

**ДОРОГИЕ ДРУЗЬЯ!
УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!**

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



В этот профессиональный праздник хочется сказать добрые слова благодарности людям, которые в полном объеме обеспечивают газовым и торфяным топливом потребности населения, промышленных и энергетических объектов, производственного и социального секторов экономики; тех, кто в непростых условиях ответственно и добросовестно выполняет свои обязанности; тех, кто с гордостью и достойно носит звание газовика или торфяника.

Благодаря вам мы можем гордиться тем, что Беларусь занимает одно из ведущих мест среди стран СНГ по уровню газификации. Сегодня газоснабжение является динамично развивающейся производственной сферой, где используются современные энергоэффективные технологии и техника, производится широкий спектр импортозамещающей отечественной продукции, успешно реализуются совместные проекты по газификации в далекой Венесуэле.

Хочется отметить интенсивное развитие торфяной промышленности, которая занимает особое место в топливно-энергетическом комплексе республики. Впервые за последние годы объем добычи торфа в 2011 году преодолел рубеж в 3 млн т, что стало существенным вкладом в снижение зависимости Беларуси от импортных топливно-энергетических ресурсов и позволило опередить плановые темпы роста объемов производства. Организациями торфяной промышленности Минэнерго произведено 1362,1 тыс. т топливных брикетов, а объем их экспорта составил 338,9 тыс. т, что значительно превысило годовое задание.

Благодаря активному строительству площадей для добычи торфа, постоянному обновлению технической базы для выполнения болотно-подготовительных работ, добычи и транспортировки торфа торфяники Беларуси не менее напряженно и успешно работают и в этом году. Все это способствует не только увеличению объемов использования местных сырьевых ресурсов, но и повышению уровня диверсификации видов топлива.

Особую признательность хочется выразить ветеранам, которые всегда готовы поделиться своим опытом, знаниями и профессионализмом с молодым поколением. Их помощь является неоценимым вкладом в энергетическую независимость и безопасность нашей республики.

От всей души поздравляю всех работников нефтяной, газовой и топливной промышленности, их родных и близких с профессиональным праздником. Желаю удачи в достижении поставленных целей, неиссякаемого оптимизма, успехов в труде, хорошего здоровья и семейного благополучия!

**Министр энергетики
Республики Беларусь**

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'А.В. Озерец', written in a cursive style.

А.В. Озерец

Учредитель

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Редакционная коллегия:

Каранкевич В.М.	заместитель Министра энергетики Республики Беларусь
Бобарико Ю.А.	заместитель генерального директора РУП «Минскэнерго»
Герман М.Л.	к.ф.-м.н., директор РУП «БЕЛТЭИ»
Клявза В.И.	начальник отдела охраны труда ОАО «Центроэнергоаппарат»
Кордуба В.Г.	инженер-теплоэнергетик, заслуженный работник промышленности Республики Беларусь
Кундас С.П.	д.т.н., профессор, ректор Международного государственного экологического университета имени А.Д. Сахарова
Лиштван И.И.	академик НАН Беларуси
Майоров В.В.	генеральный директор ОАО «Белтрансгаз»
Мулев Ю.В.	д.т.н., профессор
Рудинский Л.И.	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
Русан В.И.	д.т.н., профессор БГАТУ
Рыков А.Н.	к.т.н., директор РУП «Белнипиэнергопром»
Седнин В.А.	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой БНТУ
Стриха И.И.	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник РУП «БЕЛТЭИ»
Ширма А.Р.	генеральный директор ГПО «Белэнерго»
Якубович П.В.	первый заместитель начальника Главного управления промышленности и ТЭК аппарата Совмина Беларуси

НОВОСТИ ТЭК

Обзор событий	4
Каракулько Г.А. Мировая энергетика. По материалам электронных и печатных СМИ.....	7
Планы Евросоюза по модернизации энергетики на период до 2050 года.....	10

ПРИОРИТЕТЫ

2012 год должен стать переломным в тенденциях финансового развития энерго- и газоснабжающих организаций, и для этого есть все объективные предпосылки Интервью заместителя Министра энергетики Республики Беларусь В.М. Каранкевича	13
---	----

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Трутаев В.И., специалист по системным исследованиям в энергетике, ветеран энергетики Республики Беларусь, Сыропуцинский В.М., к.т.н., начальник производственно-технического отдела РУП «Белнипиэнергопром» Топливо-экономические характеристики энергоустановок: содержание, построение, примеры использования	17
Саранцев В.В., к.т.н., доцент Белорусского национального технического университета, Федоров И.Г., начальник отдела главного сварщика ОАО «Белэнергоремналадка» Продление срока службы лопаток последних ступеней паровых турбин	23
Ширинская И.В., ведущий инженер ОАО «Электрозавод», Сагиров А.Н., начальник бюро реакторов ОАО «Электрозавод» Защита сетей 6–35 кВ от однофазных замыканий на землю.....	26

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Дулинец Л.В., начальник отдела международного сотрудничества Департамента по ядерной энергетике Минэнерго Оценка МАГАТЭ национальной инфраструктуры ядерной энергетики в Республике Беларусь	30
Шлома О.С., первый секретарь Постоянного представительства Республики Беларусь при международных организациях в Вене Обзор развития ядерной энергетики в мире.....	32

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОНАДЗОР

Лосенков Д.М., начальник управления государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго» – старший государственный инспектор по энергетическому надзору Республики Беларусь Обеспечение надежности энергоснабжения котельных.....	36
Ждан В.В., инспектор районной инспекции № 5 Минского МРО по надзору за электроснабжением филиала «Энергонадзор» РУП «Минскэнерго» Способы защиты от поражения электрическим током в электроустановках	39

НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

Мультиан Ю.М., заведующий технологическим сектором отдела научных исследований РУП «Белниитоппроект»,
Логунов В.П., заведующий сектором конструирования и внедрения
отдела научных исследований РУП «Белниитоппроект»

**Пневмогазовая сушилка торфобрикетного производства
с теплогенератором, основанном на принципе циркулирующего
взвешенного слоя.....**44

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

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

**Повышение надежности защиты подземных кабельных линий.
В чем секрет?**46

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

Календарь выставок (сентябрь/октябрь 2012 года)48

Русан В.И., д.т.н., профессор БГАТУ

**Актуальные проблемы энергообеспечения и энергосбережения
в сельском хозяйстве Российской Федерации.....**53

Energyexpo приглашает56

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

Шмаков Ю.А., главный инженер РУП «Гродноэнерго»,
Курилович И.Ф., заместитель директора Учебного центра РУП «Гродноэнерго»

**Актуальные задачи повышения надежности и безопасности
профессиональной деятельности персонала и пути их решения
в Гродненской энергосистеме**58

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

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

**ТКП 387-2012 и ТКП 388-2012 – новые технические кодексы
установившейся практики**63

Национальный фонд ТНПА – энергетике67

СОБЫТИЕ

Дорофейчик А.Н., заслуженный энергетик СНГ,
почетный энергетик Республики Беларусь

Первенцу большой энергетики Гродненщины – 50 лет68

БИБЛИОТЕКА ЭНЕРГЕТИКА

Республиканская научно-техническая библиотека предлагает71

Энергетическая безопасность

Традиционная и ядерная энергетика

Транспорт газа и газоснабжение

Альтернативная и малая энергетика

Энергоэффективность и экология

Редакция:

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

Уважаемые рекламодатели!

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

Адрес редакции:

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

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала
№ 931 от 27.08.2010.

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

Отпечатано в типографии: РУП «Минсктиппроект»,
220123, г. Минск, ул. В. Хоружей, 13/61
ЛП №02330/0494102 от 11.03.2009.
Печать офсетная. Бумага мелованная.
Подписано в печать 24.08.2012 г., формат 60x90%,
тираж 1650 экз., заказ № 2250.

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

АТОМНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В БЕЛАРУСИ БЫТЬ!

18 июля Беларусь и Россия подписали генеральный контракт на строительство белорусской АЭС. Документом определены обязательства и ответственность сторон, сроки реализации проекта, его приблизительная стоимость на период до 2020 года, условия платежей, поставки оборудования, организация строительства, приемка энергоблоков и другие условия. Согласно генеральному контракту ввод в промышленную эксплуатацию первого блока АЭС предусматривается в ноябре 2018 года, второго – в июле 2020-го.

При этом в контракте оговорено, что стоимость белорусской АЭС не должна превышать стоимости Балтийской в сопоставимых условиях. Под данный проект Россия готова выделить нашей стране льготный долгосрочный государственный кредит сроком на 25 лет в объеме до \$ 10 млрд.

Ввод в эксплуатацию АЭС позволит Беларуси ежегодно замещать около 5 млрд м³ импортируемого природного газа, снизить себестоимость производства электроэнергии, уменьшить уровень выбросов парниковых газов в атмосферу на 7–10 млн т и значительно повысить уровень энергетической безопасности.

9 августа в торжественной обстановке Президент Республики Беларусь А.Г. Лукашенко заложил капсулу с посланием будущим поколениям в памятный камень, установленный на площадке строительства белорусской АЭС. В ходе мероприятия А.Г. Лукашенко заявил, что решение о строительстве АЭС в Беларуси принято бесповоротно и окончательно. «Самой умной, самой современной, мощной атомной электростанции в Беларуси быть», – подчеркнул Глава государства.

В церемонии закладки капсулы приняли участие Первый вице-премьер Республики Беларусь В.И. Семашко, Министр энергетики А.В. Озерец, губернатор Гродненской области С.Б. Шапиро и Первый заместитель генерального директора Госкорпорации по атомной энергии «Росатом» А.М. Локшин.

Первый вице-премьер В.И. Семашко доложил Александру Лукашенко о подходах к ценообразованию при строительстве АЭС, привел ряд аргументов в пользу снижения стоимости строительства атомной станции и сообщил о возможности снижения затрат на разработку проектной документации и сокращении сроков ее подготовки. Заинтересованность в сокращении сроков реализации проекта высказали и представители российской стороны. Они планируют оптимизировать график выдачи проектной документации для белорусской АЭС, разработка которой завершится в мае 2013 года. Однако большая часть документов, возможно, будет готова уже к февралю.

Главе государства также доложили о выбранном проекте АЭС, этапах строительства, создании всей необходимой инфраструктуры, в том числе социальной для строителей и будущего обслуживающего персонала станции. В настоящее время на площадке ведутся работы на 62 объектах, из них 14 планируется сдать в 2012

году, в том числе здание генподрядчика; здание заказчика со штабом; две столовые, газопровод с котельной; сети теплоснабжения, ливневой, бытовой, промышленной канализации и водоснабжения; холодный склад; ограждения производственной базы и промышленной площадки. На данном этапе на Островецкой площадке ведутся работы по разработке котлована энергоблока № 1. До 1 ноября 2012 года предстоит закончить выполнение пластового дренажа. В настоящее время в выполнении работ задействовано более 200 единиц строительной техники и 720 рабочих.

Президент подчеркнул необходимость рачительного и целенаправленного использования выделяемых на строительство средств и земельных ресурсов, определения окончательной стоимости того или иного этапа работ по факту его выполнения, привлечения наибольшего количества отечественных производителей и подрядчиков, что позволило бы удешевить строительство.

Как было доложено Главе государства, российская сторона высоко оценивает качество выполняемых белорусами работ на строительстве АЭС и заинтересована в максимальном привлечении белорусских материалов и оборудования для реализации данного проекта. В целях получения опыта работы на более поздних стадиях строительства уже в ближайшее время в Россию на подобные объекты отправятся белорусские специалисты.

Глава государства отметил, что Беларусь заинтересована в том, чтобы вместе с Россией участвовать в строительстве атомных электростанций не только в Беларуси, но и за ее пределами, и подчеркнул, что белорусские специалисты должны освоить эти высочайшие технологии, потому что атомная энергетика – это интеллектуальный потенциал нации, будущее белорусского народа.

В подписанном Президентом послании говорится: «Создание национальной ядерной энергетике – значительный шаг в укреплении энергетической безопасности страны, мощный стимул ускорения научно-технического прогресса и инновационного развития». В нем выражается уверенность в том, что принятое стратегическое решение о строительстве в Беларуси атомной электростанции позволит обеспечить дальнейший динамичный подъем экономики, повысить благосостояние людей и преобразить жизнь перспективного региона. «Воплощая в жизнь девиз о построении сильной и процветающей Беларуси – государства для народа, мы приступаем к реализации крупнейшего совместного с братской Россией инвестиционного проекта – строительству первой атомной электростанции на нашей территории», – отмечено в послании. Президент также выражает надежду на то, что будущие поколения с благодарностью оценят вклад в создание надежной энергетической базы как основы для устойчивого развития страны и повышения ее роли в мировом сообществе.

Подготовлено по материалам Минэнерго, БЕЛТА

Минэнерго подписало инвестдоговоры с турецкой компанией на строительство двух гидроэлектростанций на Западной Двине

30 июля Министр энергетики Республики Беларусь А.В. Озерец и генеральный директор турецкой компании Cet Insaat Muhendislik Ticaret Limited Sirketi Эрхан Аудинер подписали инвестиционные договоры на строительство Бешенковичской и Верхнедвинской гидроэлектростанций, которые планируется возвести в течение четырех лет. Общий объем инвестиций составит более \$ 300 млн.

Турецкая компания будет работать по схеме BOT (Build – Operate – Transfer). В соответствии с данной схемой, широко применяемой в мировой практике как инструмент государственно-частного партнерства, инвестор берет на себя обязательства построить гидроэлектростанции за свой счет, эксплуатировать их в течение 30 лет и безвозмездно передать в собственность государства. При этом на этапе эксплуатации вырабатываемая электроэнергия продается белорусской стороне в белорусских рублях на выгодных для нее условиях.

В ходе подписания инвестиционных договоров А.В. Озерец отметил, что это популярная в мире схема инвестирования. Эти проекты являются выгодными для республики с экономической точки зрения, поскольку срок эксплуатации технологического оборудования станции составляет 60 лет, плотины – 100 лет, а также с учетом стоимости, по которой инвестор будет продавать электроэнергию белорусской стороне.

Министр энергетики также отметил, что подписание инвестиционных договоров – результат плодотворной работы двух сторон и благоприятного инвестиционного климата, сложившегося благодаря принятым в республике законодательным актам.

Подписание инвестиционных договоров с турецкой компанией может послужить однозначным информационным сигналом для зарубежных инвесторов о готовности Беларуси применять прогрессивные схемы государственно-частного партнерства и работать на гибких условиях.

Правительство России утвердило соглашение о поставках газа в Беларусь

Правительство Российской Федерации утвердило и внесло в Госдуму проект Федерального закона «О ратификации соглашения между правительством Российской Федерации и правительством Республики Беларусь о порядке формирования цен (тарифов) при поставке природного газа в Республику Беларусь и его транспортировке по газопроводам, расположенным на территории Республики Беларусь», сообщает РИА Новости.

Соглашение устанавливает для Беларуси на 2012 год цену на газ, поставляемый для удовлетворения ее внутренних потребностей, а также определяет формулу такой цены на 2013 год и последующие годы в привязке к цене газа для потребителей Ямало-Ненецкого автономного округа. Документом также определяется порядок расчета (начиная с 2012 года) тарифов на услуги по



транспортировке газа по газопроводам ОАО «Белтрансгаз» как для внутреннего потребления, так и за пределы Беларуси.

В прошлом году ОАО «Газпром» выкупило оставшиеся 50 % акций ОАО «Белтрансгаз». На итоговом собрании, которое состоялось в июне нынешнего года, акционеры Газпрома одобрили 115 сделок с заинтересованностью, среди которых одной из крупнейших стал договор покупки Белтрансгазом в 2013 году у Газпрома не более 23 млрд м³ газа на общую предельную сумму \$ 4,1 млрд. Согласно договору, одобренному на собрании акционеров ОАО «Газпром», всего в 2012–2014 годах Белтрансгаз может закупить у Газпрома 69 млрд м³ газа.

Договоры также предусматривают, что Белтрансгаз в 2013 году окажет услуги по транзиту газа через Беларусь в объеме не более 60 млрд м³, что на 34,8 % выше предполагаемого объема на 2012 год. По магистральным трубопроводам, проходящим по территории Беларуси, осуществляются транзитные поставки российского природного газа в Калининградскую область России, Литву, Украину и Польшу.

Проект нового закона «Об инвестициях» принят в первом чтении

27 июня в первом чтении принят проект нового закона «Об инвестициях», который наиболее полно отражает все пожелания инвесторов в части защиты инвестиций, предоставления гарантий по использованию прибыли, защиты от вмешательства в частные дела инвесторов, сообщает БЕЛТА.

В частности, законопроект снимает ограничения относительно иностранных инвесторов. Если в предыдущем Инвестиционном кодексе существовала ограничительная норма для формирования уставного фонда создаваемых организаций, то на сегодня эти ограничения сняты. Также предоставлено право свободного распоряжения прибылью, остающейся после уплаты налогов, перевода ее в любой валюте в любую страну.

В законопроекте также прописана процедура национализации. Кроме того, предусмотрено, что, если инвестиции вкладываются в субъект, который занимает доминирующее положение, то должно быть согласование антимонопольного органа.

По мнению специалистов, принятие закона будет способствовать значительному улучшению инвестиционного климата в Беларуси.

Началась поставка оборудования для ПГУ Лукомльской ГРЭС

В начале августа на Лукомльскую ГРЭС начало поступать оборудование для парогазовой установки мощностью 427 МВт, сооружение которой предусмотрено Государственной программой развития Белорусской энергетической системы до 2016 года.

Строительство парогазовой установки является совместным белорусско-китайским проектом. Согласно контракту, заключенному РУП «Витебскэнерго» и Китайской национальной корпорацией по импорту и экспорту машин и оборудования, китайская сторона должна выполнить комплексное строительство парогазового энергоблока на Лукомльской ГРЭС. Строительные работы по сооружению энергоблока начались в январе. Ввести блок в эксплуатацию предполагается в первом квартале 2014 года.

Работы по сооружению ПГУ-400 МВт ведутся в соответствии с графиком. Для строительства фундаментов под здание и оборудование использовано более 4 тыс. м³ бетона, выполнен котлован под здание станции нейтрализации сточных вод, ведутся работы по армированию фундамента паровой турбины.

В связи с началом поставки оборудования на строительную площадку уже поступили закладные детали для котла-утилизатора и паровой турбины, ведется оформление документов таможенного декларирования на поступившие металлоконструкции котла-утилизатора, стальные конструкции, защитные щиты котла-утилизатора, часть дымовой трубы.



Строительство ПГУ позволит Лукомльской ГРЭС перейти на современные парогазовые технологии по выработке электроэнергии и экономить до 242 тыс. т у.т. в год. Топливом для парогазовой установки станет природный газ. Преимуществом установки являются высокий КПД парогазового цикла, который достигает 57 %, в то время как действующие энергоблоки Лукомльской ГРЭС имеют КПД 39–40 %. Кроме того, парогазовые установки потребляют меньше воды на единицу вырабатываемой электроэнергии и являются более экологически чистыми.

В Минске введена в эксплуатацию ПС 110/10 кВ «Долгиновская»

16–17 июля в Минске введена в эксплуатацию ПС 110/10 кВ «Долгиновская». Подстанция строилась согласно техническим условиям РУП «Минскэнерго», которыми предусматривалось сооружение подстанции закрытого типа с подключением двумя кабельными линиями 110 кВ к ПС 110 кВ «Веснянка» и установкой на подстанции «Веснянка» двух дополнительных ячеек КРУЭ 110 кВ.

Схема подстанции «Долгиновская» на стороне 110 кВ выполнена классическим «мостиком». На ПС установлено два трансформатора мощностью 40 000 кВА производства компании KOLEKTOR ETRA (г. Любляна, Словения), распределительное устройство 10 кВ укомплектовано ячейками с вакуумными выключателями производства фирмы АВВ (г. Брно, Чехия), установлена система контроля, защиты и управления, созданная фирмой АВВ – Microscada.

Заказчиком строительства выступало РУП «Минскэнерго», генпроектировщиком – РУП «Белэнергосетьпроект», его субподрядчиком – КПИУП «Минскинжпроект», специалисты которого выполняли проектирование КЛ 110 кВ. Генеральным подрядчиком по результатам конкурсных торгов являлась фирма RICO (г. Любляна, Словения), строительство подстанции выполняло ОАО «Электроцентрмонтаж». Несмотря на сложности, возникшие при сооружении питающих кабельных линий, специалисты успешно справились с поставленной задачей и ввели подстанцию в эксплуатацию в сроки, предусмотренные контрактом на строительство.

Включение ПС 110 «Долгиновская» в работу осуществляли специалисты центральной диспетчерской службы РУП «Минскэнерго» с участием персонала служб Минских кабельных сетей: диспетчерской, релейной защиты, подстанций и сетей под общим руководством главного инженера Минских кабельных сетей Р.В. Романова.

Мощности подстанции предназначены для электроснабжения перспективных микрорайонов «Цнянка» и «Новинки», а также частичной разгрузки существующих ПС 110 кВ «Зеленый Луг» и «Сторожевская».

Подготовлено по материалам Минэнерго, информерагентств, собственных корреспондентов

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ПО МАТЕРИАЛАМ ЭЛЕКТРОННЫХ И ПЕЧАТНЫХ СМИ

Конец деспотизма ОПЕК

Energy Tribune

Открытие массовых месторождений нефти и газа на Западе, становление Израиля как энергетической державы на Ближнем Востоке, а также углубление внутренних противоречий по поводу проводимой стратегической политики могут ускорить закат ОПЕК.

Рассмотрим влияние экспорта ОПЕК на Соединенные Штаты. В 2011 году 20 % всего экспорта ОПЕК приходилось на США. Однако разработки месторождений сланцевой нефти (нефти битуминозных сланцев) в Америке, как заявил недавно председатель правления компании ConocoPhillips Райен Ланс (Ryan Lance), может сделать США самодостаточными в отношении нефти (а также и газа) к 2025 году. В соответствии с данными Геологической службы США (United States Geological Survey (USGS)) месторождения Green River в штатах Колорадо и Юта содержат около 3 трлн баррелей нефти, не менее половины из которых являются извлекаемыми. При условии, что США потребляют около 7 млрд баррелей в год, легко подсчитать, на какое время хватит этих запасов.

По оценке консультантов крупнейшей международной информационной компании в области энергетики, экономики, геополитических рисков HIS CERA, добыча нетрадиционной нефти в США может вырасти с нынешних полумиллиона баррелей в день до 3 млн к 2020 году. Как заметил президент HIS CERA Дэниэл Йерджин (Daniel Yergin), «это равносильно появлению еще одной Венесуэлы или Кувейта к 2020 году».

Кроме Соединенных Штатов крупнейшие месторождения нетрадиционной нефти и газа расположены в российской Западной Сибири и Китае. Как известно, обе

страны не являются членами ОПЕК, и этот фактор надо учитывать в изменяющихся геополитических условиях Ближнего Востока.

Последние разработки сланцевых месторождений в Израиле позволят превратить эту страну в энергетическую сверхдержаву мирового уровня. В последнее время в стране открыты крупнейшие оффшорные месторождения газа (порядка 30 трлн куб. футов), а также огромные запасы сланцевой нефти. По данным Израильской энергетической инициативы (Israel Energy Initiatives (IEI)), запасы нефти только на одном месторождении, где в настоящее время ведется бурение, оцениваются в 500 млн баррелей в день. Этого достаточно для удовлетворения потребностей страны в течение пяти лет. Геологи IEI утверждают, что суммарные запасы сланца в стране позволят производить не менее 250 млрд баррелей нефти, и таким образом Израиль выйдет на третье место в мире после США и Китая.

В конце июня министры нефти Израиля и Канады подписали новый энергетический договор, в соответствии с которым Израиль, имеющий высокую репутацию в области технических инноваций, поможет Канаде в разработке нефтеносных песков, а Канада, в свою очередь, окажет Израилю экспертную помощь в разработке месторождений сланца.

Проблемы ОПЕК на этом не заканчиваются. Традиционное доминирование Саудовской Аравии в ОПЕК находится под угрозой, по мере того как возникающий альянс таких стран, как Иран, Ирак и Алжир, все больше противится саудовской политике. Саудовцы настаивают на поддержании добычи нефти на уровне 10 млн баррелей в день (самый высокий объем за последние десятилетия), Тегеран в условиях санкций в отношении его ядерной программы хочет снизить добычу и повысить цены. В то время как растущие противоречия двух фракций предвещают очередную внутреннюю борьбу, новая глобальная энергетическая реальность уже оказывает свое влияние независимо от того, хотят члены ОПЕК принять ее или нет.

Как недавно заметил в своей статье в Financial Times заместитель Министра финансов США Роджер Альтман (Roger Altman), «открытие новых больших месторождений сланцевого газа и нетрадиционной нефти снизит цены на углеводородное топливо. Они также перезагрузят и значительно улучшат международные отношения». Р. Альтман считает, что дни ОПЕК как картеля нефтепроизводителей сочтены, так как нестабильные государства от Ирака до Венесуэлы будут маргинализироваться.

В Европе биомасса становится стандартным топливом для производства электроэнергии

<http://www.energy-fresh.ru/>

В ближайшие годы в Европе в 2,5 раза возрастет спрос на древесную щепу, что приведет к повышению



цен на древесину, сообщает Янус Арукаэву, член правления Эстонского союза электропромышленности. По его словам, биотопливо – очень важная статья экспорта для Эстонии. Он подчеркнул, что деревообрабатывающая промышленность страны должна ориентироваться на энергетическую промышленность, так как в ЕС использование биомассы в энергетике является динамично развивающимся направлением. На данный момент в энергетической политике самой Эстонии наблюдается явное противоречие: несмотря на то что Эстония до сих пор является донором биомассы, более 90 % электроэнергии в стране производится из сланца.

Первая биржа биомассы была запущена в начале ноября 2011 года в Роттердаме (Нидерланды). Европейский союз выдал разрешение Латвии на сооружение электростанции мощностью 400 МВт, использующей биомассу. Финляндия поддерживает использование биомассы в производстве энергии с 2011 года. Дания собирается модернизировать все свои электростанции, работающие на угле. Все это показывает, что в ближайшее время спрос стран Балтии на древесную щепу значительно увеличится.

Многие европейские электростанции, использовавшие ископаемое топливо, перешли на биотопливо частично или полностью. Такой же выбор стоит и перед Эстонией, ведь замена сланца биотопливом – наиболее дешевый способ уменьшить долю сланца в топливно-энергетическом балансе и прекратить загрязнение окружающей среды. Таким образом, в Европе биомасса становится стандартным топливом для производства электроэнергии.

В США начались продажи ламп с 20-летним сроком службы

Enerdata

В США в продажу поступила электрическая лампочка с 20-летним сроком службы. Лампочку создали в голландской компании Philips с применением светодиодов. Она потребляет 10 Вт энергии, рассчитана в

общей сложности на 100 тыс. часов службы и стоит \$ 60. Правда, компания-производитель договорилась с рядом магазинов о предоставлении покупателям скидки, и в некоторых местах лампочку можно будет купить за \$ 20.

Стандартные лампы накаливания мощностью 40 Вт и более будут запрещены в США в 2014 году, 100-ваттные уже не продаются в Европе и Америке. Министерство энергетики США в связи с этим объявило конкурс «Светлое завтра» на замещение стандартной лампы накаливания мощностью 60 Вт, победителем которого стал его единственный участник – североамериканский филиал голландской корпорации Philips.

Созданная компанией альтернативная 10-ваттная светодиодная лампа, по мнению специалистов, поможет сэкономить стране около 35 тераватт-часов электроэнергии, или \$ 3,9 млрд в течение года, а также позволит избежать выброса в атмосферу 20 млн т углерода.

Создатели лампочки соблюли еще одно из условий конкурса – лампочка светит мягким светом, подобным тому, который дает лампа накаливания. Philips уже продает на американском рынке более дешевую, но менее экономичную версию этой лампы.

Всемирный совет по энергии ветра назвал лидера отрасли

Global Wind Energy Council

Всемирный совет по энергии ветра – Global Wind Energy Council (GWEC) опубликовал краткое исследование развития мировой ветровой энергетики в 2011 году. Суммарная мощность ветропарков нашей планеты составляет теперь 238 тыс. МВт, за минувший год она увеличилась на 41 тыс. МВт. Большая часть мирового прироста мощностей приходится на Китай.

При глобальном росте мировых рынков всего чуть более чем на 6 % мощность ветряных электростанций выросла на 21 %. Сегодня их эксплуатируют в промышленных масштабах 75 стран, 22 из которых преодолели рубеж суммарной мощности своих ветряных генераторов в 1000 МВт.

Лидером мировой ветряной энергетики по-прежнему остается Китай. В минувшем году стране удалось ввести в строй ветровые турбины общей мощностью около 18 тыс. МВт, что почти вдвое больше, чем в странах Евросоюза, и составляет около 44 % мирового прироста.

На втором месте по введенным в строй мощностям находятся США. После трудного 2010 года, когда в стране уменьшилось количество вновь построенных ветропарков, в минувшем 2011 году удалось увеличить их мощности на 6,81 тыс. МВт. Это обеспечило 17 % всего прироста в мире.

Мощность вновь построенных в Индии ветряных электростанций составила немногим более 3 тыс. МВт, или 7 % от общей мощности на планете. Страна с крупнейшей экономикой Европы – Германия ввела в строй ветроустановки суммарной мощностью более 2 тыс. МВт (5 %) и находится на четвертом месте в списке лидеров 2011 года.

Как следует из отчета, новые мощности ветровой энергетики введены в строй в основном десятком лидирующих стран. На их долю приходится 87,5 % прироста



мощности в ветроэнергетике, что в абсолютных цифрах составляет чуть больше 360 тыс. МВт. Доля стран Евросоюза в этой цифре достигает 23 %.

В первой десятке стран мира, лидирующих по общей мощности ветровых энергетических установок, почти те же страны. Однако их позиции несколько отличаются. На первом и втором местах, как и по вновь введенным мощностям, находятся Китай и США. Их доли составляют соответственно 62,7 тыс. МВт (26,3 %) и 46,9 тыс. МВт (19,7 %). Третье место удерживает Германия – 29 тыс. МВт (12,2 %). Европа в целом обладает генерирующими мощностями ветряных установок около 94 тыс. МВт, или 39 % от суммарной мощности ветроустановок на планете. Ветер дает европейским странам 6,3 % всего потребляемого электричества.

Если не считать мировых лидеров, остальные страны мира обладают всего лишь 13,6 % общей мощности ветряных установок, или 32,4 тыс. МВт.

Заметных успехов в развитии ветроэнергетики в 2011 году добились Канада и страны Латинской Америки. В списках лидеров ни по вновь введенным ветровым генерирующим мощностям, ни по накопленным нет ни одной страны бывшего СССР.

Развеемы мифы о возобновляемых источниках энергии

Ernst & Young

Заблуждения и мифы всегда были неотъемлемой частью альтернативной энергетики. В последнее время в свете постоянных скандалов по поводу государственных субсидий на развитие возобновляемых источников энергии и политических прений по поводу изменения климата становится все сложнее добраться до истины. Аналитики компании Ernst & Young, имеющие большой опыт в поиске нужной информации из широкого круга источников, недавно подготовили отчет по вопросам развития альтернативной энергетики. В документ вошли аналитические данные, которые касаются множества государственных рынков возобновляемых источников энергии, развития инфраструктуры и пригодности подобных технологий для отдельных проектов.

Опираясь на результаты работы своих коллег, старший менеджер компании Майкл Бернье (Michael Bernier) развеял наиболее укоренившиеся заблуждения в области возобновляемых источников энергии.

Миф 1: Ветровая энергетика по-прежнему будет локомотивом роста возобновляемых источников энергии.

Бернье утверждает, что на самом деле солнечная энергетика будет самой привлекательной в секторе возобновляемых источников энергии в течение ближайших трех–пяти лет. По его мнению, в последнее время сложилась очень благоприятная обстановка для начала крупномасштабных гелиоэнергетических проектов, а также для развития электростанций на основе солнечных батарей бытовых масштабов.

Миф 2: География и погода являются определяющими факторами привлекательности рынка альтернативной энергетики.

Люди привыкли все упрощать, когда речь заходит о солнечной, ветровой или гидроэнергетике, отметил Бернье и заявил, что в действительности существует



около десяти различных факторов, определяющих успех того или иного проекта, в том числе расходы на строительство новой и демонтаж старой электростанции. В некоторых регионах, несмотря на то что солнце появляется там сравнительно редко, цены на электроэнергию достаточно высоки, поэтому местные власти рассматривают возможность использования солнечных батарей как довольно привлекательную альтернативу.

Миф 3: Природный газ и возобновляемые источники энергии были и остаются конкурентами.

Снижение цен на природный газ не означает закат для возобновляемых источников энергии, говорит Бернье. В данный момент все резервы для сокращения издержек при производстве электричества за счет сжигания газа давно исчерпаны; в то же время цены на электричество, произведенное с использованием возобновляемых источников энергии, снижаются достаточно быстро. Этот процесс поможет ускорить переход к возобновляемой энергетике. Подобное уже происходит на многих рынках.

Миф 4: Развитие инфраструктуры повлечет новый бум финансирования возобновляемой энергетики.

Проекты в области возобновляемой энергетики после их завершения становятся очень привлекательными для многих инвесторов «второго уровня», которые ведут поиск надежных и долгосрочных источников дохода. Многие страховые и пенсионные фонды на самом деле не могут рисковать и прийти в подобный проект на ранней стадии финансирования. В большинстве своем подобные организации не платят налоги, поскольку распоряжаются пенсионными фондами, но в то же время они не могут воспользоваться налоговыми льготами, которые даются при финансировании новых проектов.

Компания Siemens предложила Германии перейти на производство водородного топлива

Energy Review

Германии для реализации своих амбициозных планов (получать треть электроэнергии из возобновляемых

источников к 2020 году и до 80 % – к 2050 году) придется найти способ хранения огромного количества электроэнергии. Иначе будет невозможно компенсировать нестабильное производство энергии с использованием таких возобновляемых источников, как солнце и ветер.

В компании Siemens считают, что сегодня для этого существует только одна подходящая технология – электролиз воды и производство водородного топлива. Водород можно превращать в электроэнергию на газовых электростанциях, к тому же им можно заправлять автомобили и даже самолеты. Однако сегодня производство водорода неэффективно, так как во время электролиза и последующего сгорания водорода теряется две трети энергии. В связи с этим Siemens предлагает свою концепцию водородной энергетики.

В отличие от обычных промышленных электролизеров, которые нуждаются в устойчивом энергоснабжении, новая система может работать в условиях неустойчивой мощности ветроустановок (ВЭУ) и солнечных панелей. Она основана на протонообменной мембране, похожей на ту, что сегодня используется в автомобильных топливных элементах, и идеально подходит для всплесков мощности ветроустановок в особо ветреные дни. Последнее особенно актуально, поскольку из-за недостаточной мощности линий электропередачи Германия теряет около 20 % энергии, вырабатываемой ВЭУ. Сейчас хранить

эту энергию попросту негде. Самый доступный способ создать резерв электроэнергии – это закачивать воду на большую высоту, а потом спускать ее, приводя в движение турбины генераторов. Однако данный метод годится только для горной местности, а в равнинной Германии с его помощью «перекачивают» только около 40 ГВт·ч. Столько ветро- и гелиоустановки могут генерировать за один час ветреного и солнечного дня.

Современные аккумуляторы дороги и громоздки, поэтому они не могут решить проблему хранения гигантского количества энергии, необходимого Германии ночью или в безветренный день. По расчетам специалистов Siemens, если Германия будет на 85 % обеспечиваться энергией из возобновляемых источников, потребуется хранение энергии объемом 30 тыс. ГВт·ч. Специалисты утверждают, что электролизеры смогут превратить эту энергию в водород с эффективностью около 60 %. От полученного в итоге количества энергии следует отнять еще 40 % на потери во время обратного превращения водорода в электричество. Таким образом, будет потеряна только треть энергии, выработанной ветро- и гелиоустановками.

Водород, необходимый для питания электростанций, может храниться в подземных пещерах и транспортироваться по существующим газопроводам или специальным трубам.

ПЛАНЫ ЕВРОСОЮЗА ПО МОДЕРНИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИКИ НА ПЕРИОД ДО 2050 ГОДА

European Commission

Постоянный рост цен на энергоносители в странах Евросоюза заставляет их всерьез заниматься проблемами энергоэффективности и стратегическим планированием дальнейшего развития энергокомплекса, обслуживающего экономику. Традиционная схема получения электрической и тепловой энергии с использованием газа и угля порождает массу экологических и экономических проблем. И если влияние CO₂ на климат еще как-то оспаривается, то снижение конкурентоспособности экономики, связанное с повышением цен на энергоресурсы, неоспоримо. Поэтому для стран Евросоюза вопрос энергетической политики, что называется, стоит ребром: решение, что делать и куда идти, нужно принимать немедленно и действовать несмотря ни на какие затраты.

В декабре 2011 года Еврокомиссия представила «Энергетическую дорожную карту 2050» (Energy Road Map 2050), в которой отобразила свое видение развития европейской энергетики до 2050 года. В документе Еврокомиссия ставит амбициозную цель – к 2050 году сократить выбросы CO₂ как минимум на 80 % по сравнению с 1990 годом. Достижение этой цели требует корен-

ной перестройки европейской энергетики и радикальных изменений в законодательстве.

