

Центр | Юг | Северо-Запад | Дальний Восток | Сибирь | Урал | Приволжье

ЭНЕРГО**НАДЗОР**

№2 (102), март-апрель, 2018 год



Вячеслав КРАВЧЕНКО,
заместитель министра энергетики РФ:

«Для нас важны качественные показатели генерации, но в большей степени всех, и в первую очередь потребителей, интересует цена»

ПРИБОРЫ МАРКИ «ТЭМП»

ООО НПП «Технотест» с 1992 года производит переносные твердомеры ТЭМП и ультразвуковые толщиномеры ТЭМП-УТ, которые эксплуатируются практически во всех отраслях мировой промышленности, внесены в Госреестры России, Казахстана, Беларуси, Украины, Узбекистана, Литвы, а также в руководящие документы Газпрома, РЖД, Росатома, теплоэнергетики и так далее.



Преимущества приборов марки «ТЭМП»:

- приемлемые цены;
- отличное качество;
- удобство работы;
- большой ресурс эксплуатации;
- быстрое техническое обслуживание.

ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

Портативный динамический твердомер ТЭМП-2:

- плоский металлический корпус с боковым оребрением;
- подсветка дисплея;
- температурный диапазон эксплуатации – от -20 до +60°C;
- непрерывный ресурс работы – 400 часов;
- память на 255 результатов измерений;
- эргономичная дружелюбная клавиатура с четким назначением кнопок управления прибором – включения, выбора шкал твердости, усреднения, смены угла измерения, запоминания данных;
- возможность программирования до 64 пользовательских шкал по стали, а также различным материалам и изделиям;
- расширенный диапазон измеряемой твердости: от баббита и мягкого припоя (от 10 HB) до высоколегированных термообработанных сталей (70 HRC и выше).



Ультразвуковой толщиномер ТЭМП-УТ:

- удобный корпус и клавиатура;
- регулируемая подсветка дисплея, которая работает как указатель наличия акустического контакта;
- температурный диапазон эксплуатации – от -30 до +70°C;
- непрерывный ресурс работы – 600 часов;
- память на 10 файлов по 100 результатов в каждом;
- отключаемый цифровой фильтр, обеспечивающий точность и стабильность измерений;
- высокая скорость генерирования и приема акустического сигнала, благодаря чему прибор может эффективно работать как сканер, что важно, например, при выявлении областей очаговой коррозии или оценке состояния износа контролируемых участков трубы или сосуда, работающего под давлением.

НА ВСЕ ПРИБОРЫ МАРКИ «ТЭМП»
ДЕЙСТВУЕТ ГАРАНТИЯ ТРИ ГОДА



ООО НПП «Технотест»

115088 Москва, ул. Шарикоподшипниковская, 4, корп. 1

Тел. + 7 (495) 674-05-86, 675-85-68

Тел./факсы + 7 (495) 674-05-86, 674-24-44

E-mail: temp@technotest.ru, temp@techno-ndt.ru

www.technotest.ru, www.techno-ndt.ru

Журнал «ЭНЕРГОНАДЗОР» ежемесячное издание

Шеф-редактор
Группы изданий «ТехНАДЗОР»
Виталий Леонидович Капустин

Обозреватели
Ольга Паластрова

Дизайн и верстка
Владимир Михалицын

Корректор
Ольга Ануфриева

Редакционный совет

Николай Дмитриевич Рогалев,
ректор Национального исследовательского
университета «Московский энергетический
институт», д.т.н., профессор

Павел Владимирович Илюшин,
заместитель генерального директора – главный
инспектор ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»,
руководитель подкомитета С6 РНК СИГРЭ,
руководитель подкомитета ПК-5 ТК 016
«Электроэнергетика» Росстандарта, к.т.н.

Дмитрий Владиславович Серебряков,
исполнительный директор
СРО НП «Союз «Энергоэффективность»

Яков Митрофанович Щелоков,
заслуженный изобретатель РСФСР, заслуженный
энергетик РСФСР, к.т.н., доцент

Руководители проектов
Анастасия Мосеева

Отдел подписки
Евгения Бойко, Наталья Королева,
Татьяна Купреенкова, Галина Мезюха
Тел. +7 (343) 253-89-89, 8-800-700-35-84
E-mail: info@tnadzor.ru

Учредитель и издатель
ООО «Издательский дом «Информ-Медиа»
620012 Екатеринбург,
ул. Машиностроителей, 19, оф. 229

Редакция журнала «ЭНЕРГОНАДЗОР»
121099 Москва, Смоленская пл., 3
Тел. 8 (800) 700-35-84
620017 Екатеринбург, а/я 796
Тел./факс (343) 253-89-89
E-mail: info@tnadzor.ru
www.tnadzor.ru

Представительство в Челябинске
Тел. +7 (351) 266-66-78
E-mail: info@tnadzor.ru
Представительство в Омске
E-mail: omsk@tnadzor.ru

Свидетельство о регистрации
ПИ № ФС 77-63384 от 16 октября 2015 г.
выдано Федеральной службой по надзору
в сфере связи, информационных технологий
и массовых коммуникаций.

Подписано в печать 4 апреля 2018 года.
Выход из печати 9 апреля 2018 года.
Отпечатано в ООО «Заппринт»
620043 Екатеринбург, ул. Ухтомская, 45, л. А
Тел./факс +7 (343) 287-03-52(54)
www.artesprint.ru
Заказ № 44400/1 от 3 апреля 2018 г. Тираж 5 000 экз.

Редакция не несет ответственности за содержание
рекламных материалов. **Р**
Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов.
«Пресса России» – подписной индекс 82486
«Урал-Пресс» – подписной индекс 02764
Свободная цена

18+

СОДЕРЖАНИЕ

СТРАТЕГИЯ ОТРАСЛИ

Факты, события, комментарии	2
Модернизация мощностью 40 гигаватт	6
Братство Азиатского кольца	8
Общественный совет как эталон	10

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Цифровизация в действии	11
Порядок согласования.....	14

АТОМНОМУ НАДЗОРУ – 35 ЛЕТ

Навстречу цифровому будущему	16
Толерантное топливо для АЭС.....	17

ЯЗЫКОМ ДИАГРАММ

Теплоэнергетика России	18
------------------------------	----

ГЕНЕРАЦИЯ

Вокруг старых ТЭС ломаются копья.....	19
С учетом региональных условий	20
Этот дорогой вынужденный режим	22
Торгуем в розницу.....	23

СЕРТИФИКАЦИЯ И СТАНДАРТИЗАЦИЯ

Риторические вопросы в светодиодном освещении	24
---	----

ЭНЕРГЕТИКА И ПРАВО

Обзор законодательства.....	26
-----------------------------	----

ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ

Доктора вызывали?.....	28
О культуре монтажа	30
К наилучшим доступным технологиям	32
Литий выходит на авансцену	33

ОБРАТНАЯ СВЯЗЬ

Ответы на вопросы специалистов	34
--------------------------------------	----

СЛУЖБА НАДЗОРА

Обзор аварий и несчастных случаев	36
Результаты проверок.....	38
В зеркале 2017 года	40

РОССИЙСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ-2018



16 марта в Москве под председательством Министра энергетики РФ Александра Новака состоялось заседание Организационного комитета по подготовке и проведению Международного форума «Российская энергетическая неделя», который пройдет в Москве с 3 по 6 октября 2018 года. Целью мероприятия является обсуждение актуальной мировой энергетической повестки, определение основных направлений развития отраслей ТЭК, поиск оптимальных решений в ответ на существующие вызовы.

Общее число участников РЭН в 2017 году превысило 10 000 человек. Коли-

чество иностранных стран – участниц московской площадки РЭН-2017 – 94. В этом году на форуме ожидается более 6 000 представителей российских и зарубежных деловых кругов и около 1 000 представителей СМИ. Как и в прошлом году, экспертный совет конкурса, который вновь возглавит Дмитрий Песков, подведет итоги и наградит лучших в рамках Российской энергетической недели в октябре 2018 года.

Особое внимание на предстоящем форуме будет уделено модернизации и внедрению цифровых и альтернативных технологий в энергетику.

ПИТАЮЩАЯ ПОДСТАНЦИЯ ВОРОНЕЖА

ФСК ЕЭС (входит в группу «Россети») модернизирует подстанцию 220 кВ «Южная» – главный питающий центр Воронежа. В результате будет повышена надежность электроснабжения потребителей города и обеспечены условия для выдачи мощности нового энергоблока Воронежской ТЭЦ-1.

На подстанции «Южная» будут заменены 12 воздушных выключателей класса напряжения 110 кВ на элегазовые аналоги. Такое оборудование обладает более высокими показателями эксплуатационной надежности и требует минимального обслуживания.

Массовая замена выключателей проводится в рамках подготовки к выдаче новой мощности Воронежской

ТЭЦ-1. Это делается для обеспечения необходимого уровня надежности работы распределительной сети 110 кВ Воронежа ввиду предстоящего роста нагрузок. В 2018 году на Воронежской ТЭЦ-1 должен быть введен в строй парогазовый энергоблок мощностью 223 МВт.

Подстанция 220 кВ «Южная» была построена в 1959 году. От ее бесперебойной работы зависит электроснабжение бытовых потребителей Воронежа, а также ряда крупных промышленных предприятий, таких как Воронежский шинный завод (совместное предприятие итальянской компании Pirelli и Госкорпорации «Ростех») и завод «Воронежсинтезкаучук» (входит в холдинг «СИБУР»). Установленная мощность подстанции составляет 530 МВА.

ПЕРЕДОВОЙ ПРОДУКТ

На Черепетскую ГРЭС осуществлена поставка специальных тканевых высокотемпературных компенсаторов. Компенсаторы предназначены для установки между холодной воронкой котла и двухшнековым горизонтальным конвейером системы сухого золошлакоудаления.

Работа над проектированием и поставкой систем сухого золошлакоудаления и пневмозолоудаления была начата еще в 2010 году. Системы были специально изготовлены на мощностях финских заводов Laitex Oy и Pneuplan Oy и предназначались для двух новых строящихся энергоблоков мощностью 225 МВт каждый на Черепетской ГРЭС.

В процессе поставки было изготовлено более ста единиц различных типов конвейеров и управляющих ими систем. Изготовление, шефмонтаж и ввод в эксплуатацию систем для двух энергоблоков заняли почти четыре года.

Система сухого золошлакоудаления Черепетской ГРЭС является действительно передовым продуктом для энергетики России. На настоящий момент только несколько электростанций оснащены подобной технологией. Это решение позволяет практически на 100% использовать золу и шлак, образующиеся в процессе горения угля. Угольные золошлаки активно используются как укрепляющая добавка при изготовлении дорожных покрытий, для производства строительных материалов.



ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ДЕЙСТВИИ



ОАО «Волгограднефтемаш» завершило производство двух витых теплообменников для ОАО «НАФТАН» (Республика Беларусь). Это новый вид продукции, освоение которого велось в рамках НИОКР.

Отличительной особенностью этого оборудования является то, что теплообменные трубы в них навиты геликоидально по перекрестной сетке вокруг внутреннего сердечника, в то время как у обычного кожухотрубного теплообменника они прямые и устанавливаются параллельно его продольной оси. Такие теплообменники востребованы в сфере криогенных технологий и на предприятиях по сжижению природного газа. Их эффективность обусловлена относительной компактностью и высокой теплопередачей. Коэффициенты теплоотдачи в среднем в 1,5–2 раза выше, чем в стандартных «прямотрубных».

Ранее производством аналогичных аппаратов занимались зарубежные производители, такие как Linde, Sondex, Wolverine Tube division и другие. Изготовление данного вида оборудования расширяет линейку выпускаемой ОАО «Волгограднефтемаш» импортозамещающей продукции.

НОВАЯ МОДИФИКАЦИЯ СТАНЦИЙ УПРАВЛЕНИЯ

Завод «Ижнефтемаш» выпустил первую промышленную партию станций управления ИНМ-3-ЧР-800 для установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) с рабочим током до 800А.

ИНМ-3-ЧР-800 стала четвертой модификацией в линейке станций управления УЭЦН производства ижевского предприятия ГК «Римера». По сравнению со станциями управления с рабочим током 250А, 400А и 630А ИНМ-3-ЧР-800 оснащена электронными компонентами, имеющими более длительный эксплуатационный ресурс, а также дополнительными силовыми элементами корпуса. Первая партия станций

управления ИНМ-3-ЧР-800 из 20 единиц уже отправлена заказчику.

Станции управления электроцентробежными насосами с преобразователем частоты ИНМ-3-ЧР предназначены для регулирования частоты вращения вала электродвигателя, оптимизации работы и защиты от отказа погружных электродвигателей, находящихся внутри скважины. Станции ИНМ-3-ЧР имеют моноблочную конструкцию повышенной надежности, встроенный выходной фильтр и новое программное обеспечение.

В ближайших планах ижевского предприятия – обеспечить производство не менее 40 станций управления УЭЦН ежемесячно.

ЗАМЕНА ЛИТИЙ-ИОННОЙ ЭКСПАНСИИ

Белорусские инженеры нашли способ для противостояния литиевой зависимости, на пороге которой оказался весь мир. Все больше компаний в мире стремятся разрабатывать перспективные технологии в качестве заменителей традиционных энергоносителей на основе углеводородных материалов. Но существует дефицит на главный компонент батареек – литий.

Массовое производство электрических машин и устройств уже обозначило дефицит важного металла. На данный момент разведано всего 14 миллионов тонн запасов лития. Это не так много, если учесть, что 1 батарея для Tesla Model S требует 52,5 килограмма лития, а их планируется производить около 10 000 штук в год. В Китае, например, уже осознали редкость металла, а потому повысили его стои-

мость на 300%. Также это неудивительно и потому, что КНР – практически литиевый монополист, ведь основные залежи находятся как раз в Поднебесной. Конкурировать с КНР по размерам запасов может и Афганистан.

В Белоруссии инженеры разработали технологию, которая вполне может стать альтернативной батарейкам. Ученые смогли разработать очень простой и дешевый специальный графеноподобный материал, на основе которого удалось создать суперконденсаторы нового поколения.

Эта технологическая новинка хоть и уступает по запасаемой удельной мощности литию (20 ватт-часов против 200), но она намного дешевле в производстве и имеет намного больший срок службы. АКБ на основе графеноподобного вещества уже имеют удельную мощность 60–70 ватт-часов.

