгрии из-за повышения концентрации органических хлоридов в российской нефти.

Государственный комитет по стандартизации Республики Беларусь

Постановление Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 13.06.2019 г. № 35

[«Об изменении постановления Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 30 сентября 2016 г. № 75»](#)

Внесены изменения в постановление Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 30.09.2016 № 75 «Об утверждении Инструкции о порядке проведения конкурсов по выбору исполнителей мероприятий государственных программ».

Постановление вступило в силу с 27 июня 2019 года.

Совместные постановления республиканских органов государственного управления

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь и Министерства энергетики Республики Беларусь от 24.06.2019 г. № 52/22

[«Об изменении постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь и Министерства энергетики Республики Беларусь от 27 февраля 2017 г. № 15/6»](#)

Внесены изменения в постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь и Министерства энергетики Республики Беларусь от 27.02.2017 № 15/6 «Об утверждении Инструкции по определению групп потребителей электрической и тепловой энергии, по которым могут дифференцироваться тарифы на электрическую и тепловую энергию». Новое название постановления – «Об определении групп потребителей электрической и тепловой энергии».

Установлено, что тарифы на электрическую энергию могут дифференцироваться, кроме прочего:

- по категории «Электрическая энергия для нужд отопления и горячего водоснабжения» – по тарифной группе «Электрическая энергия, потребляемая бюджетными организациями на нужды отопления и горячего водоснабжения»;

- по категории «Организации, потребляющие электрическую энергию для предоставления жилищно-коммунальных услуг населению» – по тарифной группе «Организации, осуществляющие эксплуатацию жилищного фонда и (или) предоставляющие жилищно-коммунальные услуги, организации застройщиков, товарищества собственников, а также организации, имеющие в собственности, на праве хозяйственного ведения или оперативного управления жилые помещения, в части использования электрической энергии в электронагревательных установках для оказания услуг отопления и горячего водоснабжения в многоквартирных жилых домах»;

- по тарифной группе «Совместная белорусско-китайская компания по развитию Китайско-Белорусского индустриального парка Великий камень».

Кроме того, уточнен и дополнен состав потребителей в тарифных группах.

Постановление вступило в силу с 14 июля 2019 года.

Постановление Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь и Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 31.05.2019 г. № 24/33

[«Об утверждении Правил по охране труда при выполнении строительных работ»](#)

Утверждены Правила по охране труда при выполнении строительных работ. Правила устанавливают требования по охране труда при выполнении строительных работ и связанных с ними работ на объектах строительства. Эти требования распространяются на работодателей независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности. Причем предусмотрено, что при выполнении строительных работ на объекте несколькими работодателями на основании заключенных договоров подряда каждый из них обязан обеспечить безопасные условия труда для привлекаемых ими работающих в соответствии с требованиями правил.

Правилами также установлены требования к обеспечению электробезопасности.

Постановление вступило в силу с 31 июля 2019 года.

НОВЫЕ ИЗДАНИЯ

ПРАВИЛА

по обеспечению промышленной безопасности грузоподъемных кранов

Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь 22.12.2018 № 66

Правила обязательны для субъектов промышленной безопасности, являющихся владельцами грузоподъемных кранов и/или выполняющих отдельные виды работ и/или услуг (проектирование, изготовление, реконструкцию, модернизацию, ввод в эксплуатацию, монтаж, наладку, обслуживание, ремонт, техническое диагностирование, техническое освидетельствование, испытания, эксплуатацию, техническое перевооружение, консервацию, временную приостановку, вывод из эксплуатации), связанных с грузоподъемными кранами, техническими устройствами в их составе.



ПРАВИЛА

по охране труда при выполнении строительных работ

Утверждены постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь и Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь 31.05.2019 № 24/33

Правила устанавливают требования по охране труда при выполнении строительных и связанных с ними работ.

Требования по охране труда, содержащиеся в правилах, направлены на обеспечение здоровых и безопасных условий труда работающих, занятых выполнением строительных работ, и распространяются на работодателей независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности.



МЕЖОТРАСЛЕВЫЕ ПРАВИЛА

по охране труда при эксплуатации мобильных подъемных рабочих платформ

Утверждены постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь 25.06.2004 № 78 в редакции постановления Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь 31.05.2011 № 38

Межотраслевые правила устанавливают требования по охране труда при эксплуатации мобильных подъемных рабочих платформ, предназначенных для перемещения работающих для выполнения строительно-монтажных и других видов работ.

Требования по охране труда, содержащиеся в правилах, направлены на обеспечение здоровых и безопасных условий труда работающих и распространяются на собственников и организации, эксплуатирующие мобильные подъемные рабочие платформы по договорам.



ОЗНАКОМИТЬСЯ

с документами можно
в ЭИС «Энергодокумент»
www.energodoc.by

ЗАКАЗАТЬ

- в редакции по телефонам:
+375 17 286-08-28 (многоканальный)
+375 29 399-11-04, +375 33 319-11-04
- на сайте: www.energodoc.by

В рамках
международного
выставочного
проекта

**БЕЛОРУССКИЙ
ПРОМЫШЛЕННО-
ИНВЕСТИЦИОННЫЙ
ФОРУМ**

BELPROMFORUM.BY

22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

ТЕХИННОПРОМ

ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ
В ПРОМЫШЛЕННОСТИ



17-20 СЕНТЯБРЯ 2019

ФУТБОЛЬНЫЙ МАНЕЖ

Минск, пр. Победителей, 20/2

- Промышленное оборудование, технологии и продукция
- Индустрия 4.0 – цифровая трансформация промышленности
- Энергетика в промышленности, энергосбережение, экология



ЭКСПОФОРУМ
выставочное предприятие

☎ +375 17 314 34 35
@ pva@expoforum.by

Унитарное предприятие
“Экспофорум”, УНП 100702781