Борьбу за снижение выбросов парниковых газов ЕС намерен вести в одиночку, не ожидая, пока остальной мир предпримет ощутимые шаги в этом направлении. Как отмечается в «Энергетической дорожной карте 2050», если страны ЕС к 2050 году уменьшат эмиссию CO₂ на 80–95 % по сравнению с 1990 годом, этого хватит, чтобы ограничить размах глобального потепления и избежать самых разрушительных его последствий.

Промежуточные цели

Дорожной картой устанавливаются промежуточные цели европейской энергетической программы, перечисляются мероприятия, необходимые для ее реализации, подсчитываются приблизительные затраты и оцениваются возможные изменения рыночных условий.

Для того чтобы к 2030 году добиться сокращения эмиссии углекислого газа на 54 % по сравнению с 1990 годом, необходимо, чтобы к этому времени картина энергетического баланса существенно изменилась:

- возобновляемые источники энергии должны составлять не менее 49 %;
- атомная энергетика – 17 %;
- традиционная углеводородная энергетика – 34 %.

При этом 8 % энергетических установок должно быть обеспечено установками улавливания и захоронения углекислого газа (carbon capture and storage, CCS). Технология CCS используется для выделения CO₂ из потока газа, его сжатия, транспортировки по трубопроводу и закачки в подземные пласты для безопасного захоронения.

Сценарии развития энергетики до 2050 года

Энергетической дорожной картой Еврокомиссии предусматривается сохранение в 2050 году примерно такой же структуры энергетики, что и в 2030-м. Однако потребление электроэнергии в регионе должно сократиться на 41 % по сравнению с 2005 годом. В настоящее время уровень энергоэффективности европейской экономики примерно в 3,5 раза выше, чем экономики России. Однако уже действует директива ЕС, которой предусмотрено повышение энергоэффективности на 20 % к 2030 году.

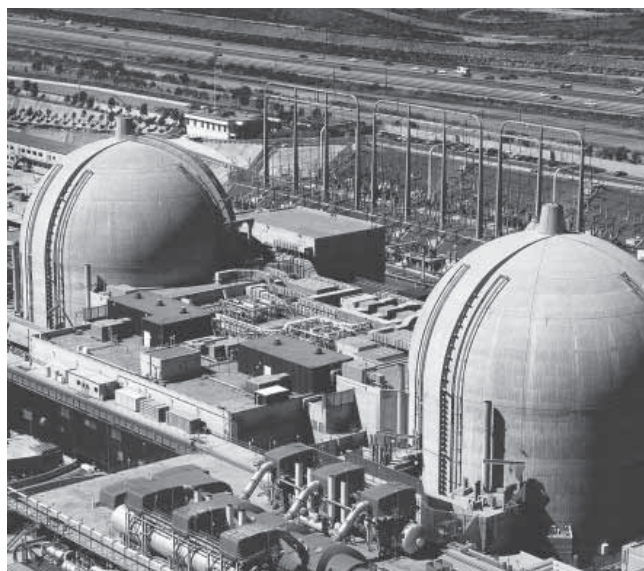
Предполагается, что будет продолжена диверсификация генерации электроэнергии. В первую очередь планируется предпринять меры для обеспечения свободной конкуренции источников энергии. При этом для стимулирования выработки «чистой» энергии и сокращения выбросов CO₂ предполагается установить высокую плату за выбросы углекислого газа, осуществить меры по внедрению CCS-технологий утилизации CO₂ и развитию атомной энергетики.

Документ предусматривает также приоритетное развитие энергетики на возобновляемых источниках энергии, доля которой в общем объеме генерирующих мощностей к 2050 году должна возрасти до 75 %.

Допускается, что в силу каких-либо причин технологии улавливания и захоронения CO₂ не получат к 2050 году существенного развития. В этом случае возрастает доля атомной энергии, а сокращение эмиссии CO₂ будет обеспечиваться, главным образом, за счет высокой платы за выбросы.

Еврокомиссией рассматривается вариант упадка атомной энергетики в Европе, политические причины которого общеизвестны. В этом случае на первое место должны выйти традиционные энергоносители с обязательным внедрением технологий CCS. Предполагается, что к 2050 году 32 % энергии в ЕС будет вырабатываться на установках, снабженных устройствами для улавливания и захоронения CO₂.

По мнению Еврокомиссии, эти сценарии должны стать темой для обсуждения о выборе предпочтительного пути развития энергетики Евросоюза. Предполагается, что дискуссия по этому вопросу продлится до конца 2014 года. К этому времени необходимо принять промежуточные документы развития энергетики ЕС до 2030 года и начать реальную работу по их реализации. Еврокомиссия считает, что вновь принимаемые директивы должны быть юридически обязательными для исполнения всеми странами Евросоюза.



По мнению разработчиков Дорожной карты, планы реформирования европейской энергетики вполне достижимы. При этом, если ЕС не начнет движение в сторону альтернативной энергетики, потребителям придется все больше платить за дорожающие традиционные энергоносители (в частности, природный газ), а негативные климатические изменения будут наносить все больший ущерб экономике региона.

Прогнозы и индикаторы

Все сценарии, рассмотренные в Дорожной карте, предполагают существенное сокращение потребления традиционных энергоносителей. Это относится, прежде всего, к углю, однако непосредственно затрагивает рынки нефти и природного газа.

Транспорт. К 2050 году предполагается сократить выбросы CO₂ на 54–67 % по сравнению с 1990 годом. Для этого планируется перевод автомобилей с бензина и дизтоплива на электропривод и биотопливо. Это приведет к падению мировых цен на нефть до \$ 70/бар (в текущих ценах) к 2030 году. При этом ЕС сохранит свою нефтеперерабатывающую промышленность, так что удешевление нефти станет для нее благом.

Природный газ. Здесь картина неоднозначна. С одной стороны, энергоблоки, работающие на газе, будут играть в будущей энергосистеме Европы важнейшую роль резервных мощностей, обеспечивая дополнительные поставки энергии во время дневных и сезонных пиков, а также страховку на случай неблагоприятных погодных условий, нарушающих работу ветровых и солнечных электростанций. При этом объем потребления природного газа в европейской энергетике возрастет со 165 млрд м³ в 2010 году до 180–297 млрд м³ в 2030 году.

С другой стороны, запланировано более чем двукратное сокращение использования газа в жилищном секторе (со 154 до 74 млрд м³ в год согласно всем сценариям) и стабилизация объема потребления газа в промышленности и прочих секторах экономики на уровне около 150 млрд м³ в год на протяжении как минимум ближайших 20 лет.

Это означает, что спрос на газ в ЕС, составивший в 2010 году 501 млрд м³, в 2030 году будет находиться между 406 и 523 млрд м³. Таким образом, потребление данного ресурса или упадет почти на 20 % по сравнению с текущим уровнем, или возрастет незначительно.

На сланцевый газ в Евросоюзе при этом практически не рассчитывают: его добыча в сколько-нибудь значимых объемах не планируется из-за возможных негативных экологических последствий. В качестве приоритетного источника называется прежде всего сжиженный природный газ (СПГ).

Плата за выбросы CO₂. Для реализации программ реформирования европейской энергетики необходимо будет поднять плату за выбросы CO₂ с нынешних 10 €/т до 38 €/т к 2020 году и до 85 €/т – к 2030 году. Это создаст достаточные стимулы для внедрения CCS и иных технологий, способствующих сокращению эмиссии CO₂, а также скорейшего перехода на альтернативные источники энергии.

Прогнозируется, что к 2030 году себестоимость энергии от ветряков уменьшится со 150 €/МВт·ч в 2010 году до 90 €/МВт·ч, а солнечной энергии – с 240 до 125 €/МВт·ч. В качестве основного источника удешевления альтернативной энергии принимается прогресс в технологиях.

Цена реформ

Энергетической дорожной картой Еврокомиссии проведена оценка затрат на реформирование электроэнергетики. Прежде всего отмечено, что новая энергетика будет основана на большом количестве мелких поставщиков ветровой и солнечной энергии с нестабильными и непредсказуемыми объемами выработки. Это требует принципиально иного подхода к энергосетям. Чтобы обеспечить их нормальную работу, необходимо внедрение «интеллектуальных сетей» (smart grids), которые позволяют обеспечивать непрерывный процесс оперативного управления всеми компонентами за счет постоянной самодиагностики, мониторинга и информационного обмена. Такие сети в Европе пока существуют в виде пилотных проектов, продемонстрировавших как преимущества подобных систем, так и многочисленные проблемы, связанные с их функционированием.

«Интеллектуальные сети» действительно позволяют экономить до 10–15 % электроэнергии и обеспечивают автоматическую синхронизацию работы многочисленных мелких поставщиков электроэнергии, функционирующих в нестабильном режиме. Однако их создание требует значительных затрат на инфраструктуру, а также предъявляет повышенные требования к потребителям, которые должны реально управлять своими мощностями.

Необходимо обеспечить свободный переток электроэнергии по всей Европе, для чего в ближайшие двадцать лет придется фактически удвоить протяженность линий электропередачи. Кроме того, нужно построить ряд мощных межсетевых соединений, связывающих Великобританию с Ирландией и Скандинавией, Францию с Испанией, южные и северные берега Балтийского моря, север Германии с бассейном Рейна и югом.

По оценкам специалистов, затраты только на инфраструктуру составят в 2012–2030 годах €114 млрд. Кроме того, еще €72 млрд надо будет израсходовать на создание резервных мощностей и более €1,6 трлн – на новые генерирующие мощности.

Всего стоимость перевода европейской энергетики на «альтернативные» рельсы составит €1,78 трлн до 2030 года. Это соответствует свыше 0,5 % совокупного ВВП ЕС в год и более чем вдвое превышает текущие инвестиции в отрасль. Если же прибавить к этой сумме расходы на энергосберегающие мероприятия и внедрение CCS, то общие издержки, по некоторым оценкам, могут превысить €2,2 трлн.

Финансовый вопрос будет играть ключевую роль в реализации европейской энергетической мегапрограммы. Согласно заявлению Еврокомиссии, в Брюсселе уже рассматриваются возможные модели финансирования проектов в данной сфере. В частности, к концу текущего десятилетия планируется эмиссия специальных облигаций, обеспеченных энергетическими активами. Этот механизм сейчас отработывается на нескольких пилотных инфраструктурных проектах.

По оценкам экспертов, через выпуск специальных проектных бондов удастся мобилизовать €4,6 млрд частных инвестиций на реализацию 5–10 проектов, которые важны для энергетического будущего Европы, но являются коммерчески невыгодными.

Так или иначе львиную долю затрат будут нести конечные потребители энергии. По оценкам Еврокомиссии, доля затрат домохозяйств на электроэнергию и энергоносители, составлявшая в среднем 10,5 % доходов в 2005 году, возрастет до 16 % в 2030 году, а затем стабилизируется на этом уровне, медленно сокращаясь до 15 % к 2050 году. Еще более серьезные расходы придется нести промышленным предприятиям на внедрение новых технологий, способствующих энергосбережению и снижению выбросов углекислого газа.

Большая европейская энергетическая политика

Энергетические инициативы Еврокомиссии сталкиваются с ожесточенным сопротивлением. В частности, очень большое внимание уделяется предложениям о внесении поправок в систему торговли квотами на выбросы CO₂. В настоящее время энергетические компании и многие отрасли промышленности имеют бесплатные квоты, что подрывает всю систему рыночной торговли разрешениями и удерживает плату за них на очень низком уровне.

Поправки, внесенные на рассмотрение Европарламента, как раз закрывают часть лазеек, позволяющих сохранить бесплатные квоты, что будет способствовать резкому повышению цен на квоты. Промышленники протестуют против данных нововведений, указывая, что это приведет к росту себестоимости и снижению конкурентоспособности европейской промышленности на мировом рынке. Тем не менее вероятность принятия поправок довольно велика.

Подготовил Геннадий КАРАКУЛЬКО

2012 ГОД ДОЛЖЕН СТАТЬ ПЕРЕЛОМНЫМ В ТЕНДЕНЦИЯХ ФИНАНСОВОГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГО- И ГАЗОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, И ДЛЯ ЭТОГО ЕСТЬ ВСЕ ОБЪЕКТИВНЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ

Интервью заместителя Министра энергетики Республики Беларусь В.М. Каранкевича

15 июня 2012 года Президент Республики Беларусь рассмотрел кадровые вопросы и дал согласие на назначение заместителем Министра энергетики Республики Беларусь В.М. Каранкевича. В течение последних шести лет Виктор Михайлович возглавлял Главное экономическое управление Министерства энергетики Республики Беларусь и хорошо знаком с процессами, происходящими в энергетической отрасли республики.

Какие пути стабилизации финансового положения энерго- и газоснабжающих организаций видит новый заместитель Министра и какие задачи считает приоритетными? Как выглядят перспективы развития энергетики в сложившихся условиях и возможности решения назревших проблем? На эти и другие вопросы нашему корреспонденту ответил В.М. Каранкевич.



В.М. Каранкевич, заместитель Министра энергетики Республики Беларусь

– Виктор Михайлович, как получилось, что Вы пришли в энергетику и, более того, имеете еще одно высшее образование по энергетической специальности?

– У меня всегда было стремление работать в энергетике. Я вырос в семье энергетиков – отец руководил Кировским РЭС. Все мое детство прошло рядом с людьми этой профессии. Поэтому после окончания в 1997 году Института современных знаний по специальности «Экономическая информатика» встал выбор – идти в энергосистему или в банковскую сферу, я выбрал первое.

Но стремление получить техническое образование было настолько сильным, что я поступил на заочное отделение энергетического факультета Политехнической академии (в настоящее время – БНТУ). Моими преподавателями были очень знающие и опытные люди, и мы познавали энергетику не только в теории, но и на практике. На третьем курсе обучения мне предложили перейти на должность начальника финансового отдела – заместителя начальника управления финансов, учета и отчетности Белорусского государственного энергетического концерна. Я знал, что этот переход безвозвратно закроет мне дорогу в практическую энергетику, но все же сделал этот шаг.

Мне повезло: рядом со мной работали очень грамотные и знающие специалисты, которые помогли мне освоить азы финансово-экономической деятельности энергоснабжающих организаций. Во время работы в управлении экономики концерна «Белэнерго» я изучил основы экономики в энергетике. Опыт работы в центре расчетов за перетоки

электроэнергии, когда приходилось иметь дело с расчетами за поставки электроэнергии из-за пределов республики, дал мне возможность понять нюансы внешнеэкономической деятельности в энергетической сфере. Поэтому, когда я пришел в главное экономическое управление Минэнерго, я быстро освоил работу с финансово-экономическими документами на новом уровне. Техническое образование позволяет мне понимать влияние технологических процессов, протекающих в энергосистеме, на экономическую ситуацию. Уверен: кто хочет хорошо знать экономику и заниматься ею, должен знать и технологию производства – это является основой формирования высококвалифицированных специалистов в области экономики и финансов, которых у нас сейчас, к сожалению, не хватает.

– Виктор Михайлович, насколько кардинально отличаются задачи, которые Вам предстоит решать на новой должности, от тех, которыми Вы занимались прежде?

– Мне знакомы все финансово-экономические проблемы отрасли, этими вопросами я жил последние несколько лет в должности начальника главного экономического управления Минэнерго, и, переходя на новую должность, я хорошо знал, что нужно делать и в каком направлении идти.

Первое, что необходимо сделать, на мой взгляд, – это стабилизировать финансовое положение энерго- и газоснабжающих организаций.

Немного о личном. Виктор Михайлович Каранкевич родился в 1976 году в г.п. Кировск Могилевской области. В 1997 году окончил Негосударственный институт современных знаний по специальности «Экономическая информатика», в 2006-м – Белорусский национальный технический университет по специальности «Теплоэнергетика», в 2010-м – с отличием Академию управления при Президенте Республики Беларусь по специальности «Государственное управление национальной экономикой».

В Белорусскую энергосистему пришел работать сразу после окончания института и сделал стремительную карьеру – от специалиста второй категории приватизации и управления госимущества до начальника финансового отдела – заместителя начальника управления финансов, учета и отчетности Белорусского государственного энергетического концерна. В 2006 году был назначен на должность начальника главного экономического управления Министерства энергетики Республики Беларусь, которую и занимал до середины июня 2012 года.

2011 год для организаций отрасли был самым тяжелым за последнее десятилетие. Убытки от их финансово-хозяйственной деятельности составили более 4 трлн руб.

Это обусловлено целым рядом объективных факторов, среди которых необеспечение действовавшими в 2011 году ценами и тарифами компенсации затрат на производство энергии и реализацию природного газа, девальвация белорусского рубля и главное – значительный рост цены на импортруемый природный газ, который превысил все самые пессимистические прогнозы, сформированные в начале 2011 года при установлении Министерством экономики цен (тарифов) на энергоресурсы для потребителей реального сектора экономики.



Вручение В.М. Каранкевичу Почетной грамоты Совета Министров Республики Беларусь за особый вклад в развитие сотрудничества с Российской Федерацией в газовой сфере, 2012 год

Кроме того, на финансовое положение газо- и энергоснабжающих организаций негативное влияние оказывает наличие значительной задолженности по кредитам банков, которая на 1 января 2012 года составила 10,2 трлн руб. Основная доля кредитной задолженности (9,9 трлн руб.) приходится на кредиты, привлеченные для реализации инвестиционных проектов, в том числе под гарантию Правительства сроком на 10–15 лет.

Это значительная финансовая нагрузка, но в условиях дефицита собственных средств и в связи с необходимостью снижения зависимости республики от импортных топливно-энергетических ресурсов привлечение иностранных кредитных ресурсов под строительство энергоэффективных энергоисточников было вынужденной мерой. Возврат этих средств будет осуществляться за счет экономии топливно-энергетических ресурсов, полученной в результате реализации данных инвестиционных проектов.

2012 год должен стать переломным в тенденциях финансового развития организаций Минэнерго, и для этого есть все объективные предпосылки. В ноябре 2011 года были подписаны межправительственные соглашения между Республикой Беларусь и Российской Федерацией о продаже акций ОАО «Белтрансгаз» и порядке формирования цен на природный газ для Республики Беларусь.

Согласно этим документам цена на границе на импортруемый в республику природный газ в 2012 году составит 165,6 \$/тыс. м³, что ниже среднегодового уровня 2011 года (263,5 \$/тыс. м³) на 37,2 %. Одним из соглашений документально закреплена четкая прозрачная схема формирования цены на газ для Беларуси, и очень важно для нас, что начиная с 2013 года эта стоимость будет формироваться в зависимости от цен в Ямало-Ненецком автономном округе Российской Федерации и изменяться синхронно с ценами для российских потребителей газа.

Подписание этих соглашений позволило не только снизить цену на газ уже в 2012 году, но и с большой долей вероятности спрогнозировать ее уровень на 2013 год, что нашло свое отражение при формировании прогноза социально-экономического развития и проекта бюджета Республики Беларусь на 2013 год и на среднесрочную перспективу (2013–2015 годы).

Это позволило Премьер-министру Республики Беларусь М.В. Мясниковичу уже сейчас согласовать на 2013 год предложенные Минэкономики, Минфинансов и Минэнерго уровни цен на природный газ и тарифы на электрическую энергию для потребителей реального сектора экономики.

Данным решением в целях стабилизации финансово-экономического положения энергоснабжающих организаций цена на природный газ на 2013 год для этих организаций согласована на уровне 216,76 \$/тыс. м³, что на 11,5 % ниже уровня, установленного на 2012 год. Кроме того, снижение цены природного газа позволит энергоснабжающим организациям в 2013 году реализовать ожидаемое нашими крупными и энергоемкими промышленными предприятиями снижение тарифов на отпускаемую электрическую энергию. По расчетам Минэнерго в 2013 году у энергоснабжающих организаций появятся необходимые резервы, чтобы снизить в двухставочном тарифе на электроэнергию ставку дополнительной платы (за активную энергию) на величину порядка 0,5 цента США.

Второй важнейшей задачей, потребность в решении которой назрела давно, является поэтапное сокращение перекрестного субсидирования с доведением уровня возмещения населением затрат на оказание услуг по газо- и электроснабжению до уровня себестоимости. Поэтапная ликвидация к 2015 году перекрестного субсидирования в ценах (тарифах) на энергоресурсы предусмотрена Стратегией развития энергетического потенциала Республики Беларусь, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 9 августа 2010 года № 1180, а также Программой социально-экономического развития Республики Беларусь на 2011–2015 годы и Программой деятельности Правительства Республики Беларусь на 2011–2015 годы.

До 2009 года невозмещаемая населением часть затрат перекрестного субсидирования компенсировалась в полном объеме за счет установления повышенных цен на газ и тарифов на энергию для потребителей реального сектора экономики. При увеличении цены импортруемого природного газа в 2009–2011 годах в 1,8 раза с целью не допустить неконкурентоспособности продукции отечественных производителей по ценовому фактору Правительством Республики Беларусь принимались решения по сдерживанию роста цен (тарифов) на топливно-энергетические ресурсы для потребителей реального сектора экономики.

В результате этого сумма невозмещенных населением затрат перекрестного субсидирования постоянно увеличивалась. Если ее объем в 2009 году составлял всего 215,4 млрд руб., то в 2011 году он возрос до 2186,9 млрд руб.

В 2012 году для населения республики тарифы на энергоресурсы изменялись трижды. Так, с 1 мая на 11,8 % увеличился тариф на тепловую энергию, с 1 июля на 5,5 % возросла цена баллона со сжиженным газом весом 21 кг, с 1 августа на 23,7 и 11 % повысились тарифы на электрическую энергию и природный газ, используемый для целей отопления, соответственно. Несмотря на это указанные повышения цен для населения в 2012 году позволят обеспечить компенсацию затрат на оказание услуг энерго- и газоснабжающих организаций только на уровне 25 %.

В то же время дальнейшее повышение тарифов на энергию и цен на газ для населения должно обеспечиваться с обязательным одновременным принятием необходимых мер социальной поддержки малообеспеченных слоев населения.

– Виктор Михайлович, с Вашей точки зрения какие меры необходимо предпринимать руководителям организаций Минэнерго, чтобы 2012 год стал переломным для финансового положения предприятий отрасли?

– На основании подготовленных Минэнерго обосновывающих материалов на уровне Правительства приняты необходимые меры по стабилизации финансового положения газо- и энергоснабжающих организаций: снижена цена на природный газ для энергоснабжающих организаций с 275,87 \$/тыс. м³ в 2011 году до 245 \$/ тыс. м³ в 2012 году, а газоснабжающим организациям установлена наценка на реализацию природного газа, обеспечивающая не только работу в 2012 году в условиях самофинансирования, но и компенсацию в полном объеме убытков 2011 года.



Представление В.М. Каранкевича на должность заместителя Министра энергетики Республики Беларусь, 2012 год

Тем не менее многое зависит от деятельности самих организаций. В первую очередь речь идет о расходовании средств на текущую деятельность и инвестициях в пределах располагаемых финансовых средств, а также о рациональном и эффективном их использовании.

Во-вторых, должна проводиться целенаправленная работа по снижению издержек за счет реализации мероприятий по экономии ТЭР и оптимизации условно-постоянных затрат. Поскольку удельный вес топливно-энергетических затрат в себестоимости производства энергии составляет более 80 %, то основной упор делается на выполнение мероприятий по энергосбережению.

Реализация энергоэффективных проектов в 2006–2011 годах позволила получить суммарную экономию топливно-энергетических ресурсов в размере 1920 тыс. т у.т., снизить износ основных производственных фондов на 15,3 % (с 60,7 до 45,4 %) и выйти из зоны предкритического состояния энергетической безопасности. В целом суммарный экономический эффект за этот период по Белорусской энергосистеме составил около \$ 285 млн, и начиная с 2012 года Республика Беларусь будет его получать ежегодно.

В I квартале 2012 года была принята Государственная программа развития Белорусской энергетической системы до 2016 года, в которой четко расставлены акценты и определены направления деятельности на следующие пять лет. В частности, Программой предусмотрено обеспечить ввод в эксплуатацию 2241 МВт высокоэффективных генерирующих мощностей с выводом из эксплуатации 1820 МВт неэффективных мощностей, снизить износ основных фондов в целом по энергосистеме с 48 % (на начало 2011 года) до 40 %.

Часть мероприятий, предусмотренных Программой, уже реализована: завершено строительство мини-ТЭЦ в г. Речица мощностью 4,2 МВт, работающей на местных видах топлива; ветроэнергетической установки мощностью 1,5 МВт в Гродненской области; двух ПГУ суммарной мощностью 65 МВт на Минской ТЭЦ-2 и ПГУ 400 МВт на Минской ТЭЦ-5; в настоящее время приближается к

завершению сооружения Гродненской ГЭС, а к концу года предполагается ввести в эксплуатацию ПГУ 121 МВт на Гродненской ТЭЦ-2.

В планах на 2013–2015 годы остается строительство за счет льготных кредитов, предоставленных КНР, энергоблоков по 400 МВт на Березовской и Лукомльской ГРЭС; продолжение модернизации Минских ТЭЦ-3 и ТЭЦ-2, реконструкция Бобруйской ТЭЦ-2, Могилевской ТЭЦ-1 и ряда других. В этот же период предполагается реализовать проекты с привлечением кредитных ресурсов Всемирного банка по установке генерирующего оборудования на районных котельных в Борисове и Могилеве. Кроме того, планируется строительство Полоцкой ГЭС (21 МВт), трех мини-ТЭЦ на местных видах топлива в городах Лунинец, Барань и Витебск и установка котла производительностью 200 т пара в час на Мозырской ТЭЦ. В 2016 году предполагается ввести в эксплуатацию еще две ГЭС – Витебскую (40 МВт) и Немновскую (20 МВт).

В результате реализации мероприятий Программы к 2016 году большинство индикаторов энергетической безопасности Республики Беларусь достигнет нормального уровня, за исключением доли доминирующего энергоресурса (газа) в производстве тепловой и электрической энергии в энергосистеме, который находится на критическом уровне. Однако с вводом АЭС данный показатель также перейдет в категорию нормальных индикаторов.

Выполнение мероприятий Государственной программы развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года позволит за 2011–2015 годы сэкономить 1265 тыс. т у.т., снизить удельный расход топлива на производство электрической энергии на 25–30 г/кВт·ч (на 10 %). При этом следует отметить: чтобы достичь такого же уровня снижения удельного расхода топлива к настоящему моменту, потребовалось 30 лет. Предполагается, что к 2016 году уровень удельного расхода топлива достигнет порядка 240,4 г/кВт·ч, что значительно ниже уровня аналогичного показателя в России, Украине и других государствах СНГ.

Экономический эффект от реализации мероприятий Государственной программы оценивается более чем в \$ 300 млн в год в действующих ценах на природный газ, а



В.М. Каранкевич на Спартакиаде руководящих работников в составе объединенной команды Минэнерго, 2011 год

при выходе на равнодоходные с Российской Федерацией цены на природный газ его объем еще возрастет.

Это один из значимых факторов формирования имиджа Республики Беларусь как страны, имеющей привлекательный инвестиционный климат.

– Решение задач, стоящих перед энергетиками, невозможно без высококвалифицированного персонала. Предполагается ли увеличение заработной платы в отрасли для того, чтобы сохранить кадровый потенциал?

– В прошлом году произошел массовый отток квалифицированных специалистов из газовой и энергетической отраслей. Несмотря на убыточность энерго- и газоснабжающих организаций в 2011 году Минэнерго приняты необходимые меры по недопущению дальнейшего оттока квалифицированного персонала. Удержать настоящего профессионала в отрасли на одном чувстве долга невозможно, но все должны понимать, что как успех в достижении поставленных целей, так и уровень доходов будет зависеть от качественной работы каждого.

Министерством энергетики предусматривается ежегодный рост заработной платы работников газо- и энергоснабжающих организаций не ниже общего процента роста по республике. Если мы стремимся обеспечить рост заработной платы выше этого уровня, то необходимые дополнительные средства должны быть заработаны непосредственно самой организацией. В первую очередь, увеличение заработной платы необходимо увязывать с ростом производительности труда. Руководители организаций должны усилить работу по повышению эффективности производства и использования материальных и финансовых ресурсов, снижению издержек, активизировать работу по импортозамещению, увеличению выручки от реализации продукции (товаров, работ, услуг), в том числе на экспорт.

– Вы самый молодой заместитель Министра энергетики, не боитесь ответственности?

– Если честно, в свое время я с большим опасением переходил на должность начальника финансового отдела концерна «Белэнерго», потому что пришлось переступить сразу через несколько ступенек служебной лестницы. Были некоторые опасения при переходе в Министерство на должность начальника экономического управления. Одно дело – вести финансовые вопросы в рамках Белорусской энергосистемы – и совсем другое – окунуться в решение вопросов ценообразования, экономики и финансов в электроэнергетической и газовой отраслях. Но я уверен: если есть стремление и желание, все можно преодолеть. Самое главное – не стоять на месте, постоянно развиваться и ответственно подходить к выполнению любого поручения. Руководитель должен правильно организовать работу, уметь четко и лаконично поставить задачу, чтобы поручение можно было выполнить с минимальными трудовыми и временными затратами.

Должность заместителя Министра накладывает на меня большую ответственность. Я благодарен, что меня оценили и дали возможность проявить себя. Я сделаю все возможное для развития отрасли, соблюдения государственных интересов, повышения эффективности работы и создания необходимых предпосылок по обеспечению достойной заработной платы в организациях, входящих в систему Минэнерго.

Беседовала Ольга ГОНЧАР

ТОПЛИВНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭНЕРГОУСТАНОВОК: СОДЕРЖАНИЕ, ПОСТРОЕНИЕ, ПРИМЕРЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Успешное развитие производительных сил любого государства возможно лишь при надежном и экономичном энергоснабжении производственных процессов. Чтобы выполнить эту важную функцию, материально-техническое оснащение энергетической отрасли страны должно соответствовать достижениям научно-технического прогресса и не отставать от потребностей по наращиванию мощности и производству энергии. На практике это означает, что все проблемы, возникающие в энергетике, должны решаться своевременно, с обязательным поиском оптимального варианта.

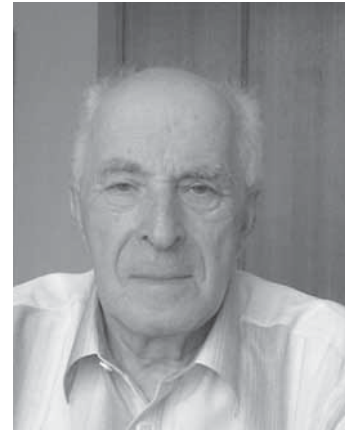
Поиск оптимального варианта решения проблемы представляет собой самостоятельную технико-экономическую задачу. Его успех зависит от совершенства принятой методологии и от времени, отпущенного на сбор информации, разработку вариантов и проведение технико-экономических расчетов. Как показывает практика, этот отрезок времени не должен быть чрезмерно малым или чрезмерно большим. В первом случае решение рискует оказаться сырым, малоубедительным, или, как говорят, скоропалительным, что может привести к серьезным экономическим и материальным ущербам. При непомерно длительных сроках проведения исследований и обоснований полученное оптимальное решение может досрочно устареть, что также чревато негативными последствиями.

Необходимо отметить, что государства, не обладающие достаточным количеством собственных топливных ресурсов и базирующие свою энергетику на поставках топлива из других стран, к которым относится и наша республика, не обладают преимуществом в выборе необходимого времени для технико-экономических исследований проблем энергетической отрасли, так как на этот выбор оказывает влияние как меняющаяся ситуация на мировом рынке энергоресурсов, так и сроки проведения переговоров со странами-поставщиками по поводу цен на топливо и условий поставки.

Как показывает опыт, острые проблемы в развитии энергетики таких стран возникают значительно чаще, а отрезки времени, необходимые для их экономического осмысления и выбора оптимального варианта, существенно меньше, чем в энерго-независимых странах.

Выход из этой ситуации один – отдать приоритет технико-экономическим исследованиям, разработать и утвердить на государственном уровне приемлемую методологию этих исследований и существенно ускорить проведение технико-экономических расчетов во всех звеньях энергетического хозяйства. Желательно, чтобы результаты технико-экономических исследований становились предметом обсуждения при рассмотрении энергетических проблем на всех иерархических уровнях, были доказательными и понятны для участников обсуждения и получали свое отражение в результирующих документах.

Мнение о том, как это сделать, авторы в общих чертах изложили в статье [2]. В данной статье рассматривается сравнительно частный способ обоснованного выбора энергоустановок с использованием их топливно-экономических характеристик. По мнению авторов, такой способ может оказаться весьма полезным в ситуациях, когда для многофакторных комплексных технико-экономических исследований не остается времени, а пред-



В.И. ТРУТАЕВ,
специалист по системным
исследованиям в энергетике,
ветеран энергетики
Республики Беларусь



В.М. СЫРОПУЩИНСКИЙ,
к.т.н., начальник
производственно-
технического отдела
РУП «Белнипизнергопром»

варительные, хотя и приближенные исследования становятся крайне необходимы.

Ниже излагается методический подход к построению топливно-экономических характеристик и дается ряд примеров их практического применения.

Построение топливно-экономических характеристик энергоустановок

Под топливно-экономической характеристикой (ТЭХ) в данном случае понимается уравнение удельной стоимости потребленного в энергоустановке топлива, включающей цену его поставки и стоимость преобразования в теплоту и электроэнергию. В этом смысле можно говорить о ТЭХ энергоустановок, у которых цена потребляемого топлива четко выражена, – КЭС, ТЭЦ, котельных и др.

Методологической базой для расчета ТЭХ действующих энергоустановок является уравнение их суммарных годовых издержек для новых и реконструируемых энергоустановок – уравнение суммарных приведенных затрат. Поскольку годовые издержки и приведенные затраты разделяются на условно-постоянные и переменные, то, относя к переменным годовые издержки на оплату потребляемого топлива, можем написать:

- годовые издержки для действующих энергоустановок:

$$I = I^n + ВЦ; \tag{1}$$

- приведенные затраты для новых и реконструируемых:

$$З = I^n + \alpha_n K + ВЦ, \tag{2}$$

где I^n – условно-постоянные годовые издержки; K – суммарные единовременные капвложения в сооружение или реконструкцию энергоустановок; $В$ – годовой расход условного топлива; $Ц$ – цена потребляемого установкой топлива; α_n – средняя норма банковского процента на капитал.

Поделив обе части уравнения (1) и (2) на годовой расход топлива, получаем общее исходное выражение ТЭХ, обозначив его через S . Для топлива вида l и энергоустановки вида j это выражение можно записать:

- для существующих энергоустановок:

$$S_{ij}^c = \frac{I_{ij}^n}{B_{ij}} + Ц_{ij}; \tag{3}$$

- для новых и реконструируемых:

$$S_{ij}^{нр} = \frac{I_{ij}^n + \alpha_n K_{ij}}{B_{ij}} + Ц_{ij}. \tag{4}$$

Из приведенных выражений следует, что в математическом отношении ТЭХ представляет собой двучлен (бином), первой составляющей которого является удельная стоимость преобразования топлива в энергоустановке, второй – цена единицы поставляемого топлива. Все дальнейшие преобразования выражений (3) и (4) связаны со способами определения и оценки величин I_{ij}^n , K_{ij} , B_{ij} . Возьмем наиболее характерные их определения, принятые в практике технико-экономических расчетов:

$$K = \Re_{уд} \cdot N_y, \tag{5}$$

$$I^n = \alpha_n \cdot K = \alpha_n \cdot \Re_{уд} \cdot N_y, \tag{6}$$

$$B = \beta \cdot N_y \cdot h_y (1 - \alpha_{сн}), \tag{7}$$

где N_y – установленная мощность; h_y – годовое число часов использования установленной мощности; $\Re_{уд}$ – удельные капвложения на единицу установленной мощности; β – удельный расход топлива на единицу производимой энергии; α_n – доля условно-постоянных годовых издержек от единовременных капвложений; $\alpha_{сн}$ – доля расхода производимой энергии на собственные нужды энергоустановки.

После подстановки в (3) и (4) получаем:

$$S_{ij}^c = \left[\frac{\alpha_n \cdot \Re_{уд}}{\beta \cdot h_y (1 - \alpha_{сн})} \right]_{ij} + Ц_{ij}, \tag{8}$$

$$S_{ij}^{нр} = \left[\frac{(\alpha_n + \alpha_n) \Re_{уд}}{\beta \cdot h_y (1 - \alpha_{сн})} \right]_{ij} + Ц_{ij}. \tag{9}$$

Наибольшее влияние на величину первой составляющей ТЭХ оказывает годовое число часов использования установленной мощности h_y , зависящее от характера энергетической нагрузки потребителей и режима использования энергоустановки в энергосистеме. Поэтому есть смысл выделить этот показатель, а все остальные показатели этой составляющей объединить в одну условно-постоянную величину α , пренебрегая сравнительно слабой ее зависимостью от h_y . В этом случае окончательное выражение ТЭХ энергоустановок примет вид:

$$S_{ij}^c = \frac{\alpha_{ij}^c}{h_y} + Ц_{ij}, \tag{10}$$

$$S_{ij}^c = \frac{\alpha_{ij}^{нр}}{h_y} + Ц_{ij}, \tag{11}$$

где $\alpha_{ij}^c = \frac{\alpha_n \cdot \Re_{уд}}{\beta \cdot (1 - \alpha_{сн})}$,

$$\alpha_{ij}^{нр} = \frac{(\alpha_n + \alpha_n) \Re_{уд}}{\beta \cdot (1 - \alpha_{сн})}$$

Как видим, никакой новизны в части построения ТЭХ нет. Все входящие в ТЭХ показатели хорошо известны специалистам и присутствуют в годовых отчетах по эксплуатации действующих энергоустановок и в проектах реконструкции, планируемых и реализуемых [1]. Поэтому не будем останавливаться на содержании и способах получения этих показателей. Отметим лишь, что величина α_{ij} учитывает и отражает в себе:

- экономичность сооружения установки – через удельные капвложения на единицу мощности;
- экономичность эксплуатации – через постоянную составляющую годовых издержек, учитывающую отчисления на реновацию, ремонтное обслуживание, оплату труда, затраты на различные материалы и общие затраты;
- энергетическую эффективность установки – через удельный расход топлива на отпуск энергии, включая расход энергии на собственные нужды.