НА МЕЖДУНАРОДНОЙ ВЫСТАВКЕ САВЕХ-2018

С 20 по 22 марта в московском ВВЦ «Сокольники» прошло главное событие марта для всей кабельной индустрии России, стран СНГ и государств дальнего зарубежья – Международная выставка Савех-2018. ГК «Москабельмет» являлся одним из постоянных участников этого большого события и в очередной раз удивила гостей уникальным стендом, который представлял собой станцию метро с несколькими переговорными кабинками, оснащенными силовым кабелем среднего напряжения ТЭВОКС – эволюционной разработкой этого поколения.

На выставочном стенде гости могли ознакомиться со всем ассортиментом продукции, выпускаемой компаниями: от различных номенклатур оптических и силовых кабелей до медной катанки и обмоточных проводов.

Инновационный кабель, который демонстрировался на выставке, был представлен на российском рынке еще в сентябре 2017 года и за короткое время дал толчок для производства более качественных и безопасных изделий. В его производстве на 85% используются отечественные материалы. Это значит, что быстрыми темпами уменьшается себестоимость кабеля.



СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ «НИВА»

Астраханский филиал ПАО «МРСК Юга» (входит в ГК «Россети») примет в сеть электроэнергию с солнечной электростанции «Нива» в Приволжском районе области. Солнечная электростанция мощностью 15 МВт введена в эксплуатацию в марте 2018 года.

Для технологического присоединения электростанции «Нива» астраханский филиал МРСК Юга успешно провел техническое переоснащение подстанции 35-110 кВ «Фунтово». Часть выработанной электроэнергии будет поступать в сети МРСК Юга для электроснабжения поселков Фунтово и Фунтово-2 Приволжского района.

В течение года «Нива» сможет вырабатывать 21 млн. кВт/ч электроэнергии. Такой объем эквивалентен годовому потреблению электроэнергии 10 тысячами жителей Астраханской области. «Нива» стала второй по счету крупной солнечной электростанцией из девяти запланированных к вводу в эксплуатацию в Астраханской области.



ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ВВОДЫ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ



ФСК ЕЭС оснастит высоковольтными вводами нового поколения все крупные подстанции Волгоградской области. До конца 2018 года будут заменены 20 вводов на подстанциях напряжением 220-500 кВ. Высоковольтные вводы являются частью основного оборудования и предназначены для передачи напряжения от линии электропередачи к обмотке автотрансформатора.

Для замены устаревших вводов используются новейшие устройства российского производства с твердой RIP-изоляцией. Подобный тип изоляции более надежен, экологически безопасен и не содержит горючих материалов, что

практически устраняет риск возможного пожара.

На ряде объектов модернизация уже завершена. Так, на подстанции «Юбилейная», питающей электроэнергией металлургический завод «Красный Октябрь», выполнена замена оборудования на силовых трансформаторах. На подстанции «Кировская», которая обеспечивает энергоснабжение объектов Волго-Донского судоходного канала, а также Кировского и Красноармейского районов Волгограда, заменены вводы трансформаторов и масляного выключателя. Кроме того, заменены вводы масляного выключателя на подстанции «Северная», которая питает промышленных и бытовых потребителей Тракторозаводского и Краснооктябрьского районов города.

НОВЫЙ ЭНЕРГОБЛОК ПОДКЛЮЧЕН К СХЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В начале марта ПАО «Квадра» получило разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки Алексинской ТЭЦ от Ростехнадзора, а сейчас от действующей части станции подано напряжение для собственных нужд ПГУ-115 МВт.

Основная схема питания является постоянной для энергоблока – она позволяет одновременно включить в работу электродвигатели, вспомогательные механизмы и пусковые двигатели. Таким образом, процесс ввода в экс-

плуатацию ПГУ-115 МВт Алексинской ТЭЦ вышел на финишную прямую.

Проект строительства ПГУ-115 МВт входит в инвестиционную программу ПАО «Квадра» и реализуется в рамках договоров предоставления мощности (ДПМ). После завершения проекта установленная электрическая мощность Алексинской ТЭЦ вырастет на 115 МВт и составит 177 МВт, установленная тепловая мощность увеличится на 90 Гкал/ч и составит 240 Гкал/ч. За счет ввода ПГУ-115 МВт Алексинская ТЭЦ будет производить около 890 млн. кВтч электроэнергии в год.

ПИЛОТНАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ «ЦИФРОВОГО ПРОИЗВОДСТВА»

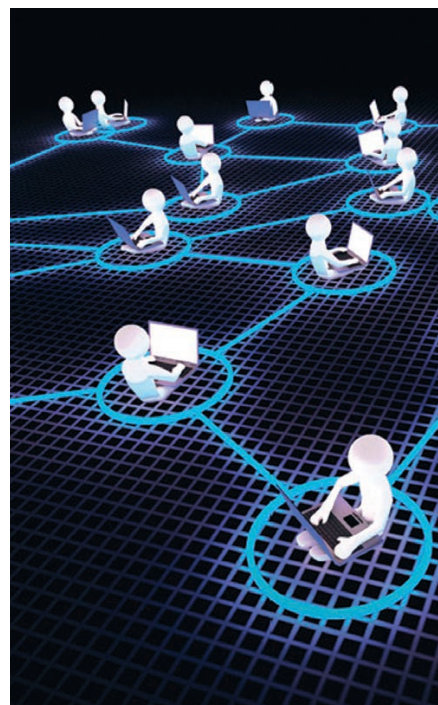
«Цифровизация должна охватить все звенья теплового узла – выработку, распределение и сбыт тепловой энергии, – заявил директор ПАО «Т Плюс» по информационным технологиям Александр Антонов на конференции «Энергия 2.0. Цифровая трансформация и развитие зеленой энергетики».

Наиболее важным аспектом нового подхода должно стать совершенствование бизнес-процессов, основанное на новых технологических возможностях. Принимается в расчет обеспечение оперативного, достоверного учета энергоресурсов, оптимальное управление режимами, предиктивная диагностика отказов на генерирующем и сетевом оборудовании и автоматизация объектов тепловых сетей. Также планируется внедрить систему интел-

лектуального трейдинга и управления технико-экономическими показателями.

Отношения с конечным потребителем также планируется в значительной мере перевести в «цифру», создав единый клиентский портал и задействовав элементы «умного» контракта. Комплексные системы безопасности и «умное» управление рисками охраны труда тоже станут частью пилотного проекта.

Завершить реализацию пилотного проекта в Ижевске предусмотрено в первом квартале 2020 года. По результатам масштабной апробации планируется развертывание «цифрового производства» по всему периметру ПАО «Т Плюс» в 16 регионах присутствия. Завершить цифровизацию операционной деятельности холдинга предполагается в 2023 году.



ЮЖНАЯ АВСТРАЛИЯ – МИРОВОЙ ЛИДЕР В СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

В общей сложности солнечная энергетика поможет трудоустроить в австралийском штате более 10 000 человек. Это выводит Южную Австралию на позиции мировых лидеров, ставя в один ряд с Италией и Германией. Однако федеральное правительство Австралии по-прежнему игнорирует достижения регионов и продолжает поддерживать угольных магнатов, пишет Gizmodo.

Только за январь 2018 года солнечные батареи установили на 16 042 крышах домов в Южной Австралии. Для этого потребовалось создать 5 337 рабочих мест, и совсем скоро (когда заработает сразу несколько крупных солнечных ферм суммарной мощностью 2,3 ГВт) откроются вакансии еще для 5 456 сотрудников. Таким образом, солнечная энергетика

штата поможет трудоустроить более 10 000 человек, превратив страну в мирового лидера этой отрасли. На сегодняшний день 48% электроэнергии в штате генерируется с помощью чистых источников. Для сравнения: главные энергосети страны были задействованы всего на 17%. Квинсленд, в свою очередь, лидирует в сфере трудоустройства – только на строительстве объектов занято 6 421 человек.

«Единственное, что не дает Южной Австралии произвести настоящую революцию в области чистой энергетики – это противодействие со стороны федерального правительства, – уверен директор компании GetUp Сэм Реджестер. – Политики по-прежнему принимают решения, исходя из интересов их спонсоров – владельцев угольных шахт, а вовсе не из интересов общества, окружающей среды и экономики».



О ГЕОГРАФИИ ВИЭ

«Русэнергосбыт» считает строительство электростанций на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) целесообразным только в регионах с децентрализованным энергоснабжением. Об этом заявил глава компании Михаил Андронов в ходе конференции «Энергия 2.0. Цифровая трансформация и развитие зеленой энергетики».

«Часть (страны), где нужно заниматься ветром и солнцем, в большей доле совпадает с зоной, где отсутствует единая энергосистема. Мы великая углеводородная держава. При этом половина страны не включена в Единую энергосистему: там огромная цена на электроэнергию, и там ВИЭ окупаются. ВИЭ нужно делать там, где окупаемость есть. А строить там, где уже есть (энергомощности), я считаю нецелесообразным», — сказал глава «Русэнергосбыта» М. Андронов.

Тарифная нагрузка при строительстве электростанций на основе ВИЭ в зоне Единой энергосистемы ложится на мелкий и средний бизнес. В связи с этим целесообразно отказаться от продления механизма ДПМ в возобновляемой энергетике после 2024 года в пользу рыночных механизмов. При этом необходимо стимулирование возобновляемой микрогенерации.

Модернизация МОЩНОСТЬЮ 40 гигаватт

Замминистра энергетики РФ о модернизации тепловой генерации

Минэнерго надеется уже к маю разработать все нормативные документы для запуска программы модернизации тепловой генерации. О том, какой механизм возврата средств инвесторов там будет прописан, «Ъ» рассказал заместитель министра энергетики РФ Вячеслав Кравченко. Публикуется в сокращении.

– Минэнерго для модернизации ТЭС предлагало схему, которая мало чем отлична от традиционной модели ДПМ (договоры на поставку мощности с выплатами выше рыночной цены, которые гарантируют возврат инвестиций). А другие варианты рассматривали?

– Рассматривался следующий вариант: дожидаться возникновения реального энергодефицита и уже тогда проводить конкурс на строительство новых мощностей. Но вариант получался достаточно дорогим, потому что между модернизацией и «гринфилдом» разница в цене от двух до четырех раз. То есть если мы дождемся вывода объекта из эксплуатации и на его месте будем строить новый, то цена получится на уровне 75 тыс. руб. за 1 кВт, такая цена у нас сейчас сложилась по Калининграду.

Для нас, безусловно, важны качественные показатели генерации, но в большей степени всех, и в первую очередь потребителей, интересует цена. Мы исходили из того, что она должна быть минимальной.

– Когда этот энергодефицит может возникнуть?

– При подготовке проекта энергостратегии и в генсхеме (электроэнергетики). – «Ъ») мы просчитали, что пересечение кривой спроса и предложения наступает где-то в районе 2025 года плюс-минус два года.

– А почему отказались от варианта с повышением цены старой мощности – конкурентного отбора мощности (КОМ)?

– Один из вариантов был отыгрывать все ценой КОМа, но мы понимаем, что придется отказываться от системы ценообразования на мощность, принятой несколько лет назад. Нам пришлось бы опять делать цену не в среднем по ценовой зоне оптового энергорынка (их две – европейская часть РФ с Уралом и Сибирь. – «Ъ»), а по каждой зоне свободного перетока (ЗСП, более мелкое деление территории оптового энергорынка. – «Ъ»), и в отдельных регионах уровень цен сложился бы достаточно высоким. Пришлось бы играть в такую же игру: при возникновении дефицита в соответствующей ЗСП строить «гринфилд», но тогда цена была бы



распределена не по ценовой зоне, а только в соответствующей ЗСП. Поэтому от этой модели мы отошли, хотя если смотреть с точки зрения рынка, она, наверное, является наиболее правильной.

– За отсутствие рыночных решений в концепции модернизации Минэнерго многие критикуют. Может, стоило дореформировать рынок и создать механизм, который поднимет цену КОМ до необходимого уровня?

– Первый и самый значимый фактор – это цена. К еще более высокой цене сейчас никто не готов. Второе, нам бы пришлось очень сильно увеличивать сроки отбора мощности, то есть уходить с четырех лет на значительно более длительные периоды. Сейчас мы планируем продлевать КОМ на шесть лет, чтобы быть уверенными в том, что полученные деньги генкомпания направят на продление ресурса и поддержание оборудования в надлежащем состоянии. Если уходить на восемь или двенадцать лет – это будет кардинально другая

ДЛЯ НАС ВАЖНЫ
КАЧЕСТВЕННЫЕ
ПОКАЗАТЕЛИ
ГЕНЕРАЦИИ, НО В
БОЛЬШЕЙ СТЕПЕНИ
ВСЕХ ИНТЕРЕСУЕТ ЦЕНА

модель. И я не уверен, что она будет принята как потребителями, так и генераторами.

Что касается предложенного Минэнерго механизма, безусловно, он похож на ДПМ, но все-таки есть и отличия.

– Каков верхний порог объема мощности для модернизации?

– Мы предполагаем, что в модернизацию пойдет до 40 ГВт – это верхняя планка. При этом мы понимаем, что необходимо вводить ограничения по объему вводимых мощностей в год. Второе – нужно избежать знаменитых «ДПМовских горбов» (пиковых выплат по инвестконтрактам в определенные годы. – «Ъ»). Задача – попытаться спланировать ценовую нагрузку так, чтобы она была более или менее равномерной и вписывалась в инфляцию. И этими двумя показателями можно играть, то есть заявлять на ежегодный отбор не 4 ГВт, а 3 ГВт и в зависимости от ценовой нагрузки не 50% от «гринфилда», а 25%, например, или просто объем ежегодного платежа.

– По какой схеме будет проводиться отбор инвесторов?

– Мы для себя установили ряд критериев, которым должен соответствовать инвестор для того, чтобы войти в программу модернизации. Оборудование должно отработать свой парковый ресурс более чем на 125%, но при этом у него должна быть высокая электрическая и тепловая нагрузка – выше, чем в среднем по рынку. С генераторами и «Системным оператором» мы долго обсуждали, каким образом определять стоимость. Модернизация – это по сути замена крупных узлов станций: турбины, генератора, котла-утилизатора. Поскольку у ТЭС линейка оборудования достаточно широкая, то мы пошли по достаточно простому пути – мы формируем исчерпывающий перечень модернизационных мероприятий и определяем их эталонную стоимость.

Когда на конкурс приходит инвестор, он берет на себя обязательство, что ресурс станции будет продлен еще на 15–20 лет. Но для этого он должен поменять определенный перечень оборудования, это будет стоить столько-то. Все, у него сформировался price cap, но он может просить и меньше денег. К этой сумме еще будут прибавляться несколько процентов на то, чтобы установить оборудование, задача инвестора – уложиться в эти деньги.