Новизна и полезность предлагаемых ТЭХ в том, что они существенно повышают концентрацию внимания всех участников исследования энергетических проблем (включая лиц, принимающих решение) на наиболее важном в рыночных условиях экономическом показателе – полной стоимости потребляемого топлива с разделением ее на стоимость преобразования топлива в энергоустановке и стоимость приобретения топлива по цене его поставки. Соотношение этих двух составляющих полной стоимости представляет практический интерес как при рассмотрении вопросов энергетики внутри республики, так и вне ее, при переговорах с зарубежными странами и фирмами-поставщиками на предмет установления цен на различные виды топлива.

Наряду с этим, как уже ранее отмечалось, применение ТЭХ позволяет упростить и ускорить проведение технико-экономических расче-

тов, делая их более наглядными и убедительными. Например, чтобы сравнить экономическую эффективность двух вариантов развития энергоустановки, достаточно выбрать основное оборудование, привести варианты к одинаковому энергетическому эффекту посредством учета замыкающей мощности в энергосистеме и определить годовые расходы топлива. Помножив эти расходы на показатели полной удельной стоимости топлива, полученные из соответствующих характеристик, имеем конечный результат – суммарные затраты по каждому из сравниваемых вариантов, которые дают возможность выбрать наиболее оптимальный из них.

Наличие в отчетности и проектах энергоустановок всей входящей в ТЭХ информации дает практическую возможность определять топливно-экономические характеристики каждой действующей и проектируемой энергоустановки. При необходимости отдельные и разрозненные характеристики могут быть обобщены по категориям энергоустановок с дифференцированием последних по видам топлива, режимам работы и даже по имеющейся возможности перевода энергоустановок с одного топлива на другое.

Отличительную особенность имеет построение ТЭХ станций с ком-

Таблица 1. Техничко-экономические показатели для расчета величины α_{ij} в ТЭХ энергоустановок

Энергоустановка	Вид топлива	Исходные данные			
		R_y , \$/кВт	$\lambda_{п}$ %	$\lambda_{сн}$ %	в кг у.т./МВт·ч
КЭС	Природный газ	850	0,12	3,5	300
	Уголь	1200	0,15	5,0	320
ТЭЦ*	Природный газ	790	0,14	10	190
	Уголь	1100	0,18	12	198
Котельные (в том числе замещающие ТЭЦ по производству тепла)	Природный газ	70	0,12	–	141
	Уголь	100	0,15	–	143
	Местное топливо (торф)	120	0,18	–	146

* Все показатели по ТЭЦ даны для электрогенерирующей части.

бинированным производством теплоты и электроэнергии, так как в этом случае и расход топлива, и годовые издержки на эксплуатацию, и единовременные капиталовложения должны быть распределены между этими видами энергии. Здесь может быть использован широко применяемый на ТЭЦ физический метод такого распределения, при котором эффекты от комбинированного процесса целиком относятся на электроэнергию, в то время как выработка тепла представляется в виде производства его в котельной. В этом случае определяется необходимость строить для ТЭЦ одно-

временно две характеристики: одну для ТЭЦ по производству электроэнергии, вторую – также для ТЭЦ, но рассчитанную применительно к эквивалентной котельной. Для получения конечного результата обе характеристики суммируются с учетом соответствующих годовых расходов топлива на производство теплоты и электроэнергии.

Расчет и построение приближенных ТЭХ по категориям энергоустановок с использованием укрупненных показателей

Расчет выполнен для КЭС с энергоблоками 300–500 МВт, использующими в качестве топлива природный газ и каменный уголь; для ТЭЦ с теплофикационными турбоагрегатами 100 МВт, работающими на этих же видах топлива; для котельных мощностью 80–120 МВт, где могут использоваться как природный газ, каменный уголь, так и местное торфяное топливо. Необходимые данные для расчета условно-постоянной величины α_{ij} по существующим и новым энергоустановкам представлены в табл. 1.

Результаты расчета удельной стоимости преобразования топлива в теплоту и электроэнергию в энергоустановках по формуле α_{ij}/h_y представлены в табл. 2 и графиках (рис. 1, 2).

Чтобы получить полную стоимость топлива, необходимо к стоимости преобразования топлива в энергоустановке из табл. 2 прибавить цену

Таблица 2. Удельная стоимость преобразования тепла топлива в энергоустановках в зависимости от годового числа часов использования установленной мощности

Энергоустановка	Вид топлива	Значение показателя α_{ij}	Стоимость преобразования топлива при режимах работы \$/т у.т.		
			базовый 6000 ч/год	полупиковый 3500 ч/год	пиковый 1500 ч/год
КЭС	Природный газ	352330* 645940	58,7 107,6	100,7 184,5	234,9 430,6
	Уголь	592100 986800	98,7 164,5	169,2 281,9	394,7 657,9
ТЭЦ	Природный газ	646780 1108770	107,8 184,8	184,8 316,8	431,2 739,2
	Уголь	1136300 1767500	189,4 294,6	324,6 505,0	757,5 1178,3
Котельные (в том числе замещающие ТЭЦ по производству тепла)	Природный газ	59600 109200	9,9 18,2	17,0 31,2	39,7 730
	Уголь	104900 174800	17,5 29,1	30,0 50,0	69,9 116,5
	Местное топливо (торф)	104900 174800	24,6 38,4	42,3 65,8	98,7 153,4

*Существующие установки/новые установки.

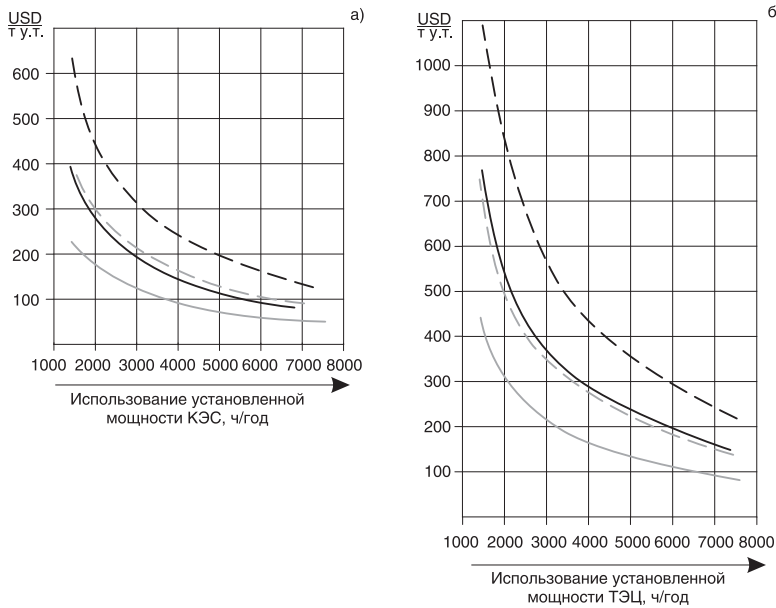


Рис. 1. Удельная стоимость преобразования энергии 1 т у.т. в электроэнергию на КЭС (а) и на ТЭЦ (б)

— существующие КЭС и ТЭЦ ■ каменный уголь
 - - новые КЭС и ТЭЦ ■ природный газ

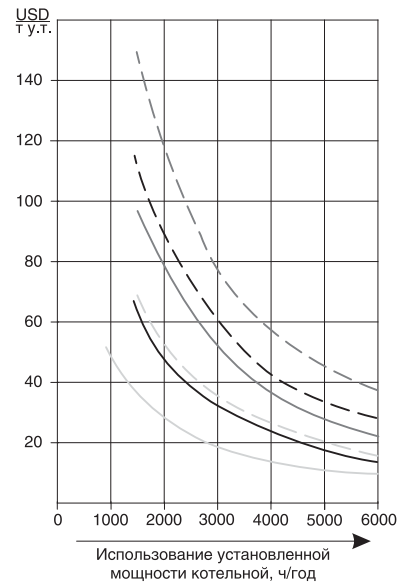


Рис. 2. Удельная стоимость преобразования энергии 1 т у.т. в теплотенергию в котельных

— существующие КЭС и ТЭЦ
 - - новые КЭС и ТЭЦ
 ■ каменный уголь
 ■ природный газ
 ■ местное топливо (торф, дрова)

потребляемого топлива. Поскольку цены на топливо в условиях рыночной экономики неустойчивы и меняются с высокой скоростью, такой же неустойчивостью обладает выражаемая в ТЭХ полная стоимость топлива. Чтобы показать это на цифрах, определим долю стоимости преобразования топлива в полной стоимости топлива для КЭС, ТЭЦ и котельных в зависимости от режима их работы на случай использования в них природного газа (табл. 3).

Из приведенных в табл. 3 данных вытекает определенная закономерность: доля стоимости топлива при генерировании энергии для действующих установок значительно ниже, чем для строящихся и реконструируемых. С увеличением цены поставки природного газа доля удельной стоимости генерирования энергии интенсивно снижается, при снижении числа часов использования установленной мощности – не менее интенсивно растет. Из этого следует практический вывод: в борьбе за снижение затрат на сооружение и эксплуатацию энергоустановок первоочередное внимание необходимо уделять новым и реконструируемым энергоустанов-

кам, а также тем, у которых в силу разных причин, и прежде всего при переводе в маневренный режим, снижается число часов использования установленной мощности.

С ростом цены поставляемого топлива относительный экономический эффект этой борьбы существенно снижается и центр ее тяжести переносится на поставку более дешевого топлива.

В заключение рассмотрим несколько примеров технико-экономического сравнения вариантов энергоустановок с применением ТЭХ.

Примеры технико-экономического сравнения вариантов энергоустановок с применением ТЭХ

Пример 1. Сравняются комбинированная и раздельная схемы производства теплоты и электроэнергии в расчете на один мегаватт установленной мощности ТЭЦ при использовании в обеих схемах природного газа с ценой поставки 160, 250, 300 \$/т у.т. Расчет ведется только по производству электроэнергии, поскольку учитывается, что в обоих вариантах теплота выраба-

тывается в котельной, эквивалентной по теплопроизводительности ТЭЦ при одинаковых капвложениях, годовых издержках и удельных расходах топлива.

Исходные данные: ТЭЦ с турбоагрегатами Т-100-130 с годовым числом часов использования 5000 ч/год и среднегодовым удельным расходом топлива – 190 г у.т./кВт·ч; КЭС с энергоблоками 300 МВт с тем же количеством часов использования установленной мощности и удельным расходом топлива 300 г у.т./кВт·ч. Учитывается также, что вариант раздельной схемы имеет дополнительную потерю электрической мощности и электроэнергии в магистральных электросетях в размере 4 %.

Годовые расходы топлива (природного газа) и суммарные приведенные затраты по вариантам, считая, что КЭС и ТЭЦ сооружаются заново, рассчитываются следующим образом:

● на ТЭЦ:

$$B_{\text{ТЭЦ}}^3 = \beta_3 \cdot N_y \cdot h_y = 190 \cdot 10^{-6} \cdot 10^3 \cdot 5 \cdot 10^3 = 950 \frac{\text{т у.т./год}}{\text{МВт}}$$

Таблица 3. Доля удельной стоимости генерирования энергии на энергоустановках в общей стоимости топлива применительно к природному газу, %

Цена природного газа, \$/т у.т.	КЭС			ТЭЦ			Котельные		
	режимы			режимы			режимы		
	базовый	полу-пиковый	пиковый	базовый	полу-пиковый	пиковый	базовый	полу-пиковый	пиковый
150	28.1* 41,8	40.1 55,1	61.0 74,1	41.8 55,1	55.1 67,8	74.2 83,1	6.2 10,8	10.2 17,2	20.9 32,7
200	22.7 35,0	33.5 48,0	54.0 68,3	35.0 48,0	48.0 61,3	68.3 78,7	4.7 8,3	7.8 13,5	16.5 26,7
250	19.0 30,0	28.7 42,4	48.4 63,2	30.1 42,5	42.5 55,9	63.3 74,7	3.8 6,8	6.4 11,1	13.7 22,6
300	16.3 26,4	25.1 38,1	43.9 58,9	26.4 38,1	38.1 51,4	59.0 71,1	3.2 5,7	5.4 9,4	11.7 19,6
350	14.4 23,5	22.3 34,5	40.1 55,1	23.5 34,5	34.5 47,5	55.2 67,9	2.8 4,9	4.6 8,2	10.2 17,2
400	12.8 21,2	20.1 31,5	37.0 51,8	21.2 31,6	31.6 44,2	51.9 64,9	2.4 4,4	4.1 7,2	9.0 15,4

*Существующие установки/новые установки.

● на КЭС:

$$\begin{aligned}
 B_{\text{кэс}}^3 &= \beta_3 \cdot N_y \cdot h_y (1 + \alpha_{\text{мэп}}) = \\
 &= 300 \cdot 10^{-6} \cdot 10^3 \cdot 5 \cdot 10^3 (1 - 0,04) = \\
 &= 1560 \frac{\text{т у.т./год}}{\text{МВт}}.
 \end{aligned}$$

По выражению (11) и графикам рис. 1 (а, б) имеем следующий вид ТЭХ:

$$\text{ТЭЦ } S_{\text{тэц}}^{\text{пр}} = 225 + C_{\text{пр}} \frac{\$}{\text{т у.т.}},$$

$$\text{ТЭС } S_{\text{тэс}}^{\text{пр}} = 130 + C_{\text{пр}} \frac{\$}{\text{т у.т.}}.$$

Перемножив на эти ТЭХ годовые расходы топлива, получаем ис-

комый результат – суммарные приведенные затраты (З) по вариантам (табл. 4).

Как видим, комбинированная схема имеет экономическое преимущество по сравнению с раздельной схемой производства теплоты и электроэнергии во всем рассмотренном диапазоне изменения цены природного газа.

Пример 2. Сравнивается экономическая эффективность сооружения новых КЭС с паротурбинными энергоблоками при работе их на природном газе и каменном угле. Расчет ведется на 1 МВт установленной электрической мощности

при годовом числе часов ее использования 6000 ч/год и удельных расходах топлива: на природном газе – 300 г у.т./кВт·ч и на каменном угле – 320 г у.т./кВт·ч. Цена потребляемого угля – 90 \$/т у.т., цена природного газа вариантно – 165, 250 и 300 \$/т у.т.

Годовые расходы топлива по вариантам:

● работа на природном газе:

$$\begin{aligned}
 B_{\text{год}}^{\text{пр}} &= 300 \cdot 10^{-6} \cdot 10^3 \cdot 6 \cdot 10^3 = \\
 &= 1800 \frac{\text{т у.т./год}}{\text{МВт}};
 \end{aligned}$$

● работа на каменном угле:

$$\begin{aligned}
 B_{\text{год}}^{\text{ку}} &= 320 \cdot 10^{-6} \cdot 10^3 \cdot 6 \cdot 10^3 = \\
 &= 1920 \frac{\text{т у.т./год}}{\text{МВт}}.
 \end{aligned}$$

По выражению (11) и графикам рис. 1 (а) имеем следующий вид ТЭХ для КЭС:

● на природном газе:

$$S_{\text{кэс}}^{\text{пр}} = 110 + C_{\text{пр}};$$

● на каменном угле:

$$S_{\text{кэс}}^{\text{ку}} = 170 + C_{\text{ку}}.$$

Перемножив на ТЭХ годовые расходы топлива, получаем искомый результат – суммарные приведенные затраты (З) по вариантам (табл. 5).

Таблица 4. Результаты сравнения экономической эффективности комбинированной и раздельной схем производства теплоты и электроэнергии посредством ТЭХ в примере 1

Цена природного газа, \$/т у.т.	165	250	300
Вариант ТЭЦ ТЭХ $S_{\text{тэц}}^{\text{пр}} \frac{\$}{\text{т у.т.}}$	390	475	525
Суммарные приведенные затраты $Z_{\text{тэц}}^3 \frac{\text{тыс. } \$/\text{год}}{\text{МВт}}$	370,5	451,2	498,7
Вариант КЭС ТЭХ $S_{\text{кэс}}^{\text{пр}}$	295	380	430
Суммарные приведенные затраты $Z_{\text{кэс}}^3 \frac{\text{тыс. } \$/\text{год}}{\text{МВт}}$	460,2	592,8	670,8
Экономия приведенных затрат в комбинированной схеме $\Delta Z_{\text{комб}}^3 \frac{\text{тыс. } \$/\text{год}}{\text{МВт}}$	89,7	141,6	172,1
%	19,5	23,9	25,6

Таблица 5. Результаты сравнения экономической эффективности сооружения новых КЭС с паротурбинными энергоблоками при работе их на природном газе и каменном угле посредством ТЭХ в примере 2

Цена природного газа, \$/т у.т.	165	250	300
Вариант ТЭЦ ТЭХ $S_{кэс}^{пт} \frac{\$}{т у.т.}$	275	360	410
Суммарные приведенные затраты, $z_{кэс}^{пт} \frac{\$}{год} \frac{тыс.}{МВт}$	495	648	738
КЭС на каменном угле ТЭХ $S_{кэс}^{ку} \frac{\$}{т у.т.}$	260	260	260
Суммарные приведенные затраты, $z_{кэс}^{ку} \frac{\$}{год} \frac{тыс.}{МВт}$	499	499	490
Экономия затрат при сооружении КЭС на угле, тыс. \$/год МВт	-4	149	248
%	-0,8	+23,0	+32,3

Таблица 6. Результаты сравнения экономической эффективности замены действующей котельной на природном газе вновь сооружаемой на местном торфяном топливе посредством ТЭХ в примере 3

Цена природного газа, \$/т у.т.	165	250	300
Действующая котельная на природном газе ТЭХ $S_{кот}^{кпт} \frac{\$}{т у.т.}$	177	262	312
Суммарные приведенные затраты, $z_{кот}^{спг} \frac{\$}{год} \frac{тыс.}{МВт}$	99,8	147,7	176,0
Новая котельная на торфе ТЭХ $S_{кэс}^{ку} \frac{\$}{т у.т.}$	138	138	138
Суммарные приведенные затраты, $z_{кот}^{нт} \frac{\$}{год} \frac{тыс.}{МВт}$	80,6	80,6	80,6
Экономия затрат при сооружении новой котельной на местном торфе, тыс. \$/год МВт	19,2	67,1	95,4
%	19,2	45,4	54,2

Расчет показал, что при существующей цене российского природного газа в республике (165 \$/т у.т.) экономическая эффективность сооружения КЭС с паротурбинными энергоблоками на природном газе и каменном угле практически равноценна. С повышением цены природного газа экономический приоритет все больше переходит к сооружению угольной КЭС.

Пример 3. Определяется экономическая эффективность замены действующей котельной на природном газе вновь сооружаемой на местном торфяном топливе.

Как и в предыдущих вариантах, расчет ведется на 1 МВт установленной тепловой мощности с годовым количеством часов использования мощности 4000 ч/год при удельных расходах топлива: на природном газе – 141 кг у.т./МВт·ч, на торфе – 146 кг у.т./МВт·ч. Цена торфа – Ц_т = 80 \$/т у.т., цена природного газа вариантно – 165, 250, 300 \$/т у.т.

Годовые расходы топлива составляют:

- на котельной на природном газе:

$$B_{год}^{пт} = 141 \cdot 10^{-3} \cdot 4 \cdot 10^3 = 564 \frac{т у.т./год}{МВт};$$

- на новой котельной на торфе:

$$B_{год}^{мт} = 146 \cdot 10^{-3} \cdot 4 \cdot 10^3 = 584 \frac{т у.т./год}{МВт}.$$

По выражениям (10) и (11) и графикам на рис. 2 имеем следующий вид ТЭХ для котельных:

- для существующей котельной на природном газе:

$$S_{кот}^{спг} = 12 + Ц_{пт};$$

- для новой котельной на местном торфе:

$$S_{кот}^{мт} = 58 + Ц_{т}.$$

Таким же образом, перемножив на ТЭХ годовые расходы топлива, получаем искомую экономическую эффективность замены существующей газовой котельной новой, сооруженной для работы на торфе (табл. 6).

Расчет примера 3 показал, что сооружение новых котельных, работающих на местном топливе (в данном случае торфе), взамен действующих на природном газе обладает высоким экономическим преимуществом, что подтверждает правильность принятого в Беларуси курса на расширение использования в республике МВТ с доведением их доли в топливно-энергетическом балансе до 25 %.

Выводы

Проводимые в энергетической отрасли технико-экономические исследования и обоснования существенно отстают от возникающих в ней проблем и интенсивности их обсуждения внутри страны и на межгосударственном уровне в условиях формирования единого экономического пространства. Авторы статьи предлагают повысить оперативность и ускорить проведение таких исследований и обоснований при выборе энергоустановок посредством применения их топливно-экономических характеристик.

В данном материале приведена методика расчета ТЭХ и определены их приближенные значения, полученные по укрупненным показателям для КЭС, ТЭЦ и котельных. Применение ТЭХ проиллюстрировано тремя примерами по экономическому сравнению вариантов.

Список литературы:

1. Падалко, Л.П. Экономика энергосистем / Л.П. Падалко, Г.Б. Пекелис. – Минск: Высшая школа, 1976. – 383 с.
2. Трутаев, В.И. Экономические обоснования структурных преобразований в энергетике на современном этапе / В.И. Трутаев, В.М. Сыропушинский // Энергия и Менеджмент. – 2012. – № 1. – С. 2–10.

ПРОДЛЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ ЛОПАТОК ПОСЛЕДНИХ СТУПЕНЕЙ ПАРОВЫХ ТУРБИН

В современных условиях при высоких темпах производства возникает необходимость разработки новых материалов, технологий и инструмента для повышения жаро-, износо- и коррозионной стойкости деталей, работающих в неблагоприятных условиях. Нанесение защитных покрытий на рабочие органы машин – наиболее эффективный способ повышения их качества и долговечности [1].

Высокая степень износа основного оборудования в энергетической отрасли ставит перед энергетиками задачу повышения срока его эксплуатации. Особенно значимой является проблема увеличения срока службы лопаток паровых турбин последних и предпоследних ступеней, которые в процессе эксплуатации подвергаются капельно-эрозионному износу, возникающему в результате ударов капель влаги, конденсирующейся в турбине. Надо отметить, что в последнее время в связи с высокой окружной скоростью рабочих лопаток паровой турбины на их периферии (до 630–660 м/с) и с ухудшением водного режима на электрических станциях, обусловленного неравномерным потреблением электрической и тепловой энергии в течение суток, проявления эрозионного износа рабочих лопаток возрастают. Эти проявления необходимо рассматривать в сочетании с проблемой коррозии металла, возникающей под воздействием агрессивных сред, содержащихся в паре. В таких условиях срок службы комплекта лопаток паровых турбин может составлять менее пяти лет. С учетом высокой стоимости лопаток паровых турбин задача по продлению их срока службы является одной из актуальных в энергетике.

В настоящее время существует ряд технологических решений – эксплуатационных и конструктивных, позволяющих повысить эрозионную стойкость рабочих кромок лопаток паровых турбин. Конструктивные решения связаны с изменением свойств

рабочих лопаток, которые достигаются следующими способами:

- напайкой или приваркой стеллитовых пластин марки ВЗК;
- диффузионным никель-борированием;
- нанесением многослойного вакуумно-плазменного покрытия высокотвердых нитридных соединений: Ti-TiN, Zr-ZrN;
- наплавкой рабочих кромок кобальтовым стеллитом марки ВЗК;
- дозвуковым и сверхзвуковым плазменным напылением износостойких покрытий.

Опыт эксплуатации паровых турбин показывает, что наиболее эффективным способом защиты от эрозии является стеллитовая защита. Однако данная технология требует разлопачивания турбины, а стеллитовые пластины – дорогой и дефицитный материал.

Для защиты лопаток турбин предложено использование технологии электроискрового легирования (ЭИЛ) [2]. Технология основана на явлении электрической эрозии и полярного переноса материала анода (инструмента) (3) на катод (деталь) (4) при протекании импульсных разрядов в газовой среде (рис. 1). При формировании защитно-упрочняющих покрытий на поверхности лопаток обрабатываемые лопатки являются катодом, а анодом – расходный электрод-инструмент.

При осуществлении процесса ЭИЛ между обрабатываемой (легируемой) поверхностью и легирующим электродом протекают весьма короткие по времени импульсы



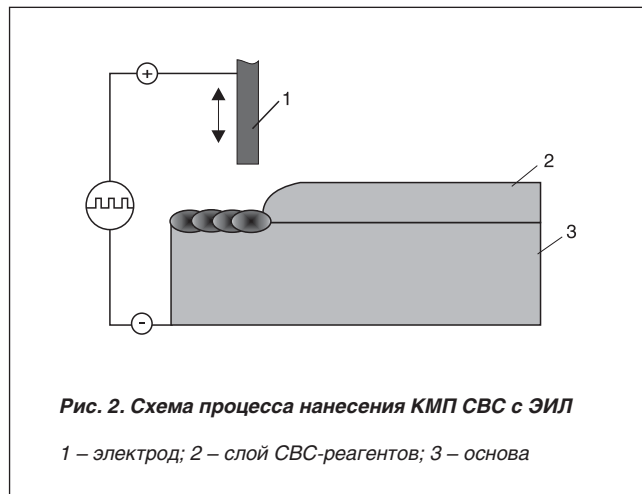
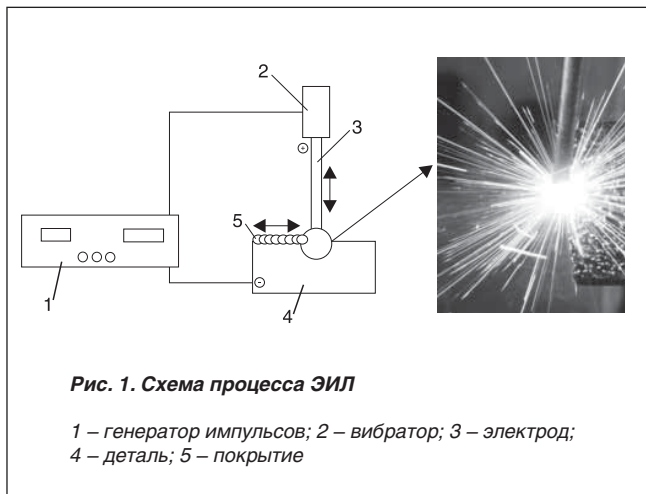
**В.В. САРАНЦЕВ, к.т.н.,
доцент Белорусского
национального технического
университета**



**И.Г. ФЕДОРОВ, начальник
отдела главного сварщика
ОАО «Белэнергоремналадка»**

электрического тока (длительностью 1·10⁻³–1·10⁻⁵ с). При этом деталь (лопатка) не нагревается выше 200 °С. Применение такой технологии дает возможность формировать покрытия из металлических и металлокерамических материалов.

Создание композиционных металлокерамических покрытий (КМП) в режиме ЭИЛ позволяет получить слой толщиной до 100 мкм. Разработанная технология [3], сочетающая процессы ЭИЛ и СВС (самораспространяющегося высокотемпературного синтеза), требует значительно



меньших энергозатрат по сравнению с традиционным способом ЭИЛ, способствует повышению качества покрытия и увеличению его толщины, а также улучшению его сплошности [4].

Для получения КМП начальный слой порошковых СВС-реагентов предварительно наносится на основу (рис. 2), после чего проводится ЭИЛ. В результате за один проход можно получить слой КМП толщиной до 0,3 мм.

На рисунке 3 представлена микроструктура поперечного сечения покрытия, сформированного на стали марки 9ХСА по технологии, сочетающей процессы ЭИЛ и СВС. Видно, что в данном случае образовывается плотное беспористое мелкозернистое покрытие. Его макроструктура по всей толщине однородна, а в легированной матрице присутствуют дисперсные частицы карбида титана. Точечный микрорентгеноспектральный ана-

лиз (МРСА) показал, что в точках, где наблюдалось уменьшение содержания титана, увеличивается концентрация железа и никеля. Это говорит о том, что материал подложки и никелевая добавка образуют металлическую матрицу в виде твердого раствора и не образуют соединений с карбидом титана. Присутствие железа в покрытии свидетельствует об оплавлении части материала основы.

Детальное изучение КМП выявило, что карбиды имеют округлую мелкозернистую форму (1–3 мкм). В средней части наблюдается скопление крупных карбидов (~10 мкм) с небольшим количеством металлической матрицы вокруг них.

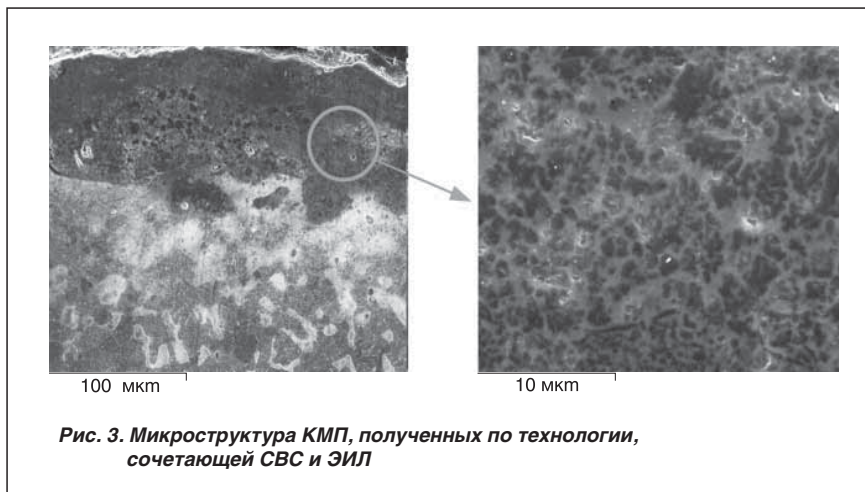
Для формирования КМП на рабочих лопатках используются установки ЭИЛ. Существующее традиционное оборудование для ЭИЛ имеет в своем составе источник тока и вибратор. В процессе сближения электрода с поверхностью детали проис-

ходит пробой искрового промежутка за счет электрического разряда конденсаторной батареи. В современных установках для электроискрового легирования эродирующие импульсы формируются с помощью различных типов генераторов. При современном уровне развития микроэлектроники и микропроцессорной техники в качестве источников питания ЭИЛ наиболее целесообразно использовать высококачественные генераторы.

Для формирования покрытий с минимальной шероховатостью поверхности необходимо использовать токи на повышенных частотах, а для увеличения количества переносимого материала электрода на поверхность обрабатываемой детали – увеличение длительности импульсов электрической энергии, что требует снижения частоты. Исходя из энергетических и технологических особенностей процесса ЭИЛ были определены оптимальные диапазоны частоты и длительности импульсов, величина которых для установки мощностью 1 кВт составляет соответственно 0,6–15,0 кГц и 10–250 мкс (скважность 10–75 %) (см. таблицу).

В настоящее время разработано и изготовлено оборудование для ЭИЛ с приведенными выше параметрами (см. таблицу), которое дает возможность варьировать энергетические параметры в широком диапазоне, что, в свою очередь, позволяет формировать покрытия с толщиной слоя от 20 мкм до 2 мм.

Нанесение КМП осуществляется на каждой лопатке в обозначенных зонах по входной и выходной кром-



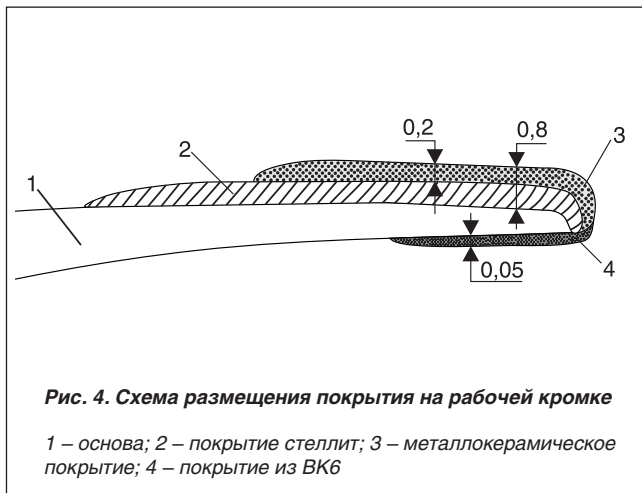


Рис. 4. Схема размещения покрытия на рабочей кромке

1 – основа; 2 – покрытие стеллит; 3 – металлокерамическое покрытие; 4 – покрытие из ВК6

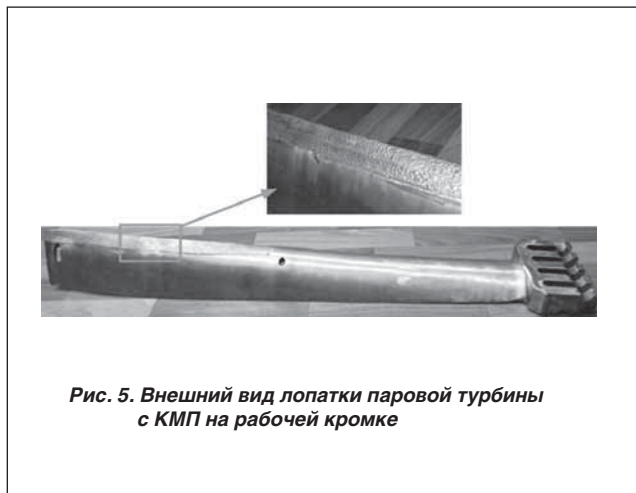


Рис. 5. Внешний вид лопатки паровой турбины с КМП на рабочей кромке

кам, а также при необходимости в прикорневой зоне лопатки. Общее время обработки определяется толщиной и площадью нанесения покрытия.

Толщина защитных слоев покрытия при использовании описанной технологии составляет (рис. 4):

- стеллит – не менее 600 мкм;
- TiC-WC-NiCo – не менее 250 мкм;
- WC6 – не менее 50 мкм.

Разработанный технологический процесс формирования КМП может быть осуществлен:

- на облапаченном роторе непосредственно на турбоагрегате при вскрытой крышке цилиндра;
- на облапаченном роторе, находящемся на опорах ремонтной площадки;

- на новых, восстановленных или демонтированных лопатках в условиях цеха или мастерской (рис. 5).

Заключение

Целесообразность применения разработанной технологии нанесения защитных композиционных металлокерамических покрытий заключается в снижении цены на расходные материалы по сравнению с защитой в виде стеллитовых пластин. При использовании технологии электроискрового легирования для нанесения защитных покрытий не происходит объемного нагрева лопатки выше 200 °С, что не требует проведения термообработки изделия

на заключительной стадии. Дополнительное применение порошковых смесей, способных к высокотемпературному синтезу в процессе нанесения покрытий, позволяет получить на рабочей поверхности лопатки паровой турбины металлокерамический слой с плавными переходами к перу лопатки. Это дает возможность увеличить срок их службы и восстановить эродированные слои на лопатках ротора турбины.

Технические характеристики установки

Параметры	Значение
Напряжение в питающей сети	220 В
Частота следования импульсов	до 15 кГц
Длительность импульса	от 10 до 250 мкс
Скорость прироста массы на катоде (детали)	
стеллит	0,01–0,5 г/мин
ВК6	0,01–0,15 г/мин
Амплитуда колебаний электрода	0,1–1,2 мм
Частота колебаний электрода	50–150 Гц
Масса установки	не более 25 кг
Масса вибратора	не более 0,7 кг

Список литературы

1. Саранцев, В.В. Достижения и развитие технологии электроискрового легирования (обзор) / В.В. Саранцев // Инженерный вестник. – 2006. – № 2 (22). – С. 67–72.
2. Саранцев, В.В. Повышение эксплуатационной стойкости инструментального материала на основе карбида титана, полученного самораспространяющимся высокотемпературным синтезом и электроискровой обработкой: автореф. дис. ...канд. техн. наук: 05.02.01 (05.16.09) / В.В. Саранцев. – Новополюцк, 2008. – 16 с.
3. Способ электроэрозионного упрочнения: пат. 10997 Респ. Беларусь, МПК В 23 Н 9/00 В.В. Саранцев, Л.В. Маркова, заявитель БНТУ – № а20060508, заявл. 25.05.06. опубл. 22.05.08 // Афіцыйны бюл. / Нац. цэнтр інтэлектуал. уласнасці. – 2008.
4. Study of Composite Spark-Alloyed Coatings Based on Titanium Carbide Using Self-Propagating High-Temperature Synthesis / V.V. Sarantsev, L.V. Markova, E.L. Azarenko // Surface engineering and applied electrochemistry. – 2012. – Vol. 48. – № 2. – P.43–49.

ЗАЩИТА СЕТЕЙ 6–35 кВ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

В электрических сетях 6–35 кВ, особенно в узлах с электрическими двигателями, наиболее распространенным видом повреждений являются однофазные замыкания на землю (ОЗЗ). Данный вид повреждений возникает в результате развития локальных дефектов изоляции и составляет до 75 % от общего числа нарушений в работе. Наибольшую опасность представляет развитие ОЗЗ в более тяжелые повреждения – короткие замыкания.

Проблема снижения аварийности в системах энергоснабжения напряжением 6–35 кВ теснейшим образом связана со способом заземления нейтрали питающего трансформатора. Еще в 1915 году было предложено заземлять нейтраль через индуктивную катушку (дугогасящий реактор), получая эффект самогашения дуги и перевода подавляющей части замыканий в самоликвидирующиеся.

Принципы действия дугогасящего реактора

Дугогасящий реактор (ДГР) – это катушка с переменной индуктивностью, которая создает с емкостью сети колебательный контур, непронимый для тока замыкания на землю. При возникновении ОЗЗ ток в месте неполадки ограничивается до минимума, так что через место замыкания проходит только незначительный остаточный ток (рис. 1).

Применение ДГР обеспечивает трехкратное снижение количества замыканий на землю и полностью

предотвращает их переход в короткое замыкание.

С учетом того что изношенность электрооборудования в России и странах СНГ по оценкам экспертов достигает 70 %, поддержание изоляции в рабочем состоянии за счет выбора режима заземления нейтрали и управления является единственным средством сохранения работоспособности энергоемких предприятий и распределительных сетей 6–35 кВ любого назначения.

Сокращение темпов старения изоляции, создание условий надеж-

И.В. ШИРИНСКАЯ,
ведущий инженер
ОАО «Электрозавод»

А.Н. САГИРОВ,
начальник бюро реакторов
ОАО «Электрозавод»

ной локализации однофазных замыканий на землю, не развивающихся в короткие замыкания и групповые выходы из строя элементов технологического оборудования, становятся приоритетными направлениями развития энергетической отрасли.

В настоящее время на российских энергообъектах работают дугогасящие реакторы со следующими принципами изменения индуктивности:

- изменение величины немагнитного зазора в магнитопроводе с помощью электропривода;
- переключение ступеней обмотки реактора (изменение числа витков обмотки);
- насыщение магнитопровода путем подмагничивания.

Как показала практика, наиболее эффективным средством защиты электрооборудования от замыканий на землю на данный момент является использование дугогасящих реакторов с плавным изменением индуктивности в заданных пределах путем изменения величины немагнитного зазора в стержне магнитопровода.

Реакторы заземляющие дугогасящие масляные с плавно регулируемым немагнитным зазором предназначены для компенсации емкостной составляющей тока при однофазных замыканиях на землю в сетях с изолированной нейтралью с номинальным напряжением 6–35 кВ.

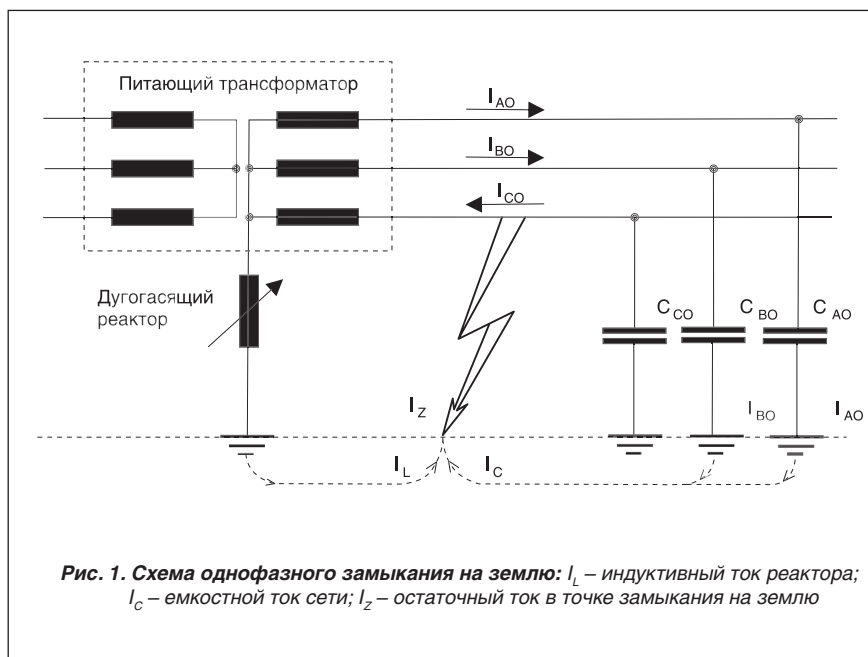


Рис. 1. Схема однофазного замыкания на землю: I_L – индуктивный ток реактора; I_C – емкостной ток сети; I_Z – остаточный ток в точке замыкания на землю

Номинальная мощность реактора серии P_n (кВА) рассчитывается исходя из номинального напряжения сети U_{sn} (кВ) (по ГОСТ 1516.3) и наибольшего номинального значения тока компенсации I_{nmax} (А) по формуле

$$\frac{U_{sn}}{\sqrt{3}} \times I_{nmax}.$$

Например, номинальная мощность реактора для сети класса напряжения 10 кВ с диапазоном регулирования тока компенсации от 10 до 135 А составит:

$$P_n = \frac{11000}{\sqrt{3}} \times 135 = 860 \text{ кВА}.$$

Стержень реактора при наибольшем предельном токе находится в крайнем верхнем положении – зазор максимальный, индуктивное сопротивление реактора минимально, индуктивность реактора L_{nv} (Гн) равна:

$$L_{nv} = \frac{\frac{U_{sn}}{\sqrt{3}}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot I_{nmax}}.$$

В нашем примере индуктивность должна быть равна:

$$L_{nv} = \frac{\frac{11000}{\sqrt{3}}}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 135} = 0,15 \text{ Гн}.$$

При наибольшем допустимом рабочем напряжении (по ГОСТ 1516.3) U_{sp} и при верхнем предельном положении стержня ток реактора будет больше и составит соответственно

$$I_v = \frac{\frac{U_{sp}}{\sqrt{3}}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_{nv}} = \frac{\frac{12000}{\sqrt{3}}}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,15} = 147 \text{ А}.$$

Для реактора из нашего примера при номинальном напряжении диапазон непрерывного регулирования тока колеблется от 10 до 135 А. Если при однофазном замыкании на землю напряжение сети достигнет наибольшего допустимого рабочего значения 12 кВ, то ток реактора составит 147 А. Время работы реактора в этом режиме, по опыту эксплуатации, должно составлять не менее 6 ч.

Кроме того, у современных реакторов должен быть значительно

Таблица 1. Сравнение предельных токов ДГР разных производителей

Изготовитель	Время работы при ОЗЗ, ч	Тип реактора и диапазон регулирования тока компенсации			
ОАО «Электrozавод»	6	РЗДПОМА-300/6 5-80 (87,3)А	РЗДПОМА-500/6 10-135 (147,3)А	РЗДПОМА-950/6 15-250 (272,7)А	РЗДПОМА-1200/6 30-320 (349)А
		РЗДПОМА-500/10 5-80 (87,3)А	РЗДПОМА-860/10 10-135 (147,3)А	РЗДПОМА-1600/10 15-250 (272,7)А	РЗДПОМА-2000/10 30-320 (349)А
Чешская фирма EGE	2	ZTC-300/6 9-(87)А	ZTC-480/6 14-(139)А	ARC-1000/6 29-(289)А	ARC-1250/6 36-(361)А
		ZTC-500/10 8-(83)А	ZTC-840/10 15-(145)А	ARC-1520/10 26-(263)А	Аналог отсутствует
Центральный ремонтно-механический завод	2	Аналог отсутствует	РЗДПОМ-460/630-105А	РЗДПОМ-920/6 70-200А	Аналог отсутствует
		РЗДПОМ-480/10 12,6-63А	РЗДПОМ-760/10 30-100А	РЗДПОМ-1520/10 70-205А	РЗДПОМ-2000/10 120-300А
ОАО «Раменский электротехнический завод «Энергия»	2	РУОМ-300/6,6/√3 6,6-80	РУОМ-480/6,6/√3 10,5-126	Аналог отсутствует	Аналог отсутствует
		РУОМ-480/11/√3 6,3-76	РУОМ-840/11/√3 11-132	Аналог отсутствует	Аналог отсутствует

Примечание: в скобках указан ток при наибольшем допустимом рабочем напряжении.

снижен наименьший предельный ток компенсации, что позволяет им реагировать даже на самые незначительные изменения емкости сети.

Особенности действия дугогасящего реактора

Так как принцип настройки компенсации реакторов основан на плавном изменении индуктивности в заданных пределах за счет изменения величины немагнитного зазора в стержне, в них полностью отсутствуют недостатки, характерные для реакторов с подмагничиванием и реакторов со ступенчатым регулированием.

Обеспечение плавного, непрерывного регулирования во всем диапазоне изменения тока компенсации является на данный момент обязательным требованием ко всем дугогасящим реакторам. Управление электроприводом (изменение тока – настройка) реакторов выполняется плавно, дистанционно, без отключения реактора от сети.

В ДГУ отсутствует задержка настройки при изменении емкостного тока, реактор всегда находится в состоянии, максимально близком к

резонансному. Система автоматического управления производит непрерывный упреждающий анализ изменения состояния сети и своевременно плавно меняет индуктивность до требуемой величины. При использовании современных блоков настройки степень расстройки компенсации не превышает 1 %.

Мощность, потребляемая системой управления и приводом реактора при перемещении стержня из одного положения в другое, не превышает 0,7 кВт; однажды установленная резонансная индуктивность (конкретное положение стержня) удерживается в дальнейшем без затрат энергии и дополнительных внешних воздействий.

Реакторы с изменяемым немагнитным зазором принципиально не добавляют высшие гармоники в ток, а, являясь катушкой индуктивности, можно сказать, фильтруют их (чем выше частота тока, тем выше для него сопротивление катушки); сам остаточный ток реактора в точке замыкания не превышает 2 % от полного емкостного тока. Отклонение вольт-амперной характеристики от линейной по результатам испытаний реакторов не превышает 1 %. Кроме

того, для таких реакторов существует целый ряд систем автоматического управления, доказавших свою работоспособность и надежность.

Сравнительные характеристики дугогасящих реакторов различных производителей приведены в табл. 1.

Шум и вибрация – характерная особенность всех дугогасящих реакторов с электроприводом. Они обусловлены наличием зазора в магнитной системе и подвижной части магнитопровода, нежестко удерживаемой в определенном положении и стремящейся перемещаться в переменном магнитном поле. По сути это двигатель в режиме короткого замыкания. В современных реакторах уровень шума на расстоянии 0,3 м от контура реактора при номинальном напряжении, частоте 50 Гц и наибольшем предельном токе не должен превышать 90 дБА, а среднее квадратическое значение виброперемещения стенок бака и системы охлаждения должно быть не более 70 мкм (требования, предъявляемые ОАО «ФСК», ОАО «МРСК», ОАО «МОЭСК»).

Помимо рабочей и сигнальной обмотки реакторы должны быть снабжены обмоткой управления (требования, предъявляемые ОАО «ФСК», ОАО «МРСК», ОАО «МОЭСК»).

Обмотка управления предназначена для подключения блока смещения нейтрали, создания искусственной асимметрии, а также

для компенсации активной составляющей тока. Это дает возможность использовать реактор совместно с блоками автоматического управления нового поколения высокой надежности и точности регулировки, такими как МИРК-4.2, МИРК-5, REG-DPA, регулятор фирмы Trench.

Фильтры присоединения серии ФЗМ

Дугогасящий реактор является однофазным аппаратом. Для его подключения к трехфазной сети часто используют главный питающий трансформатор. Это не всегда допустимо.

Чтобы не перегружать главный питающий трансформатор, а также в тех случаях, когда узел главного питающего трансформатора не выведен, для присоединения дугогасящего реактора к трехфазной сети используют специальные устройства – фильтры нулевой последовательности (нейтраллеры).

Ток нулевой последовательности – это сумма мгновенных значений токов трех фаз трехфазной системы (СТ МЭК 50 (321)-86). В нормальном состоянии напряжение в сети близко к симметричному и ток нулевой последовательности отсутствует. При возникновении, например, тока ОЗЗ, связанного с дефектом изоляции, симметрия нарушается и сумма мгновенных зна-

чений токов трех фаз становится отличной от нуля. Именно этот нулевой ток и должен пройти через реактор, а не через место повреждения.

Задача нейтраллера при возникновении в сети несимметричного, аварийного режима – не пропустить к системам заземления токи прямой и обратной последовательности (то есть токи, близкие к номинальному току сети при симметричном режиме) и одновременно с этим подать с наименьшими потерями на реактор ток нулевой последовательности. Первая часть задачи решается применением в конструкции аппарата замкнутого трехфазного магнитопровода, вторая – применением схемы соединения обмоток с наименьшим возможным сопротивлением нулевой последовательности.

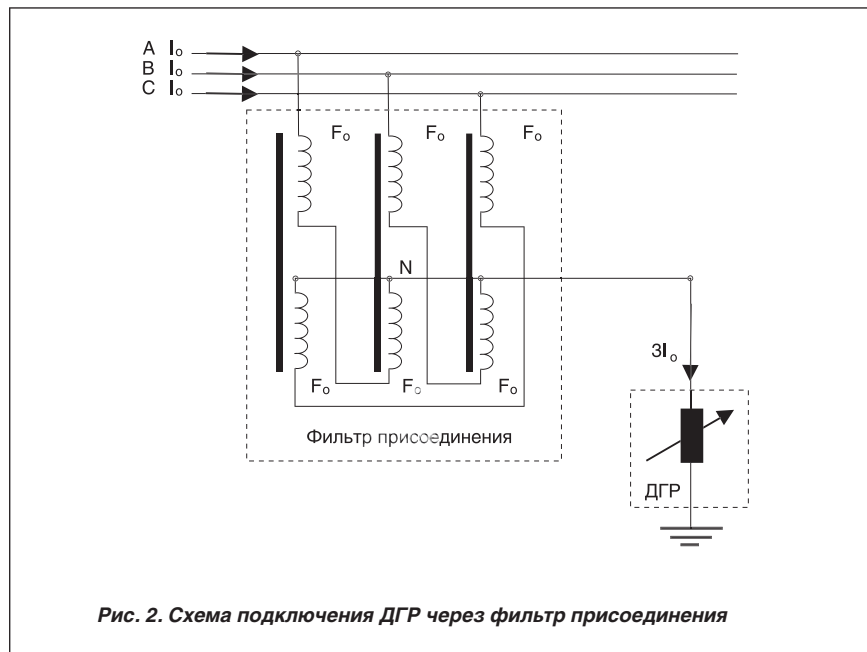
Возможны два варианта решения основной задачи нейтраллера.

Первый вариант – это применение аппарата, состоящего из трехстержневого магнитопровода с обмоткой, выполненной по схеме «зигзаг», с выведенной нейтралью. Силовые вводы А, В и С присоединяются к фазам сети, ввод нейтрали N – к дугогасящему заземляющему реактору (рис. 2).

Потоки, созданные симметричными токами прямой и обратной последовательности, замыкаются по стальному магнитопроводу и создают ЭДС, препятствующую протеканию этих токов. Замкнутый стальной магнитопровод для симметричных токов практически непроходим.

Потоки F_0 , созданные токами нулевой последовательности I_0 в полуобмотках, включенных встречно, компенсируют друг друга, не препятствуя прохождению токов I_0 к реактору и не вызывая потерь в элементах конструкции.

Возможен и второй вариант. До сих пор в качестве нейтраллера рекомендовалось использовать трехфазный трансформатор типа ТМ или ТМГ, первичная обмотка которого соединена по схеме «звезда» с выведенной нейтралью, а вторичная – в треугольник. В этом случае потоки F_0 , созданные токами нулевой последовательности I_0 , образуют в замкнутой в треугольник вторичной обмотке ЭДС. Ток I_2 , протекающий во вторичной обмотке под действием этой ЭДС, создает поток F_2 , компенсирующий поток F_0 .



Токи нулевой последовательности I_0 беспрепятственно текут к реактору, потоки F_0 не вызывают потерь в элементах конструкции.

Первый вариант (одна обмотка со схемой «зигзаг») имеет всего три преимущества по сравнению со вторым (две обмотки: звезда с выведенной нейтралью и треугольник), но весьма существенных:

- вдвое меньший расход провода (отсутствует вторичная обмотка);
- вдвое меньшие активные потери (отсутствуют вторичная обмотка и потери в ней);
- большее сопротивление токам прямой и обратной последовательности и меньшее сопротивление току нулевой последовательности, результатом чего является более высокая точность настройки реактора в резонанс.

Фильтры должны быть рассчитаны на длительный режим работы при номинальном напряжении во всем диапазоне регулирования тока и до шести часов – при наибольшем токе и наибольшем рабочем напряжении. Сравнительные характеристики фильтров нулевой последовательности различных производителей приведены в табл. 2.

Блок управления

Емкость сети часто изменяется не только при возникновении ОЗЗ, но и в нормальном состоянии – как вследствие изменения длины линии при манипуляции во время эксплуатации, так и под воздействием температуры, обледенения, колебаний частоты и т.д. Индуктивность дугогасящего реактора необходимо постоянно поддерживать на значении, резонирующем с емкостью сети. Эту задачу выполняет блок автоматического управления с микроконтроллерным регулятором.

Основной функцией регулятора является настройка системы в резонанс в автоматическом или ручном режимах. Но, кроме того, по желанию заказчика могут осуществляться следующие дополнительные функции:

- определение поврежденного фидера;
- организация защиты от однофазного замыкания на землю;

Таблица 2. Сравнительные характеристики фильтров нулевой последовательности различных производителей

Тип	Потери короткого замыкания, Вт	Потери холостого хода, Вт
ФМЗО-310/6,6 (ОАО «Энергия»)	3500	550
ТМГ-400/10(6) (трансформатор)	5900	700
ФЗМ-300/6 (ОАО «Электрозавод»)	2125	543
ФМЗО-500/11 (ОАО «Энергия»)	5500	850
ТМГ-630/10(6) (трансформатор)	9100	1000
ФЗМ-500/10(6) (ОАО «Электрозавод»)	3100	800
ФМЗО-875/11 (ОАО «Энергия»)	6000	800
ТМГ-1000/10(6) (трансформатор)	12300	1300
ФЗМ-860/10, ФЗМ-950/6 (ОАО «Электрозавод»)	4470	1100
ФМЗО (ОАО «Энергия»)	Нет аналога	
ТМГ-1600/10 (трансформатор)	15972	2390
ФЗМ-1600/10 (ОАО «Электрозавод»)	5600	2200
ФМЗО (ОАО «Энергия»)	Нет аналога	
ТМГ (трансформатор)	Нет аналога	
ФЗМ-2000/10 (ОАО «Электрозавод»)	6790	2650

- управление двумя реакторами с помощью одного регулятора (ведущий–ведомый);
- измерение и индикация температуры верхних слоев масла в баке реактора в режиме реального времени; выдача сигналов о превышении допустимой температуры масла для организации защиты реактора;
- хранение в памяти регулятора и возможность вывода на персональный компьютер оператора подстанции информации об изменениях режимов компенсируемой сети с указанием даты и времени;
- вывод на монитор оператора состояния компенсируемой сети в режиме реального времени. Как уже говорилось, реакторы должны быть снабжены дополнительной обмоткой – обмоткой управления, предназначенной для подключения блока смещения нейтрали и применяемой для кратковременного включения активного сопротивления, создающего активную составляющую в токе поврежденного присоединения. Это дает возможность использовать реактор совместно с блоками автоматического управления нового поколения высокой надежности и точности регулирования.

ОЦЕНКА МАГАТЭ НАЦИОНАЛЬНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

На протяжении многих лет Республика Беларусь сотрудничает с Международным агентством по атомной энергии по вопросам, связанным с использованием атомной энергии в мирных целях, обеспечением ядерной и радиационной безопасности, развитием ядерных наук и технологий, обеспечением глобального режима гарантий нераспространения ядерного оружия, а также в области ядерной энергетики.

В помощь странам, принявшим решение о строительстве первых АЭС, Секретариат МАГАТЭ разработал документы «Рубежи развития национальной инфраструктуры ядерной энергетики» и «Оценка положения дел в области развития национальной ядерной инфраструктуры». В соответствии с данными документами период от момента принятия решения о строительстве первой АЭС до ее ввода в эксплуатацию состоит из трех фаз:

- фаза 1: рассмотрение вопроса о принятии решения о развитии программы ядерной энергетики;
- фаза 2: подготовительные работы по сооружению АЭС;
- фаза 3: строительство атомной станции.

Каждая из фаз заканчивается этапом, завершение которого позволяет оценить успешность работ по развитию ядерного энергетиче-

ского проекта и принять решение о переходе к следующей фазе.

Решением Правительства Республики Беларусь была создана специальная Координационная группа экспертов по проведению оценки готовности национальной инфраструктуры ядерной энергетики к строительству АЭС, в состав которой вошли представители органов государственного управления и организаций, участвующих в реализации проекта сооружения в Республике Беларусь первой атомной электростанции. Эксперты группы проделали необходимую работу по оценке национальной ядерной инфраструктуры по двум первым этапам, определенным документами МАГАТЭ. Отчет о результатах данной работы в конце 2011 года был направлен в Секретариат Агентства с запросом о проведении миссии экспертов по оценке национальной



Л.В. ДУЛИНЕЦ,
начальник отдела
международного
сотрудничества
Департамента по ядерной
энергетике Минэнерго

инфраструктуры ядерной энергетики, так называемой ИНИР-миссии.

ИНИР-миссия в Республике Беларусь прошла с 18 по 30 июня 2012 года. В ее работе приняли участие 14 экспертов из Секретариата МАГАТЭ и государств, имеющих большой опыт в области ядерной энергетики, а также представители более 20 государственных органов и организаций нашей страны, вовлеченных в реализацию национальной ядерной энергетической программы.

В ходе ИНИР-миссии были рассмотрены все 19 определенных документами МАГАТЭ аспектов инфраструктуры, среди которых такие, как законодательная основа, физическая безопасность, ядерный топливный цикл, утилизация радиоактивных отходов, гарантии, радиационная защита, охрана окружающей среды, национальная позиция и др.

В течение двух недель представители Республики Беларусь отвечали на вопросы экспертов МАГАТЭ, предоставляли соответствующие подтверждающие документы, знакомили экспертов с ходом подгото-



вительных работ на площадке строительства АЭС.

Основные результаты и выводы экспертов МАГАТЭ были озвучены в ходе итогового совещания 29 июня 2012 года руководителем миссии – начальником отдела ядерной энергетики Департамента ядерной энергии Секретариата МАГАТЭ Д. Парком. При подведении итогов миссии эксперты подчеркнули значительный прогресс Республики Беларусь в создании инфраструктуры ядерной энергетики, необходимой для строительства АЭС, что было отмечено в официальном пресс-релизе Секретариата МАГАТЭ.

Оценка экспертов Агентства по первому этапу свидетельствует о том, что все действия, необходимые для начала ядерной энергетической программы в Республике Беларусь, выполнены.

В проекте итогового документа миссии Республике Беларусь даны 17 соответствующих рекомендаций, а также высказан ряд предложений по дальнейшему развитию инфраструктуры, в том числе по совершенствованию законодательства в области ядерной энергетики, усилению роли регулирующей организации, организаций технической поддержки и другим направлениям, связанным с реализацией ядерной энергетической программы.

По большинству из определенных в документах МАГАТЭ аспектов инфраструктуры, в том числе таким, как выбор площадки для строительства АЭС, экологическая безопасность объекта, интеграция АЭС в Белорусскую энергосистему, отраслевое участие в проекте, отмечено, что страна достигла необходимого для начала строительства АЭС уровня развития инфраструктуры. По некоторым направлениям эксперты МАГАТЭ дали соответствующие рекомендации.

В ходе миссии эксперты МАГАТЭ также определили ряд позитивных наработок белорусской стороны, так называемые «хорошие практики», которые Секретариат МАГАТЭ будет в дальнейшем рекомендовать для использования в других странах, принявших решение о строительстве АЭС. К таким практикам международные эксперты отнесли создание специальной



межведомственной комиссии высокого уровня из представителей всех заинтересованных государственных органов и организаций для рассмотрения вопросов реализации проекта строительства АЭС под председательством Первого заместителя Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко; принятую на раннем этапе развития ядерной энергетики и успешно реализуемую Государственную программу подготовки кадров для ядерной энергетики Республики Беларусь на 2008–2020 годы. Также эксперты отметили большой опыт, накопленный страной в области радиационной защиты и мониторинга окружающей среды, связанный с преодолением последствий катастрофы на Чернобыльской АЭС.

Окончательный отчет миссии ИНИР будет подготовлен к сентябрю 2012 года. Кроме того, после согласования доклада о резуль-

татах работы будет подготовлен так называемый Интегрированный план действий по дальнейшему развитию национальной инфраструктуры ядерной энергетики, где будут предусмотрены мероприятия, проводимые в рамках программы технического сотрудничества МАГАТЭ и осуществляемые совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», являющейся стратегическим партнером Республики Беларусь по реализации проекта строительства белорусской АЭС.

Руководитель миссии ИНИР господин Д. Парк отметил высокий уровень компетентности белорусских специалистов, участвующих в осуществлении ядерной энергетической программы Республики Беларусь, и выразил абсолютную уверенность в том, что эта программа будет реализована успешно, безопасно и в мирных целях.



ОБЗОР РАЗВИТИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В МИРЕ

Согласно докладу Генерального директора МАГАТЭ Юкиа Амано «Обзор ядерных технологий – 2012», опубликованному в феврале 2012 года, по состоянию на 31 декабря 2011 года в мире в эксплуатации находилось 435 ядерных энергетических реакторов суммарной мощностью 368 ГВт, в стадии строительства – 64 реактора, 43 из них сооружаются в Азии.

Общие тенденции развития ядерной энергетики в мире

Несмотря на аварию на АЭС «Фукусима-1», во многих странах мира сохранилась тенденция к повышению мощности атомных станций, возобновлению или продлению сроков лицензий действующих реакторов. Такую политику в развитии ядерной энергетики проводят Канада, Франция, Финляндия, Мексика, Испания, Словакия, США, Корея. Более того, в октябре 2011 года в Финляндии было объявлено о первом после аварии на японской АЭС выборе площадки для новой атомной электростанции, которая должна стать третьей в стране.

Страны-«новички» подтвердили свое намерение продолжить работу по внедрению ядерной энергетики. В 2011 году рядом государств были предприняты конкретные шаги на пути к строительству первых АЭС. Среди стран, наиболее активно развивающих эту отрасль, можно выделить Бангладеш, Беларусь, Вьетнам, ОАЭ, Турцию.

В целом согласно докладу Ю. Амано авария на японской АЭС «Фукусима-1» не остановит рост ядерной энергетики в глобальном масштабе. Предполагается, что число эксплуатируемых ядерных реакторов к 2030 году увеличится на 90 (согласно низкому прогнозу) и на 350 (согласно высокому прогнозу) по сравнению с общим количеством реакторов, функционирующих на конец 2010 года (435 ед.). Наиболее значительный рост строительства новых реакторов прогнозируется в Китае, Индии, Пакистане, России, Восточной Европе и на Ближнем Востоке. Также быстрыми темпами

ядерная энергетика будет развиваться в Африке, Латинской Америке и Юго-Восточной Азии.

В качестве тенденции в области развития ядерной энергетики можно выделить стремление государств к объединению усилий с целью оптимизации и обеспеченности ресурсами, технологиями, знаниями для успешной конкуренции на глобальном рынке.

Шестнадцать стран ЕС создали неформальное объединение в поддержку развития ядерной генерации. Новое объединение будет выступать с совместными инициативами по устойчивому развитию атомной энергетики, что предполагает повышение ядерной безопасности, развитие НИОКР в сфере ядерной энергетики, решение проблем вывода из эксплуатации объектов использования атомной энергии и обращения с отработавшим ядерным топливом и радиоактивными отходами. Эти вопросы обсуждались на первой министерской встрече в Париже 10 февраля 2012 года, участниками которой стали страны ЕС, эксплуатирующие атомные станции (Франция, Великобритания, Швеция, Испания, Чехия, Словакия, Словения, Венгрия, Румыния, Финляндия, Болгария, Нидерланды), а также государства, планирующие строительство либо участие в реализации проектов строительства АЭС (Польша, Литва, Эстония, Латвия).

Взаимодействие Англии и Франции в сфере ядерной энергетики

Англия и Франция подтвердили свое стремление к развитию ядерной энергетики и созданию объе-



О.С. ШЛОМА,
первый секретарь
Постоянного
представительства
Республики Беларусь
при международных
организациях в Вене

диненной атомной промышленности в ходе прошедшей в феврале 2012 года в г. Париже франко-британской встречи на высшем уровне. В частности, было заявлено, что основной целью двух стран в этой сфере является повышение конкурентоспособности Франции и Великобритании на глобальном рынке ядерных технологий, оборудования и материалов.

Страны подписали ряд двусторонних соглашений по приоритетным направлениям сотрудничества, включая строительство четырех новых энергоблоков АЭС в Великобритании с участием французских компаний Electricite de France (EDF) и Areva, и заявили об активизации сотрудничества в области подготовки кадров для ядерной энергетики. Так, в Великобритании планируется запуск совместной инициативы французской EDF и британской компании Bridgewater College «Создание центра подготовки мирового класса» (World Class Training Centre Initiative). Предполагается также развивать сотрудничество между учебными учреждениями двух стран.

Другим направлением взаимодействия Англии и Франции является совместная деятельность в области ядерных исследований и разработок. Одним из примеров станет создание компаниями CEA и Rolls-Royce реактора на быстрых нейтронах Astrid Generation-IV design (Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration), в котором предусмотрено сжигание актинидов, являющихся осложняющим фактором при утилизации радиоактивных отходов.

Страны также намерены расширять сотрудничество в области готовности и реагирования на ядерные аварийные ситуации, а также оказания содействия другим странам в этой сфере.

Перспективы развития ядерной энергетик в странах-«новичках»

Согласно информации, озвученной заместителем Генерального директора МАГАТЭ Кваку Анингом в ходе прошедшего 24 февраля 2012 года в Нью-Йорке форума по вопросам развития ядерной энергетик, как минимум пять стран-«новичков», включая Бангладеш, Беларусь, Вьетнам, ОАЭ и Турцию, начнут строительство первых АЭС в 2012 году. Ожидается также, что в 2013 году к строительству АЭС приступят Иордания и Саудовская Аравия. В общей сложности около 60 государств в 2011 году обратились к МАГАТЭ за содействием в развитии ядерно-энергетических программ.

Кваку Анинг подчеркнул, что страны-«новички» стараются извлечь уроки из аварии на АЭС «Фукусима-1» и полностью осознают важность обеспечения ядерной безопасности, в том числе и за счет получения необходимых технологий из стран-поставщиков. Для некоторых государств, таких как Иордания, нет иного выбора, кроме развития ядерной энергетик, поскольку они не обладают собственными энергоресурсами.

Польша построит первую АЭС ориентировочной мощностью 3000 МВт к 2025 году, вторую аналогичной мощности – к 2029 году. Компания Polska Grupa Energetyczna S.A. (PGE) будет принадлежать 51 % ядерных

генерирующих мощностей страны. К 2035 году PGE планирует увеличить эту долю до 75 %. Такие данные изложены в стратегии PGE на период 2012–2035 годы, одобренной наблюдательным советом компании 9 февраля 2012 года.

В ноябре 2011 года в Польше были названы три потенциальные площадки для АЭС: Жарновец (Zarnowiec) и Гаски (Gaski) на северо-западе, а также Чожево (Choczewo) – на севере страны. Все они находятся на балтийском побережье. Окончательное решение о размещении АЭС будет принято в 2013 году. В 2012 году предполагается объявить тендер на поставку технологии.

Что касается строительства АЭС во Вьетнаме, то в 2012 году планируется определить место расположения первой АЭС. Соглашение о сооружении атомной станции Россия и Вьетнам подписали 31 октября 2010 года. АЭС «Ниньтуан-1» будет состоять из двух энергоблоков с реакторами типа ВВЭР мощностью до 1,2 ГВт каждый, аналогичных построенным по российским проектам в Венгрии, Китае, Словакии, Чехии.

В декабре 2011 года состоялась официальная церемония начала изыскательских работ. Строительство первого блока планируется начать в 2014 году, а ввести блок в эксплуатацию – в 2020 году.

Россия предоставит Вьетнаму кредит на строительство АЭС в размере \$ 8 млрд. Кредитное соглашение было подписано 21 ноября 2011 года. Всего Вьетнам планирует к 2030 году построить 15 ГВт атомных мощностей.

Правительство ЮАР намерено в 2012 году сформировать законодательную, нормативную и финансовую базу для реализации ядерной программы. Это следует из заявлений, сделанных 20 марта 2012 года заместителем генерального директора Департамента энергетик О. Афаном. Предполагается, что планы строительства ядерных генерирующих мощностей и объектов ядерно-топливного цикла будут согласованы с МАГАТЭ, а необходимые поправки в Закон о регулировании ядерной энергетик внесены на утверждение парламента ЮАР.

Безопасность АЭС – главный приоритет

Согласно докладу Генерального директора МАГАТЭ «Обзор ядерной безопасности – 2012» безопасность атомных электростанций остается главным вопросом повестки дня Агентства и государств-членов. Предварительный анализ аварии на АЭС «Фукусима-1» свидетельствует о том, что организациям, эксплуатирующим АЭС, необходимо совершенствовать меры защиты от экстремальных явлений, устойчивость работы систем электроснабжения и охлаждения в случае тяжелой аварии, меры по подготовке к управлению тяжелыми авариями, основы обеспечения безопасности станций при проектировании.

С точки зрения эксплуатации уровень безопасности АЭС во всем мире остается высоким. Вместе с тем сохраняется серьезный разрыв



Подписание контрактного соглашения по строительству белорусской АЭС между ГУ «ДСАЭ» и ЗАО «Атомстройэкспорт»

между теми, кто придерживается самых строгих норм ядерной безопасности, и теми, кто ими в значительной мере пренебрегает.

Надо иметь в виду, что к концу 2011 года 80 % АЭС в мире имели возраст свыше 20 лет, что может сказываться на безопасности и экономичности АЭС, а также эффективности удовлетворения энергетических потребностей государств. Около 70 % из 254 действующих исследовательских реакторов находится в эксплуатации свыше 30 лет. Многие из них вышли за пределы проектного срока службы.

В качестве главной задачи развития ядерной энергетики МАГАТЭ определило создание и укрепление потенциала государств в ядерной сфере, поскольку по-прежнему имеются проблемы с точки зрения законодательной, регулирующей, технической, образовательной инфраструктуры и системы безопасности. Для содействия созданию комплексной инфраструктуры требуется твердая государственная поддержка уже на раннем этапе.

В рамках оказания содействия странам-«новичкам» по созданию национальной ядерной инфраструктуры с учетом уроков японской трагедии МАГАТЭ продолжает оказывать поддержку ряду международных сетей знаний и форумов, таких как Глобальная сеть ядерной и физической ядерной безопасности, региональным сетям – Азиатской сети ядерной безопасности, Иберо-американскому форуму радиологических и ядерных регулирующих органов, Форуму ядерных регулирующих органов в Африке, Арабской сети ядерных регулирующих органов и Форуму сотрудничества регулирующих органов.

В ходе миссии МАГАТЭ, посвященной рассмотрению вопросов аварийной готовности (EPREV) государств – членов Агентства, и в рамках комплексных услуг по рассмотрению вопросов регулирования (IRRS) были обнаружены проблемы, связанные с соблюдением норм безопасности Агентства «Готовность и реагирование в случае ядерной и радиационной аварийной ситуации» (GS-R-2, 2004). В некоторых государствах выявлены недостатки в сфере компетентности регулирующих ор-

ганов, в развитии инфраструктуры, системе обучения персонала действиям в условиях аварийной ситуации и подготовке кадров для ядерной энергетики.

Авария на АЭС «Фукусима-1» обнаружила проблемы радиационного мониторинга и контроля перевозок радиоактивных материалов, что свидетельствует об отсутствии в стране эффективной системы регулирования в области радиационной безопасности.

Предметом повышенного внимания со стороны государств остается формирование и имплементация эффективных механизмов гражданской ответственности, предусматривающих страхование на случай ущерба здоровью человека и окружающей среде, а также причинения экономических убытков вследствие вреда, нанесенного радиационной аварией. В Плане действий МАГАТЭ по ядерной безопасности содержится Положение о создании глобального режима ядерной ответственности. Международной группе экспертов по ядерной ответственности (ИНЛЕКС) предложено выработать рекомендации по мерам содействия созданию такого глобального режима.

В декабре 2011 года Комиссия по нормам безопасности МАГАТЭ представила Генеральному директору Агентства доклад за последние четыре года, в котором освещены достигнутые цели и изложены задачи и рекомендации на будущее. К числу достижений относятся разработка долгосрочной структуры серии норм безопасности МАГАТЭ, подготовка документа «Стратегии и процедуры разработки норм безопасности МАГАТЭ», формирование краткосрочной и долгосрочной концепций обеспечения синергии между вопросами ядерной безопасности и физической защиты, составление плана проведения критического анализа норм безопасности МАГАТЭ в свете аварии на АЭС «Фукусима-1». Кроме того, осенью 2011 года Советом управляющих МАГАТЭ были утверждены Общие требования безопасности, часть 3 «Радиационная защита и безопасность источников излучения: международные основные нормы безопасности».