– Как будет считаться доходность?

– Пока мы договорились, что этот метод расчета будет аналогичен ДПМ. В качестве инструмента будут использоваться индикативы долговых обязательств РФ с фиксацией доходности каждый год. В Тамани, например, мы установили доходность в 12%, и инвестор живет с ней 15 лет, но это единичный случай. Мы пока не договорились по поводу того, к каким финансовым инструментам будем привязываться. У нас была идея ориентироваться на ключевую ставку

ЦБ плюс несколько процентов. Но базовый принцип в том, что доходность должна меняться для всех одинаково вне зависимости от того, когда инвестор вошел в проект.

– Как вы строили свой прогноз по росту цен на оптовом энергорынке, который вызвал много споров?

– При расчете нагрузки мы исходили из поручения Президента РФ, что рост цены не должен превышать инфляцию. Мы посмотрели, когда у нас получаются максимальные ценовые значения – это 2021 год – и от этой точки просто провели расчет прогноза цены по инфляции, исходя из долгосрочного прогноза Минэкономики. В результате у нас получился прогноз по текущей цене (в 2021 году составит около 2,6 тыс. руб. за 1 МВт·ч, к 2035 году достигнет 2,875 тыс. руб. за 1 МВт·ч против 3,875 тыс. руб. за 1 МВт·ч при индексации на уровень инфляции. – «Ъ»). В моем понимании, отклонения от нашего прогноза будут минимальными.

– Почему при расчетах цены по инфляции и прогнозной цены вы первой точкой берете 2021 год, когда платежи по ДПМ будут на пике? По сути, до этого года и после тренд должен идти вниз, не получается ли, что кривая цены по инфляции завышена?

– Дело в том, что у нас до 2021 года фактически все уже предопределено и расписано, в расчет цены мы включали объемы финансирования ДПМ ВИЭ, вводы новых станций в Крыму и Калининграде, строительство мусоросжигающих заводов, надбавку для Дальнего Востока. То есть мы уже почти знаем цену в 2021 году. Если мы будем брать за начальную точку 2017 год и выстраивать инфляцию от этого года, то ценник и кривая будут другими, но это не будет иметь никакого отношения к реальной цене, которая будет точно выше. Поэтому зачем себя обманывать?

– А между ценой по инфляции и текущей прогнозной ценой (58,7 млрд. руб. в 2022 году, 851,2 млрд. руб. в 2035 году) будет заложен тот объем средств, который может быть направлен на модернизацию?

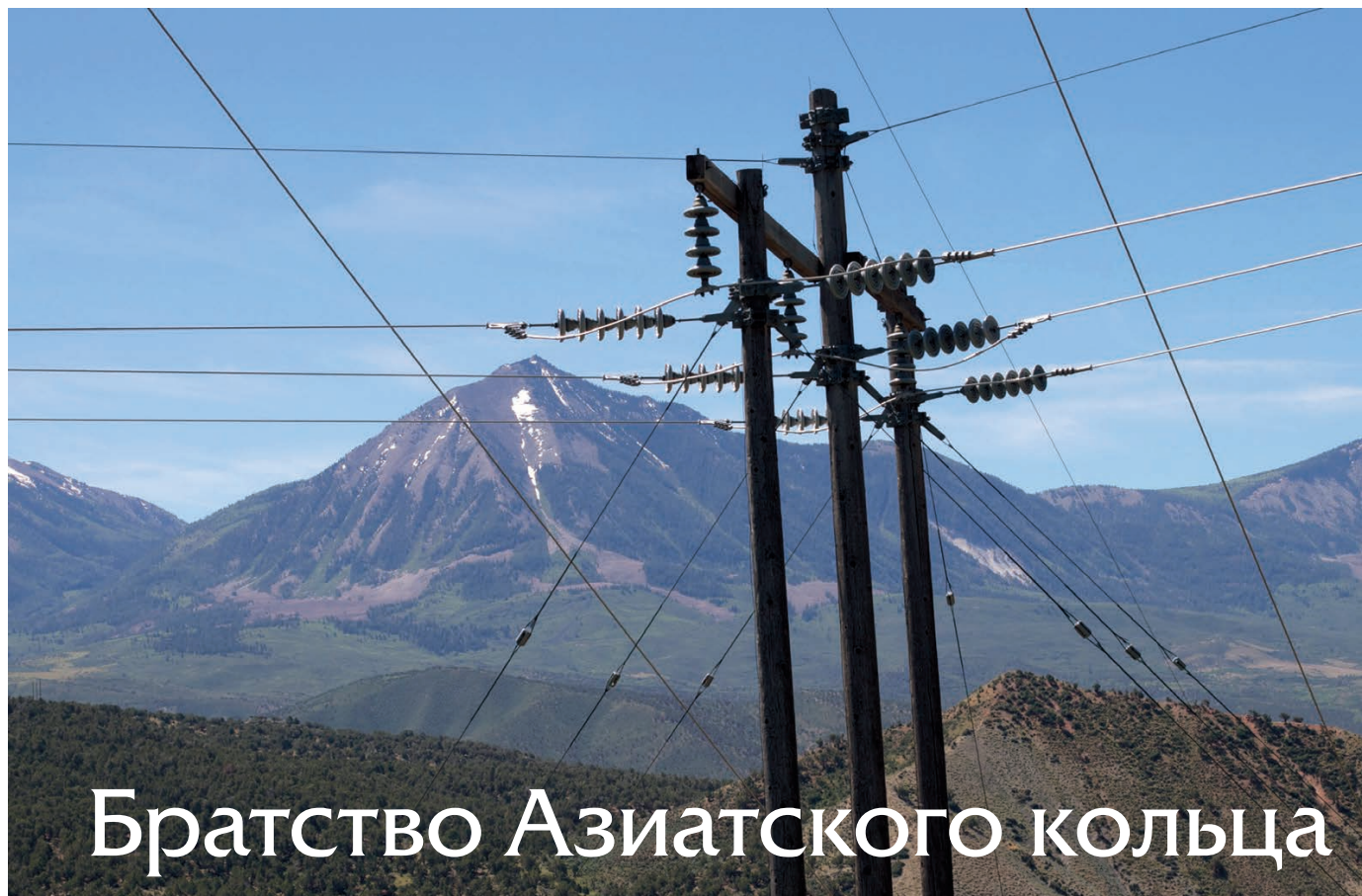
– Этот объем средств может быть направлен не только на модернизацию ТЭС, потому что в поручении Президента говорилось о том, что необходимо посчитать нагрузку с учетом еще других факторов – атомная энергетика, ВИЭ и т. д. Мы провели расчеты для того, чтобы понимать, на что могут рассчитывать все энергетика.

– Вы уже понимаете, как будет распределяться этот объем между атомщиками, ВИЭ и тепловой генерацией?

– Для себя мы определили приоритет – это тепловая генерация, остальные, возможно, пойдут позже.

Источник: «Коммерсантъ»

В РАСЧЕТ ЦЕНЫ МЫ ВКЛЮЧАЛИ ОБЪЕМЫ ФИНАНСИРОВАНИЯ ДПМ ВИЭ, ВВОДЫ НОВЫХ СТАНЦИЙ В КРЫМУ И КАЛИНИНГРАДЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО МУСОРОСЖИГАЮЩИХ ЗАВОДОВ, НАДБАВКУ ДЛЯ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА



Братство Азиатского кольца

Рост потребностей Азиатско-Тихоокеанского региона в электроэнергии открывает новые возможности для развития инфраструктуры на национальном и трансграничном уровнях. Ежегодная выручка потенциальных участников проекта Азиатского энергокольца может составить 3–7 млрд. долларов.

Идея создания энергокольца возникла почти 20 лет назад, и в 1998–2000 годах ее активно продвигало РАО «ЕЭС России». Суть концепции – в объединении энергосистем России, Китая, Монголии, Южной Кореи и Японии, использовании инфраструктуры для экспорта электроэнергии и получения межсистемного эффекта благодаря оптимизации использования генерирующих мощностей, поскольку пиковые нагрузки в соседних странах приходятся на разное время.

К проекту вернулись в 2012 году. Член совета директоров Japan Bank for International Cooperation (JBIC) Маэда Тадаси накануне саммита АТЭС обратился к вице-премьеру РФ Аркадию Дворковичу и министру энергетики Александру Новаку с предложением проработать вопрос об организации поставок электроэнергии в страны Северо-Восточной Азии, и в Японию в частности. По прогнозам аналитиков, в перспективе рост электропотребления в АТР составит 3–5%. Национальные энергосистемы могут не справиться с этими потребностями в одиночку.

В настоящее время экспортные связи России со странами АТР в сфере электроэнергетики

развиты довольно слабо. Ни в Японию, ни в Южную Корею поставки пока не осуществляются. Экспорт в Южную Корею предполагает прохождение линии электропередачи через КНДР, что чревато политическими затруднениями, особенно в связи с резко обострившейся в последнее время ситуацией.

Экспорт электроэнергии в Китай осуществляется по межгосударственным линиям электропередачи: ВЛ 110 кВ Благовещенская – Хэйхэ, двухцепной ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь и ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ со вставкой постоянного тока на подстанции 500 кВ Хэйхэ. Поставки идут в рамках долгосрочного контракта Восточной энергетической компании (входит в Интер РАО), заключенного в 2012 году и предусматривающего поставки на север КНР не менее 100 млрд. кВтч в течение 25 лет. Ежегодный объем поставок электроэнергии в Китай составляет порядка 3 млрд. кВтч, хотя суммарная пропускная способность ЛЭП вдвое больше – до 6 млрд. кВтч в год.

В незначительных объемах (менее 300 млн. кВтч в год) поставляется электроэнергия в

Монголию. Сейчас ведутся переговоры с монгольской стороной о строительстве новых ЛЭП. Линия электропередачи 500 кВ активно рассматривается как альтернатива строительству каскада ГЭС на реке Селенга. Мощность ЛЭП составит до 1 ГВт. ВЛ-500 объединит пять изолированных энергосистем Монголии. К середине 2018 года планируется завершить расчет стоимости строительства такой линии электропередачи. Российский электросетевой комплекс готов предложить Монголии сразу несколько интеграционных проектов, которые станут масштабным толчком для развития электроэнергетики страны и, как следствие, серьезным стимулом для развития экономики.

Одна из таких инициатив – предложенный «Россетями» маршрут ЛЭП, который может пройти из Хакасии через Тыву в Монголию, где позволит объединить изолированные энерго-районы страны в единую энергосистему, а затем вернуться в Россию через Бурятию в Забайкальский край.

Создание новой электросетевой инфраструктуры является перспективным проектом, а предлагаемая линия в будущем может стать частью Большого Азиатского энергокольца.

– Страны – участники создания Азиатского энергокольца должны решить глубинные проблемы, мешающие его реализации, – считает генеральный директор «ДВЭУК» Дмитрий Селютин, участник ВЭФ-2017. – В Японии экспорт электроэнергии запрещен, в Китае наш тариф невыгоден. Для того чтобы прийти к однозначному выводу об экономической и технологической целесообразности проекта Азиатского энергокольца, нужно очень подробно изучить балансовую ситуацию в странах, тарифные и законодательные механизмы потенциальных участников проекта, а также ситуацию, связанную с режимами и с диспетчеризацией.

Когда говорят об экономической эффективности данного проекта, то оперируют несколькими вещами. Во-первых, это взаимное резервирование энергосистем. Текущие нормативы резервирования в Российской Федерации очень высоки по сравнению с мировым уровнем. Не приходится говорить и о дополнительном резервировании за счет КНР, учитывая, что северо-восток Китая испытывает определенный дефицит электроэнергии. Взаимное резервирование и в этой связи – повышение показателя надежности энергосистем является дополнительным аргументом.

Теперь поговорим о взаимобмене электроэнергией. Системы регулирования тарифов в России, Китае и Японии принципиально отличаются. РФ крайне плохо поставляет электроэнергию в КНР по причине того, что российские энерготарифы неконкурентоспособны с китайскими. «Восточная энергетическая компания» (дочернее предприятие ПАО «Интер РАО») осуществляет поставки в Китай только забалансовой электроэнергии, которая не учитывается в формировании баланса. Поэтому с

точки зрения взаимобмена, по крайней мере в КНР, предстоит решить непростую задачу по взаимному тарифному регулированию. Это является препятствием для экспортного потенциала электроэнергии Дальнего Востока.

Японское законодательство вообще запрещает импорт электроэнергии. Получается, что инициаторы проекта Азиатского энергокольца в Японии должны добиться снятия этого запрета.

Выводы совместного исследования Сколтеха и Института систем энергетики СО РАН показали, что создание связей между энергосистемами стран Северо-Восточной Азии несет в себе большой потенциал вне зависимости от того, какой сценарий интеграции будет выбран. Объем перетоков между странами – участниками проекта может достигнуть 400 ТВтч в год. При этом наибольшую эффективность создают не двусторонние, а многосторонние энергетические связи между Россией, Китаем, Японией, Монголией и странами Корейского полуострова. Системные эффекты оцениваются более чем в \$24 млрд. в год, позволяя сократить инвестиции на \$65,5 млрд. и уменьшить потребность в генерирующих мощностях на 67 ГВт.

Наибольшую часть (около 60%) системных эффектов от создания Азиатского энергокольца получают Япония и Китай за счет отсутствия необходимости во вводе новых генерирующих мощностей, использования более чистых и дешевых источников энергии. Экономия одной Японии за счет создания энергосвязей со странами Северо-Восточной Азии оценивается в более чем \$14 млрд. топливных издержек в год.

Порядка 30–40% от этого эффекта получит Россия. Сам факт существования ЕНЭС дает возможность эффективного использования российской системы для энергомоста Европа – Россия – Азия.

Минэнерго России ведет активный диалог со всеми заинтересованными сторонами этого проекта и надеется, что в ближайшее время будут обсуждены все технические аспекты Азиатского энергокольца.

Среализацией интеграции следует потопить, предупреждают эксперты Сколтеха. По данным исследования, для масштабного российского энергоэкспорта сейчас существует «окно возможностей», которое закроется в 2018–2019 годах, поскольку из-за ослабления рубля себестоимость строительства экспортно ориентированной генерации и сетей в России в данный момент обходится дешевле, чем в КНР и Южной Корее. Таким образом, рентабельным становится строительство новых ТЭЦ. Это не коснется Японии, поскольку строить электростанции и ЛЭП, ориентированные на экспорт в Страну восходящего солнца, было выгодно и до кризиса.