Программы оценки действующих АЭС на предмет устойчивости к

комплексным природным и техногенным катастрофам были реализованы либо реализуются в ЕС, Индии, США, Китае, России, Японии и др. Важную роль в этом процессе играют эксплуатирующие и регулирующие организации. Эксперты подчеркивают важность проведения оценки и выявления слабых сторон самими поставщиками ядерных технологий и эксплуатирующими организациями, а также приоритетность мирового сотрудничества в целях укрепления ядерной безопасности. Для эксплуатирующих организаций важно не дожидаться указаний регулирующих органов и правительства, а брать на себя инициативу в решении приоритетных задач, одной из которых является укрепление доверия общества к ядерной энергетике.

Общие цели в сфере мирного использования энергии атома

Необходимость активизации роли компаний, специализирующихся на производстве ядерной энергии, в укреплении ядерной безопасности и физической защиты на фоне повышения рисков природных катастроф и террористических атак стала одним из основных тезисов саммита ядерной промышленности, который прошел в г. Сеуле 22–23 марта 2012 года накануне саммита по физической ядерной безопасности (26–27 марта 2012 года).

По результатам работы саммита представлен план мероприятий по укреплению доверия общественности к ядерной энергетике и расширению безопасного использования мирного атома. Представители крупнейших ядерно-энергетических компаний Китая, Кореи, Франции, России, США, Японии и других стран, а также МАГАТЭ, Ядерного энергетического агентства, Всемирной ядерной ассоциации, Всемирной ассоциации операторов АЭС выступили за развитие и совершенствование культуры ядерной безопасности, укрепление и расширение сотрудничества по разработке низкообогащенного уранового топлива для небольших исследовательских реакторов. Они выказали поддержку руководящим принципам МАГАТЭ по сокращению исполь-

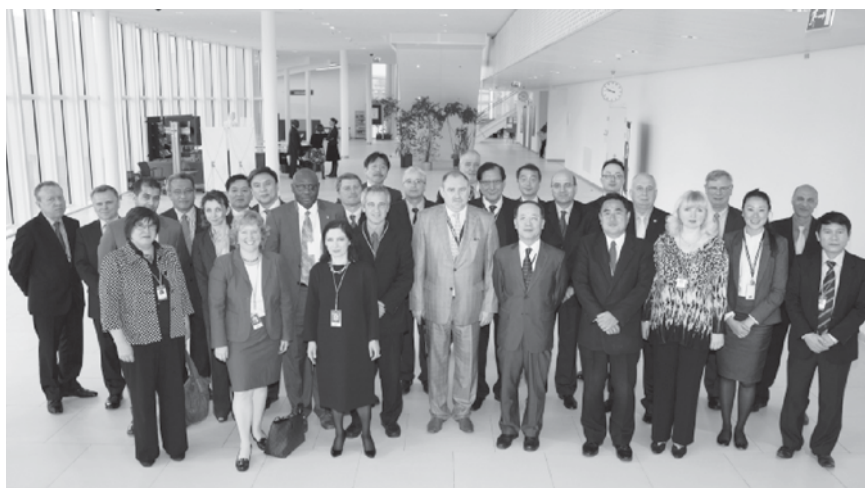
зования высокообогащенного уранового топлива, противодействию угрозам кибер-терроризма, расширению обмена опытом, развитию интегрированных систем безопасности и сохранности ядерных установок и материалов.

К операторам действующих АЭС развитых государств обращен призыв оказывать содействие странам-«новичкам» в обеспечении выполнения рекомендаций МАГАТЭ. В ходе мероприятия была высказана также идея создания независимой организации в области ядерной безопасности для регулирования деятельности всей ядерно-энергетической промышленности.

Главы более 50 государств – участников сеульского саммита по физической ядерной безопасности в итоговом коммюнике подтвердили «общие цели в сфере ядерного разоружения, ядерного нераспространения и мирного использования атомной энергии». Они выразили уверенность, что меры по укреплению физической ядерной безопасности не будут препятствовать реализации прав государств на развитие и использование атомной энергии в мирных целях. Отмечая факт аварии на АЭС «Фукусима-1», участники саммита подчеркнули, что проблемы технической и физической ядерной безопасности необходимо рассматривать на согласованной основе, и призвали государства, использующие атомную энергию, к концу 2013 года объявить о добровольных конкретных действиях по сведению к минимуму использования высокообогащенного урана.

Также участники саммита призвали ускорить проведение национальных процедур для принятия поправки 2005 года к Конвенции о физической защите ядерного материала, чтобы она могла вступить в силу к 2014 году. Лидеры государств приветствовали продление срока действия Программы глобального партнерства против распространения оружия и материалов массового уничтожения после 2012 года, а также предложение МАГАТЭ организовать в 2013 году международную конференцию в области физической ядерной безопасности.

Отдельное внимание было уделено вопросам обращения с радиоак-



Участники семинара МАГАТЭ в г. Сеуле

тивными источниками (РАИ), отработавшим ядерным топливом (ОЯТ) и радиоактивными отходами (РАО). В частности, саммит призвал создать национальные реестры высокоактивных источников радиации, совершенствовать правовую базу обращения с ними, рассмотреть вопрос создания стратегий и планов по обращению с ОЯТ и РАО, совершенствовать безопасность перевозки ядерных и радиоактивных материалов. Было отмечено, что необходимо развивать ядерную криминалистику, которая «может стать эффективным инструментом для определения происхождения обнаруженных ядерных и других радиоактивных материалов и сбора улик по фактам незаконного оборота и злостного использования таких материалов». Участники саммита одобрили также идею создания центров подготовки кадров по физической ядерной безопасности в различных странах.

Двустороннее сотрудничество между странами-«новичками» и странами – поставщиками ядерных технологий будет сфокусировано на повышении ядерной безопасности и обучении специалистов. Стороны продолжат также обсуждение сотрудничества по оказанию всеобъемлющих услуг по ядерному топливному циклу.

Заключение

По мнению заместителя генерального директора по науке российского Института энергетической стратегии А.И. Громова, повышение требова-

ний к строительству и эксплуатации АЭС в краткосрочной перспективе приводит к снижению экономической рентабельности атомных проектов, но, с другой стороны, стимулирует инновационное развитие отрасли. Эксперт считает, что атомная генерация была и остается одной из ключевых составляющих энергетической безопасности в условиях геополитической нестабильности на Ближнем Востоке, нарастания рисков перебоев с поставками углеводородов и очередного скачка цен на нефть и газ.

По мнению представителя российской инвестиционной компании «Риком-Траст» О. Абелева, в ближайшем будущем будет исчерпан имеющийся потенциал для строительства АЭС, поэтому лидером в данной области станет та страна, которая сможет создать мощную производственную базу на основе совместных предприятий, чтобы довести данный потенциал до требуемого уровня. В качестве возможных лидеров в этом направлении эксперт назвал Россию и Китай. Он также предупредил, что воспользоваться конкурентными преимуществами сможет то государство, которое сумеет создать прозрачную систему регулирования и развитую структуру рынка. Вместе с тем аналитик подчеркнул, что главными в развитии ядерной энергетики станут построение системы предупреждения возникновения нештатных ситуаций и обеспечение соответствия стандартам качества и безопасности на протяжении всего жизненного цикла АЭС.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КОТЕЛЬНЫХ

В последнее время активно обсуждается необходимость повышения надежности электроснабжения котельных, запитанных от одного источника электроснабжения. Этот вопрос стал предметом пристального внимания специалистов в связи с тем, что перерыв в электроснабжении котельных может привести к повреждению системы теплоснабжения и, соответственно, значительным затратам на ее ремонт. В статье подробно рассмотрена как сама проблема, так и возможность реализации ряда мероприятий по ее решению.

В органах госэнергонадзора зарегистрировано 9965 ведомственных теплоисточников (котельных). В соответствии с требованиями СНиП II-35-76 «Котельные установки» и ВСН 97-83 «Инструкция по проектированию городских и поселковых электрических сетей» электроприемники котельных должны относиться к I или II категории по надежности электроснабжения. Анализ подготовленных филиалами «Энергонадзор» материалов о фактическом состоянии схем внешнего электроснабжения ведомственных котельных показал, что в республике 2548 ведомственных котельных (26 % от общего количества) запитаны от одного источника электроснабжения (см. рисунок).

Между тем электроприемники I категории по надежности электроснабжения должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых, взаимно резервирующих источников питания с установкой устройства автоматического ввода резерва. Правилами устройства электроустановок рекомендуется обеспечивать электроэнергией электроприемники II категории также от двух независимых, взаимно резервирующих источников питания. Надо отметить, что допускается осуществлять электроснабжение электроприемников II категории по надежности по одной воздушной линии или от одного трансформатора, но при этом должна быть обеспечена возможность аварийного ремонта (замены) за время, не пре-

вышающее одни сутки. В условиях низких отрицательных температур наружного воздуха подобная продолжительность перерыва в электроснабжении котельной может привести к повреждению (размораживанию) системы теплоснабжения и, как следствие, к значительным материальным затратам на ее восстановление.

В 2011 году в электрических сетях напряжением 6–10 кВ Белорусской энергосистемы среднее время устранения повреждений составило 2,05 ч. Необходимо учитывать также, что в случае перерыва в электроснабжении приоритет при его восстановлении будет отдан объектам жизнеобеспечения (в том числе котельным) и фактическое время перерыва в электроснабжении котельной окажется меньше среднего. Однако при отдельных видах повреждений (повреждения кабельных линий, повреждения элементов электрической сети, требующие замены оборудования) существует вероятность и более длительных перерывов в электроснабжении, что в условиях низких отрицательных температур наружного воздуха создает потенциальную опасность повреждения систем теплоснабжения.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что вследствие имеющейся возможности оперативного восстановления электроснабжения, а также учитывая тепловую инерционность систем теплоснабжения и объектов теплоснабжения, повреждение системы теплоснабжения при перерыве



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

в электроснабжении котельной маловероятно, но возможно.

В ходе прохождения осенне-зимнего периода 2011/2012 года зафиксированы отдельные нарушения режима теплоснабжения, носившие локальный характер. При этом основными причинами нарушений явились повреждения тепломеханического оборудования и тепловых сетей: порыв тепловой сети по причине коррозии стенки трубы, нарушение герметичности сетевого насоса, утечка теплоносителя в тепловом пункте здания, повышение давления сетевой воды в обратном трубопроводе и т.д.

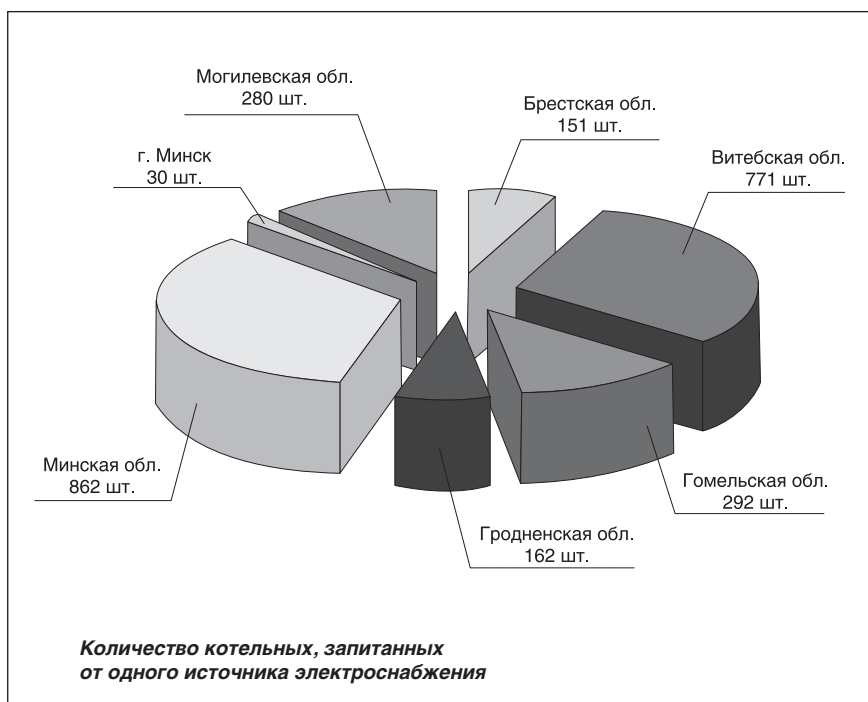
Кроме того, отмечено два случая нарушения электроснабжения котельных: 26–27 января 2012 года в г. Витебске дважды произошли сбои в снабжении электроэнергией (длительностью до двух часов) котельной «ДСУ-3» Витебского предприятия котельных и тепловых сетей, которая обеспечивает горячей водой и тепловой энергией

20 многоквартирных жилых домов, два общежития и детский сад (причина – аварийное отключение масляного выключателя напряжением 10 кВ на подстанции «Лучеса»).

Вторым случаем стало отключение кабельно-воздушной линии напряжением 10 кВ, произошедшее 1 марта 2012 года в 21:10 в г. Заславле Минского района на подстанции «Заславль» напряжением 110/35/10 кВ. В результате прекратилось электроснабжение городской котельной № 5, которая обеспечивает отопление городской бани и поликлиники. По причине прекращения водоснабжения остановилась городская котельная № 2, обеспечивающая отопление Заславского горисполкома, детской школы искусств, средней школы № 1, кафе «Гостинец», узла связи. Схема электроснабжения была восстановлена 2 марта 2012 года в 18:00. Во всех указанных случаях нарушение электроснабжения не привело к повреждению (размораживанию) систем теплоснабжения.

Тем не менее вопрос надежности электроснабжения котельных, запитанных от одного источника электроснабжения, остается настолько актуальным, что стал предметом рассмотрения секции энергонадзора технико-экономического совета ГПО «Белэнерго». В ходе обсуждения проблемы было предложено при принятии конкретных технических решений по повышению надежности электроснабжения котельных руководствоваться экономической целесообразностью исходя из величины затрат на осуществление мероприятий, финансовых возможностей и местных условий. По результатам анализа схем электроснабжения котельных обсуждалась возможность реализации ряда мероприятий по повышению надежности электроснабжения котельных, в том числе таких, как:

- прокладка резервной линии электропередачи (при необходимости – установка второго силового трансформатора);
- установка на котельной резервного стационарного автономного источника электроснабжения (АИЭ) необходимой мощности;
- установка стационарных АИЭ только для питания сетевых насо-



сов, мощность которых составляет примерно 30–50 % от собственных нужд котельной;

- использование передвижных АИЭ – дизельных электростанций, бензоагрегатов.

Прокладка резервной линии электропередачи (при необходимости – установка второго силового трансформатора) является достаточно затратным мероприятием (средняя стоимость строительства 1 км воздушной линии электропередачи с покрытым проводом напряжением 10 кВ составляет около 100 млн руб., с голым проводом напряжением 10 кВ – 80 млн руб.; стоимость КТП – до 25 млн руб.) и не может быть выполнена в кратко- и среднесрочной перспективе на большом количестве объектов. Применительно к рассматриваемому перечню котельных такое мероприятие в достаточно короткие сроки может быть реализовано только в единичных случаях (например, замена ВРУ-0,4 кВ небольшой котельной с прокладкой кабельной линии напряжением 0,4 кВ от близко расположенной подстанции). Поскольку в долгосрочной перспективе вопрос обеспечения надежного электроснабжения от двух независимых источников питания будет решен при проведении реконструкции котельной, принимать меры по повышению надежности ее электроснаб-

жения необходимо только на период до проведения реконструкции.

В случае, когда электроснабжение котельных осуществляется от подстанции напряжением 35–110 кВ с одним трансформатором 35–110/6–10 кВ (или по одной линии напряжением 35–110 кВ), резерв на указанные линии электропередачи целесообразно не предусматривать. Это обусловлено тепловой инерционностью систем теплоснабжения, зданий и сооружений потребителей, а также относительно небольшой вероятностью отключения воздушных линий напряжением 35–110 кВ и относительно небольшой продолжительностью устранения отключений таких линий.

Установка стационарного АИЭ на полную мощность электроприемников котельной или для наиболее ответственных электроприемников также является затратным мероприятием. Средняя стоимость стационарного АИЭ мощностью 5,5 кВт составляет \$ 900–1000, мощностью 8 кВт – \$ 7900, 12 кВт – \$ 8500, 36 кВт – \$ 13 500. Кроме того, для эксплуатации АИЭ необходимо наличие специально подготовленного персонала.

Что касается вопроса использования передвижных АИЭ в качестве резервных источников электроснабжения, то, как показал анализ, в Республике Беларусь имеется

994 передвижных (переносных) АИЭ. Они находятся на балансе филиалов «Электрические сети» РУП-облэнерго, органов и подразделений МЧС, организаций ЖКХ, сельскохозяйственных организаций, войсковых частей и др. Их использование для питания электроприемников котельных в случае длительных перерывов в электроснабжении является наиболее оптимальным вариантом. Отметим, что не во всех случаях владельцами передвижных АИЭ являются организации – владельцы котельных с одним источником питания. Вместе с тем эти организации имеют возможность заключить договор на оказание услуги по временному (аварийному) электроснабжению.

При использовании передвижного АИЭ в качестве резервного источника питания необходимо обеспечить минимально возможное время его доставки и подключения, а также безопасность персонала (в том числе персонала энергообеспечивающих организаций). Для решения этих задач организациям – владельцам котельных с одним источником электроснабжения необходимо выполнить ряд подготовительных мероприятий:

- установить перекидной рубильник или иное коммутационное устройство, исключающее «обратную» (в сеть энергообеспечивающей организации) подачу напряжения;
- обеспечить простоту и удобство подключения передвижного АИЭ

исходя из местных условий. Наиболее удобным вариантом, с точки зрения автора, является установка коммутационного ящика (шкафа) на наружной стене здания;

- разработать Положение о взаимодействии между персоналом котельной и районом электрических сетей (при необходимости с организацией – владельцем передвижного автономного источника электроснабжения, с органами МЧС) при нарушении электроснабжения котельной с подключением передвижного АИЭ.

Реализация предложенных мер по повышению надежности электроснабжения котельных позволит предотвратить случаи повреждения систем теплоснабжения.

ИНФОРМАЦИОННО-ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР

ОАО «Экономэнерго»

издает и реализует нормативно-техническую литературу

Технический кодекс установившейся практики

- ✓ **ТКП 385-2012 (02230 /03220) «Нормы проектирования электрических сетей внешнего электроснабжения 0,4–10 кВ сельскохозяйственного назначения»**
Официальное издание

Технический кодекс установившейся практики

- ✓ **ТКП 355-2011 (02230 /03220) «Система обеспечения единства измерений Республики Беларусь. Порядок метрологического обеспечения автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии»**
Официальное издание

- ✓ **«Инструкция о порядке и условиях оснащения пользователей и производителей электрической энергии приборами учета ее расхода»**

Технический кодекс установившейся практики

- ✓ **ТКП 290-2010 (02230) «Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках»**
Официальное издание

ЗАКАЗАТЬ документы можно:

- в редакции по тел./факсу: + 375 017 286-08-28 (опт);
- на сайте www.energystategy.by (опт);
- у региональных представителей в РБ (розница)

Внимание!

Право на официальное издание ТКП, утвержденных Министерством энергетики Республики Беларусь, предоставлено филиалу «Информационно-издательский центр» ОАО «Экономэнерго». Деятельность в этом направлении других организаций является незаконной.

СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ ОТ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

Анализ обстоятельств и причин несчастных случаев, связанных с воздействием электрического тока, позволяет сделать выводы, что к травматизму на производстве по-прежнему приводит невыполнение персоналом потребителей электроэнергии требований НПА и ТНПА, регламентирующих производство работ в электроустановках. В статье рассматриваются способы защиты от поражения электрическим током, предусмотренные ТКП 339-2011, введенным в действие с 1 декабря 2011 года.

При детальном рассмотрении причин и обстоятельств несчастных случаев установлено, что основными нарушениями требований ТНПА являются:

- невыполнение организационных мероприятий;
- невыполнение технических мероприятий;
- несоблюдение мер безопасности при работе с электроинструментом;
- самовольное расширение рабочего места.

В числе факторов, влияющих на уровень электротравматизма, следует назвать также формальное проведение инструктажей; осуществление работ без применения электрозащитных средств; слабый контроль со стороны работников, ответственных за безопасность производства работ в действующих электроустановках; самовольные действия и личная неосторожность пострадавших; выполнение работ в состоянии алкогольного опьянения и низкая производственная дисциплина. Нельзя не отметить, что имеют место низкий уровень организации работ, грубые нарушения Правил. В частности, среди причин большинства несчастных случаев следующие:

- прикосновение к открытым токоведущим частям либо токоведущим частям, изоляция которых повреждена;
- касание токоведущих частей предметами с низким сопротивлением изоляции;
- прикосновение к металлическим частям оборудования, случайно

- оказавшегося под напряжением;
- приближение к токоведущим частям на недопустимое расстояние;
- отсутствие или нарушение защитного заземления;
- ошибочная подача напряжения во время ремонтов или осмотров.

В соответствии с требованиями 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» рассмотрим *способы защиты от поражения электрическим током*.

Токосоведущие части электроустановки не должны быть доступны для случайного прикосновения, доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не должны находиться под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;



В.В. ЖДАН, инспектор районной инспекции № 5 Минского МРО по надзору за электроснабжением филиала «Энергонадзор» РУП «Минскэнерго»

- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения.

Для дополнительной защиты от прямого прикосновения в электроустановках напряжением до 1 кВ следует применять устройства защитного автоматического отключения питания (например, устройство защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА).

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при *косвенном прикосновении*:

- защитное заземление;
- защитное зануление;
- защитное автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов;
- выравнивание потенциалов;
- двойная или усиленная изоляция;

- сверхнизкое (малое) напряжение;
- защитное электрическое разделение цепей;
- изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки.

Меры защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в электроустановке или ее части, либо применены к отдельным электроприемникам и могут быть реализованы при изготовлении электрооборудования, в процессе монтажа электроустановки, либо в обоих случаях.

Применение двух и более мер защиты в электроустановке не должно оказывать взаимного влияния, снижающего эффективность каждой из них.

Защиту при *косвенном прикосновении* следует выполнять во всех случаях, если напряжение в электроустановке превышает 50 В переменного и 120 В постоянного тока.

В помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках выполнение защиты при косвенном прикосновении может потребоваться при более низких напряжениях (например, 25 В переменного и 60 В постоянного тока или 12 В переменного и 30 В постоянного тока).

Защита от *прямого прикосновения* не требуется, если электрооборудование находится в зоне системы уравнивания потенциалов, а наибольшее рабочее напряжение не превышает 25 В переменного или 60 В постоянного тока в помещениях без повышенной опасности и 6 В переменного или 15 В постоянного тока – во всех остальных случаях.

Для заземления электроустановок могут быть использованы искусственные и естественные заземлители. Если при использовании естественных заземлителей сопротивление заземляющих устройств или напряжение прикосновения имеет допустимое значение, а также обеспечиваются нормированные значения напряжения на заземляющем устройстве и допустимые плотности токов в естественных заземлителях, выполнение искусственных заземлителей в электроустановках напряжением до 1 кВ не обязательно. Использование естественных заземлителей в качестве элементов заземляющих устройств не должно

приводить к их повреждению при протекании по ним токов короткого замыкания или к нарушению работы устройств, с которыми они связаны.

Для заземления в электроустановках разных назначений и напряжений, территориально сближенных, как правило, применяется одно общее заземляющее устройство.

Заземляющее устройство, используемое для заземления электроустановок одного или разных назначений и напряжений, должно удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к заземлению этих электроустановок: защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции, условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от перенапряжения и т.д. в течение всего периода эксплуатации.

В первую очередь должны быть соблюдены требования, предъявляемые к защитному заземлению.

При выполнении отдельного (независимого) заземлителя для рабочего заземления по условиям работы информационного или другого чувствительного к воздействию помех оборудования должны быть приняты специальные меры защиты от поражения электрическим током, исключаящие одновременное прикосновение к частям, которые могут оказаться под опасной разностью потенциалов при повреждении изоляции.

Для объединения заземляющих устройств разных электроустановок в одно общее заземляющее устройство могут быть использованы естественные и искусственные заземляющие проводники. Их число должно быть не менее двух, сечение – не менее большего из сечений заземляющих проводников объединяемых заземляющих устройств.

При объединении заземляющих устройств ОРУ различного класса напряжений, находящихся на территории подстанций 35–750 кВ, между ними необходимо прокладывать не менее четырех заземляющих проводников.

Требуемые значения напряжений прикосновения и сопротивления заземляющих устройств при стекании с них токов замыкания на землю и токов утечки должны быть обеспечены при наиболее неблагоприятных условиях в любое время года.

При определении сопротивления заземляющих устройств должны быть учтены искусственные и естественные заземлители.

При определении удельного сопротивления земли в качестве расчетного следует принимать его сезонное значение, соответствующее наиболее неблагоприятным условиям.

Для защиты от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в электроустановках напряжением до 1 кВ жилых, общественных и промышленных зданий и наружных установок, которые, как правило, получают питание от источника с глухозаземленной нейтралью с применением системы *TN*, должно быть выполнено автоматическое отключение питания.

В системе *TN* (система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки присоединены к глухозаземленной нейтрали источника посредством нулевых защитных проводников) время автоматического отключения питания не должно превышать значений, указанных в табл. 1.

Приведенные значения времени отключения считаются достаточными для обеспечения электробезопасности, в том числе в групповых

Таблица 1. Наибольшее допустимое время защитного автоматического отключения для системы *TN*

Номинальное фазное напряжение U_0 , В	Время отключения, с
120	0,8
230	0,4
400	0,2
Более 400	0,1

цепях, питающих передвижные и переносные электроприемники и ручной электроинструмент класса 1. В цепях, питающих распределительные, групповые, этажные и другие щиты и щитки, время отключения не должно превышать 5 с.

Допускаются значения времени отключения, превышающие указанные в табл. 1, но не более 5 с в цепях, питающих только стационарные электроприемники от распределительных щитов или щитков при выполнении одного из следующих условий:

- полное сопротивление защитного проводника между главной заземляющей шиной и распределительным щитом или щитком не превышает значения, Ом:

$$50 \cdot Z_{\Sigma} / U_0,$$

где Z_{Σ} – полное сопротивление цепи «фаза-нуль», Ом; U_0 – номинальное фазное напряжение цепи, В; 50 – падение напряжения на участке защитного проводника между главной заземляющей шиной и распределительным щитом или щитком, В;

- к шине PE распределительного щита или щитка присоединена дополнительная система уравнивания потенциалов, охватывающая те же сторонние проводящие части, что и основная система уравнивания потенциалов.

Допускается применение УЗО, реагирующих на дифференциальный ток.

Питание электроустановок напряжением до 1 кВ переменного тока от источника с изолированной нейтралью с применением системы IT (система, в которой нейтраль источника питания изолирована от земли или заземлена через приборы или устройства, имеющие большое сопротивление, а открытые части электроустановки заземлены) следует выполнять, как правило, при недопустимости перерыва питания при первом замыкании на землю или на открытые проводящие части, связанные с системой уравнивания потенциалов.

В таких электроустановках для защиты при косвенном прикосновении при первом замыкании на землю должно быть выполнено защитное заземление в сочетании с контролем изоляции сети или применены

Таблица 2. Наибольшее допустимое время защитного автоматического отключения для системы IT

Номинальное линейное напряжение U_0 , В	Время отключения, с
230	0,8
400	0,4
690	0,2
Более 690	0,1

УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА.

При двойном замыкании на землю должно быть выполнено автоматическое отключение питания. Время автоматического отключения питания при двойном замыкании на открытые проводящие части должно соответствовать данным табл. 2.

Питание электроустановок напряжением до 1 кВ от источника с глухозаземленной нейтралью и с заземлением открытых проводящих частей при помощи заземлителя, не присоединенного к нейтрали (система TT), допускается только в тех случаях, когда условия электробезопасности в системе TN не могут быть обеспечены. Для защиты при косвенном прикосновении в таких электроустановках должно быть выполнено автоматическое отключение питания с обязательным применением УЗО. При этом необходимо соблюсти условие:

$$R_a \cdot I_a \leq 50 \text{ В},$$

где I_a – ток срабатывания защитного устройства; R_a – суммарное сопротивление заземлителя и заземляющего проводника, при применении УЗО для защиты нескольких электроприемников – заземляющего проводника наиболее удаленного электроприемника.

При применении защитного автоматического отключения питания должна быть выполнена основная система уравнивания потенциалов, которая в электроустановках напряжением до 1 кВ должна соединять между собой следующие проводящие части:

- нулевой защитный PE- или PEN-проводник питающей линии в системе TN;

- заземляющий проводник, присоединенный к заземляющему устройству электроустановки, в системах IT и TT;

- заземляющий проводник, присоединенный к заземлителю повторного заземления на вводе в здание (если есть заземлитель);

- металлические трубы коммуникаций, входящих в здание: горячего и холодного водоснабжения, канализации, отопления, газоснабжения и т.п. Такие проводящие части должны быть соединены между собой на вводе в здание.

Если трубопровод газоснабжения имеет изолирующую вставку на вводе в здание, к основной системе уравнивания потенциалов присоединяется только та часть трубопровода, которая находится относительно изолирующей вставки со стороны здания;

- металлические части каркаса здания;

- металлические части централизованных систем вентиляции и кондиционирования. При наличии децентрализованных систем вентиляции и кондиционирования металлические воздуховоды следует присоединять к шине PE-щитов питания вентиляторов и кондиционеров;

- заземляющее устройство системы молниезащиты 2 и 3-й категорий и заземляющее устройство для снятия статического электричества с металлической кровли;

- заземляющий проводник функционального (рабочего) заземления, если такое имеется и отсутствуют ограничения на присоединение сети рабочего заземления к заземляющему устройству защитного заземления;

- металлические оболочки телекоммуникационных кабелей.

Для соединения с основной системой уравнивания потенциалов все указанные части должны быть присоединены к главной заземляющей шине при помощи проводников системы уравнивания потенциалов. При необходимости должна быть выполнена дополнительная система уравнивания потенциалов.

Система дополнительного уравнивания потенциалов должна соединять между собой все одновременно доступные прикосновению открытые проводящие части стационарного электрооборудования и сторонние проводящие части, включая доступные прикосновению металлические части строительных конструкций здания, а также нулевые защитные проводники в системе *TN* и защитные заземляющие проводники в системах *IT* и *TT*, включая защитные проводники штепсельных розеток.

Для уравнивания потенциалов могут быть использованы специально предусмотренные проводники либо открытые и сторонние проводящие части, если они удовлетворяют требованиям к защитным проводникам в отношении проводимости и непрерывности электрической цепи:

- непрерывность электрической цепи обеспечивается либо их конструкцией, либо соответствующими соединениями, защищенными от механических, химических и других повреждений;
- их демонтаж невозможен, если не предусмотрены меры по сохранению непрерывности цепи и ее проводимости.

При применении системы *TN* рекомендуется выполнять повторное заземление *PE*- и *PEN*-проводников на вводе в электроустановки зданий. Для повторного заземления в первую очередь следует использовать естественные заземлители. Заземлитель повторного заземления следует использовать также и в качестве заземлителя для молниезащиты, снятия статического электричества с металлических кровель, защиты от заноса потенциалов по вводимым в здание подземным металлическим трубопроводам, повторного заземления медицинской аппаратуры в лечебно-профилактических учреждениях.

Сопротивление заземлителя повторного заземления при кабельных

питающих линиях не нормируется, за исключением случаев использования его для повторного заземления медицинской аппаратуры, при этом его сопротивление растеканию должно быть не более 10 Ом. Сопротивление заземлителя повторного заземления при воздушных питающих линиях напряжением до 1 кВ в любое время года должно составлять: полное – не более 5, 10, 20 Ом соответственно при линейных напряжениях 690, 400, 230 В источника трехфазного тока или 400, 230, 133 В источника однофазного тока; с отсоединенными *PE*- и *PEN*-проводниками питающих линий – не более 15, 30, 60 Ом соответственно при тех же напряжениях.

Внутри больших (высотных) и многоэтажных зданий в качестве повторного заземления используется система уравнивания потенциалов с присоединением нулевого защитного проводника к главной заземляющей шине. Рекомендуется также выполнять заземление защитных проводников на вводе их в здания и помещения.

Система *IT* напряжением до 1 кВ, связанная через трансформатор с сетью напряжением выше 1 кВ, должна быть защищена пробивным предохранителем от опасности, возникающей при повреждении изоляции между обмотками высшего и низшего напряжений трансформатора. Пробивной предохранитель должен быть установлен в нейтрали или фазе на стороне низкого напряжения каждого трансформатора.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью для защиты от поражения электрическим током должно быть выполнено защитное заземление открытых проводящих частей.

В таких электроустановках должна быть предусмотрена возможность быстрого обнаружения замыканий на землю. Защита от замыканий на землю должна устанавливаться с действием на отключение по всей электрически связанной сети в тех случаях, в которых это необходимо по условиям безопасности (для линий, питающих передвижные подстанции и механизмы, торфяные разработки и т.п.).

В электроустановках напряжением выше 1 кВ с эффективно за-

земленной нейтралью для защиты от поражения электрическим током должно быть выполнено защитное заземление открытых проводящих частей.

Защитное электрическое разделение цепей следует применять, как правило, для одной цепи. Наибольшее рабочее напряжение отделяемой цепи не должно превышать 500 В. Питание отделяемой цепи должно быть выполнено от разделительного трансформатора, соответствующего ГОСТ 30030-93 «Трансформаторы разделительные и безопасные разделительные трансформаторы. Технические требования», или от другого источника, обеспечивающего равноценную степень безопасности.

Токоведущие части цепи, питающейся от разделительного трансформатора, не должны иметь соединений с заземленными частями и защитными проводниками других цепей.

Проводники цепей, питающихся от разделительного трансформатора, рекомендуется прокладывать отдельно от других цепей. Если это невозможно, то для таких цепей необходимо использовать кабели без металлической оболочки, брони, экрана или изолированные провода, проложенные в изоляционных трубах, коробах и каналах при условии, что номинальное напряжение этих кабелей и проводов соответствует наибольшему напряжению совместно проложенных цепей, а каждая цепь защищена от сверхтоков.

Если от разделительного трансформатора питается только один электроприемник, то его открытые проводящие части не должны быть присоединены ни к защитному проводнику, ни к открытым проводящим частям других цепей. Допускается питание нескольких электроприемников от одного разделительного трансформатора при одновременном выполнении следующих условий:

- открытые проводящие части отделяемой цепи не должны иметь электрической связи с металлическим корпусом источника питания;
- открытые проводящие части отделяемой цепи должны быть соединены между собой изолированными незаземленными проводниками местной системы уравнивания потенциалов, не имеющей

соединений с защитными проводниками и открытыми проводящими частями других цепей;

- все штепсельные розетки должны иметь защитный контакт, присоединенный к местной незаземленной системе уравнивания потенциалов;
- все гибкие кабели, за исключением питающих оборудование класса II, должны иметь защитный проводник, применяемый в качестве проводника уравнивания потенциалов;
- время отключения устройством защиты при двухфазном замыкании на открытые проводящие части не должно превышать времени, указанного в табл. 2.

Изолирующие (непроводящие) помещения, зоны и площадки могут быть применены в электроустановках напряжением до 1 кВ, когда требования к автоматическому отключению питания не могут быть выполнены, а применение других защитных мер невозможно либо нецелесообразно. Сопротивление относительно локальной земли изолирующего пола и стен таких помещений, зон и площадок в любой точке должно быть не менее:

- 50 кОм при номинальном напряжении электроустановки до 500 В включительно, измеренное мегаомметром на напряжение 500 В;
- 100 кОм при номинальном напряжении электроустановки более 500 В, измеренное мегаомметром на напряжение 1000 В.

Если сопротивление в какой-либо точке меньше указанных значений, такие помещения, зоны, площадки не должны рассматриваться в качестве меры защиты от поражения электрическим током.

Для изолирующих (непроводящих) помещений, зон, площадок допускается использование электрооборудования класса 0 при соблюдении по крайней мере одного из трех следующих условий:

- открытые проводящие части удалены одна от другой и от сторонних проводящих частей не менее чем на 2 м. Допускается уменьшение этого расстояния вне зоны досягаемости до 1,25 м;
- открытые проводящие части отделены от сторонних проводящих частей барьерами из изо-

ляционного материала. При этом расстояния не менее указанных в предыдущем пункте должны быть обеспечены с одной стороны барьера;

- сторонние проводящие части покрыты изоляцией, выдерживающей испытательное напряжение не менее 2 кВ в течение 1 мин.

В изолирующих помещениях (зонах) не должен применяться защитный проводник, в то же время необходимо предусмотреть меры против заноса потенциала на сторонние проводящие части помещения извне. Пол и стены таких помещений не должны подвергаться воздействию влаги.

Сверхнизкое (малое) напряжение (СНН) в электроустановках напряжением до 1 кВ может быть применено для защиты от поражения электрическим током при прямом и/или косвенном прикосновении в сочетании с защитным электрическим разделением цепей или в сочетании с защитным автоматическим отключением питания.

В качестве источника питания цепей СНН в обоих случаях следует применять безопасный разделительный трансформатор по ГОСТ 30030-93 или другой источник СНН, обеспечивающий равноценную степень безопасности. Токоведущие части цепей СНН должны быть электрически отделены от других цепей так, чтобы обеспечивалось электрическое разделение, равноценное разделению между первичной и вторичной обмотками разделительного трансформатора.

Проводники цепей СНН, как правило, следует прокладывать отдельно от проводников более высоких напряжений и защитных проводников, либо отделять от них заземленным металлическим экраном (оболочкой), либо заключать в неметаллическую оболочку дополнительно к основной изоляции. Вилки и розетки штепсельных соединителей в цепях СНН не должны допускать подключение к розеткам и вилкам других напряжений. Штепсельные розетки должны быть без защитного контакта.

При значениях СНН выше 25 В переменного или 60 В постоянного тока необходимо также выполнять защиту от *прямого прикосновения* при помощи ограждений, или оболоч-

ек, или изоляции, соответствующей испытательному напряжению 500 В переменного тока в течение 1 мин.

При применении СНН в сочетании с электрическим разделением цепей открытые проводящие части не должны быть преднамеренно присоединены к заземлителю, защитным проводникам или открытым проводящим частям других цепей и к сторонним проводящим частям, кроме случая, когда соединение сторонних проводящих частей с электрооборудованием необходимо, а напряжение на этих частях не может превысить значение СНН.

СНН в сочетании с электрическим разделением цепей следует применять, если при помощи СНН необходимо обеспечить защиту от поражения электрическим током при повреждении изоляции не только в цепи СНН, но и в других цепях (например, в цепи, питающей источник).

При применении СНН в сочетании с автоматическим отключением питания один из выводов источника СНН и его корпус должны быть присоединены к защитному проводнику цепи, питающей источник.

В случаях, если в электроустановке применено электрооборудование с наибольшим рабочим (функциональным) напряжением, не превышающим 50 В переменного или 120 В постоянного тока, такое напряжение может быть использовано в качестве меры защиты от прямого и косвенного прикосновения, если при этом соблюдены перечисленные выше требования.

Производственный электротравматизм зависит от уровня организации эксплуатации электрохозяйства потребителя. Неудовлетворительное его состояние, несоблюдение требований, предъявляемых к его ведению, порождают электротравмы. Целенаправленная и планомерная работа филиала «Энергонadzор» РУП «Минскэнерго» по профилактике производственного и бытового электротравматизма позволила снизить уровень производственного электротравматизма в г. Минске и Минской области в первом полугодии 2012 года с пяти случаев до одного в сравнении с аналогичным периодом 2011 года и сохранить нулевой уровень бытового электротравматизма в первом полугодии 2012 года.

ПНЕВМОГАЗОВАЯ СУШИЛКА ТОРФОБРИКЕТНОГО ПРОИЗВОДСТВА С ТЕПЛОГЕНЕРАТОРОМ, ОСНОВАННОМ НА ПРИНЦИПЕ ЦИРКУЛИРУЮЩЕГО ВЗВЕШЕННОГО СЛОЯ

Государственной программой «Торф», утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23 января 2008 года № 94, предусматривается увеличение производства торфяных брикетов к 2020 году до 1471 тыс. т в год. Выполнение этой задачи требует строительства новых торфобрикетных заводов и технического перевооружения действующих. В частности, предполагается продолжить техническое переоснащение брикетных и машиностроительных цехов, замену и модернизацию изношенных брикетных прессов, реконструкцию топочно-сушильных агрегатов и др. В рамках решения этих задач специалистами РУП «Белниитоппроект» созданы теплогенератор ТЦВС и пневмогазовая вихрекамерная сушилка.

Производство торфяных брикетов в республике осуществляется по трем схемам, отличающимся использованием разных сушильных агрегатов: пневмогазовой сушилки «Пеко», паровой трубчатой сушилки фирмы «Цемаг» и пневмогазовой сушилки отечественного производства. Поскольку немецкие сушилки «Пеко» и «Цемаг» в настоящее время не производятся, РУП «Белниитоппроект» разрабатывает конструкторскую документацию на создание паровой трубчатой сушилки для замены сушилок марки «Цемаг», отработавших более 20 лет.

В настоящее время перед республикой остро стоит вопрос диверсификации энергоресурсов. Большое внимание уделяется созданию новых технологий получения топлива из местных сырьевых ресурсов и отходов производства. Предпринимаются усилия по наращиванию производства топливных брикетов, а поскольку брикетное производство является энергоемким, большое внимание уделяется вопросам энергосбережения. Решению этих вопросов способствуют созданные РУП «Белниитоппроект» теплогенератор ТЦВС и пневмогазовая вихрекамерная сушилка.

Вихрекамерная сушилка торфа

Наиболее распространенной технологической схемой сушки являет-

ся пневмогазовая сушка торфа, на которую делается упор при проектировании новых торфобрикетных заводов. В торфобрикетном производстве применяются пневмогазовые сушилки с трубами диаметром 700, 900 и 1000 мм. Для таких агрегатов специалистами РУП «Белниитоппроект» разработано два типоразмера вихрекамерных сушилок в качестве первой ступени сушки.

Вихревая камера представляет собой огнеупорную футеровку специальной конфигурации, размещенную в металлическом корпусе загрузочной части сушилки. В состав камеры входят следующие функциональные элементы:

- входное высокоскоростное сопло;
- зона расширения камеры;
- загрузочная наклонная горка;
- выходное отверстие газозвеси.

Торф в сушилку подается равномерно тонким слоем по всей ширине входного высокоскоростного сопла питателем ячеекового типа с регулируемым приводом.

Высокотемпературный газ-теплоноситель за счет тяги дымососа поступает из борова топки в камеру через сопло с большой скоростью (до 60 м/с). Высокоскоростная плоская струя увлекает сыпавшийся по загрузочной наклонной горке влажный торф, образуя газозвесь. На выходе из сопла торфяные частицы ускоряются с большой межфазной скоростью, а затем в зоне расширения камеры разделяются на фрак-



Ю.М. МУЛЬТАН,
заведующий
технологическим
сектором отдела
научных исследований
РУП «Белниитоппроект»



В.П. ЛОГУНОВ,
заведующий сектором
конструирования и
внедрения отдела
научных исследований
РУП «Белниитоппроект»

ции. Мелкая фракция торфа увлекается потоком в трубу-сушилку, а крупная – выпадает из потока и возвращается в зону высокоскоростной струи, где соединяется с новыми порциями загружаемого торфа.

В вихревой камере обеспечивается высокая интенсивность сушки, позволяющая испарять до 80 % влаги, содержащейся в материале. При

этом температура дымовых газов снижается с 700–900 до 250–300 °С. Досушка торфа до требуемой влажности производится в трубе-сушилке по традиционной схеме.

Высокая интенсивность сушки материала в вихревой камере достигается за счет равномерного распределения торфа тонким слоем по всей ширине сушилки, большой межфазной скорости на участке разгона частиц и возможности многократной рециркуляции крупных частиц.

Пылегазовая смесь, которая входит в трубу-сушилку, сильно насыщена водяным паром, что снижает опасность возникновения пожара или взрыва в пневмогазовой сушилке. Кроме того, за счет применения вихревой камеры в качестве первой ступени сушки уменьшается расход торфа, используемого в качестве топлива при производстве брикетов, и сокращается удельное потребление электроэнергии на сушку.

За счет уменьшения температуры отходящих газов сушилка с вихревой камерой имеет более высокий КПД, чем обычные пневмогазовые, что снижает удельный расход топлива на испарение влаги на 5,0 %. Снижение скоростей циркуляции торфогазовой смеси в пневмогазовой сушилке уменьшает ее гидравлическое сопротивление и, соответственно, удельный расход электроэнергии на сушку на 10 %; при этом ресурс трубы-сушилки увеличится в 1,3–1,5 раза.

Принцип циркулирующего взвешенного слоя

Вместо применяемых при пневмогазовой сушке торфа технологических топок системы Шершнева и Татищева специалистами РУП «Белниитоппроект» разработан теплогенератор ТЦВС-3 мощностью 3,7 МВт (см. таблицу). Его конструкция защищена патентом Республики Беларусь № 4386.

При создании теплогенератора впервые в мире в торфобрикетном производстве применен принцип циркулирующего взвешенного слоя. В отличие от классического кипящего слоя горение происходит при повышенных скоростях с многократной циркуляцией недогара в камере горения. Такой принцип сжигания

Сравнительная характеристика теплогенераторов

Показатели и размерность	Тип топки		
	Татищева	Шершнева	ТЦВС
Тепловая мощность, МВт	3,2	2,85	3,7
Объем активного топочного пространства, м ³	22	20	7,4
Теплонапряжение объема, МВт/м ³	0,145	0,143	0,500
Площадь колосниковой решетки, м ²	2,5		1,65
КПД, %	80–90	80–90	95–98
Габаритные размеры, мм:			
высота	8000	4800	4650
ширина	3460	4530	3440
длина	14550	7730	4280
Масса материалов, т:			
сталь (каркас, покрытие)	4,92	6,52	7,40
кирпич глиняный	122,5	85,0	–
кирпич шамотный	132,1	83,3	23,0

мелкокускового твердого топлива используют в котельных установках Финляндии, Норвегии, Китая и других стран.

В пневмогазовой схеме сушки теплогенератор предназначен для получения топочных газов с температурой 600–800 °С для пневмогазовых сушилок. Он состоит из топки и камеры дожигания. Топка разделена наклонной перегородкой на камеру горения и горизонтальный циклон. Агрегат выполнен в металлическом корпусе и обмурован внутри огнеупорным кирпичом. Камера горения содержит расположенную в нижней части беспровальную колосниковую решетку щелевого типа с живым сечением 10 %. Объем топки составляет 7,4 м³.

Изменение тепловой мощности теплогенератора производится регулированием подачи дутьевого воздуха и топлива, подаваемого питателем с регулируемым приводом. В камере горения поддерживается температура 800–900 °С, что практически предотвращает образование термических оксидов азота и шлаков. Диапазон регулирования мощности теплогенератора колеблется от 50 до 100 %.

За счет использования в новом теплогенераторе передовой технологии сжигания фрезерного торфа во взвешенном циркулирующем слое получены следующие показатели:

- сокращение потребления электроэнергии на 15 %;
- уменьшение расхода кирпича на одну топку со 170–250 до 23 т (по сравнению с топкой Шершнева или Татищева);

- увеличение производительности торфобрикетного завода на 5 % за счет сокращения времени на разогрев топки при пусках, стабилизации горения низкокачественного топлива и повышения температуры теплоносителя;

- снижение расхода торфа, используемого в качестве топлива при производстве брикетов, на 10 %. Кроме того, имеются и другие положительные моменты:

- улучшение экологической обстановки за счет сжигания в теплогенераторе выбросов от системы обеспыливания штемпелей прессов;

- сохранение работоспособности существующих торфобрикетных заводов с пневмогазовыми сушилками за счет создания возможности замены изношенных технологических топок.

В период с 1998 по 2007 год на торфобрикетных заводах было установлено 11 теплогенераторов (в том числе один для сжигания лигнина Бобруйского гидролизного завода при производстве лигнобрикетов) и 12 вихрекамерных сушилок.

Годовая экономия топлива при внедрении одного теплогенератора составит 0,31 тыс. т у.т., в целом по ГПО «Белтопгаз» – 5,5 тыс. т у.т. Годовая экономия электроэнергии при внедрении одной сушилки производительностью 50 тыс. т брикетов в год составит 130 тыс. кВт·ч, в целом по ГПО «Белтопгаз» – 460 тыс. кВт·ч. Ориентировочный срок окупаемости составляет 3,5 года с момента внедрения.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ. В ЧЕМ СЕКРЕТ?

В небольшом государстве Сингапур площадью всего около 697 км² с населением чуть более 4 млн человек, где хорошо развита промышленность, возведено множество небоскребов и строительная отрасль продолжает активно развиваться, имеет место наиболее низкая в мире частота повреждений подземных кабельных трасс. А все дело в том, что если при проведении земляных работ экскаватор порвет какой-либо кабель, то по местному законодательству производителя работ и руководителя фирмы, которой принадлежит экскаватор, могут отправить в тюрьму на 10 лет.

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

В настоящее время в Республике Беларусь организация, повредившая кабель, в основном отделяется штрафом и за свой счет восстанавливает поврежденную кабельную линию. В то же время практика последних лет показывает, что любая авария, приводящая к отключениям ответственных потребителей или массовым погашениям, вызывает широкий общественный резонанс, так как приводит к хаосу в хозяйственной и бытовой жизни населенных пунктов.

С учетом особенностей эксплуатации подземных коммуникаций в Беларуси, где законодательство не столь сурово к лицам и организациям, повредившим кабель, минское предприятие «Интербелтрейд» разработало и запустило в производство ленту защитно-сигнальную

серии ЛЗС. Это инновационный материал для защиты подземных кабельных линий, более надежный, чем традиционно применявшийся кирпич. Технические характеристики ЛЗС, подтвержденные протоколами испытаний, позволяют утверждать, что новый материал стал надежной защитой от безответственных «копателей».

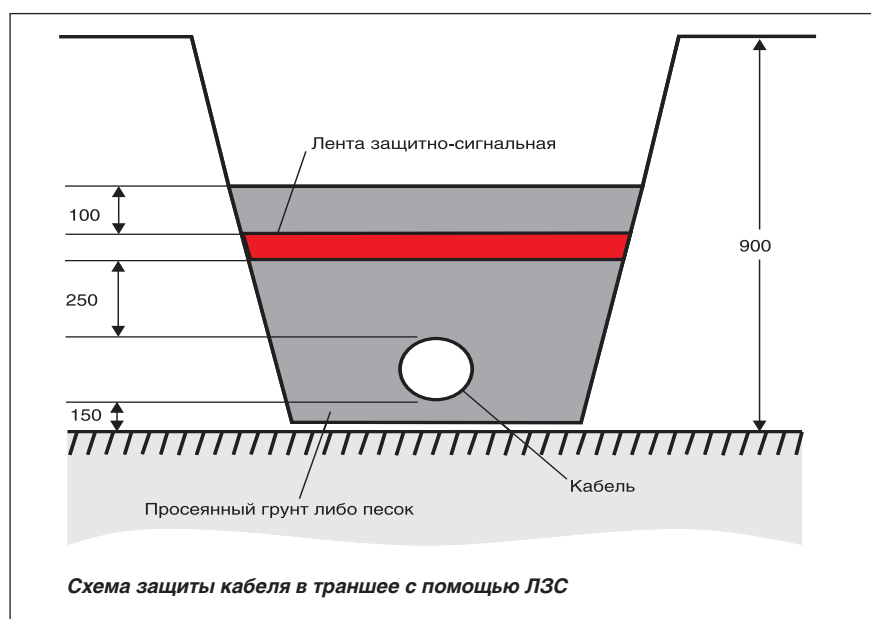
Согласно протоколам испытаний, проведенных в испытательных центрах ОАО «Стройкомплекс» Минстройархитектуры и РУП «БелГИСС» Госстандарта, ЛЗС выдерживает значительно большие механические нагрузки, чем кирпич, то есть обеспечивает лучшую, чем этот традиционный материал, защиту подземных кабелей от механических повреждений. Результаты данных испытаний, а также проведенно-

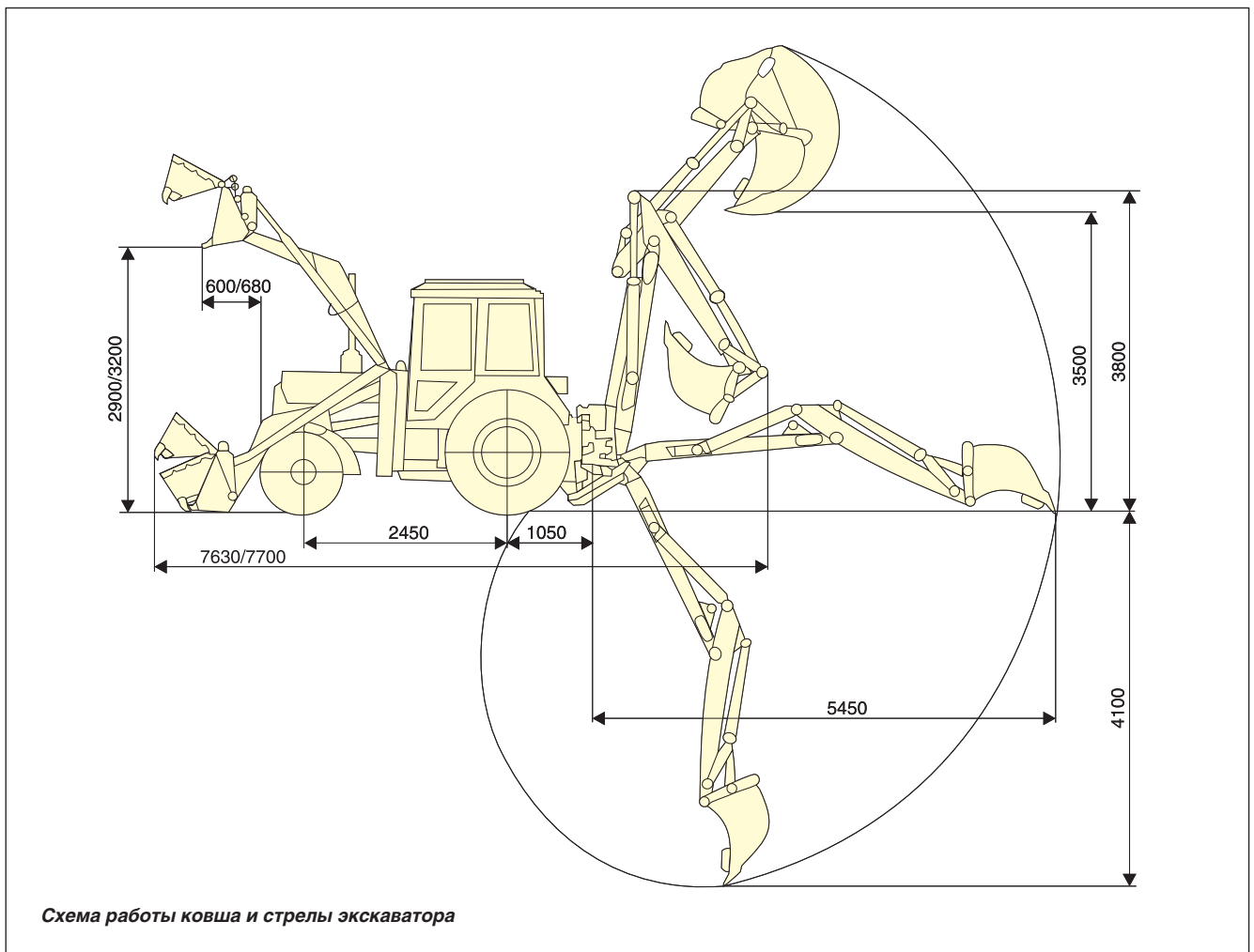
го в 2010 году опытного монтажа ЛЗС при строительстве подземной кабельной линии дали основание ГПО «Белэнерго» рекомендовать защитную ленту для более широкого применения в соответствии с действующими техническими нормативными правовыми актами. Полевые испытания, состоявшиеся в мае 2010 года, показали неоспоримые преимущества ЛЗС, которая укладывается цельным куском (длина стандартного рулона – 50 м), перед таким мелко сегментированным материалом, как кирпич.

При вертикальном воздействии сверху на защиту кабеля лопаты или лома (при работах вручную), а также ковша экскаватора ЛЗС обеспечивает лучшую защиту от повреждений, чем кирпич, и практически одинаковую по сравнению с импортными аналогами. Этот аспект надежности защиты в большей степени актуален при ручном вскрытии кабеля, так как вертикальное воздействие сверху при механизированных работах (экскаватором) наблюдается реже.

С учетом повсеместной механизации земляных работ механические характеристики и размеры ЛЗС разработаны таким образом, чтобы обеспечить наилучшую защиту в сравнении с любыми мелко сегментированными материалами (кирпич, бетонные или композитные плитки и пр.).

В частности, располагая сведениями о технических характеристиках наиболее распространенных в Республике Беларусь экскаваторов, наши специалисты создали





защитный материал с прочностью на разрыв 14,7 МПа, выпускаемый в рулонах по 50 м. Такой материал при захвате ковшем экскаватора, в отличие от мелко сегментированной защиты в виде кирпича, окажет значительное сопротивление на разрыв и предотвратит повреждение кабельной линии. Следует отметить, что вырывное усилие, развиваемое гидроцилиндрами ковша экскаватора на базе МТЗ-82, составляет 4 кН, а всей стрелы в целом – 18 кН (максимально допустимое – 21 кН). Для разрыва ленты ЛЭС шириной 250 мм необходимо приложить усилие от 12,5 до 18 кН в зависимости от положения ленты на ковше. Не заметить такое сопротивление, оказываемое работе экскаватора, невозможно!

Очевидно, что в случае использования в качестве защиты кирпича он будет просто вырыт вместе с грунтом и не выполнит своей функции. Крайние кирпичи, задетые ковшем, будут либо вырваны, либо обломаны, так как по стандарту СТБ 1160-99 имеют

прочность на изгиб около 2 МПа. В то время как лента ЛЭС не разрушается даже при изгибе на 180°, что не дает возможности ковшу экскаватора вырвать даже ее отдельный кусок. Лента ЛЭС будет продолжать защищать кабельную линию даже в случае захвата ковшем экскаватора кабеля и ленты одновременно (при захвате ковшем экскаватора кирпича острые растрескавшиеся его обломки лишь ускорят повреждение изоляции). В таком случае силы сопротивления кабеля и ленты будут иметь общее направление, увеличивая защиту от порыва. Кроме того, при вылете ковша более чем на 2,5 м сила, необходимая для разрыва ЛЭС, становится сопоставимой с опрокидывающей силой для экскаватора (14 кН).

Отдельно хочется отметить сопротивление ленты при попытке ее вытягивания из грунта. На стандартном отрезке ЛЭС шириной 250 мм и длиной 50 м после засыпки траншеи оказывается более 11 т грунта; с учетом коэффициен-

та трения ленты о грунт (более 0,5) для ее вытягивания понадобится усилие более 55 кН, что делает это действие невозможным из-за ограничения по прочности самой ленты. Даже при использовании укороченного отрезка ЛЭС длиной от 18 м ее невозможно будет стянуть с защищаемого кабеля, поддев ковшем экскаватора.



ИНТЕРБЕЛТРЕЙД

www.zazemlenie.by

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



КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

сентябрь/октябрь 2012 года

БЕЛАРУСЬ

<p>EnergyExpo XVII Белорусский энергетический и экологический форум</p>	<p>Дата проведения: 09.10.2012– 12.10.2012</p>	<p>Город: Минск Место проведения: пр. Победителей, 20/2, футбольный манеж</p>	<p>www.tc.by</p>
<p>Белкоммунтех - 2012 9-я Международная специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 29.10.2012– 01.11.2012</p>	<p>Город: Минск Место проведения: пр. Победителей, 14, выставочный павильон</p>	<p>www.minskexpo.com</p>
<p>СТРОЙЭКСПО. ОСЕНЬ 9-я Международная специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 16.10.2012– 19.10.2012</p>	<p>Город: Минск</p>	<p>www.belexpo.by</p>

РОССИЯ

<p>Элком Россия - 2012 1-я Международная выставка энергетики, электротехники, энергоэффективности и промышленной автоматизации</p>	<p>Дата проведения: 18.09.2012– 20.09.2012</p>	<p>Город: Новосибирск</p>	<p>www.exponet.ru</p>
<p>Инфраструктура энергоснабжения юга России / EPIS - 2012 Международная промышленная выставка</p>	<p>Дата проведения: 16.10.2012– 18.10.2012</p>	<p>Город: Краснодар</p>	<p>www.exponet.ru</p>
<p>Город. Ресурсы. Энергетика - 2012 10-я Специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 17.10.2012– 19.10.2012</p>	<p>Город: Великий Новгород</p>	<p>www.exponet.ru</p>
<p>Экология. Энергосбережение. ЖКХ - 2012 10-я Специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 30.10.2012– 31.10.2012</p>	<p>Город: Ульяновск</p>	<p>www.exponet.ru</p>

Сургут. Нефть и газ - 2012 17-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 12.09.2012– 14.09.2012	Город: Сургут	www.exponet.ru
Нефть и газ. Топливо-энергетический комплекс - 2012 Специализированная выставка	Дата проведения: 18.09.2012– 21.09.2012	Город: Тюмень	www.exponet.ru
GAS RUSSIA 2012 Выставка газового и теплоэнергетического оборудования	Дата проведения: 16.10.2012– 18.10.2012	Город: Краснодар	www.exponet.ru
SIGOLD 2012 Промышленно-экономический форум	Дата проведения: 17.10.2012– 19.10.2012	Город: Самара	www.exponet.ru
Российский энергетический форум - 2012 Международный специализированный форум	Дата проведения: 16.10.2012– 19.10.2012	Город: Уфа	www.exponet.ru
Энергетика. Энергосбережение - 2012 15-я Межрегиональная специализированная выставка энергосберегающих приборов и оборудования, ресурсосберегающих технологий, оборудования для эффективного производства, передачи и распределения энергии и современного электротехнического оборудования	Дата проведения: 25.09.2012– 28.09.2012	Город: Пермь	www.exponet.ru
Энергетика. Энергосбережение - 2012 Всероссийская специализированная выставка	Дата проведения: 09.10.2012– 11.10.2012	Город: Ижевск	www.exponet.ru
Энергосбережение - 2012 Выставка технологий и оборудования для энергетики, электротехники, энергосберегающих технологий	Дата проведения: 16.10.2012– 19.10.2012	Город: Иркутск	www.exponet.ru

СНГ

WaterTech Central Asia 2012 Центрально-азиатская международная выставка и конференция по водным технологиям	Дата проведения: 19.09.2012– 21.09.2012	Город: Алматы, Казахстан	www.exponet.ru
Технологии защиты - 2012 11-й Международный специализированный форум	Дата проведения: 26.09.2012– 28.09.2012	Город: Киев, Украина	www.exponet.ru
Топливо-энергетический комплекс Украины: настоящее и будущее - 2012 10-й Международный форум	Дата проведения: 26.09.2012– 28.09.2012	Город: Киев, Украина	www.exponet.ru
Электроника и энергетика - 2012 Международная выставка энергетического и электротехнического оборудования, энергосберегающих технологий	Дата проведения: 12.09.2012– 14.09.2012	Город: Одесса, Украина	www.exponet.ru

UzEnergyExpo 2012 7-я Международная специализированная выставка по энергетике, энергосбережению, электротехнике	Дата проведения: 19.09.2012– 21.09.2012	Город: Ташкент, Узбекистан	www.exponet.ru
Энергетика в промышленности Украины - 2012 10-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 26.09.2012– 28.09.2012	Город: Киев, Украина	www.exponet.ru
Power Kazakhstan 2012 11-я Казахская международная выставка и конференция «Энергетика и освещение»	Дата проведения: 30.10.2012– 01.11.2012	Город: Алматы, Казахстан	www.exponet.ru
KIOGE 2012 20-я Казахская международная выставка и конференция «НЕФТЬ И ГАЗ»	Дата проведения: 06.10.2012– 09.10.2012	Город: Алматы, Казахстан	www.expoclub.ru

В МИРЕ

EasyFairs. ECL 2012 Специализированная выставка электроэнергетики	Дата проведения: 20.09.2012– 21.09.2012	Город: Брюссель, Бельгия	www.exponet.ru
Climaterm 2012 Выставка систем отопления, вентиляции и кондиционирования	Дата проведения: 27.09.2012– 30.09.2012	Город: Крайова, Румыния	www.exponet.ru
Power + Water Middle East 2012 Выставка энергетики и водоснабжения	Дата проведения: 08.10.2012– 10.10.2012	Город: Абу-Даби, Объединенные Арабские Эмираты	www.exponet.ru
Transmission & Distribution / Smart Grids Europe 2012 Выставка интеллектуальных систем передачи и распределения энергии	Дата проведения: 09.10.2012– 11.10.2012	Город: Амстердам, Нидерланды	www.exponet.ru
Water & Wastewater 2012 Профессиональная ярмарка технологий очистки воды	Дата проведения: 09.10.2012– 12.10.2012	Город: Хельсинки, Финляндия	www.exponet.ru
Environment and Energy 2012 Международная выставка по энергетике, энергоэффективности и технологиям использования возобновляемых источников энергии	Дата проведения: 18.10.2012– 21.10.2012	Город: Рига, Латвия	www.exponet.ru
Erbil Oil & Gas 2012 Международная выставка нефтегазовой промышленности	Дата проведения: 03.09.2012– 06.09.2012	Город: Эрбиль, Ирак	www.exponet.ru
China (Xinjiang) International Petroleum & Petrochemical Technology and Equipment Exhibition (CIPPE) 2012 Международная нефтехимическая выставка	Дата проведения: 12.09.2012– 14.09.2012	Город: Урумчи, Китай	www.exponet.ru

China International Exhibition on Gases Technology, Equipment and Application 2012 Китайская международная выставка газовой промышленности	Дата проведения: 12.09.2012– 14.09.2012	Город: Нанкин, Китай	www.exponet.ru
MOGSEC 2012 Нефтегазовая выставка и конференция	Дата проведения: 18.09.2012– 20.09.2012	Город: Куала-Лумпур, Малайзия	www.exponet.ru
Nafta i Gaz 2012 Международная выставка и конференция, посвященная нефти и газу	Дата проведения: 19.09.2012– 22.09.2012	Город: Больцано, Италия	www.exponet.ru
Klimamobility 2012 Выставка альтернативных видов топлива и транспортных средств	Дата проведения: 20.09.2012– 22.09.2012	Город: Больцано, Италия	www.exponet.ru
SAOGE 2012 4-я Международная нефтегазовая конференция	Дата проведения: 24.09.2012– 26.09.2012	Город: Даммам, Саудовская Аравия	www.exponet.ru
International Petroleum Petrochemical Natural Gas Technology Equipment Exhibition (SIPPE) 2012 Международная выставка топливного и нефтегазового сектора	Дата проведения: 26.09.2012– 28.09.2012	Город: Шанхай, Китай	www.exponet.ru
SPE ATCE 2012 Конференция и выставка нефтегазового сектора	Дата проведения: 07.10.2012– 10.10.2012	Город: Сан-Антонио, США	www.exponet.ru
Gastech 2012 Выставка и конференция индустрии природного газа	Дата проведения: 08.10.2012– 11.10.2012	Город: Лондон, Великобритания	www.exponet.ru
China International Petroleum Equipment & Technology Exhibition (CIPEE) 2012 Международная выставка нефтяного и нефтегазового оборудования и технологий	Дата проведения: 18.10.2012– 20.10.2012	Город: Дуньин, Китай	www.exponet.ru
Carbon Forum Asia 2012 Международная выставка углеводородного газа и услуг по сжатию природному газу и технологиям	Дата проведения: 30.10.2012– 31.10.2012	Город: Шанхай, Китай	www.exponet.ru
Eolica Expo Mediterranean 2012 Международная выставка «Энергия ветра»	Дата проведения: 05.09.2012– 07.09.2012	Город: Рим, Италия	www.exponet.ru
SOLTEC 2012 Выставка технологий использования солнечной энергии	Дата проведения: 07.09.2012– 09.09.2012	Город: Хамельн, Германия	www.exponet.ru

Husum WindEnergy 2012 Международная выставка «Энергия ветра»	Дата проведения: 18.09.2012– 22.09.2012	Город: Хузум, Германия	www.exponet.ru
SolarOWL 2012 Выставка солнечной энергетики	Дата проведения: 21.09.2012– 23.09.2012	Город: Минден, Германия	www.exponet.ru
European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC) 2012 27-я Европейская выставка и конференция по фотоэлектрической солнечной энергии	Дата проведения: 24.09.2012– 28.09.2012	Город: Франкфурт, Германия	www.exponet.ru
Renexpo 2012 Международная ярмарка возобновляемых источников энергии	Дата проведения: 27.09.2012– 30.09.2012	Город: Аугсбург, Германия	www.exponet.ru
Energie- und Bauforum 2012 Выставка возобновляемых источников энергии, охраны окружающей среды и энергоэффективности	Дата проведения: 06.10.2012– 07.10.2012	Город: Брухзаль, Германия	www.exponet.ru
Energetika 2012 8-я Международная выставка по энергетике	Дата проведения: 10.10.2012– 12.10.2012	Город: Белград, Сербия	www.exponet.ru
International Energy Week (IEW) 2012 Выставка по энергетике	Дата проведения: 16.10.2012– 18.10.2012	Город: Кучинг, Малайзия	www.exponet.ru
SAIENERGIA 2012 Выставка энергосберегающих технологий и возобновляемых источников энергии	Дата проведения: 18.10.2012– 21.10.2012	Город: Болонья, Италия	www.exponet.ru
India Nuclear Energy 2012 Международная выставка атомной промышленности	Дата проведения: 25.09.2012– 29.09.2012	Город: Мумбай, Индия	www.exponet.ru
HUSUM WindEnergy 2012 Крупнейшая в мире выставка ветровой энергетики	Дата проведения: 18.09.2012– 22.09.2012	Город: Хусум, Германия	www.expoclub.ru
Energie- und Bauforum 2012 Выставка по возобновляемым источникам энергии, вопросам охраны окружающей среды и энергоэффективности	Дата проведения: 27.10.2012– 28.10.2012	Город: Пенцберг, Германия	www.exponet.ru
SOLARCON India 2012 Выставка достижений солнечной энергетики	Дата проведения: 03.09.2012– 05.09.2012	Город: Бангалор, Индия	www.exponet.ru

Подготовила Вероника АНТОНОВА

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Энергетика сельского хозяйства в России характеризуется расщепленностью сельских потребителей, малой единичной мощностью, большой протяженностью сетей, а также наличием больших регионов, где ведется сельскохозяйственное производство без централизованного энергообеспечения. Эти и другие актуальные вопросы энергообеспечения и энергосбережения, а также пути их решения в сельском хозяйстве были рассмотрены на 8-й Международной научно-технической конференции «Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве», прошедшей в мае в Москве, и, несомненно, представляют интерес и для нашей страны.

Российская нормативная база по повышению энергоэффективности

В последнее время в России большое внимание на всех уровнях уделяется вопросам повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов и энергосбережения. На государственном уровне принят ряд важных документов, определяющих политику страны в этой сфере.

Указ Президента Российской Федерации № 889 от 4 июня 2008 года «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» предусматривает снижение энергоёмкости ВВП России к 2020 году не менее чем на 40 %; стимулирование применения энергосберегающих и экологически чистых технологий; поддержку и стимулирование реализации проектов, использующих возобновляемые источники энергии. Распоряжением Правительства России от 8 января 2009 года № 1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года» определено, что к 2020 году доля возобновляемых энергоресурсов в общем электроснабжении должна составлять 4,5 %.

Кроме того, принят Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об

энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Начиная с этого момента нормотворчество на федеральном уровне в сфере повышения энергоэффективности стало развиваться быстрыми темпами. Принято несколько десятков нормативных правовых актов (НПА), которые регулируют отношения в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Кроме того, был изменен и дополнен ряд уже существовавших НПА. На сегодняшний день насчитывается свыше 70 нормативных-правовых актов, которые регулируют отношения в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Важнейшим документом в этой сфере стала Государственная программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года», утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 года № 2446-р. Программа направлена на обеспечение повышения конкурентоспособности, финансовой устойчивости, энергетической и экологической безопасности российской экономики, а также роста уровня и качества жизни населения за счет реализации потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности на основе модернизации, технологического развития и перехода



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

к рациональному и экологически ответственному использованию энергетических ресурсов. Переход к энергоэффективному варианту развития должен быть совершен в ближайшие годы, иначе экономический рост будет сдерживаться из-за высоких цен и снижения доступности энергетических ресурсов.

В Программе предусмотрены мероприятия по выведению из эксплуатации старых неэффективных мощностей, оборудования, установок, внедрению инновационных технологий и нового прогрессивного оборудования во всех отраслях российской экономики и социальной сфере в процессе нового строительства и модернизации.

Эти меры обусловлены необходимостью повышения энергетической эффективности не только всей экономики России, но и сельского хозяйства страны в том числе. Дело в том, что производство практически всех видов сельхозпродукции в России носит энергозатратный характер и его энергоёмкость в 2–4 раза превышает показатели развитых стран мира. Доля энергозатрат в произведенной сельхозпродукции составляет 7–25 %, а коэффициент использования топлива – 30–35 %.

Актуальные проблемы энергообеспечения и энергосбережения

Стратегической целью развития энергетики сельского хозяйства России является повышение эффективности сельхозпроизводства, снижение себестоимости продукции и рост производительности труда на базе электромеханизации, электрификации и автоматизации сельскохозяйственных технологий, их надежного и устойчивого энергообеспечения, а также повышение эффективности использования и экономии топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), снижения энергоемкости сельхозпродукции.

В последние годы в структуре себестоимости производства сельскохозяйственной продукции наблюдается значительное повышение энергетической составляющей – с 7–10 % до 15–25 %, а по некоторым видам продукции и до 30–40 % (птицефабрики, теплицы), в то время как энергозатраты и энергоемкость ВВП сельского хозяйства сократились, что говорит о резком диспаритете цен на энергоресурсы и сельхозпродукцию. Все это требует выработки научно обоснованных направлений и мер повышения эффективности использования энергоресурсов, что приобретает особое значение при вступлении России в ВТО в условиях конкуренции с зарубежными предприятиями, обладающими более совершенными технологиями и высокой производительностью труда.