Источник: www.energyland.info



Общественный совет как эталон

21 марта в Общественной палате РФ с участием министра энергетики РФ Александра Новака и министра РФ Михаила Абызова состоялось заседание Общественного совета при Минэнерго России под председательством президента и председателя правления Сбербанка России Германа Грефа.

Основными темами повестки стали итоги деятельности Минэнерго России за 2017 год, ключевые цели и задачи ведомства на 2018 год, а также предложенные Минэнерго России механизмы модернизации и реконструкции объектов генерации.

Александр Новак сообщил, что российский ТЭК сохранил лидирующую роль как в экономике страны, так и на международной арене.

– В прошлом году мы вышли на 546,8 млн. тонн добычи нефти, 691 млрд. куб. м газа. Динамика добычи угля также демонстрирует тенденцию к росту. В нормотворческой деятельности было принято 5 федеральных законов, 8 законопроектов было внесено в Госдуму РФ, 10 – в Правительство РФ. Утверждено более 80 постановлений и распоряжений Правительства, подготовленных Минэнерго, – сказал министр.

Говоря об итогах работы в нефтяной отрасли, глава Минэнерго России отметил, что в прошлом году было введено 55 месторождений, в том числе Лодочное и Тазовское.

– Рост инвестиций в отрасль составил 10% по отношению к 2016 году, а по сравнению с 2011 годом инвестиции практически удвоились, – отметил Александр Новак.

Министр добавил, что прошлый год стал годом исполнения соглашения ОПЕК+, также была завершена работа по подготовке законопроекта по НДС (налог на добавленный доход. – Прим. ред.), который уже внесен в Госдуму, и сейчас идет работа по его принятию. Кроме того, по словам Александра Новака, выполнение планов по модернизации НПЗ позволит увеличить глубину переработки и качество нефтепродуктов.

В числе ключевых задач отрасли на 2018 год глава Минэнерго России назвал утверждение Генсхемы развития нефтяной отрасли на период до 2035 года, принятие закона об НДС, стимулирование нефтепереработки.

Говоря о газовой отрасли, министр отметил, что добыча газа по итогам 2017 года составила 691,1 млрд. куб. метров, увеличились поставки газа на внутренний рынок и объемы биржевой торговли, продолжилась газификация регионов и работа над использованием газомоторного топлива. В числе актуальных задач на перспективу Александр Новак назвал реализацию программы формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза.

Глава Минэнерго напомнил, что в прошлом году отмечался юбилей становления угольной отрасли.

– По сравнению с 2016 годом на 15% возрос экспорт угля, а за 6 лет – на 75%. Объемы обогащения угля за 6 лет увеличились более чем на 50%, – сказал Александр Новак.

Подводя итоги работы электроэнергетической отрасли, министр сообщил, что в 2017 году в электроэнергетике было введено 3,9 ГВт новой мощности.

– В 2017 году было введено 140 МВт новой мощности ВИЭ, открыт крупный ветропарк в Ульяновской области, – отметил Александр Новак. Глава Минэнерго отметил, что удельный расход условного топлива за 6 лет снизился на 6%, а количество аварий в электросетях – на 23%.

Также министр добавил, что была продолжена работа по снижению зависимости российского ТЭК от импортного оборудования и инновационному развитию отраслей ТЭК.

Председатель Общественного совета при Минэнерго России Герман Греф отметил, что Минэнерго была проделана огромная работа, результаты есть практически по всем направлениям.

Заместитель министра энергетики **Вячеслав Кравченко** коротко доложил о предложенных Минэнерго России механизмах модернизации объектов генерации. Он сообщил, что на модернизацию планируется направить 1 млрд. 350 млн. рублей.

– В настоящее время идет работа над определением критериев отбора для модернизации и решаются вопросы локализации оборудования, применяемого для модернизации, – сказал Вячеслав Кравченко.

В ходе заседания заместитель министра энергетики **Антон Иноуцын** подвел итоги реализации Концепции открытости Минэнерго России. По данным Антона Иноуцына, рост показателя открытости по сравнению с 2016 годом составил 14%.

– Официальный сайт Минэнерго России поднялся за год с 45-го на 22-е место в рейтинге сайтов, также успешно состоялось внедрение механизма «открытых данных», – сказал Антон Иноуцын.

Секретарь Общественного совета при Минэнерго России **Михаил Курбатов** отметил высокий уровень открытости Минэнерго России. Министр Российской Федерации Михаил Абызов выразил мнение, что Общественный совет при Минэнерго в части организации своей деятельности, выбора приоритетов и независимости в суждениях является эталоном для других министерств.

Цифровизация в действии

Результат внедрения «умных сетей» городского и сельского типа в Республике Татарстан

НА ПУТИ К SMART GRID

В наше время, охарактеризованное как четвертая промышленная революция, общемировой тенденцией является увеличение степени цифровизации большинства отраслей экономики, где ключевые роли играют Интернет вещей, автоматизация и децентрализация процессов управления. Вместе с этим стоит отметить, что такая отрасль, как электроэнергетика, стала причастна к Интернету вещей и автоматизации задолго до формализации представления о четвертой промышленной революции. Многие элементы различных уровней электрической сети – от электрической станции до распределительной сети низкого напряжения – имели обратные связи и были способны реагировать на возмущения системы еще в конце прошлого века. При этом современные технологии существенно улучшают жизнь электросетевого комплекса, позволяя все больше отказываться от участия человека в процессе диспетчеризации при управлении электрическими сетями за счет внедрения таких возможностей, как самодиагностика элементов сети.

СТАРТ ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ

Отправной точкой в интеллектуализации электрических сетей Татарстана можно считать 2014 год, когда был реализован демонстрационный проект по внедрению системы автоматического секционирования сети 10 кВ. В рамках проекта сельские распределительные сети были оснащены 30 интеллектуальными элегазовыми выключателями нагрузки столбового исполнения, управляемыми единым контрольным блоком, содержащим в себе отдельную SCADA-систему. Необходимость модернизации распределительной сети 10 кВ была продиктована большим количеством длинных воздушных линий 10 кВ протяженностью от 20 до 40 км, проходящих через лесную и болотистую местность, что затрудняло поиск поврежденных участков линий и приводило к продолжительному обеспечению потребителей.

Применительно к протяженным линиям распределительной сети с неавтоматической аппаратурой секционирования и кольцевания наблюдается прямо пропорциональная зависимость их аварийности от общей длины. При этом время восстановления электроснабжения всех потребителей, с учетом поиска, локализации участка повреждения, устранения причины отключения и последующего включения, также увеличивается при большой общей протяженности магистрали и ответвлений.

Следует также учесть неоптимальную топологию существующих распределительных сетей, включая места кольцевания. Для

решения этой задачи были проведены научно-исследовательские изыскания по определению фидеров, требующих первостепенного вмешательства для снижения частоты и продолжительности отключений. Установка элегазовых выключателей нагрузки позволила секционировать распределительную сеть 10 кВ, что привело к снижению времени на обнаружение места повреждения и увеличению надежности электроснабжения потребителей.

При появлении короткого замыкания на защищаемом участке релейная защита выключателя сигнализирует в SCADA-систему по каналам телеметрии об аварии, после чего происходит цикл АПВ головного выключателя фидера. В случае неуспешного АПВ выключателя, расположенного с питающей стороны, секционирующее устройство автоматически производит отключение поврежденного участка. Система из нескольких выключателей нагрузки способна обнаружить КЗ и автоматически секционировать участок сети в бестоковую паузу. Таким образом, после включения линии с питающей стороны поврежденный участок остается локализованным, и остальные потребители могут продолжить работу.

Данный подход к автоматизации распределительных сетей зарекомендовал себя с положительной стороны, позволив сократить время на поиск места повреждения. В дальнейшем подход был тиражирован на другие участки распределительных сетей, требующих улучшения показателей надежности SAIDI, SAIFI, ENS.

Следующим шагом в интеллектуализации сельских и пригородных сетей 10 кВ стало комбинированное применение элегазовых выключателей



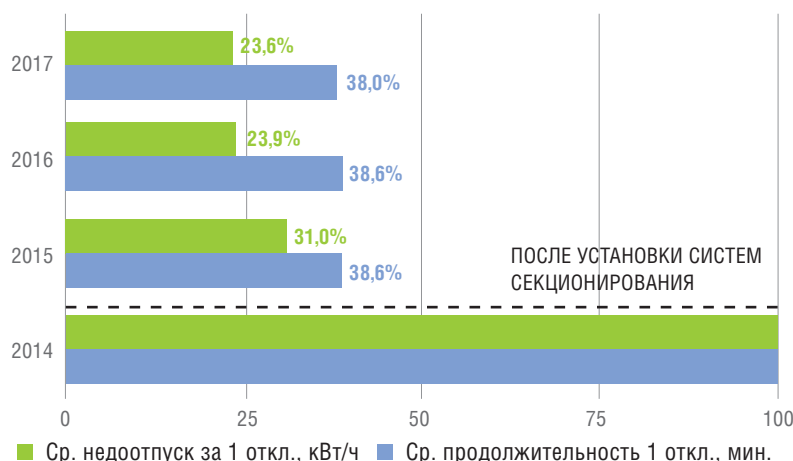
Илшат ГАЛИМЗЯНОВ,
заместитель
генерального
директора –
технический
директор ОАО
«Сетевая компания»
(Казань)

НА НАЧАЛО 2018
ГОДА УСТАНОВЛЕНО
255 ЭЛЕГАЗОВЫХ
ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ
НАГРУЗКИ,
67 РЕКЛОУЗЕРОВ,
70 КОМПЛЕКТОВ
ИНДИКАТОРОВ
КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

География внедрения интеллектуальных решений



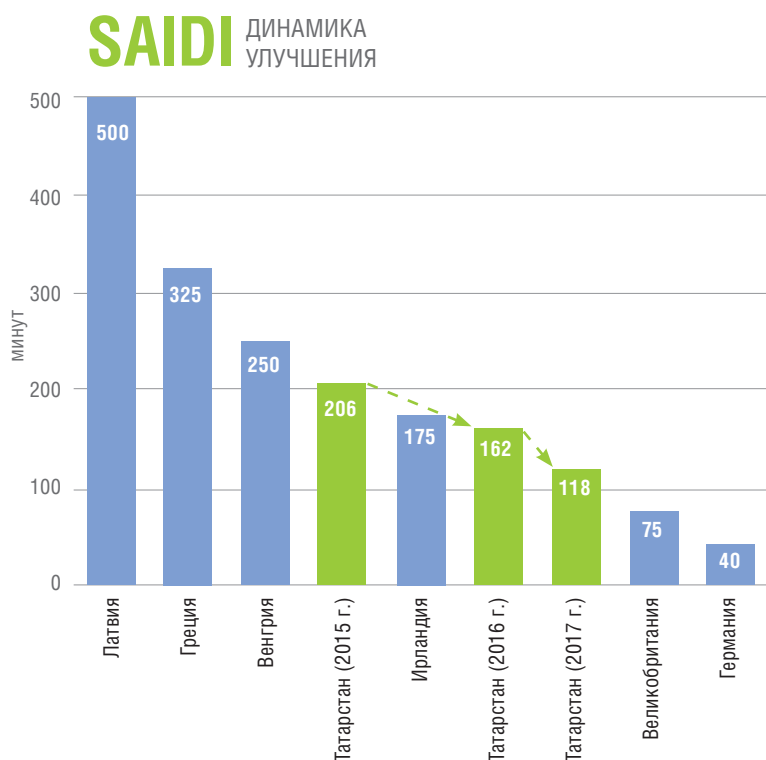
График 1. Доля снижения средней величины недоотпуска и времени отключения на ВЛ до оснащения и после оснащения системами секционирования



В результате проведения программы интеллектуализации электрических сетей в ОАО «Сетевая компания» на начало 2018 года установлено 255 элегазовых выключателей нагрузки, 67 реклоузеров, 70 комплектов индикаторов короткого замыкания.

Результатами внедрения автоматизированных систем секционирования в сельских районах стало снижение продолжительности и частоты отключений по международным индексам надежности SAIDI и SAIFI более чем на 30%. Для участков сети, попадающих в зону действия автоматического секционирования, показатель SAIDI в среднем составляет 72 мин./год, SAIFI 0,92 откл./год. В том числе удалось снизить среднюю величину недоотпуска электроэнергии на одно отключение в 2–4 раза (в зависимости от типа схемы).

График 2. Динамика улучшения надежности электроснабжения конечных потребителей ОАО «Сетевая компания» по международным индексам SAIDI, SAIFI



SAIFI ДИНАМИКА УЛУЧШЕНИЯ

Количество отключений одного потребителя в год	Страна
Более 5 отключений	Мальта, Румыния
Более 4 отключений	Эстония, Польша, Латвия, Татарстан (2015–2016 гг.)
Более 3 отключений	Германия
Более 2 отключений	Испания, Татарстан (2017 г.)
Более 1 отключения	Франция
Менее 1 отключения	Швеция, Норвегия, Дания, Нидерланды

чателей нагрузки, вакуумных реклоузеров и индикаторов короткого замыкания. В компании разработан стандарт организации, описывающий целесообразность применения различных сочетаний интеллектуальных устройств в зависимости от конфигурации сети (техническое состояние, протяженность, количество отпаяк, количество центров питания и пр.). Варьируя комбинации интеллектуальных устройств, представляется возможным достигать требуемого улучшения показателей надежности электроснабжения с минимальными финансовыми вложениями.

Таким образом, к началу 2018 года в Республике Татарстан около 15% общей длины распределительных сетей сельского типа находятся в зоне защиты интеллектуальных устройств, что обеспечивает качественное электроснабжение для 150 тысяч населения.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ГОРОДСКИХ СЕТЕЙ

Забываясь о жителях не только сел, но и городов, ОАО «Сетевая компания» реализует интеллектуальные решения для кабельных сетей 10 кВ.

Отличительные особенности кабельных сетей накладывают ряд ограничений на принципы автоматизации, апробированные для воздушных линий 10 кВ, в связи с чем подходы были несколько изменены. Самовосстанавливающаяся сеть 10 кВ основывается на том, что ТП и РП оснащаются контроллерами со свободно программируемой логикой, каждый из которых следит за состоянием своей подконтрольной линии электропередачи и оборудования. При этом все контроллеры объединены в общую информационную сеть и имеют горизонтальные связи таким образом, что каждый элемент самоконфигурируется в зависимости от состояния соседнего. В случае аварии на одном из участков сети интеллектуальные устройства обнаруживают повреждения, сообщаются между собой и запускают алгоритмы изолирования повреждения и восстановления электроснабжения потребителей посредством цепочки различных операций по переключениям (52 различных сценария).

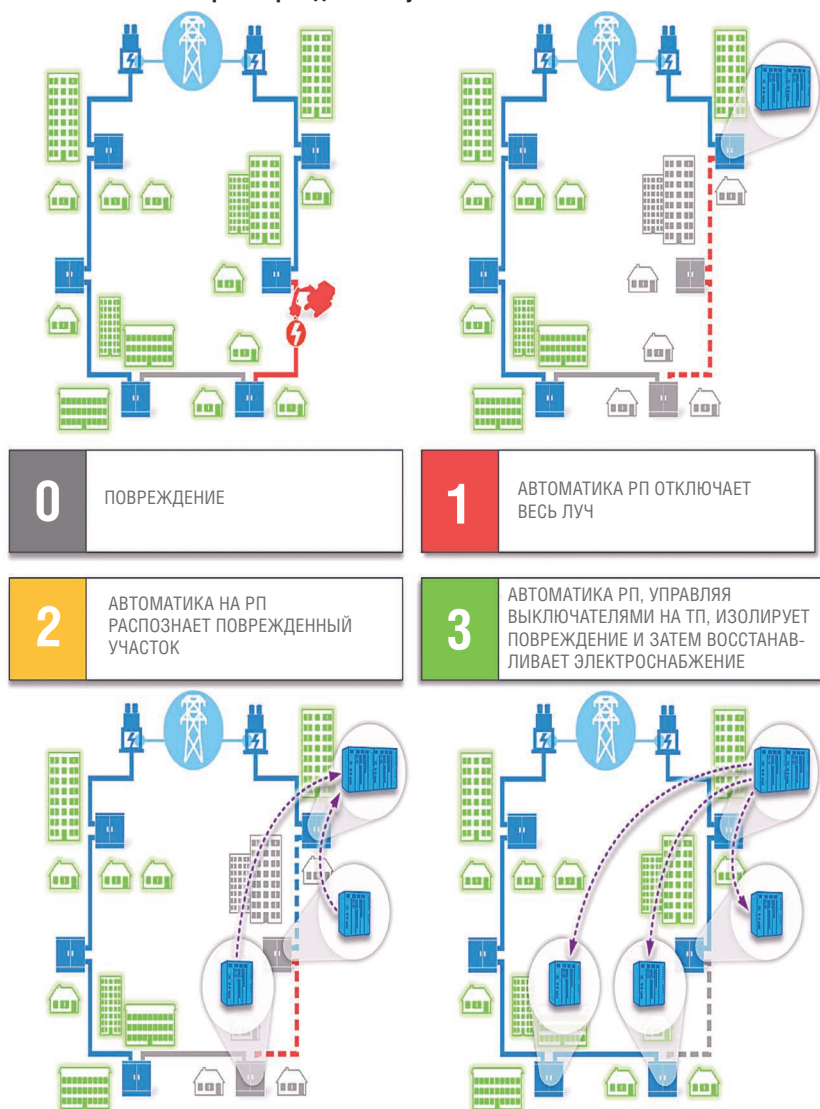
При выборе реконструируемых участков сети были оценены ключевые показатели, необходимые для определения количества и последовательности мероприятий, которые могут быть профинансированы с учетом имеющихся финансовых ресурсов, а также выделенного размера инвестиционной составляющей тарифа на электроэнергию.

Применение современных коммутационных аппаратов в сочетании с современными защитами и автоматикой АПВ, АВР приводит к существенному снижению общего времени восстановления питания потребителей, недоотпуска электроэнергии. Данная система автоматизации позволяет моментально локализовать аварийные участки, обеспечивая быстрое восстановление электроснабжения потребителей, снижая затраты на эксплуатацию сети и повышая безопасность работы персонала. Первый этап пилотного проекта по созданию такой самовосстанавливающейся сети 10 кВ реализован в Республике Татарстан в 2017 году: элементы Smart Grid были внедрены в трех городах – Казани, Набережных Челнах и Нижнекамске. В рамках первой очереди было автоматизировано 5 РП и 28 ТП, что обеспечило надежное электроснабжение с временем автоматического восстановления чуть менее двух минут для почти 50 тысяч населения.

В настоящее время начата реализация второй очереди проекта «Умные сети». Отличительной особенностью второй очереди станет частичная автоматизация сети, что позволит оптимизировать инвестиции компании на модернизацию при сохранении высокой степени надежности электроснабжения. Объем внедрения автоматизации второй очереди – 42 ТП и 7 РП.

Проект цифровизации городских электрических сетей реализуется на базе отечественного оборудования, что позволяет осуществлять политику импортозамещения.

Работа автоматики при повреждении в «умных сетях»



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За последние 4 года ОАО «Сетевая компания» удалось существенно продвинуться в направлении цифровизации электрических сетей, разработать собственные подходы к цифровизации, способы их масштабирования. Внедрение данных цифровых решений позволило компании сделать прорыв в снижении продолжительности отключений, недоотпуска электроэнергии, следствием чего стало улучшение показателей надежности SAIDI и SAIFI (график 2). Компания имеет планы по улучшению показателей надежности к 2025 году до уровня ведущих европейских стран SAIDI=90 мин./год и SAIFI=1,5 откл./год. Достижение этих целевых значений в условиях состарившегося оборудования и ограниченных финансов на модернизацию и ремонт представляется возможным только за счет применения проверенных цифровых решений, требующих меньших капитальных вложений, по сравнению с полной заменой оборудования для обеспечения должной надежности электроснабжения.

Порядок согласования

Изменения в Порядок согласования ФСЭТАН границ охранных зон для объектов электросетевого хозяйства



Максим КЛИМЕНКО,
эксперт-консультант
по промышленной
безопасности,
директор по
развитию экспертно-
консалтинговой
группы «МТК
Эксперт»

Приказом Ростехнадзора от 24 ноября 2017 № 495 внесены изменения в Порядок согласования ФСЭТАН границ охранных зон в отношении объектов электросетевого хозяйства (утв. Приказом Ростехнадзора от 17 января 2013 г. № 9). Документ вступил в силу 31 декабря 2017 года.

Ниже мы представим обзор ключевых правок в Приказ ФСЭТАН от 17 января 2013 г. № 9 (далее – Порядок согласования).

В новой редакции изложен п. 6 Порядка согласования:

БЫЛО	СТАЛО
6. В территориальном органе должны быть определены подразделение или работник, ответственные за обеспечение приема, прохождения, рассмотрения заявления сетевой организации и прилагаемых к нему документов, регистрацию принятых решений о согласовании (отказе в согласовании) границ охранной зоны объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, своевременное направление результатов согласования заявителю	6. В территориальном органе должно быть определено структурное подразделение или работник, ответственные за обеспечение приема, рассмотрения заявлений сетевых организаций и прилагаемых к ним документов, регистрацию принятых решений о согласовании (об отказе в согласовании) границ охранных зон объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций за своевременное направление результатов согласования в Федеральную службу государственной регистрации, кадастра и картографии для принятия решения о внесении сведений о границах охранной зоны в Единый государственный реестр недвижимости и электронной копии решения о согласовании (об отказе в согласовании) в адрес заявителя

Скорректирована редакция п. 8 Порядка согласования:

БЫЛО	СТАЛО
8. Территориальный орган, в который поступили заявление сетевой организации о согласовании границ охранной зоны и прилагаемые к нему документы в соответствии с перечнем, определенным пунктом 40 настоящего Порядка, регистрирует его в день поступления, рассматривает, оформляет решение о согласовании (об отказе в согласовании) границ охранной зоны и направляет его сетевой организации (с возвратом оригинала карты (плана) объекта землеустройства и отметкой на нем о согласовании) в течение 15 рабочих дней с даты поступления заявления	8. Территориальный орган, в который поступили заявление сетевой организации и прилагаемые к нему документы в соответствии с перечнем, определенным пунктом 9 настоящего Порядка, регистрирует его в день поступления, рассматривает, оформляет решение о согласовании (об отказе в согласовании) границ охранной зоны в течение 15 рабочих дней с даты поступления заявления

Изменен и дополнен перечень документов, которые прилагаются к заявлению на согласование границ охранной зоны (изменения в п. 9). Так, теперь вместе с заявлением нужно представить в территориальный орган Ростехнадзора:

1. Опись документов по форме из Приложения № 2 к настоящему Порядку согласования.

2. Информацию о технических характеристиках объекта электросетевого хозяйства, в отношении которого устанавливается охранная зона, по форме из Приложения № 3 к Порядку согласования.

3. Сведения, подтверждающие наличие записи о государственной регистрации прав на объект недвижимости (в случае если такие права не зарегистрированы в Едином государственном реестре недвижимости – копии документов, подтверждающих право владения объектом электросетевого хозяйства) – **описание документа изложено в новой редакции.**

4. Подготовленные в электронной форме текстовое и графическое описания местопо-

жения границ охранной зоны, перечень координат характерных точек границ таких зон (в виде электронного документа в формате XML, подписанного усиленной ЭЦП подготовившего их лица) – **описание документа изложено в новой редакции.**

5. Документ на бумажном носителе, который визуально воспроизводит вышеуказанные сведения о границе охранной зоны и на графической части которого красными сплошными линиями нанесены такие границы – **новый документ, введенный Приказом Ростехнадзора от 24 ноября 2017 № 495.**

Больше не нужно представлять в Ростехнадзор:

• Реквизиты разрешения на ввод объекта электросетевого хозяйства в эксплуатацию (орган, выдавший документы, его адрес, дата и номер документа) – **абзац 6 пункта 9 утратил силу.**

В новой редакции изложены п. 14 и п. 15 Порядка согласования:



БЫЛО	СТАЛО
14. При рассмотрении заявления сетевой организации о согласовании границ охранной зоны территориальный орган осуществляет проверку полноты и достоверности содержащихся в указанных заявлении и документах сведений на соответствие требованиям Правил	14. При рассмотрении заявления сетевой организации и прилагаемых к нему документов территориальный орган осуществляет проверку полноты и достоверности содержащихся в указанных заявлении и документах сведений на соответствие требованиям Правил
15. В течение двух рабочих дней после регистрации решения территориального органа о согласовании границ охранной зоны (далее - Решение о согласовании) его подлинник, оформленный в соответствии с приложением N 4 к настоящему Порядку, с присвоенным ему регистрационным номером направляется сетевой организации с приложением подлинника карты (плана) объекта землеустройства, на графической части которой в реквизите "Сведения о согласовании карты (плана) объекта землеустройства" указываются наименование территориального органа, с которым осуществляется согласование, личная подпись его уполномоченного представителя с расшифровкой подписи (фамилия и инициалы), занимаемая должность и дата согласования. Подпись представителя заверяется отиском печати территориального органа, с которым осуществляется согласование	15. В течение 5 рабочих дней после регистрации решения территориального органа о согласовании границ охранной зоны (далее - Решение о согласовании) в Федеральную службу государственной регистрации, кадастра и картографии направляются: XML-документ, воспроизводящий сведения, содержащиеся в Решении о согласовании (составляется в форме XML-документа, воспроизводящего сведения, содержащиеся в решении об установлении, изменении, прекращении существования зон с особыми условиями использования территорий); XML-документ, содержащий описание местоположения границ охранной зоны. Указанные электронные документы должны быть подготовлены в соответствии с XML-схемами, которые используются для формирования документов в формате XML в процессе информационного взаимодействия при ведении Единого государственного реестра недвижимости, и утверждены Федеральной службой государственной регистрации, кадастра и картографии, защищены от доступа лиц, не участвующих в их подготовке, обработке и получении, а также подписаны усиленной квалифицированной электронной подписью подготовившего и направившего их органа

В пользу владельцев объектов электросетевого хозяйства скорректирован п. 21 Порядка согласования:

БЫЛО	СТАЛО
21. Сетевая организация имеет возможность исправить выявленные в представленных документах нарушения и в течение двух рабочих дней с момента направления сообщения о них представить исправленный вариант в территориальный орган	21. Сетевая организация имеет возможность исправить выявленные в представленных документах нарушения и в течение двух рабочих дней с момента получения сообщения о них представить исправленный вариант в территориальный орган

В новой версии Порядка согласования утратили силу п. 25 и п. 26.

Так, теперь территориальный орган Ростехнадзора **не направляет** в Центральный аппарат службы подлинник и электронную версию письма с информацией о согласовании границ охранной зоны (с приложением сканированной копии принятого Решения о согласовании).

Также **исключено упоминание** (ранее – п. 26) о том, что решение о согласовании (отказе в согласовании) после его принятия:

- направляется сетевой организации в течение 15 рабочих дней с даты поступления заявления;
- передается руководителю либо уполномоченному представителю сетевой организации, действующему по доверенности.

Навстречу цифровому будущему

Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом» с 2014 года наделена полным комплектом полномочий по осуществлению государственного строительного надзора (ГСН) на объектах капитального строительства федеральных ядерных организаций (ФЯО) атомной отрасли. «Новые функции потребовали от нас создания специальной структуры, – рассказывает Борис КУЛИКОВ, заместитель начальника управления государственного строительного надзора Госкорпорации «Росатом». – И хотя действует она относительно недавно, положительные тенденции видны невооруженным глазом».



– **Борис Юрьевич, в чем это проявляется?**

– Прослеживается тенденция по уменьшению количества нарушений при почти одинаковом количестве поднадзорных объектов. В 2015 году их было 5 700, в 2016-м – 2 400, в 2017-м – 1 798. Это объясняется заметным ростом профессионального уровня служб капитального строительства в ФЯО. Особенно хочется выделить отдел капстроительства (ОКС) ВНИИТФ.

Быстрее всего улучшается ситуация с пожарной безопасностью: практически во всех ОКС ФЯО приняли наши рекомендации и ввели в состав своих служб профильных специалистов. А вот входной контроль проектно-сметной документации пока оставляет желать лучшего. Сотрудников, выполняющих эту важную функцию, недостаточно, в результате корректировки проектов выполняются медленно, и Госкорпорация «Росатом» получает риски несвоевременного ввода объектов в эксплуатацию.

– **Собственная строительная лаборатория неразрушающего контроля (НК) вам помогает в работе?**

– Безусловно, ведь большинство объектов капитального строительства, которые мы проверяем, – технически сложные и опасные. Без строительной лаборатории НК добиться повышения качества и эффективности надзора было бы невозможно.