Рассматривая с этих позиций состояние энергообеспечения производственных объектов сельского хозяйства, социальной сферы сегодня, следует отметить, что по многим направлениям и показателям Российская Федерация отстает от передовых стран. Несмотря на наличие значительных запасов энергоресурсов, как традиционных, так и местных, они используются в энергобалансе сельского хозяйства еще неэффективно. Так, коэффициент использования топлива намного ниже, чем в других отраслях, и составляет всего 35–40 %, а энергоемкость – выше в 2–4 раза.

Системы, сети, оборудование и технические средства энергоснабжения и энергоиспользования во многих случаях устарели, срок их

службы вышел за пределы допустимого, к тому же многие предприятия, хозяйства и их эксплуатационные службы находятся в состоянии, не обеспечивающем нормальное обслуживание, ремонт и эксплуатацию энергетических сетей и оборудования, что определяет большие потери энергии, которые в ряде случаев достигают 50 %.

Снизилась надежность и качество энергоснабжения, возросло число и продолжительность отключений электроэнергии по различным причинам, а должный резерв не обеспечен. Возрастающие затраты на оплату топливно-энергетических ресурсов отрицательно сказываются на экономике сельскохозяйственных предприятий.

Несмотря на перечисленные проблемы в сельской местности имеются значительные резервы повышения эффективности использования всех видов энергоресурсов, экономии традиционных их видов, широкого вовлечения в энергобаланс местных, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) биомассы, растительных и древесных отходов, то есть существуют реальные возможности действенного проведения энергосберегающей политики.

Так, необходимость снижения затрат на энергоснабжение села стимулирует рациональное построение структуры топливно-энергетического баланса предприятий и регионов, производство и освоение новых видов топлива, использование местных энергоресурсов и отходов сельскохозяйственного производства. Вместе с тем для широкого вовлечения в энергобаланс села местных и возобновляемых энергоресурсов необходимо поднять на более высокий уровень технологическое и техническое обеспечение энергетики сельского хозяйства с использованием инновационных технологий и нового энергоэффективного оборудования.

Поэтому энергетическая политика в сельском хозяйстве должна быть направлена на совершенствование структуры топливно-энергетического баланса, освоение новых видов топлива и энергии, разработку и внедрение энергоэкономных технологий и техники, рационализацию и модернизацию систем обеспечения топливом и электроэнергией, включая

широкое использование децентрализованных систем, местных и возобновляемых энергоресурсов, вплоть до самоэнергообеспечения ряда объектов и предприятий.

При этом активную энергосберегающую политику необходимо проводить на базе достижений научно-технического прогресса. Задачи науки в этой сфере заключаются в обосновании и выработке рекомендаций по решению практических проблем рационального и эффективного энергообеспечения и энергосбережения на селе, привлечении к реализации этих решений широкого круга специалистов в регионах, инженерно-энергетических служб на предприятиях АПК, вооружении их практическими знаниями в сфере энергосбережения, обследовании систем и средств энергообеспечения, энергоаудита, налаживании действенного контроля и учета расхода энергоресурсов.

Проблемы могут быть эффективно решены при условии более широкого информирования всех участников процесса, координации работ по развитию систем и средств энергообеспечения и энергосбережения, сотрудничества научных, учебных, конструкторских и производственных организаций страны и стран ближнего зарубежья по вопросам энергообеспечения.

Научно-техническое сопровождение деятельности по энергообеспечению и энергосбережению

На основе фундаментальных и перспективных прикладных научно-технических разработок по широкому кругу вопросов совершенствования энергетической базы, систем энергообеспечения и использования энергии, энергосбережения, представленных участниками международной конференции, были приняты рекомендации по перспективным направлениям развития и совершенствования энергетической базы села, энергоэффективных систем и средств энергообеспечения сельского хозяйства.

В рекомендациях считается перспективным и приоритетным направлением фундаментальных и прикладных исследований инженерной науки

в АПК повышение эффективности использования ТЭР, создание энергоэффективных технологий и техники, новых способов преобразования и использования энергии, энергосбережения для обеспечения снижения энергоемкости производимой продукции, роста производительности труда и снижения себестоимости сельхозпродукции.

Научно-исследовательским и конструкторским организациям, занимающимся вопросами электро- и теплоснабжения, энергоиспользования и энергосбережения, электромеханизации производства, рекомендуется продолжить, расширить и углубить исследования по следующим направлениям:

- разработка новых энергоэкономных машинных технологий, электротехнологий, мобильной энергетики и энергооборудования для сельхозпроизводства на базе электрификации, электромеханизации, тепло- и холодоснабжения, газификации, автоматизации, информатизации, а также с использованием нанотехнологий;
- создание систем, средств и способов повышения устойчивости, надежности и эффективности энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей, снижения потерь энергии во всех звеньях;
- обоснование рациональных потребностей села в энергии и оптимизация структуры топливно-энергетического баланса с широким использованием местных и возобновляемых энергоресурсов, сельскохозяйственных отходов в соответствии с ресурсами регионов и хозяйств;
- разработка новых способов, электро- и нанотехнологий на базе электрофизических методов воздействия на растения, животных, среду обитания, продукты, снижающих в три раза энергозатраты и улучшающих экологические показатели окружающей среды и получаемой продукции;
- создание децентрализованных (автономных) систем энергообеспечения и средств малой энергетики, снижающих зависимость от централизованного энергоснабжения посредством выработки и самообеспечения энергией на базе мини-ТЭЦ, использования газа,

местных и возобновляемых энергоресурсов, отходов и преобразованных видов топлива, включающих:

- реконструкцию котельных с целью преобразования их в когенерационные установки (мини-ТЭЦ) по производству электроэнергии, теплоты и холода с применением местных видов топлива;
- широкое использование тепловых насосов для отопления и кондиционирования производственных и жилых зданий;
- создание комбинированных установок на базе традиционных и возобновляемых энергоресурсов;
- разработка новых систем освещения и светового оборудования, снижающих энергопотребление в 3–5 раз;
- разработка энергоэффективных технологий получения биотоплива посредством переработки биомассы, отходов сельхозпроизводства в качественное жидкое (в том числе смесевое) и газообразное топливо и его использование для получения электроэнергии и теплоты;
- разработка и реализация способов получения композиционных видов смесевое жидкого топлива, обеспечивающих экономию основных компонентов до 20 %;
- разработка энергоэффективных способов и новых технологий преобразования ВИЭ в тепловую и электрическую энергию с высоким КПД и ее использование для энергоснабжения сельских потребителей с замещением потребления значительной доли традиционных энергоресурсов;
- создание новых технологий, методов и средств, повышающих эффективность использования и контроля расхода жидкого топлива, газа и смазочных материалов в мобильной и стационарной энергетике растениеводства;
- разработка и реализация новых электромеханизированных и автоматизированных с элементами роботизации энергоэффективных процессов и технологий в животноводстве, растениеводстве и переработке сельхозпродукции, более полно реализующих потенциал животных, растений и энергию корма, обеспечивающих снижение энергозатрат и энергоемкость продукции до 30 %;

- разработка системных мероприятий по энергосбережению в растениеводстве, включая создание энергосберегающих технологий и техники нового поколения для растениеводства, в первую очередь:

- энерготехнологических комплексов на базе тракторов с двигателями мощностью от 120 до 500 л.с.;
- универсальных мобильных энергетических средств;
- техники многоцелевого назначения; энергоэффективной техники для почвообработки, посева, ухода за растениями; уборочных машин и др.;
- перевод ряда мобильных средств на электропривод и создание новых электрифицированных транспортных средств;
- отработка методологии и практических рекомендаций по энергетической оценке систем энергообеспечения новых технологий, техники, оборудования; использования энергоносителей; выявления и реализации потенциала экономии ТЭР.

Считается также целесообразным разработать предложения по механизму предоставления льгот и государственной поддержки работ по использованию местных возобновляемых энергоресурсов, биомассы и отходов сельхозпроизводства в энергетике села.

Заключение

На основе анализа сельскохозяйственного производства, фермерского и личного приусадебного хозяйства, а также социально-бытовых условий, направленных на повышение уровня жизни населения, российские специалисты утверждают, что потребность сельского хозяйства и социальной сферы на селе в энергоресурсах в ближайшие годы будет возрастать, а значит, актуальность решения проблем энергообеспечения и энергосбережения в сельском хозяйстве будет повышаться, так как надежное и устойчивое энергообеспечение является основой жизнедеятельности сельского хозяйства, его производственной деятельности, труда и быта сельского населения.

Список литературы

1. Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве: труды 8-й междунар. науч.-техн. конф. – М.: ВИАЭСХ, 2012.

ENERGYEXPO

ПРИГЛАШАЕТ

9 октября 2012 года в г. Минске (пр. Победителей, 20/2, футбольный манеж) состоится торжественное открытие XVII Белорусского энергетического и экологического форума, который ежегодно с 1995 года проводит смотр современных достижений науки, техники и технологий в сфере энергетики, энергосбережения, автоматизации, электроники и защиты окружающей среды. Организаторы мероприятия предложат вниманию участников и гостей выставку достижений ведущих белорусских и мировых производителей продукции в энергетической и экологической сферах и предоставят возможность



принять участие в обсуждении наиболее актуальных проблем этой тематики. Мероприятие завершит свою работу 12 октября текущего года.

Как всегда, деловая программа XVII Белорусского энергетического и экологического форума насыщена и обширна. В его рамках состоится целый ряд значимых мероприятий, среди которых XVII Международная специализированная выставка «Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро» (**EnergyExpo**), VIII Специализированная выставка светотехнической продукции **ExpoLIGHT**, VII Специализированная выставка

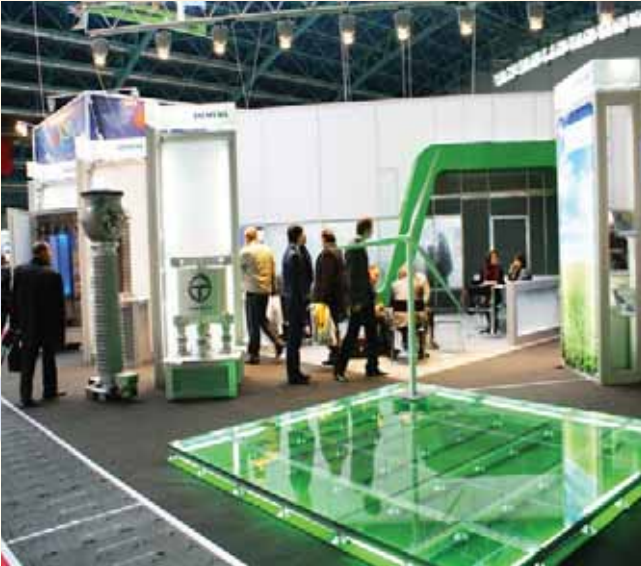
«Водные и воздушные технологии» (**Water & Air technologies**), а также **XVII Белорусский энергетический и экологический конгресс**, который пройдет с 10 по 12 октября.

Выставка **EnergyExpo** является самой крупной по заявленной тематике в странах СНГ и Балтии. Ежегодно она привлекает внимание ведущих белорусских и мировых производителей оборудования, технологий и материалов для энергетики, экологии, энергосбережения и электротехники. С каждым годом количество участников выставки, заинтересованных в продвижении своей продукции на белорусском рынке, возрастает.

Так, в 2011 году на экспозиции была представлена продукция около 350 предприятий и организаций из 15 стран мира. Среди постоянных ее участников такие зарубежные компании, как ABB, Siemens, Caterpillar, Turbomach, FILTER, ЕКОBANA, ALSTOM, «Таврида Электрик», ряд польских компаний и многие другие.

В структуре экспозиции предусмотрены отраслевые разделы Министерства энергетики, Министерства промышленности, Государственного комитета по науке и технологиям, Министерства жилищно-коммунального хозяйства, Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды, Государственного комитета по стандартизации.





Основными целями **Белорусского энергетического и экологического конгресса** является освещение государственной политики в области энергетики, экологии, энергосбережения и деятельности по обеспечению энергетической безопасности Беларуси, включая использование атомной энергетики, местных видов топлива и возобновляемых источников энергии, а также ознакомление с основными государственными научно-техническими программами в области энергетики и энергобезопасности.

Мероприятия **Белорусского энергетического и экологического форума** позволят его участникам проанализировать состояние топливно-энергетического комплекса республики, обсудить с участием специалистов разных отраслей народного хозяйства тактику и стратегию его развития, рассмотреть актуальные проблемы энергетики и пути их решения, будут способствовать ускорению внедрения современных технологий и оборудования для технического перевооружения

энергетической отрасли в рамках Государственной программы развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года.

Форум является также эффективным средством распространения научно-технической информации, повышения квалификации широкого круга специалистов и способствует привлечению внимания к проблемам энергетики со стороны других отраслей.

Организаторы форума приглашают всех заинтересованных принять участие в работе XVII Белорусского энергетического и экологического форума, выставок EnergyExpo, ExpoLIGHT и «Водные и воздушные технологии».

Подробную информацию можно посмотреть на сайте <http://www.tc.by/>, запросить по электронной почте energy@tc.by.

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



АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПЕРСОНАЛА И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ В ГРОДНЕНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Для современной электроэнергетики характерно постоянное увеличение мощностей оборудования, протяженности линий электропередачи, скорости процессов, удельных нагрузок на электро- и теплотехническое оборудование. В результате постоянно возрастают социальная, психологическая, информационная нагрузки на персонал, работнику приходится быстро адаптироваться к изменениям не только на производстве, но и в обществе. В этих условиях повышаются требования к профессиональной подготовленности энергетиков. Между тем качественное выполнение ими своих обязанностей связано с высокой психологической напряженностью, а цена ошибки может оказаться слишком велика.

Надежность работы в такой отрасли, как энергетика, зависит от двух факторов: технического и социального. В настоящее время на основе длительного опыта эксплуатации оборудования энергосистем разработаны практические рекомендации по предупреждению и устранению последствий различного вида отказов оборудования, инструкции и правила по охране труда и технике безопасности. Надежность основного (технологического) оборудования можно оценить и повышать (при необходимости) резервированием, дублированием и т.п. При этом известно, что основным общепризнанным методом обеспечения безопасности и охраны труда многие годы является применение технических средств безопасности и специальных средств защиты: машин, инструментов, технологий, – при использовании которых опасность возникновения несчастного случая снижается до минимума [1].

Сложнее оценить и определить степень надежности персонала, то есть роль человеческого фактора в обеспечении устойчивой работы энергетического оборудования. Международная эргономическая ассоциация дает определение человеческому фактору как комплексу психофизических, психологических

и физиологических особенностей поведения человека в производственной среде [2].

Причины опасных действий персонала

Нельзя не согласиться с результатами проведенных специалистами по охране труда исследований, которые позволяют разделить непосредственные **причины опасных действий персонала** на четыре группы [3].

1. «Не умеет». Эта группа причин предполагает, что работник не владеет необходимыми для данной работы профессиональными знаниями, навыками и умениями.

2. «Не хочет». К этой группе относятся причины, порожденные ситуацией, когда работник владеет профессиональными знаниями, умениями и навыками (обучен), однако у него нет желания соблюдать требования безопасности – иначе говоря, нет мотивации, не развита психологическая установка на соблюдение этих требований, работник недисциплинирован, недобросовестен.

3. «Не может». Причины, относящиеся к этой группе, вызваны таким физическим или психологическим состоянием работника, при котором



Ю.А. ШМАКОВ,
главный инженер
РУП «Гродноэнерго»



И.Ф. КУРИЛОВИЧ,
заместитель директора
Учебного центра
РУП «Гродноэнерго»

он допускает опасное действие несмотря на умение и желание соблюдать нормы безопасного труда.

4. «Не обеспечен». Эта группа причин обусловлена тем, что работник не выполняет задание из-за необеспеченности необходимыми условиями: инструментами, материалами, приборами, информацией и т.д. [3].

Первые три группы причин обусловлены индивидуальными и личностными особенностями работника. В целом эти причины и есть человеческий фактор. Однако можно с уверенностью утверждать, что существуют и организационные недоработки и недочеты на производстве, которые также могут привести к возникновению опасных действий персонала.

Что делать для того, чтобы максимально исключить непосредственные причины опасных действий персонала? С нашей точки зрения, прежде всего необходимо повлиять на причины более высокого уровня – организационные. Остановимся на некоторых из них.

Наличие первой группы причин – «работник не умеет» – говорит о том, что на предприятии существуют пробелы в организации профессионального обучения персонала, неэффективна система проведения технической учебы, инструктажей, контроля профессиональных знаний и т.п.

Существование причин второй группы, как правило, свидетельствует о недостаточно эффективной системе стимулирования и организации труда (по критериям безопасности) на производстве, а также низком качестве профессионального отбора.

Третья группа причин опасных действий включает в себя в основном физиологическое состояние работника – усталость, болезнь, физическая слабость, стресс. Сюда следует отнести также эмоциональную неустойчивость работника или состояние алкогольного опьянения. Наличие таких причин говорит не только о низком уровне организации и проведения профессионального и медицинского отбора, но и об отсутствии должного контроля за трудовой дисциплиной со стороны руководителя, а возможно, и неблагоприятном психологическом климате в коллективе.

И только четвертая группа причин касается непосредственно производственной среды, в которой протекает деятельность работника. Необеспеченность персонала необходимыми инструментами, материалами, несоответствие условий труда санитарно-гигиеническим тре-



Психологи Учебного центра проводят занятия с бригадой перед соревнованиями

бованиям – все это свидетельствует о плохой организации труда и неэффективном контроле за состоянием рабочих мест со стороны руководства предприятия.

Таким образом, обеспечение эффективности производства, надежности и безопасности труда – это постоянная целенаправленная работа в нескольких направлениях: повышение качественного уровня непрерывного профессионального обучения и инструктажа работников, организация психологического и медицинского обеспечения производственного процесса, психологическое сопровождение (подготовка) персонала, а также создание эффективной системы организации труда и управления на предприятии (см. схему). Опыт такого подхода к повышению уровня надежности и безопасности труда в РУП «Гродноэнерго» подтвердил его эффективность.

Профессиональная подготовка

Непрерывное профессиональное обучение (образование) персонала Гродненской энергосистемы и обеспечение соответствия уровня его подготовки современному уровню развития энергетической отрасли осуществляет Учебный центр. Кроме того, в филиалах РУП «Гродноэнерго» непосредственно на производстве проводится обучение персонала в иных формах: стажировка, дублирование, специальная подготовка, самостоятельная подготовка, занятия по охране труда. Направле-

ния работы по обучению персонала определены стандартом ГПО «Белэнерго» «Требования к работе с персоналом» СТП-9110.12.101-11.

Подготовка персонала на производстве предполагает непрерывное обновление профессиональных знаний и навыков. Однако обучение взрослого человека – процесс специфический и сложный. Для повышения эффективности этого процесса активно используются современные технические средства: видеофильмы, видеоматериалы, компьютерные презентации, обучающие компьютерные программы и т.д. Учебный центр с 2007 года разрабатывает и тиражирует для всей Гродненской энергосистемы учебные, методические и психологические пособия. При разработке пособий авторы, которыми являются специалисты энергосистемы, руководствуются принципами доступности (краткость, ограничение объема и содержания учебной информации, умеренный лаконизм в изложении) и взаимосвязи теории с практикой. Такие пособия имеют ряд преимуществ перед универсальными учебниками, в большинстве своем морально устаревшими, – актуальность информации, привязка теории к реальным условиям работы, доступность изложения материала. На сегодняшний день Учебным центром РУП «Гродноэнерго» разработано 25 учебно-методических пособий.

Производственно-практическое обучение персонала проводится на учебно-тренировочном полигоне. Занятия проходят в активной форме с

использованием всего арсенала наглядных и технических средств обучения, тренажеров (автоматизированных обучающих систем). Теория сочетается с практикой на каждом этапе учебных занятий, что, несомненно, повышает эффективность обучения.

Большое внимание уделяется работе с нашими внештатными преподавателями – руководителями и специалистами энергосистемы, высокопрофессиональными работниками, обладающими необходимыми знаниями и опытом практической работы. Их непосредственное участие в процессе обучения при соответствующей подготовке и правильной организации положительно сказывается на результатах учебы. В целях повышения уровня подготовленности внештатных преподавателей Учебным центром организуются для них тематические семинары. С каждым специалистом проводится индивидуальная методическая работа.

Кроме того, специалисты Учебного центра выезжают непосредственно на производство, в филиалы для проведения с руководителями и специалистами, задействованными в организации технической учебы, организационно-методических занятий по вопросам методики, производственной педагогики и психологии обучения. Необходимые качество и эффективность подготовки персонала энергосистемы могут быть достигнуты только при совместном и конструктивном сотрудничестве руководителей и

специалистов всех подразделений РУП «Гродноэнерго».

Психологическое сопровождение работы персонала

К сожалению, до сих пор на производстве недостаточно учитывается значение психологического состояния человека в обеспечении надежности работы энергосистемы. Зачастую руководителя интересует только степень «обученности» персонала, то есть наличие необходимых профессиональных знаний, навыков и умений. Однако надежность и безопасность труда во многом зависят и от психологической устойчивости личности, индивидуального соответствия работника профессиональной деятельности по психологическим характеристикам.

Большое значение для работы имеет и благоприятный социально-психологический климат в коллективах. В последние годы в нашей энергосистеме большое внимание уделяется вопросам психологического сопровождения работы и психологической подготовки персонала. Оптимизация межличностных отношений, приобретение навыков эффективного общения, достижение взаимопонимания, формирование позитивных индивидуальных установок и групповых норм – это действенные меры профилактики производственного травматизма. На этом уровне к работе подключаются психологи энергосистемы, причем психологическая работа проводится

как с рабочими, так и с руководителями.

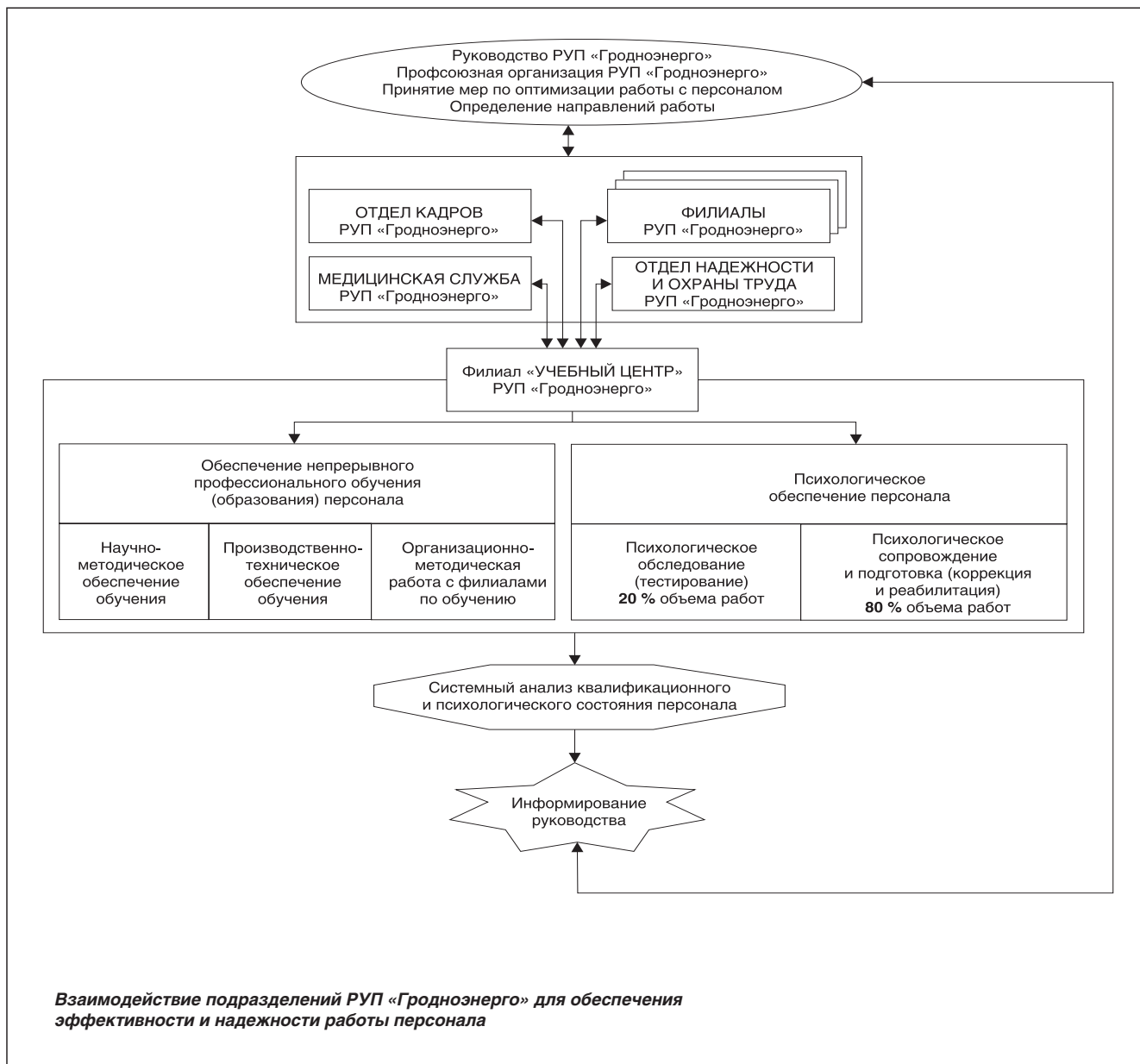
Перед психологами РУП «Гродноэнерго» ставятся следующие задачи: проведение профессионального тестирования (профотбора), психологическая подготовка персонала, психологическое просвещение в коллективах. Указанные направления работы включены в стандарт ГПО «Белэнерго» «Требования к работе с персоналом» СТП–9110.12.101–11 (гл. 11), который вступил в действие с 1 июля 2012 года.

Приоритетная задача психолога – повлиять на поведение работника, сделать его деятельность безопасной, убедить, что не только недостаточность профессиональных и специальных знаний и умений, но и психологические ошибки, особенности поведения человека могут приводить к несчастным случаям и технологическим ошибкам.

Профессиональный психологический отбор позволяет проводить более четкую кадровую политику при приеме на работу, назначении на руководящие, оперативные и оперативно-ремонтные должности. Таким образом можно избежать назначения на ответственную должность работника, не обладающего необходимыми качествами, не допустить как профессионального выгорания руководителя, так и его неэффективной работы в данной должности.

Известно, что здоровье человека на 50 % зависит от влияния социальной среды, его способности противостоять внешним воздействиям, умения адаптироваться к изменяющимся условиям. От того, окажется человек один на один с проблемами или будет иметь возможность вовремя обратиться к специалистам, зависит его работоспособность и психофизиологическое состояние. Но, к сожалению, термин «психолог» в сознании многих людей ассоциируется с представлением о специалисте, лечащем психиатрические заболевания, то есть психиатре. Поэтому человек не только боится обратиться к психологу, но и не хочет, чтобы об этом узнали окружающие люди. В связи с этим перед психологом энергосистемы стоит актуальная задача – разрушить сложившееся негативное





отношение к работе, которую он проводит, а также устранить психологическую безграмотность персонала.

Особенно важно психологическое сопровождение работы оперативного персонала энергосистемы. Данная категория специалистов обязательно должна иметь возможность психологической реабилитации, то есть восстановления функционального состояния организма и психики после напряженной работы, при развитии стойких отрицательных доминантных состояний, вызванных частыми профессиональными стрессовыми ситуациями.

Кроме того, перед психологом, работающим в структуре энергосистемы, стоит еще одна важная задача – стать связующим звеном в системе «руководитель – подчиненный», помочь построить диалог,

способствовать созданию комфортной эмоциональной атмосферы в коллективе.

Дружелюбное и неравнодушное отношение руководителя к подчиненным может сыграть важную роль в формировании психологического состояния работника, а порой и сохранить ему здоровье и жизнь. Внимание руководителя к эмоциональному состоянию сотрудника позволит вовремя определить трудный, сложный момент в жизни подчиненного, оказать ему помощь и поддержку, при необходимости отстранить от выполнения сложных заданий и, возможно, направить к специалистам-психологам.

Грамотно построенные отношения в коллективе и адекватное психологическое состояние работника

являются определяющими факторами безопасности и надежности труда. Сотрудник должен иметь возможность сказать своему руководителю: «Нет, я сегодня не в состоянии качественно выполнить задание, у меня проблемы, я расстроен и несобран...», а руководитель обязан адекватно воспринять это признание.

Все поставленные задачи психологическая служба Гродненской энергосистемы выполняет последовательно и целенаправленно. Периодически согласно плану проводится профессиональное психологическое тестирование, а также тестирование по заявкам руководителей подразделений. Увеличивающееся с каждым годом количество таких обращений руководителей говорит об авторите-

те психологов в энергосистеме и возрастающем доверии к их мнению. Количество персонала, прошедшего психологическое тестирование, показано на диаграмме.

Однако профессиональный отбор занимает в системе психологического сопровождения персонала не основное место. Особое внимание психологи уделяют психологической подготовке персонала, и в частности индивидуальной работе с человеком. Такая работа проводится как в Учебном центре, так и в филиалах РУП «Гродноэнерго», непосредственно на рабочих местах в виде лекций, индивидуальных консультаций и, конечно, психологических тренингов.

Тренинг – активная форма обучения, в ходе которого у участников формируются конкретные навыки поведения и мышления, расширяется самосознание, улучшается взаимопонимание, их жизнь становится более осмысленной и гармоничной. Испытывая сильные эмоции, осмысливая происходящее, проводя аналогии со своим прежним опытом, сталкиваясь с мировоззрением других людей, участники тренинга сами находят решения проблем. Преимущество тренингов состоит в том, что они в короткое время, в интенсивном темпе, увлекательной и безопасной форме позволяют овладеть большим количеством информации и практическими навыками, что в обычной жизни требует гораздо больше временных и эмоциональных ресурсов.

Ценность тренинговой формы обучения состоит в том, что в безопасной доверительной атмосфере участники получают понимание, поддержку и конструктивную обратную связь. Наши психологи проводят тренинги по следующим направлениям: формирование стрессоустойчивости; обучение приемам психической саморегуляции, снятию нервно-психического напряжения; формирование навыков уверенного поведения, профессиональных коммуникаций, эффективного запоминания, внимания и мышления и т.д.

Общая психопрофилактика и психопросвещение в коллективах проводится в форме лекций, рас-

Психологическое обеспечение персонала (формы работы)

Год	Индивидуальные		Групповые		Массовые	
	консультирование (кол-во чел.)	лекции	беседы	тренинги	статьи (стенды, периодические издания, интернет-сайт)	брошюры, памятки, методические пособия
2009	611	57	65	25	156	13
2010	517	72	67	45	153	14
2011	793	141	78	48	159	10

пространения брошюр психологической направленности. Кроме того, на интернет-сайте РУП «Гродноэнерго» создан раздел «Кабинет психолога». Основная концепция этого электронного ресурса – популяризация психологии, психопросвещение персонала энергосистемы. В задачи раздела входит не только информация о деятельности психологов Учебного центра, но и мониторинг оценки их работы пользователями сайта. Кроме того, создание раздела предоставляет возможность каждому работнику задать волнующий его вопрос психологу конфиденциально, по электронной почте.

Таким образом, психологическое обеспечение надежности профессиональной деятельности персонала РУП «Гродноэнерго» ведется в нескольких направлениях и формах работы (см. таблицу).

В 2011 году руководством РУП «Гродноэнерго» поставлена задача создать базу данных аварийных и прочих нештатных ситуаций и организовать психологическую работу с персоналом, который имеет к ним отношение. Эту работу психологи будут проводить в целях выявления возможных общих причин, предпосылок и закономерностей психологического характера, которые приводят или могут привести к ошибочным действиям работников.

Заключение

Отдельно хочется остановиться на вопросе мотивации персонала к эффективному и безопасному труду. Умение мотивировать работника

относится к числу наиболее важных профессиональных компетенций руководителя. От него в настоящее время требуется не только профессиональная грамотность, но и эмпатийность по отношению к работникам, эмоциональный интеллект и социальные компетенции. На практике подтверждается, что конкретные условия работы оказывают большое влияние на трудовую мотивацию [1, с. 5].

Итак, обеспечение надежной и безопасной профессиональной деятельности персонала в электроэнергетике – это процесс комплексный и, соответственно, требующий системного подхода. Чем целостнее система решений в данном направлении, тем она будет вариативнее и гибче, а следовательно, эффективнее.

Список литературы

1. Мерманн, Э. Мотивация персонала (инструменты мотивации для успеха организации) / Э. Мерманн; пер. с нем. – Харьков: Гуманитарный центр, 2007. – 98 с.
2. Дьяков, А.Ф. Надежная работа персонала в энергетике / А.Ф. Дьяков. – М.: МЭИ, 1991. – 224 с.
3. Психология безопасного труда: лекции по охране труда / Клуб инженеров по охране труда [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://dvkuot.ru/index.php/artikul/227-bestrud>. – Дата доступа: 20.03.2012.
4. Лебедев, А.В. Анализ уровня электротравматизма среди персонала потребителей электроэнергии в 2010 году / А.В. Лебедев. – Энергетическая стратегия. – 2011. – № 1. – С. 55–56.
5. СТП 09110.12.101–11. – Минск: ГПО «Белэнерго». – 26 с.

ТКП 387-2012 И ТКП 388-2012 – НОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ КОДЕКСЫ УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

Приказом Министерства энергетики Республики Беларусь от 30 мая 2012 года № 106 утвержден ТКП 387-2012 (02230) «Расследование и учет нарушений в работе объектов энергетического хозяйства потребителей электрической и (или) тепловой энергии» (ТКП 387). Совместным постановлением Министерства энергетики и Министерства жилищно-коммунального хозяйства Республики Беларусь от 6 июня 2012 года № 27/8 утвержден ТКП 388-2012 (02230/02030) «Правила подготовки и проведения осенне-зимнего периода энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии» (ТКП 388). Указанные ТКП разработаны РУП «БЕЛТЭИ» и вводятся в действие с 1 сентября 2012 года.

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

Необходимость введения ТКП 387-2012 (02230) «Расследование и учет нарушений в работе объектов энергетического хозяйства потребителей электрической и (или) тепловой энергии» существовала достаточно давно. Ранее действовала Типовая инструкция по расследованию и учету нарушений в работе объектов энергетического хозяйства потребителей электрической и тепловой энергии, утвержденная Главгосэнергонадзором Минэнерго СССР 12 июля 1989 года. Действие данной Типовой инструкции было отменено постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 14 ноября 2007 года № 40 «О неприменении на территории Республики Беларусь технических нормативных правовых актов СССР». При этом нового нормативного правового акта взамен введено не было, а ссылки в других нормативных правовых актах о необходимости соблюдения установленного порядка расследования остались – п. 4.1.14 ТКП 181-2009 «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей». До введения в действие ТКП 181-2009 аналогичное требование содержалось и в п. Э1.2.12 Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (4-е изд., перераб. и доп.).

ТКП 387 устанавливает единые требования при расследовании технологических нарушений в работе объектов энергетического хозяйства потребителей электрической и (или) тепловой энергии, кроме объектов энергоснабжающих организаций и опасных производственных объектов, техническое расследование причин аварий и отказов на которых регулируется другими нормативными правовыми актами. Требования ТКП 387 распространяются на юридические лица, независимо от форм собственности и организационно-правовых форм.

Отметим, что учет и расследование нарушений нормального режима работы оборудования в соответствии с ТКП 387 ведется только для объектов энергетического хозяйства потребителей электрической и (или) тепловой энергии, которые не подлежат государственному надзору в области промышленной безопасности в соответствии с Законом Республики Беларусь «О промышлен-

ной безопасности опасных производственных объектов» от 10 января 2000 года № 363-З.

Расследованию и учету технологических нарушений в работе объектов энергетического хозяйства подлежат:

- повреждения энергетического оборудования во время работы, наладки, ремонта, комплексного испытания, резерва, консервирования;
- недопустимое отклонение параметров показателей работы энергетического оборудования от режимов нормальной работы этого оборудования и технического состояния энергоустановок, приведшее к останову оборудования;
- ошибочные или вынужденные отключения энергоустановок, незапланированный перерыв по технологическим причинам энергоснабжения потребителей электрической и тепловой энергии энергоснабжающими организациями, если это не предусмотрено договором.

Основными задачами расследования, учета и анализа нарушений нормального режима работы являются:

- тщательное, технически квалифицированное установление причин аварии и других нарушений нормального режима работы объектов энергетического хозяйства;
- разработка организационных и технических мероприятий по восстановлению работоспособности поврежденного оборудования, предупреждению подобных нарушений в его работе, повышению ответственности эксплуатационного и другого персонала организаций, на оборудовании которых произошло нарушение, а также ответственности персонала других организаций за обеспечение бесперебойного и надежного энергоснабжения;
- получение и накопление полной и достоверной информации обо всех нарушениях работоспособности и нормального режима работы оборудования, сетей и сооружений в целях:
 - технического обоснования претензий к предприятиям-изготовителям, строительно-монтажным, наладочным, ремонтным и проектным, а также эксплуатационным организациям;

- оформления претензий к энергоснабжающей организации за нарушения энергоснабжения и технические необоснованные ограничения мощности;
- уточнения межремонтных циклов, определения продолжительности эксплуатации оборудования (до его списания), обоснования потребности в резервном оборудовании и запасных частях;
- принятие решений, направленных на совершенствование организации эксплуатации и ремонта энергетических объектов, модернизации, реконструкции или замены энергетического оборудования, а также использование материалов расследования для разработки технических нормативных правовых актов по вопросам повышения надежности работы энергооборудования.