– **Это подразделение изначально входило в состав отдела ГСН Госкорпорации «Росатом»?**

– Оно открылось в декабре 2016 года. Два месяца спустя было получено свидетельство об аттестации, дающее право на выполнение испытаний методами НК. Тогда же состоялась выездная проверка отдела ГСН Госкорпора-

ции «Росатом» на одно из предприятий атомной отрасли в Челябинской области, во время которой работники лаборатории провели первые самостоятельные испытания ограждающих конструкций зданий методом теплового контроля.

– **Как оценивалось качество сооружаемых объектов использования атомной энергии до 2017 года?**

– Проверка как раньше, так и сейчас начинается с визуального осмотра. Инструментальный контроль применяется в случае, если возникают сомнения в устойчивости конструкций или прочности материалов. Так, зеленый цвет бетона зимой указывает на то, что материал был заморожен, а значит, налицо нарушение правил выполнения бетонных работ, и прочность бетона необходимо проверить.

Наша главная задача – предупредить нарушение, и методы НК помогают в ее решении, если, конечно, к ним прилагаются квалифицированный персонал, современное оборудование и материалы, новейшее методологическое и метрологическое оснащение. Все это у нас имеется в Челябинской области, где расположены четыре предприятия Росатома. В 2018 году планируем создать группу неразрушающего контроля в Москве.

– **Можно ли назвать работу строительной лаборатории НК Госкорпорации «Росатом» шагом в цифровое будущее?**

– Это наша цель. Как и во всех областях деятельности, в лабораторном контроле компьютеризация оказывает влияние на средства контроля и общую методологию работ в отрасли.

В ближайшем будущем это позволит направлять экспертные заключения заказчику и подрядчику в режиме реального времени, созда-

В 2017 ГОДУ
СТРОИТЕЛЬНОЙ
ЛАБОРАТОРИЕЙ НК
ГОСКОРПОРАЦИИ
«РОСАТОМ» ВЫПОЛНЕН
НЕРАЗРУШАЮЩИЙ
КОНТРОЛЬ 25 ОБЪЕКТОВ
КАПИТАЛЬНОГО
СТРОИТЕЛЬСТВА В 7 ФЯО

вать 3D-модели фактического состояния всего объекта на день проверки, а также оперативно передавать данные с приборов НК для обработки на АРМ инспектора в мобильной лаборатории и офисе управления ГСН.

Приборы, которые планируется применять в лаборатории уже в 2018 году, имеют встроенное программное обеспечение, позволяющее пользователю сохранять на цифровые носители и передавать результаты измерений, а также иную информацию об объектах контроля.

По сути, строительная лаборатория, оснащенная современным оборудованием, является ключевым звеном в системе надзора и контроля ОПО. Корректность испытаний и компетентность выводов ложатся в основу экспертных заключений о техническом состоянии конструкций и используемых материалов и остаточном сроке их эксплуатации.

– Каковы планы по развитию вашей лаборатории?

– Их много. Во-первых, мы продолжим приобретать современные средства измерений и организовывать передвижные лаборатории НК, которые позволят значительно сократить время проведения испытаний и обследований. Во-вторых, аккредитуем лабораторию по разрушающим и другим видам испытаний, что в перспективе даст нам возможность проводить испытания методами неразрушающего и разрушающего контроля на любых объектах

капитального строительства Госкорпорации «Росатом». Все эти преобразования приведут к тому, что срок выдачи экспертного заключения сократится с двух недель до одного дня.

– Что ждет управление ГСН Госкорпорации «Росатом» в будущем?

– Совместно с Центром экспертиз, исследований и испытаний в строительстве Мосгосстройнадзора мы разработали профессиональную программу обучения специалистов ГСН и экспертов НК строительных лабораторий с привлечением ведущих технических вузов Москвы. В апреле 2018 года начнется ее реализация.

Также разработан и проходит согласование стандарт специалиста ГСН, на очереди – стандарт эксперта НК. На основе критериев компетенций, содержащихся в этих стандартах, будет проводиться независимая оценка квалификации с внесением сведений о выданных документах в Единый федеральный реестр сведений о проведении независимой оценки квалификации.



ОЦК Росатома

117342 Москва, ул. Профсоюзная, 65, корп. 1

Тел. + 7 (499) 949-43-95

E-mail: info-ocks@rosatom.ru

www.ocks-rosatoma.ru

Толерантное топливо для АЭС

Как сообщила президент ТВЭЛ Наталья Никипелова, топливная компания государственной корпорации «Росатом» ТВЭЛ намерена до 2020 года представить рынку свою новую разработку – толерантное ядерное топливо, применение которого на АЭС, как считают, поможет предотвращать аварии, подобные той, что произошла на японской атомной станции «Фукусима-1». Ею было отмечено, что топливная компания активно занимается разработкой новых видов ядерного топлива.

Сейчас в мире активно ведутся работы по созданию устойчивого к авариям толерантного ядерного топлива, стимулом чему послужила авария на японской АЭС «Фукусима-1» в 2011 году. Тогда после цунами, которое было вызвано мощным землетрясением, произошло обесточивание энергоблоков станции, прекращение подачи охлаждающей воды в активные зоны их реакторов, вследствие чего перегрелось ядерное топливо. Из-за повышения температуры циркониевых оболочек тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ) возникла так называемая пароциркониевая реакция, которая сопровождалась выделением дополнительного большого количества тепла и разрушением ТВЭЛ.



После аварии в государствах с развитой атомной энергетикой активизировали разработки по предотвращению возможности возникновения пароциркониевой реакции, в том числе благодаря применению в ТВЭЛ защитных покрытий циркониевых оболочек, оболочек из карбида кремния (SiC) и стальных оболочек.

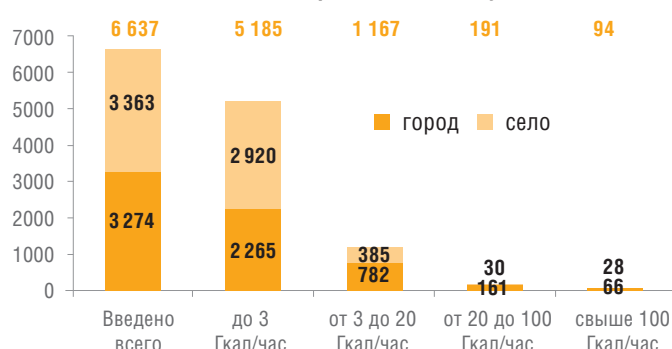
СМИ сообщали ранее, что в этом году испытания опытной партии толерантного топлива производства компании Global Nuclear Fuel начались на американской АЭС «Хатч». Также сообщали, что толерантное топливо французской компании Areva NP с 2019 года намерены испытывать на АЭС «Вогтль» в США. Работы по толерантному топливу ведутся и китайской China General Nuclear Power Corporation.

Теплоэнергетика России

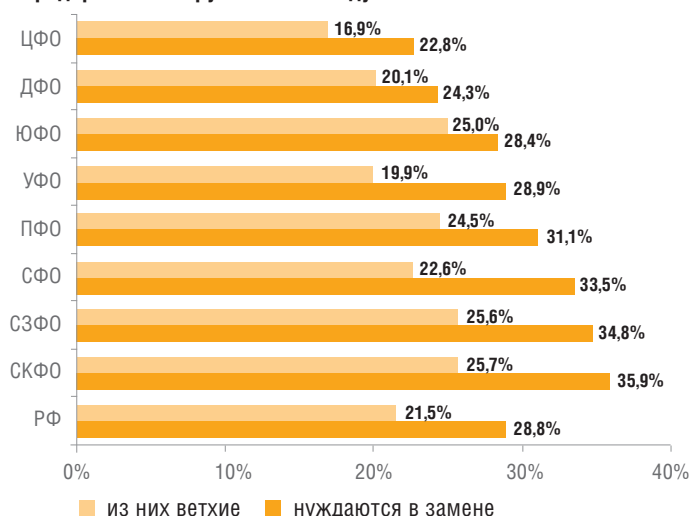
Количество нормативных документов, выпущенных в 2010–2017 годы в развитие закона №190-РФ «О теплоснабжении»

ВИД НОРМАТИВНОГО ДОКУМЕНТА	КОЛИЧЕСТВО ДОКУМЕНТОВ
Поправки в закон №190-РФ «О теплоснабжении»	21
Постановления и распоряжения Правительства РФ	22
В том числе:	
Постановления Правительства РФ	18
Распоряжения Правительства РФ	5
Ведомственные приказы федеральных органов	47
В том числе	
Минэнерго России	6
Минстрой России	11
Минэкономразвития России	1
ФСТ России	15
ФАС России	8
Ростехнадзор	5
Росстандарт	1
Информационные и разъясняющие письма	26
В том числе	
Минстрой России	4
ФАС России	8
ФСТ России	13
Минфин России	1

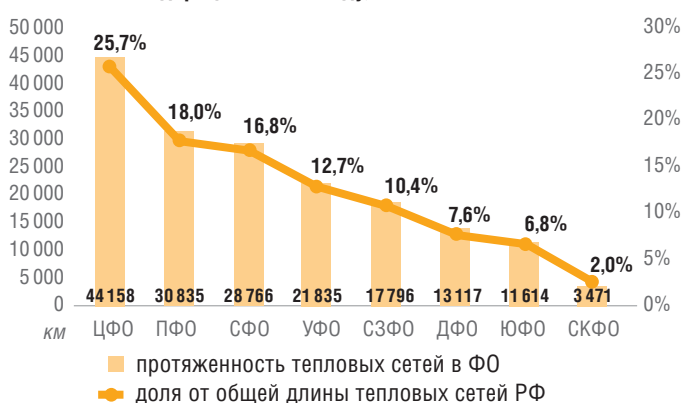
Число отопительных котельных, введенных в Российской Федерации в 2016 году



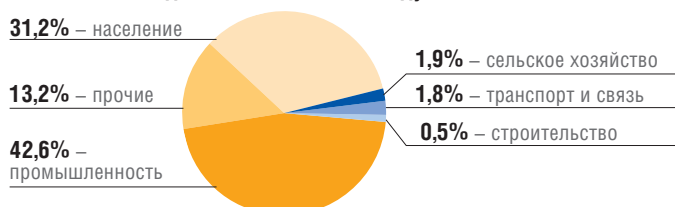
Потребность в замене теплопроводов в Российской Федерации и федеральных округах в 2016 году



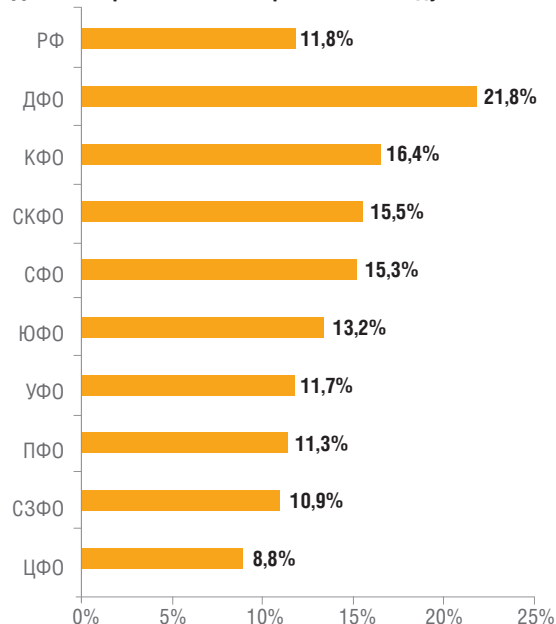
Общая длина теплопроводов по федеральным округам Российской Федерации в 2016 году, км



Структура потребления тепла в Российской Федерации по видам экономической деятельности в 2016 году



Доля потерь тепловой энергии в 2016 году



Источник: Российское энергетическое агентство

Вокруг старых ТЭС ломаются копья

«Сообщество потребителей энергии» (лоббирует интересы крупной промышленности) предложило свою альтернативу обсуждаемой Правительством программы модернизации старой мощности, которая вызывала много споров. В основе новой концепции – уход от надбавки к ценам на оптовом энергорынке и рыночный подход к привлечению инвестиций в отрасль. В обоснование своей точки зрения потребители подчеркивают, что в 2017–2023 годах в энергосистеме образуется профицит мощности, превышающий 26 ГВт. Эти идеи ассоциация в ближайшее время направит в Минэнерго, Минэкономики и ФАС, хотя формально срок уже истек – профильные регуляторы должны были направить свои инициативы по модернизации до 1 марта.

В РФ основную нагрузку по строительству новых электростанций несут потребители в рамках программы договоров на поставку мощности (ДПМ), запущенной в ходе реформы РАО «ЕЭС России». Этот рыночный механизм предполагал заключение с владельцами ТЭС обязательных инвестконтрактов, средства возвращались за счет повышенных выплат за мощность на оптовом энергорынке. Затем в программу включили также АЭС и ГЭС. По завершении программы планировалось, что потребители начнут платить за мощность меньше. Но Минэнерго и энергетики не захотели расставаться с этим денежным потоком, предложив перенаправить его на модернизацию ТЭС (1,5 трлн. руб. до 2030 года). В ноябре 2017 года идею поддержал Владимир Путин.

Однако потребители уверены, что надбавка не нужна и с помощью «комплекса инструментов» энергетики смогут обновить до 70,3 ГВт мощности к 2035 году. Среди таких инструментов, в частности, рост выручки и повышение эффективности в конкурентном отборе мощности (КОМ), что обеспечит обновление 12,6 ГВт. Еще 16,7 ГВт можно модернизировать за счет реинвестирования выручки старых ДПМ, снижения дивидендов госкомпаний и приоритетного финансирования инвестпрограмм. Также, считают потребители, энергетикам поможет постепенное замещение старых ТЭС распределенной генерацией и новыми технологиями (например, накопителями). Так, по оценкам ассоциации, можно обновить еще 36 ГВт к 2035 году. Еще 5 ГВт рынку способны принести локальные конкурсы на замещение вынужденной генерации.

В ассоциации подчеркивают, что за период действия программы уже введен дополнительно целый ряд «квазирыночных» механизмов: например, ДПМ для возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и мусоросжигательных ТЭС (МТЭС). По оценкам потребителей, эти инструменты обойдутся им в 2018–2021 годах в дополнительные 970 млрд. руб. сверх инфляции. Для сглаживания пика расходов крупная промышленность предлагает продлить срок старых



ДПМ с 10 до 15 лет, ДПМ АЭС и ГЭС – до 35–45 лет при одновременном снижении их доходности, отказаться от расширения ДПМ ВИЭ и МТЭС, перенести сроки запуска дорогостоящих энергоблоков на Курской и Смоленской АЭС-2 и заморозить до 2030 года сооружение энергоблока БН-1200 на Белоярской АЭС.

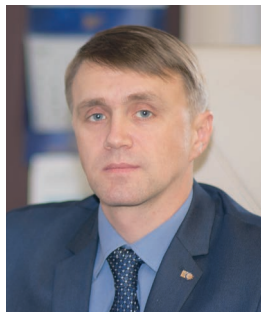
Энергетики предсказуемо против предложений потребителей. В «Совете производителей энергии» (СПЭ) назвали их оценки «жонглированием цифрами». По словам директора СПЭ Дмитрия Вологжанина, дефицит мощности уже практически состоялся в 2021 году для второй ценовой зоны (Сибирь; по данным КОМ, за 2021 год профицит здесь составит всего 208 МВт), а к 2021 году заявлено на вывод из эксплуатации 27 ГВт, при этом объемы выводов значительно превышают объемы вводов. По оценке господина Вологжанина, реальные темпы модернизации за счет КОМ и рынка на сутки вперед (РСВ, основной сектор оптового рынка) в 2012–2016 годах в среднем составили 0,5 ГВт в год. «Таким образом, для обновления 40 ГВт устаревшего парка оборудования в данных условиях понадобится около 80 лет», – говорит он. Глава СПЭ отмечает, что в 2008–2017 годах при росте цены на газ на 143% цены на РСВ увеличились лишь на 68%. Рост индекса потребительских цен с 2011 по 2021 год составит 81%, тогда как цена КОМ в первой ценовой зоне (европейская часть РФ и Урал) поднимется на 23%.

ОСНОВНУЮ НАГРУЗКУ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ НОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НЕСУТ ПОТРЕБИТЕЛИ

Источник:
«Коммерсантъ»

С учетом региональных условий

Альтернативная энергетика в виде возобновляемых источников энергии (ВИЭ) становится объектом внимания во всем мире. Для того чтобы ее гармонично встроить в существующие технологические и рыночные механизмы отрасли, нужен опыт – система проб и ошибок, с учетом региональных условий.



Андрей БОЛЬШАКОВ,
директор филиала
АО «Системный
оператор единой
энергетической
системы» РДУ
Татарстана

В России сделана ставка на четыре вида возобновляемых источников энергии: солнечные электростанции (СЭС), биотопливные электростанции (БЭС), ветряные электростанции (ВЭС) и малые гидроэлектростанции (ГЭС). На них суммарно по действующей программе ДПМ на данный момент приходится порядка 4,27 ГВт: это 2,45 ГВт мощности от ветровых станций, 1,7 ГВт – от солнечных, 120 МВт – от малых ГЭС. С учетом отборов в 2018 и 2019 годах, по оценкам НП «Совет рынка», в РФ может быть построено 95% подобных станций от целевого объема ВИЭ.

В настоящее время наиболее актуальной является проблема привлечения инвестиций в данную отрасль. Нельзя не учитывать мнение «Сообщества потребителей энергии», которое предлагает отказаться от расширения ДПМ ВИЭ и МТЭС, так как эти расходы в конечном счете ложатся на плечи потребителей электроэнергии в виде повышенных выплат за мощность на оптовом рынке.

Минэнерго планирует продлить поддержку возобновляемой энергетики через механизм ДПМ, где источником финансирования выступит оптовый рынок. Планируется к 2035 году еще построить ВИЭ мощностью 5,4 ГВт. Таким образом, общий объем рынка зеленой энергетики может быть удвоен до 11,8 ГВт.

Сегодня в российской энергетике сложилось неоднозначное отношение к альтернативной энергетике, существуют колебания по этому поводу в законодательных и исполнительных органах власти, и необходимость единой стратегии в обсуждении этих проблемных вопросов становится все более актуальной.

В настоящее время нечетко определена роль ВИЭ-генерации в энергетическом балансе: заместит ли она традиционные источники или выступит лишь дополнением к ним? Не выяснено, способны ли эти альтернативные станции стать основным источником электроэнергии для изолированных и удаленных районов. Нет пока ответа на вопрос: какова необходимая и разумная доля ВИЭ в энергосистеме? Ведь заявленные на ДПМ почти 6 ГВт – это лишь 2,5% от установленной мощности электростанций в ЕЭС России, что несравнимо с той же Германией или Данией.

О темпах и масштабах развития ВИЭ в мире можно судить по следующим показателям. В

энергобалансе Евросоюза ВЭС занимают 16,7% от установленной мощности. Динамика роста по ветряным и солнечным источникам за 11 лет составляет 20%. Китай, например, только за 2015–2016 годы ввел в эксплуатацию ветровые электростанции мощностью 58 ГВт – это более половины всего объема ВЭС в мире.

Стратегия разворота некоторых стран в пользу развития альтернативной энергетики формировалась в Европе в конце 1980-х – начале 1990-х годов под влиянием «зеленых» политических сил и в идеале ставила благородные цели. Планировалось снижение зависимости от импорта энергоносителей (ВИЭ в долгосрочной перспективе должны избавить от необходимости импортировать нефть и газ). ВИЭ – это развитие не только энергетики, но и машиностроения, сферы технологий конструкционных материалов, силовой электроники, строительной области. Для Германии, например, характерно то, что параллельно с государственной программой поддержки ВИЭ идет вывод мощностей АЭС.

В нашей стране развитие этой темы происходит с запозданием, по инерции. При достатке ископаемых энергоресурсов Россия не пытается решить с помощью ВИЭ вопросы энергетической безопасности государства. Только зарождающееся экологическое сознание общества еще не успело сформировать достаточную политическую силу, способную стать «тягачом» ВИЭ. Таким образом, для устойчивого российского вектора развития альтернативной генерации ее нужно гармонично встроить в существующие технологические и рыночные механизмы отрасли.

В России сейчас имеем следующую ситуацию, с учетом возможностей Крыма: ВЭС – 134,36 МВт, что составляет 0,06% от установленной мощности ЕЭС России; СЭС – 534,22 МВт – 0,22% от установленной мощности ЕЭС России. Значимых биогазовых электростанций в России пока нет.

В Татарстане в работе два проекта.

Первый – ВЭС: мощность 100 МВт ветряных станций ООО «Фортума», отыгранных в прошлом году на ДПМ 2017 года как две ГТП по 50 МВт со сроком реализации до 2024 года. А также неоформленный проект на 100 МВт ООО УК «Ветропарки Поволжья» – «дочки» ООО «Русский ветер», в консорциуме с ПАО

ВЫРАБОТКА СИСТЕМНЫХ
ТРЕБОВАНИЙ К ОБЪЕКТАМ
ВИЭ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ
С ТАКИМ ПОДХОДОМ:
НЕ ПОВЛИЯТЬ НЕГАТИВНО
НА СИСТЕМНУЮ
НАДЕЖНОСТЬ
И НЕ ЯВИТЬСЯ
ЗАГРАДИТЕЛЬНЫМ
ЩИТОМ

«Силовые машины». УК «Ветропарки Поволжья» планирует работать совместно с турецким холдингом «Гюриш» над локализацией оборудования. Здесь подписано трехстороннее соглашение о сотрудничестве в области ветроэнергетики между Минпромторгом Республики Татарстан, компанией «Гюриш» и ООО «Русский ветер».

Второй проект – по биотопливу. Это мусоросжигающий завод ООО «АГК-2», мощностью 55 МВт, который по плану должен быть сдан в третьем квартале 2021 года. В настоящее время с «Системным оператором ООО ЕЭС» согласовано техническое задание, идет разработка проекта.

Главная проблема ВИЭ – характеристика ВИЭ как непостоянного источника электроэнергии и мощности, что связано с нестабильностью природного источника: ветра, солнечного излучения. Прогнозирование выработки на час вперед, сутки может быть выполнено только с большими допущениями и ограниченной точностью. Видимое решение – вырабатывать методики прогнозирования, сокращать его период.

Покрывая негарантированно какую-то часть базового графика, ВИЭ не всегда способны справиться с пиковой нагрузкой, когда это необходимо, что опять же влечет необходимость планировать и обеспечивать достаточные резервные мощности традиционной генерации. Это накладывает дополнительные требования к количеству вторичных и третичных резервов и скорости набора-сброса нагрузки резервного геноборудования. Решение – разрабатывать требования к генерации и планировать размещение и строительство новой генерации с учетом возможной перспективы.

При наличии в составе системы значительной установленной мощности «погодозависимых» альтернативных генераторов также встают вопросы о прогнозировании их работы. Для примера, в Германии на сегодняшний день ошибка прогнозирования по ветру составляет приемлемые значения: 75% ошибок укладываются в диапазон $\pm 5\%$.

Есть также ряд вопросов технологического присоединения в отношении объектов альтернативной энергетики. Это создание надежной СВМ таких объектов в уже существующей электрической сети, а также учет технических особенностей и предъявляемых требований к присоединяемым объектам.

На примере коллег из Казахстана мы увидели, что выставление аналогичных с традиционной генерацией требований фактически привело к блокированию внедрения в энергосистему малых станций. Могу сказать, что системный оператор понимает, что альтернативная энергетика на данном этапе в России – это точно не большая генерация. И выработка системных требований к объектам ВИЭ осуществляется с таким подходом: не повлиять негативно на системную надежность и не явиться заградительным щитом.



Зарубежный опыт: энергобаланс Евросоюза

Энергоресурс	Установленная мощность, гВт	Доля установленной мощности, %
природный газ	186	20,3
энергия ветра	154	16,7
уголь	152	16,5
гидро (большая ГЭС)	136	14,8
атомная энергия	120	13,1
энергия солнца	101	11,0

Несколько слов о технических требованиях альтернативной генерации (ВЭС и СЭС), которые потенциально влияют на эксплуатацию их в составе энергосистемы. При понижении напряжения во внешней сети генератор должен продолжать работу, не отключаться, не снижать мощность. Выпадение массы ветрогенераторов из баланса в таком случае приводит к дальнейшему развитию аварии, каскадам отключений, то есть к нежелательным явлениям. Вот, к примеру, авария 28 сентября 2016 года в Южной Австралии, когда торнадо вывел из строя две высоковольтных линии электропередачи. Ввиду большой доли ВЭС в балансе региона на тот момент это привело к каскадному развитию аварии и масштабным отключениям.

У ВЭС в России, как и во всем мире, есть будущее. Альтернативная энергетика способна стать весомым подспорьем огромному парку традиционных генераторов, основным источником электроэнергии в изолированных и удаленных районах страны.

Этот дорогой вынужденный режим



«Газпром энергохолдинг» (ГЭХ) может получить на энергорынке преференции для угольной Новочеркасской ГРЭС (НЧГРЭС): компания претендует на повышенный тариф для нее вплоть до 2026 года. Нагрузка на рынок от этой меры, по оценкам аналитиков, может составить 14 млрд. руб. В качестве альтернативы ФАС также предлагает энергетикам получить у ОАО РЖД скидку в 25% на перевозку угля. В монополии готовы пойти на снижение цен, но при условии роста перевозок угля.

С угольной НЧГРЭС, работающей до 2021 года в вынужденном режиме (повышенный тариф; вводится для дорогой, но нужной для энергосистемы или теплоснабжения генерации), могут снять ограничение по предельному уровню тарифа вплоть до 2026 года. Поручение проработать такую возможность дано профильным министерствам по итогам совещания у главы Минэнерго Александра Новака. Это не первая попытка ГЭХа добиться рыночных привилегий: в октябре 2017 года компания просила у Минэнерго надбавку к цене на мощность для угольных ТЭС — в размере дельты между ценами в Сибири и в европейской части РФ. Но регулятор тогда это не поддержал.

Сейчас тариф вынужденных генераторов ограничен — он не может быть выше, чем в предыдущем году. Это должно вынуждать собственника выводить дорогую для рынка генерацию. Угольные ТЭС в первой ценовой зоне (европейская часть РФ и Урал) энергорынка проигрывают газовым, которые формируют цену на мощность (она росла здесь в 2012–2018 годах на 2 процентных пункта медленнее инфляции, следует из презентации ГЭХа). Цены на рынке на сутки вперед (РСВ, основная часть рынка электроэнергии) в 2012–2017 годах выросли также лишь на 25% при росте цены на уголь и газ на 50%. Убытки НЧГРЭС, по оценке ГЭХа, составили около 1,5 млрд. руб. в 2017 году. Ей продлили вынужденный режим до 2021 года, для угольной Черепов-

вечкой ГРЭС ГЭХ такую заявку не подавал. Но ситуация с поставками на нее угля «Интаугля» пока является тупиковой. Как следует из протокола совещания, для безубыточной работы «Интаугля» цену топлива нужно повысить до 970 руб. за тонну, но при сохранении цены до 600 руб. за тонну к 2019 году убытки компании составят 300 млн. руб. Переселение жителей Инты при закрытии «Интаугля» оценивается в 30 млрд руб. Региональному правительству поручено проработать вариант субсидирования предприятия из федерального или регионального бюджетов.

В ГЭХе «Ъ» подтвердили, что считают отмену фиксации вынужденного тарифа приоритетной мерой, это «позволит вывести работу угольных блоков на рынке мощности на безубыточность». В презентации холдинга указано, что для НЧГРЭС тариф на мощность должен достичь 189 тыс. руб. за 1 МВт в месяц (сейчас цена на мощность на рынке — 111 тыс. руб.), экономический эффект, по данным «Ъ», может составить от 750 млн. руб. в год. По оценке Владимира Скляра из «ВТБ Капитала», для безубыточности НЧГРЭС ее тариф на мощность должен быть повышен на 60%, или на 68,5 тыс. руб. за 1 МВт в месяц. Нагрузка на рынок от этого, по его оценке, может составить 14,1 млрд. руб. до 2026 года.

В ГЭХе отметили, что вывод угольных блоков НЧГРЭС обойдетсякратно дороже, чем поддержка их в эксплуатации, а в Череповце доля транспортной составляющей в цене топлива достигает 35%. ФАС и ОАО РЖД по итогам совещания поручено рассмотреть снижение тарифа на уголь для ГРЭС. «ГЭХ уже обращался к ОАО РЖД, но получил отказ», — сообщил холдинг.

В ФАС напомнили, что ОАО РЖД может снижать уровень тарифа для угля в рамках «тарифного коридора» на 25%, для этого компании могут направить предложения в ОАО РЖД. Там пояснили, что решения об изменении тарифов в рамках тарифного коридора принимает правление компании исходя из экономической целесообразности. ОАО РЖД готово рассматривать предложения грузоотправителей, в том числе угольщиков, при гарантии привлечения дополнительных объемов на отдельных маршрутах и по видам грузов, добавив, что тарифы для угля близки к уровню себестоимости.