Нарушение нормальной работы объектов энергетического хозяйства, а также случаи повреждения энергетического оборудования и сооружений в зависимости от характера нарушения, степени повреждения и последствий учитываются как авария или отказ в работе I или II степени. Определены признаки, по которым технологические нарушения относятся к авариям, отказам в работе I или II степени.

Определена классификация нарушений. Аварии и отказы в работе классифицируются по причинам и в зависимости от персонала, допустившего нарушения.

Определен порядок сообщения об авариях в работе электроустановок. В частности, обо всех авариях на энергетических установках руководитель организации обязан в ближайшие рабочие сутки направить оперативное сообщение в вышестоящую организацию, а об авариях, связанных с нарушением энергоснабжения электроприемников I категории, – в территориальный орган госэнергонадзора. Приведена форма оперативного сообщения.

При расследовании причин и обстоятельств технологических нарушений должны быть изучены и оценены:

- действия обслуживающего персонала, соответствие объектов и организации их эксплуатации требованиям нормативных правовых актов;
- качество и сроки проведения ремонтов, испытаний, профилактических осмотров и контроля состояния оборудования; соблюдение технологической дисциплины при производстве ремонтных работ;
- своевременность принятия мер по устранению аварийных очагов и дефектов оборудования, выполнение требований нормативных правовых актов и мероприятий, направленных на повышение надежности оборудования, выполнение предписаний надзорных органов, относящихся к происшедшему технологическому нарушению;
- качество изготовления оборудования и конструкций, выполнения проектных, строительных, монтажных и наладочных работ;
- соответствие параметров стихийных явлений величинам, принятым в проекте, и установленным нормам.

Расследование должно быть начато немедленно после происшествия и закончено не более чем за десять дней. В отдельных случаях по представлению организации срок расследования может быть продлен должностным лицом, назначившим комиссию, например, для проведения необходимых экспертиз. При расследо-

вании должны быть выявлены и описаны все причины возникновения и развития нарушения, его предпосылки, а также причинно-следственные связи между ними.

Расследование аварий проводит комиссия, назначенная приказом руководства организации, а в случаях особо крупных аварий – руководством вышестоящей организации. В состав комиссии входят представители:

- органов Госэнергонадзора и их структурных подразделений (при расследовании аварий, связанных с нарушением электроснабжения электроприемников I категории по надежности);
- заинтересованных организаций: предприятий-изготовителей; строительных, монтажных, ремонтных, наладочных, проектных организаций; органов государственного надзора за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов по вопросам, входящим в их компетенцию, и др.

Расследование отказов I степени проводит комиссия, назначенная лицом, ответственным за электрохозяйство организации (структурного подразделения). При необходимости в состав комиссии могут быть включены иные лица по согласованию с руководителями других структурных подразделений.

По каждой аварии составляется акт расследования и заполняется карта отказа. По отказу I степени заполняется только карта отказа. Отказы в работе II степени регистрируются только в журнале учета аварий и отказов в работе. Все аварии и отказы в работе, происшедшие на энергетических установках организации, регистрируются в хронологическом порядке в журнале учета аварий и отказов в работе. Определены формы перечисленных выше документов.

ТКП 388-2012 (02230/02030) «Правила подготовки и проведения осенне-зимнего периода энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии» устанавливает единые правила подготовки систем теплоснабжения к осенне-зимнему периоду (ОЗП) на территории Республики Беларусь с целью обеспечения их надежной работы при пониженной температуре воздуха и порядок прохождения ОЗП. ТКП 388 распространяется на все организации, независимо от форм собственности и организационно-правовых форм, имеющих в собственности (хозяйственном ведении, оперативном управлении) теплоисточник(и), тепловую(ые) сеть(и), систему(ы) теплоснабжения. Требования ТКП 388 не распространяются на индивидуальных предпринимателей и граждан – при подготовке к работе в ОЗП они руководствуются требованиями, установленными техническими нормативными правовыми актами и (или) договорами теплоснабжения с энергоснабжающей организацией.

ТКП 388 основан на Правилах подготовки и проведения осенне-зимнего периода энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии в Республике Беларусь, утвержденных постановлением Министерства энергетики и Министерства жилищно-коммунального хозяйства Республики Беларусь от 30 июня 2003 года № 25/20. По сравнению с данным нормативным правовым актом отметим основные изменения, приведенные ниже.

Изменились сроки подготовки к ОЗП:

- работы по подготовке теплоисточников к ОЗП для обеспечения работы систем отопления должны быть завершены до 20 сентября текущего года. До 20 сентября текущего года должны быть закончены все работы на оборудовании теплоисточников и тепловых сетей, устранены все нарушения и дефекты, выявленные в период подготовки к ОЗП (ранее было – до 1 октября);
- проверка готовности теплоисточников и потребителей тепловой энергии к работе в ОЗП должна быть проведена не позднее 1 октября текущего года. На основании акта проверки готовности теплоисточника или потребителя тепловой энергии к работе в ОЗП в период до 1 октября текущего года оформляется паспорт готовности теплоисточника или потребителя тепловой энергии к работе в ОЗП (ранее было – до 15 октября); В обязанности энергоснабжающих организаций в период подготовки к ОЗП добавлено:
 - проведение работ по профилактике, ремонту (поверке) приборов учета и регулирования подачи тепловой энергии;
 - предоставление потребителям до 1 сентября текущего года:
 - температурных графиков работы теплоисточников на предстоящий отопительный период, разработанных в соответствии с решением республиканской оперативной группы по оптимизации режимов теплоснабжения и экономного использования топлива и энергии и согласованных с местными исполнительными и распорядительными органами;
 - гидравлических режимов работы тепловых сетей от теплоисточников;
 - данных (расчетных) диаметров дросселирующих устройств.

Проверке готовности к работе в ОЗП подлежат теплоисточники ГПО «Белэнерго», системы Министерства жилищно-коммунального хозяйства Республики Беларусь (Минжилкомхоза), других республиканских органов государственного управления, иных государственных организаций, подчиненных Правительству Республики Беларусь, а также теплоисточники, принадлежащие юридическим лицам негосударственной формы собственности, с установленной мощностью 50 кВт и более, имеющие принудительную циркуляцию теплоносителя.

Для признания готовности теплоисточников к работе в ОЗП необходимо наличие заключения Департамента по надзору за безопасным ведением работ в промышленности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь (Госпромнадзор) о готовности поднадзорного Госпромнадзору котельного оборудования теплоисточника единичной мощности 100 кВт и выше к работе в осенне-зимний период. Заключение Госпромнадзора по теплоисточникам ГПО «Белэнерго», отпускающим тепловую энергию сторонним потребителям, не требуется.

Добавилось новое требование – копия акта проверки готовности теплоисточников, отапливающих жилищный фонд (кроме теплоисточников ГПО «Белэнерго» и Минжилкомхоза), представляется в районную (городскую) организацию жилищно-коммунального хозяйства мест-

ных исполнительных и распорядительных органов.

В обязанности потребителей тепловой энергии в период подготовки к ОЗП добавлены:

- установка расчетных дросселирующих устройств (под контролем и по согласованию с представителем энергоснабжающей организации) с обязательной установкой пломб энергоснабжающей организации и составлением акта;
- выполнение, при необходимости, комплекса работ по ремонту строительных конструкций зданий и сооружений (утепление, остекление, ремонт кровли и т.д.).

По жилищному фонду, не находящемуся на обслуживании организаций жилищно-коммунального хозяйства, копия акта проверки готовности потребителя тепловой энергии к работе в ОЗП представляется в районную (городскую) организацию жилищно-коммунального хозяйства местного исполнительного и распорядительного органа. Копия паспорта готовности потребителя тепловой энергии к работе в ОЗП передается потребителем тепловой энергии в энергоснабжающую организацию.

В обязанности организаций, осуществляющих эксплуатацию жилищного фонда, в период подготовки к ОЗП добавлены:

- выполнение до 1 сентября текущего года пообъектного аудита исполнения договоров теплоснабжения в осенне-зимний период на отопление и горячее водоснабжение с уточнением соответствия договорных нагрузок проектным;
- проведение до 20 сентября текущего года в соответствии с представленными температурными графиками и гидравлическими режимами наладки автоматики, установка дросселирующих устройств для каждого жилого дома и размещение в индивидуальных тепловых пунктах жилых домов температурных графиков в зависимости от температуры наружного воздуха с гидравлическими режимами тепловых сетей;
- проведение работ по профилактике и ремонту внутренних и подводящих газо-, водо- и электрокоммуникаций и источников электро- и водоснабжения, приборов коммерческого учета и регулирования тепловой энергии, в том числе по своевременной поверке приборов коммерческого учета;
- выполнение предписания органов Госэнергонадзора в части обеспечения надежности энергоснабжения, органов государственного надзора за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов.

В обязанности организаций, осуществляющих эксплуатацию жилищного фонда, в период прохождения ОЗП добавлены:

- обеспечение оперативного регулирования подачи тепловой энергии, включая ручной режим, с целью исключения «перетопов» в периоды резких повышений температуры наружного воздуха;
- установление контроля соблюдения температурных графиков, в зависимости от температуры наружного воздуха, и гидравлических режимов по каждому тепловому пункту. При выявлении отклонений от заданных режимов совместно с энергоснабжающей организацией необходимо составлять акт и принимать меры по их приведению в соответствие утвержденному графику;

- проведение в отопительный период совместно с энергоснабжающими организациями постоянного анализа теплопотребления в жилищном фонде, в том числе по всем домам, подключенным к автоматизированным системам регулирования тепловой энергии, с целью выявления и устранения причин отклонения потребления тепловой энергии жилыми домами с учетом их конструктивных особенностей, для чего необходимо:
 - ежедневно снимать показания приборов группового учета расхода тепловой энергии в жилых домах с ежедневной регистрацией показаний в журнале учета;
 - еженедельно проводить в районных организациях, осуществляющих эксплуатацию жилищного фонда, сравнительный анализ потребления тепловой энергии жилыми домами с выбранными домами-эталопами (представителями);
 - проводить обследование жилых домов и принимать соответствующие меры при превышении потребления ими тепловой энергии более чем на 10 % по сравнению с домами-эталопами;
 - определить лица, ответственные за обеспечение контроля и анализа теплопотребления в жилищном фонде, а также ведение по каждому дому журналов соблюдения температурных графиков (в зависимости от температуры наружного воздуха, гидравлических режимов) и учета отклонений потребления домами тепловой энергии более чем на 10 % по сравнению с домами-эталопами. При этом в журнал должны вноситься отметки о результатах проведенного обследования, причинах отклонения и принятых мерах по их устранению;
 - на основе сравнительного анализа теплопотребления за прошедший отопительный период жилыми домами одинаковых серий (с одинаковыми тепло-техническими характеристиками ограждающих конструкций) с целью исключения различий в теплопотреблении вносить корректировки по подбору для них домов-эталонных;
 - уделять особое внимание вопросам технического содержания приборов коммерческого учета расхода тепла и регулирования тепловой энергии в период

эксплуатации в зимних условиях и принимать меры по предотвращению выхода их из строя в текущем отопительном периоде;

- при длительном отключении (ограничении) тепло-снабжения из-за аварии на теплоисточнике или внешних тепловых сетях обеспечить в организациях дежурство персонала для контроля за состоянием внутренних систем теплопотребления; во избежание размораживания внутридомовых систем тепло-снабжения по согласованию с энергоснабжающей организацией и местными исполнительными и распорядительными органами в соответствии с установленными сроками обеспечить опорожнение (когда температура воды в обратной магистрали снижается до 5 °С при температуре наружного воздуха ниже 0 °С), а после ликвидации аварии – заполнение внутридомовых систем теплоснабжения по согласованию с энергоснабжающей организацией;
- при необходимости вносить предложения на заседания рабочих групп по оптимизации режимов теплоснабжения и экономному использованию топлива и энергии области и городов.

При возникновении аварии на инженерных сетях тепло-, водо-, газо- и электроснабжения, в результате которой произошел или может произойти перерыв в теплоснабжении потребителей, организация, устраняющая аварию, обязана установить наличие других инженерных сетей в месте проведения земляных работ и, при необходимости, вызвать представителей организаций, эксплуатирующих данные инженерные сети (тепло-, водо-, газо-, электроснабжения, водоотведения и связи). Вызванные представители должны прибыть на место аварии и проведения земляных работ в возможно короткий срок, но не позднее двух часов, а при температуре наружного воздуха – 15 °С и ниже или при аварийной ситуации на системах газораспределения – не позднее одного часа с момента оповещения.

Изменен порядок завершения осенне-зимнего периода – решение о сроках завершения ОЗП принимается областными, районными и городскими исполнительными комитетами, когда среднесуточная температура наружного воздуха в течение трех суток подряд составляет +8 °С и выше (ранее было – в течение пяти суток).

НОВЫЕ ТНПА

С 1 СЕНТЯБРЯ 2012 ГОДА ВВОДЯТСЯ В ДЕЙСТВИЕ

Технические кодексы установившейся практики

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

Официальные издания

ЗАКАЗАТЬ документы можно:

- в редакции по тел./факсу: + 375 017 286-08-28 (опт);
- на сайте www.energystrategy.by (опт);
- у региональных представителей в РБ (розница)



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 сентября 2012 года в республике вводится в действие ТКП 387-2012 «Расследование и учет нарушений в работе объектов энергетического хозяйства потребителей электрической и (или) тепловой энергии». Он устанавливает единые требования при расследовании технологических нарушений в работе объектов энергетического хозяйства потребителей электрической и (или) тепловой энергии, кроме объектов энергоснабжающих организаций и опасных производственных объектов, техническое расследование причин аварий и отказов на которых регулируется другими нормативными правовыми актами. Требования ТКП распространяются на юридические лица, независимо от форм собственности и организационно-правовых форм.

С этой же даты вступит в силу ТКП 388-2012 «Правила подготовки и проведения осенне-зимнего периода энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии», который содержит единые правила подготовки систем теплоснабжения к осенне-зимнему периоду (ОЗП) на территории Республики Беларусь с целью обеспечения их надежной работы при пониженной температуре воздуха и порядок прохождения ОЗП. ТКП распространяется на все организации, независимо от форм собственности и организационно-правовых форм, имеющие в собственности (хозяйственном ведении, оперативном управлении) теплоисточники, тепловые сети, системы теплоснабжения. Требования ТКП не распространяются на индивидуальных предпринимателей и граждан.

С 1 января 2013 года будет введен в действие СТБ IEC 62301-2012 «Электроприборы бытовые. Измерение потребляемой мощности в режиме ожидания». Документ устанавливает методы измерения потребляемой мощности в режиме ожидания и других режимах работы с низким потреблением энергии (режим выключения и сетевой режим). Он распространяется на электрические приборы с номинальным напряжением питания или диапазоном напряжений питания от 100 до 250 В переменного тока для однофазных приборов и от 130 до 480 В переменного тока для других приборов.

СТБ 2262-2012, вводимый в действие с указанной выше даты, распространяется на углеводородные сжиженные топливные газы, применяемые в качестве топлива для коммунально-бытового потребления, моторного топлива для автомобильного транспорта, а также в промышленных целях.

С 1 января 2013 года вступит в силу СТБ EN 15900-2012 «Услуги по энергоэффективности. Определения и требования».

Услуги по энергоэффективности играют важную роль для получения объективной оценки деятельности обследуемой организации (предприятия) в области энергопотребления и использования результативных данных для повышения эффективности энергопотребления.

Стандарт устанавливает определения и минимальные требования к таким услугам, гармонизированные с европейскими требованиями.

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной организации по стандартизации (ISO)

ISO 16534:2012 «Изделия теплоизоляционные для применения в строительстве. Определение ползучести при сжатии» (принят 15.05.2012);

ISO 16535:2012 «Изделия теплоизоляционные для применения в строительстве. Определение водопоглощения при долговременном погружении» (принят 15.05.2012);

ISO 16536:2012 «Изделия теплоизоляционные для применения в строительстве. Определение долговременного водопоглощения посредством диффузии» (принят 15.05.2012);

ISO 16537:2012 «Изделия теплоизоляционные для применения в строительстве. Определение свойств при сдвиге» (принят 15.05.2012).

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC)

IEC 60432-3:2012 «Лампы накаливания. Требования безопасности. Часть 3. Вольфрамово-галогенные лампы (кроме ламп для транспортных средств)» (принят 04.07.2012).

Дополнительную информацию вы можете найти на сайтах:

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

Госстандарта – www.gosstandart.gov.by;

БелГИСС – www.belgiss.by.

Телефон «горячей линии»:

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

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

www.shop.belgiss.by

ПЕРВЕНЦУ БОЛЬШОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ГРОДНЕНЩИНЫ – 50 ЛЕТ

К юбилею подстанции 330/220 кВ «Россь»

В середине прошлого века на Гродненщине началось бурное развитие промышленности и всего народнохозяйственного комплекса, которое сопровождалось ростом потребления электрической энергии и требовало перехода энергетики региона на качественно новый технический уровень. Одним из шагов в этом направлении стало строительство в области новых линий электропередачи и подстанций 110–220 кВ, толчок которому дало возведение в г. Гродно крупнейшего энергоемкого завода химической промышленности – ОАО «Гродно Азот». В 1961 году между Волковыском и поселком Красное село (теперь Красносельский) началось возведение крупнейшей на территории Гродненщины электроподстанции напряжением 220 кВ «Россь». Сегодня подстанция отмечает свой полувековой юбилей.

Ввод в 1962 году в эксплуатацию подстанции 220 кВ «Россь» и линии электропередачи Березовская ГРЭС – Россь – Гродно решил целый ряд важнейших вопросов региона. Область получала надежное электроснабжение, полностью обеспечивающее промышленные новостройки и все народное хозяйство Принеманского края электроэнергией. Появилась возможность отказаться от использования мелких неэкономичных дизельных и локomobilных электростанций, работавших в райцентрах и крупных населенных пунктах, вернуть арендованные и установленные в промышленных центрах энергопоезда. Большое значение имело строительство подстанции для развития экспорта электроэнергии в Европу, в частности в Польшу и Германию.

Возведение подстанции осуществляло строительное управление Березовской ГРЭС, монтаж оборудования и наладку – Минское монтажно-наладочное управление № 8 союзного треста «Электроцентромонтаж».

Специалисты Гродненских областных электросетей еще не имели опыта эксплуатации силового и испытательного оборудования напряжением 110 и 220 кВ, не были знакомы с методикой профилактических испытаний высоковольтных маслонаполненных и маслобарьерных вводов, масляных выключателей и силовых трансформаторов 110–220 кВ.



Диспетчерский зал ПС 330/220 кВ «Россь»

Работа на строящейся подстанции стала настоящей школой профессионального мастерства для молодых специалистов Гродненской энергосистемы. Эксплуатационному персоналу пришлось учиться практически с нуля. Именно на этой подстанции гродненские энергетики впервые научились снимать круговую диаграмму регулятора напряжения под нагрузкой автотрансформатора, освоили опыт проведения высоковольтных испытаний основного оборудования, наладки устройств РЗАИ. Первыми дежурными электромонтерами подстанции были В.И. Копач, Ф.В. Тышкевич, С.С. Ярошевич, М.М. Никитик, М.Л. Черняк и др., мастером был назначен опытный электрик-практик Б.Н. Колосовский.

После опробования оборудования подстанции Д-8 (ПС 220 кВ «Россь» стала восьмой по счету подстанцией такого класса в Белорусской энергосистеме) и осмотра ВЛ 220 кВ Березовская ГРЭС – ПС 220 кВ «Россь» началась подготовка к подаче напряжения на подстанцию, которая произошла в конце августа 1962 года. Включение линии осуществляли дежурные инженеры станции Л.С. Журкевич и В.В. Герасимов с участием начальника смены станции Г.И. Лычковского.

В конце сентября 1962 года первая очередь ПС 220 кВ «Россь» была введена в работу и Гродненская областная энергосистема стала частью Белорусской энергосистемы.

К подстанции практически одновременно с ее вводом были под-

ключены ВЛ 110 кВ Россь – Мосты и ВЛ 35 кВ Россь – Цементный завод № 1. По линии 110 кВ Россь – Бобровники Гродненская энергосистема соединилась через ПС 220/110 кВ «Белосток» с энергосистемой Польши.

Позже, в декабре 1963 года эта линия была переведена на напряжение 220 кВ и подстанция «Россь» получила статус международной. В январе 1964 года вводится в эксплуатацию ВЛ 220 кВ Россь – Белосток, которая соединила энергосистему Беларуси с энергосистемой «Мир» (Польша, Чехословакия, Венгрия, ГДР).

Ввод в эксплуатацию ПС 220 кВ «Россь» дал толчок бурному развитию сетей 35–110 кВ (на подстанции был установлен автотрансформатор мощностью 60 МВА напряжением 220/110/35 кВ) для электроснабжения ближайших райцентров – Зельвы, Мостов, Щучина, Волковыска, Берестовицы и др., а также близлежащих промышленных центров и сельскохозяйственных комплексов.

На протяжении всего времени эксплуатации подстанция постоянно развивалась и реконструировалась. Ее оборудование, особенно коммутационные аппараты, заменялись на более современные, совершенствовалась электрическая схема подстанции. В апреле 1964 года был введен в эксплуатацию АТ-60 МВА № 2, что позволило повысить надежность электроснабжения региона.

Новый этап модернизации подстанции «Россь» начался в 1984–1986 годах реконструкцией ОРУ 110 кВ и ОРУ 220 кВ, когда вместо одиночных, секционированных выключателей сборных шин 110–220 кВ были построены две системы шин с обходными, отделителями и короткозамыкатели 220 кВ в цепях автотрансформаторов заменены на выключатели, установлены разъединители 110 и 220 кВ, построено новое здание ОПУ, смонтирована система пожаротушения.

В связи с вводом в 1989 году ВЛ 110 кВ Россь – Межколхозная № 1 и № 2 на подстанции производится расширение ОРУ 110 кВ. В ходе реконструкции старые МВ 35 кВ с пружинно-грузовыми приводами заменяются на выключатели С-35М-630-10 с электромагнитными приводами.



ОРУ 330 кВ

В начале 90-х прошлого столетия началась замена устаревших автотрансформаторов АТ-60 № 1 и № 2 на современные и более мощные АТ-125 МВА. Одновременно с ними были введены в эксплуатацию линейные регулировочные трансформаторы ВДТ мощностью 63 МВА и напряжением 35 кВ.

С целью повышения надежности электроснабжения потребителей Гродненской области и в соответствии со схемой развития сетей 330 кВ Минэнерго Республики Беларусь в 1997 году несмотря на финансовые проблемы приняло решение о строительстве ВЛ 330 кВ Барановичи – Гродно. Проектом предусматривалось, что линия будет проходить в нескольких километрах от ПС 220 кВ «Россь». Когда 113 км дорогостоящей линии было сооружено, оказалось, что подключить ее некуда. Поэтому 29 июня 2000 года техсовет «Белглавэнерго» принял решение о временном включении под нагрузку ВЛ 330 кВ Барановичи – Россь на напряжении 220 кВ через обходные выключатели на ПС 220 кВ «Барановичи» и «Россь». Режим работы – транзит. Для подключения новой линии к ПС 220 кВ «Россь» был построен участок ВЛ 330 кВ длиной 7 км, который и положил начало переводу ПС 220 кВ «Россь» на напряжение 330 кВ.

В январе 2001 года первый пусковой комплекс ВЛ 330 кВ Барановичи – Россь был включен в работу на напряжении 220 кВ. В начале декабря этого же года введен в экс-

плуатацию по стороне 110 кВ автотрансформатор 330 кВ типа АТДЦТН мощностью 200 МВА. Он первый в Белорусской энергосистеме был оборудован системой предотвращения взрывов и пожаров типа Sergi. Также впервые в Беларуси на подстанции были внедрены мини-ОРУ на ОРУ 110–330 кВ, что позволило сэкономить большое количество кабельной продукции, значительно повысить уровень эксплуатации оборудования и устройств РЗА.

Возможность строительства мини-ОРУ появилась после того, как в энергосистеме начали применяться устройства релейной защиты и телемеханики на базе микропроцессорной техники, волоконно-оптический кабель, малогабаритные аккумуляторные батареи и другие новшества. В 2003 году на ОРУ 330 кВ были смонтированы три элегазовых выключателя типа FXT-16 производства французской фирмы Alstom. Одновременно на ОРУ 110 кВ установлен вводной элегазовый выключатель типа ЗАР-FY-145 фирмы Siemens. В 2004 году на ОРУ 330 кВ смонтировано два комплекта ограничителей перенапряжений ОПН 330 кВ типа ЗРТСК 228 фирмы Bowthorpe.

В декабре 2004 года вводится в эксплуатацию вторая очередь ВЛ 330 кВ Барановичи – Россь – Гродно и подстанции 330 кВ «Россь». В 2007 году масляные выключатели 110 кВ типа МКП-110М были заменены на элегазовые типа ЗАР1-FY-145 фирмы Siemens.

В связи с планируемым повышением генерирующей мощности

Гродненской энергосистемы, связанным в частности со строительством в Беларуси атомной станции, потребуется продолжить развитие сетей 330–400 кВ для выдачи такой мощности в Белорусскую энергосистему и за рубеж. Для решения этой задачи в ближайшей перспективе планируется начать строительство ВЛ 330 кВ Белорусская АЭС – Россь и Березовская ГРЭС – Россь. Намечено также возведение (по трассе ВЛ 220 кВ Россь – Белосток) ВЛ 330 кВ Россь – вставка постоянного тока – ВЛ 400 кВ – Польша. Таким образом, развитие электросетевого флагмана Гродненской энергосистемы ПС 330 кВ «Россь» будет продолжаться.

Следует отметить, что на протяжении всего периода эксплуатации подстанции постоянная модернизация и реконструкция ее оборудования позволили непрерывно повышать надежность ее работы. За последние десятилетия на ПС «Россь» ни разу не было зафиксировано серьезных повреждений оборудования или отказов в работе релейной защиты. А тот факт, что замена аккумуляторной батареи на более мощную осуществлялась без отключения подстанции, говорит о высокой квалификации обслуживающего персонала.

Сегодня мы с гордостью вспоминаем тех мужественных, деловых людей, которые полвека тому назад построили и ввели в эксплуатацию этот уникальный объект. Это главный инженер Гродненских областных электросетей Г.Н. Хартанович; начальники служб областной энер-

госистемы В.А. Шаланда, З.Б. Севрюк; инженеры А.М. Матреничев, А.Н. Дорофейчик, В.М. Чубарь; главный инженер Волковысских электросетей К.П. Цуприк; специалисты Я.Ю. Одляницкий-Почобут, Б.Н. Колосовский, Н.П. Пеньковский и многие другие.

Особое восхищение вызывает наш рабочий класс – те, кто, не имея специального, а некоторые даже среднего образования, успешно освоили самое современное на то время оборудование, в том числе и устройства РЗА, и длительный период его надежно эксплуатировали. Среди них дежурные электромонтеры В.И. Копач, В.Ф. Зарецкий, Г.И. Мандрик, Ф.В. Тышкевич, С.П. Ярошевич, М.Л. Черняк, Г.М. Климчук; первые релейщики А.Ф. Стахеев, Р.И. Ольшевская, Н.Л. Ольшевский; электрослесари П.А. Куделько, Б.П. Карнацевич, Н.К. Жаворонок, Ч.И. Беленинник, М.М. Никитик, Е.И. Лещук и др. Длительное время аккумуляторщиком подстанции работал участник Великой Отечественной войны А.Ф. Цепков.

За прошедшие 50 лет на подстанции сменилось несколько поколений специалистов. Если первые годы здесь не было ни одного специалиста с высшим и даже среднетехническим образованием, то в настоящее время на ней трудится девять инженеров-электриков, несколько техников-электриков. И только один работник имеет среднее образование. Таким образом, новейшее современное дорогостоящее оборудо-

вание находится в надежных руках. Сегодня на трудовой вахте первенца электросетевой энергетики Гродненщины стоят молодые, образованные, инициативные работники: начальник подстанции С.А. Грецкий; ведущий дежурный инженер А.Н. Сонец; мастер В.Г. Лавренюк; старший мастер РЗА С.Г. Кислый; дежурные инженеры А.Н. Врублевский, С.А. Журов, Е.В. Боев, Ю.А. Скаскевич; электрослесари В.И. Куделько, П.А. Топчилюк, В.В. Ковальчук, С.Г. Шулейко; электромонтер РЗА В.А. Синевич.

Большую роль в реконструкции подстанции, внедрении современного оборудования, устройств РЗА и других новшеств, а также в подборе и подготовке кадров сыграли главные инженеры РУП «Гродноэнерго» А.Н. Дорофейчик и С.Д. Драница; заместитель главного инженера С.В. Сковородцев; начальники служб энергосистемы Е.К. Цуприк, А.В. Трусенков; директор ВЭС П.Н. Прохор; главный инженер И.И. Шелестович и др.

Особо хочется отметить руководство и персонал Высоковольтного РЭС Волковысских электросетей: начальника Н.В. Глинского, главного инженера С.Н. Печко и его заместителя А.Б. Рогоцевича, начальника службы подстанций А.А. Ермака и других, которые много сделали и делают для повышения уровня эксплуатации и надежности одного из важнейших объектов энергосистемы нашей страны.

В настоящее время от ПС отходит 18 линий: две ВЛ 330 кВ, пять ВЛ 220 кВ, шесть ВЛ 110 кВ и пять ВЛ 35 кВ. Установлено три автотрансформатора суммарной мощностью 450 МВА. По трем линиям транзитом происходит электроснабжение Гродненского энергоузла. Подстанция «Россь» является одним из важнейших источников энергоснабжения Волковысского и Гродненского энергоузлов.



Сотрудники и ветераны подстанции, 2002 год

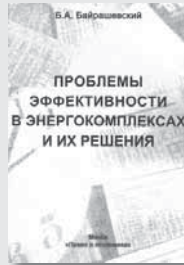
А.Н. ДОРОФЕЙЧИК,
с 1988 по 2002 год главный инженер РУП «Гродноэнерго»



ПРЕДЛАГАЕТ ОЗНАКОМИТЬСЯ С НОВЫМИ ИЗДАНИЯМИ ПО ЭНЕРГЕТИКЕ

- Байрашевский, Б.А. Проблемы эффективности в энергокомплексах и их решения: монография / Б.А. Байрашевский. – Минск: Право и экономика, 2011. – 526 с.

В издании рассматриваются вопросы экономии ресурсов и выявления резервов повышения эффективности работы широкого спектра энергетического оборудования в энергокомплексах, котельных, системах теплоснабжения и на промышленных предприятиях. Часть материала является итогом критического пересмотра известных традиционных подходов к эксплуатации устройств и их комплексов, связанных с производством электроэнергии и теплоты на фоне оценок их эффективности.



- Жук, М.М. 100 вопросов, 100 ответов об атомной энергетике / М.М. Жук. – 3-е изд., стер. – Минск: Дом прессы, 2011. – 111 с.

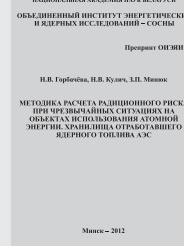
В издании рассказывается об устройстве атома, основных видах излучения, управлении цепной ядерной реакцией деления, ядерном топливе, приводятся некоторые данные об источниках радиационной опасности и возможностях возобновляемых источников энергии. Приведен словарь терминов, используемых в издании.



Вторая часть издания построена в форме вопросов и ответов, которые касаются проблем, связанных с безопасностью атомных электростанций, будущим ядерной энергетики, перспективами развития мировой ядерной энергетики и др.

- Горбачева, Н.В. Методика расчета радиационного риска при чрезвычайных ситуациях на объектах использования атомной энергии. Хранилища отработавшего ядерного топлива АЭС / Н.В. Горбачева, Н.В. Кулич, З.П. Минюк. – Минск: ОИЭЯИ, 2012. – 38 с.

При разработке методики вероятностного риска-анализа сложных технических систем использованы концепции при разработке методики прогнозирования радиационного риска для населения при чрезвычайных ситуациях на крупных хранилищах отработавшего ядерного топлива атомных электростанций. Для оценки вероятности разрушения инженерных барьеров, предотвращающих выход радиоактивности в окружающую среду, использована параметрическая модель теории надежности «нагрузка – несущая способность».



Для оценки масштаба возможного разрушения конструкции инженерного барьера реализована концепция потенциальной зоны разрушения. В качестве дискретной модели разрушенной массы топлива использован логарифмически нормальный закон, описывающий статистическое распределение геометрических размеров частиц, образующихся в результате разрушения ядерного топлива.

Разработанный математический аппарат оценки радиационного риска чрезвычайных ситуаций применен на практике для оценки риска для населения Беларуси хранилищ отработавшего ядерного топлива в Литве и в зоне отчуждения Чернобыльской АЭС. Сравнительный анализ безопасности проектов Промежуточного хранилища отработавшего ядерного топлива (Литва) и Централизованного хранилища отработавшего ядерного топлива (Украина), выполненный с использованием программного комплекса RADRISK, продемонстрировал преимущество немецкой технологии хранения перед американской.

Проведенные расчетные исследования показали, что программный комплекс RADRISK является перспективной вычислительной технологией для принятия технических решений, направленных на повышение безопасности, с использованием информации о риске.

- Родионов, В.Г. Энергетика. Проблемы настоящего и возможности будущего / В.Г. Родионов. – М.: ЭНАС, 2011. – 346 с.

Рассмотрены современное состояние и вероятные направления развития мировой энергетики в условиях уменьшения запасов ископаемого топлива и обостряющихся противоречий между требованиями интенсификации развития и экологическими ограничениями.



Дан сопоставительный обзор отечественной и зарубежной практики эксплуатации электрических станций различных типов и методов совершенствования энергетического оборудования.

В издании обсуждаются традиционные энергетические технологии, возобновляемые источники энергии, а также альтернативные подходы и идеи, многие из которых пока еще представляются фантастическими.

- Цыганов, А.Р. Биоэнергетика: энергетические возможности биомассы / А.Р. Цыганов, А.В. Клочков; Национальная академия наук Беларуси, Отделение аграрных наук, Белорусская государственная сельскохозяйственная академия. – Минск: Белорусская наука, 2012. – 142 с.

Рассмотрены возможности и перспективы использования биоэнергетических ресурсов для получения энергии. Обобщен и проанализирован опыт различных государств по использованию потенциала биоэнергетики.



Приведены примеры эффективного использования биоэнергетического потенциала сельскохозяйственного производства. Учен опыт Республики Беларусь по получению и использованию энергии биомассы.

Издания не продаются!

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

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

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

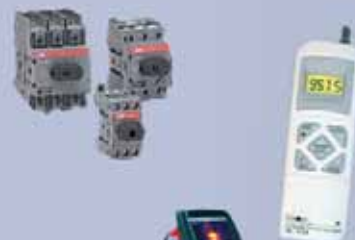
220004, г. Минск, пр-т Победителей, 7, РНТБ, тел.: (017) 203-31-00

e-mail: edd@rlst.org.by, www.rlst.org.by

ПЭК ПромЭнергоКомплекс

ПРЕДЛАГАЕТ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

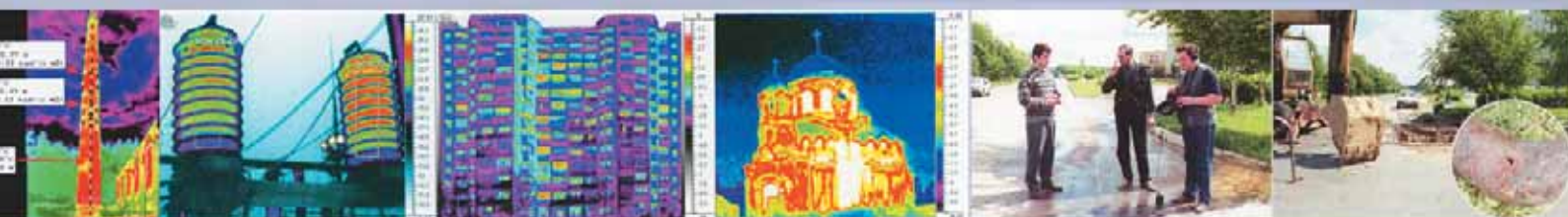
- Котлы на местных видах топлива (опилки, щепа, торф, гранулы)
- Линии по приготовлению гранулированного топлива
- Системы частотного регулирования на напряжение 0,4–10 кВ (полный комплекс работ от проекта до ввода в эксплуатацию)
- Низковольтное и высоковольтное электротехническое оборудование
- Контрольно-измерительные приборы (электронные термометры, пирометры, кабелеискатели, течеискатели, трассоискатели, влагомеры, измерители шума и вибрации, тепловизоры, расходомеры, рефлектометры, ультразвуковые приборы для энергоаудита и диагностики)
- Комплектация электротехнических лабораторий



Оказываемые услуги

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

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



ПРОДАЖА - РЕМОНТ - ГАРАНТИЯ