В «Сообществе потребителей энергии» считают, что для поддержки угольных ТЭС не требуется субсидирования, а для покрытия этих расходов ГЭХу достаточно высокой доходности газовых станций, построенных по договорам на поставку мощности (ДПМ, гарантируют возврат инвестиций за счет повышенных платежей) и маржинального ценообразования на РСВ.

Источник: «Коммерсантъ»

В ОАО РЖД ГОТОВЫ
ПОЙТИ НА СНИЖЕНИЕ
ЦЕН, НО ПРИ УСЛОВИИ
РОСТА ПЕРЕВОЗОК УГЛЯ

Торгуем в розницу

Когда производитель электрической энергии имеет право реализовывать выработанную им электрическую энергию на розничных рынках электрической энергии и в каком порядке?

Ответ на этот вопрос дают специалисты Минэнерго РФ.

В соответствии с пунктом 2 Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442, (далее – Основные положения), производителем электрической энергии (мощности) на розничном рынке является собственник или иной законный владелец объекта по производству электрической энергии (мощности), который входит в Единую энергетическую систему России, в отношении которого на оптовом рынке электрической энергии и мощности (далее – оптовый рынок) не зарегистрированы группы точек поставки и установленная генерирующая мощность которого составляет менее 25 МВт.

Если установленная мощность равна либо превышает 25 МВт, производитель электрической энергии (мощности) может реализовывать выработанную им электрическую энергию (мощность) на розничных рынках электрической энергии только при условии подтверждения советов рынка в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172, нераспространения требования законодательства Российской Федерации об электроэнергетике о реализации производимой электрической энергии (мощности) только на оптовом рынке.

В технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах и на территориях, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, собственник или иной законный владелец объекта по производству электрической энергии (мощности) любой установленной мощности является производителем электрической энергии (мощности) на розничном рынке электрической энергии.

К производителю электрической энергии (мощности) на розничном рынке также приравнивается субъект розничных рынков, соответствующий одновременно следующим условиям:

- субъект розничных рынков владеет на праве собственности или на ином законном основании объектом по производству электрической энергии (мощности) и энергопринимающими устройствами, соединенными принадлежащими этому субъекту на праве собственности или на ином законном основании объектами электросетевого хозяйства, по которым осуществляется передача всего объема или части объема электрической

энергии, потребляемой указанными энергопринимающими устройствами такого субъекта;

- в отношении указанных объектов по производству электрической энергии (мощности) и энергопринимающих устройств такого субъекта не зарегистрированы группы точек поставки на оптовом рынке;

- на субъекта розничного рынка в части указанных объектов по производству электрической энергии (мощности) не распространяется требование законодательства Российской Федерации об электроэнергетике о реализации производимой электрической энергии (мощности) только на оптовом рынке.

В соответствии с пунктом 62 Основных положений производители электрической энергии (мощности) на розничных рынках участвуют на розничных рынках в отношениях по продаже электрической энергии (мощности), производимой на соответствующих объектах по производству электрической энергии (мощности), в следующем порядке:

- производители электрической энергии (мощности) на розничных рынках, функционирующих на территориях субъектов Российской Федерации, объединенных в ценовые зоны оптового рынка, в порядке, предусмотренном пунктами 64–65 Основных положений, могут продавать выработанную ими электрическую энергию (мощность) гарантирующим поставщикам, энергосбытовым организациям, потребителям и сетевым организациям;

- производители электрической энергии (мощности) на розничных рынках, функционирующих на территориях субъектов Российской Федерации, объединенных в неценовые зоны оптового рынка, в порядке, предусмотренном пунктами 65 (1), 65 (2) и разделом VII Основных положений, могут продавать выработанную ими электрическую энергию (мощность) гарантирующим поставщикам, потребителям и сетевым организациям;

- производители электрической энергии (мощности) на розничных рынках, функционирующих в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, а также на территориях, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, в порядке, предусмотренном разделом VIII Основных положений, могут продавать выработанную ими электрическую энергию (мощность) гарантирующим поставщикам и потребителям электрической энергии (мощности).

Источник: minenergo.gov.ru

Риторические вопросы в светодиодном освещении

Национальные стандарты на примере светотехнической продукции

Чем определяется качество произведенного светодиодного осветительного прибора? Техническими условиями, национальными стандартами, ГОСТами? Вопрос является на данный момент риторическим, т.к. нельзя на него ответить однозначно.

Антон ЕВСТАФЬЕВ,
технический директор
ООО «АТОН»

Светодиодная продукция на сегодняшний день изготавливается в соответствии с ТУ или ГОСТом. Технические условия пишет непосредственно сам производитель светодиодной продукции, что дает возможность прописать в документе «выгодные» для себя параметры и характеристики, а единого ГОСТа на светодиодные осветительные приборы не существует: есть «ГОСТ Р 54350–2015 Приборы осветительные. Светотехнические требования и методы испытаний», «ГОСТ Р 56231–2014. Светильники. Часть 2–1. Частные требования к характеристикам светильников со светодиодными источниками света», «ГОСТ Р 55705— 2013. Приборы осветительные со светодиодными источниками света. Общие технические условия», а также «ГОСТ Р МЭК 60598–1–2011. Светильники. Часть 1. Общие требования и методы испытаний».

Изучив вышеперечисленные документы, хотелось бы прокомментировать несколько пунктов, которые, на наш взгляд, описаны некорректно.

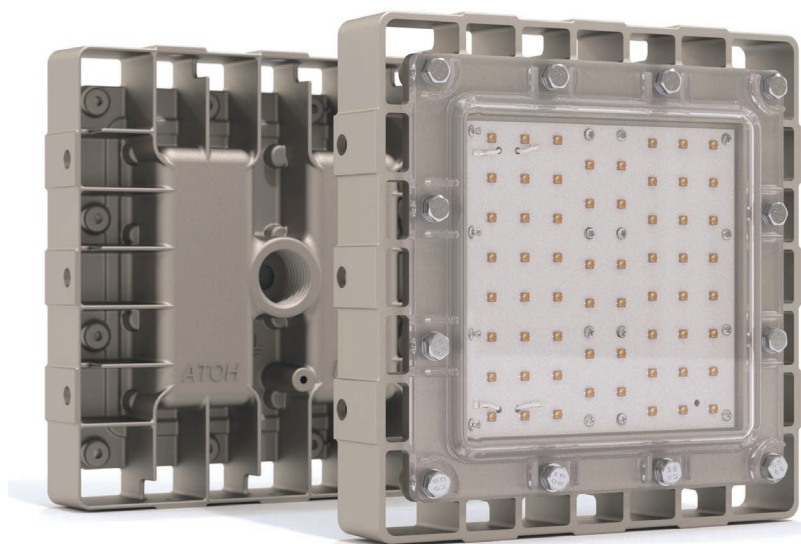
ГОСТ Р 55705–2013, п 5.3.5 – «Срок службы ОП не менее 12 лет». На первый взгляд, казалось бы, вполне логичное требование к ресурсу работы светодиодного осветительного прибора, т.к. он позиционируется как энергосберегающее оборудование, не требующее затрат на обслуживание. Но светодиодный

светильник является сложным электротехническим устройством, и источник тока, питающий светодиоды, имеет срок службы не более 3–5 лет в связи с особенностями своего электротехнического исполнения (например, это обусловлено сроком службы электролитических конденсаторов, входящих в его состав, 3–5 лет), соответственно, физически практически невозможно сделать осветительный прибор с указанным сроком службы.

ГОСТ Р 54350–2015 п 10. Методы испытаний: «Светотехнические измерения проводятся в помещении при температуре 25°С...» Но всем известно, что светильники уличного и промышленного исполнения эксплуатируются в условиях УХЛ1 при температурном диапазоне –60 +40°С. Поэтому как поведут себя полупроводниковые приборы в данном диапазоне температур и будут ли соответствовать требованиям ГОСТа по светотехнике, а также по соответствию ЭМС и т.д., никто не знает, т.к. отсутствует прозрачная и четкая методика испытаний.

ГОСТ Р 51514–2013 (МЭК 61547:2009) «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость светового оборудования общего назначения к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний». В данном стандарте в графе «назначения» определение «светильники со светодиодными источниками света» отсутствуют, а есть только «светильники с лампами». Поэтому необходимо прописать в ГОСТах само определение светодиода как источника света с определенными техническими требованиями и методиками испытаний к ним. Европейские страны пошли по пути описания в национальных стандартах не источников света, а требований к определенным физическим величинам (цветовая температура, длина волны, световая отдача).

Ряд вышеперечисленных пунктов ГОСТов, приведенных в качестве примера, различие методик измерений светотехнических параметров в некоторых испытательных центрах (например, некоторые лаборатории испытывают при помощи гониофотометра, а некоторые – при помощи фотометрического шара, при этом, исходя из собственного опыта, разница в результатах может достигать 10–15%) – все это указывает на необходимость создания методики испытаний и ГОСТа, которые будут



применимы только к СД-осветительным приборам. При этом методики будут учитывать все особенности ОП на СД-источниках света, т.к. в настоящее время светодиодное осветительное оборудование объединено в ГОСТах с традиционными источниками света, таких как люминесцентные, дугоразрядные ртутные, натриевые, и системами их питания. Отсутствие единого государственного стандарта и его официального принятия приводит к тому, что появляются различные некоммерческие ассоциации, которые создают различные документы с нормативными требованиями к продукту, в результате чего прослеживается связь таких «стандартов» с некоторыми производителями и торгующими организациями. С нашей точки зрения, написанием ГОСТа должны заниматься исключительно независимые технические специалисты в данной отрасли и принимать данный стандарт на государственном уровне. В противном случае потребитель получит продукт, качество и технические характеристики которого будут зависеть от интересов некоторых партнерств.

Еще одним из важных вопросов является система сертификации светодиодного осветительного оборудования. В настоящее время существует много сертификационных организаций, но не все из них работают качественно, и сертификат зачастую выдается без проведения должных испытаний. Растет число «независимых» светотехнических лабораторий, которые, в свою очередь, измеряют параметры оборудования, исходя из желаний и финансовых возможностей заказчика. Протоколы измерений от таких лабораторий сертификационные центры не горят желанием принимать по причинам, о которых нетрудно догадаться.

Другой аспект данного вопроса – статус того или иного сертификата соответствия. Ни для кого не секрет, что крупные холдинги требуют помимо сертификата ТР ТС еще и наличие их собственного сертификата соответствия. Получается, что сертификат ТР ТС в данном случае для них считается недостаточным документом для подтверждения качества продукции и у каждого холдинга свои технические требования. Таким образом, встает вопрос о создании системы сертификации, которая будет содержать в себе полный спектр методик испытаний, удовлетворяющих всех конечных потребителей. Иначе производителям так и придется проходить дорогостоящую (до 2 млн. рублей) процедуру сертификации для отдельного крупного холдинга.

Все вышеперечисленные проблемы способствуют хаосу на рынке светодиодных осветительных приборов, влияют на качество выпускаемой отечественной продукции. Непринятие во внимание данных аспектов со стороны потребителя и погоня за мнимой экономией на стоимости приобретаемого оборудования могут привести к финансовым потерям и судебным издержкам в перспективе. К такому негативному сценарию событий приводят необеспечение должных показателей освещенности, нарушение требований



охраны труда в результате приобретенного оборудования с «заочным» сертификатом соответствия.

Принимая участие в различных энергетических форумах и конференциях, мы видим, что с аналогичными проблемами сталкиваются как производители осветительных приборов, так и производители всей электротехнической отрасли. Для решения вышеупомянутых проблем мы призываем к активному открытому диалогу все заинтересованные стороны.

В заключение хочется сказать, что вопрос реализации программы импортозамещения в нашей стране актуален, т.к. доля импорта остается достаточно высокой. В настоящее время отечественные производители сталкиваются с рядом проблем, которые затрудняют развитие производства и последующего экспорта. Нам необходимо в кратчайшие сроки обновить и доработать стандарты и требования к технической продукции.



Постановление Правительства РФ от 17.02.2018 № 170

«О внесении изменений в Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».

Установлен механизм компенсации затрат на демонтаж, транспортировку и размещение передвижных генерирующих объектов.

Указывается, что при определении необходимой валовой выручки организаций, эксплуатирующих мобильные (передвижные) генерирующие объекты установленной мощностью более 20 мВт, поставляющие энергию в вынужденном режиме, будут учитываться расходы, связанные с изменением места расположения таких объектов, осуществленным после 1 февраля 2017 года.

Кроме того, согласно Постановлению, для указанных генерирующих объектов:

- при установлении цен на мощность на 2019 год учитываются фактические экономически обоснованные расходы, связанные с демонтажем, транспортировкой и размещением указанных объектов на территории Республики Крым и г. Севастополя, осуществленным после 1 февраля 2017 года;
- при установлении цен на мощность на 2020 год и последующие периоды регулирования учитываются планируемые расходы, связанные с демонтажем, транспортировкой и размещением объектов при изменении места их расположения (перемещении), осуществленном после 31 декабря 2017 года. Начиная с 2020 года цены на мощность для указанных генерирующих объектов определяются с учетом отклонения фактических экономически обоснованных расходов от планируемых расходов, связанных с демонтажем,

транспортировкой и размещением таких генерирующих объектов при изменении места их расположения (перемещении), учтенных в цене на мощность в предыдущие периоды регулирования.

Постановление Правительства РФ от 17.02.2018 № 168

«О внесении изменений в Положение о Федеральной антимонопольной службе».

Уточнены полномочия ФАС России в области регулирования тарифов на электроэнергию.

Уточнено, что ФАС России устанавливает в том числе цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в ценовых зонах оптового рынка субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности) по договорам, заключенным с субъектами оптового рынка – покупателями электрической энергии (мощности), функционирующими в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством РФ установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в целях обеспечения потребления электрической энергии потребителями, не относящимися к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей.

Из перечня полномочий ФАС России исключено установление надбавки к цене на мощность и (или) к равновесной цене на электрическую энергию в целях частичной компенсации стоимости мощности и (или) электрической энергии субъектов оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), генерирующее оборудование которых расположено на территориях субъектов РФ, не имеющих административных границ с другими субъектами РФ и не относящихся к территориям островов.

Приказ Минэнерго России от 27.12.2017 № 1233

«Об утверждении методики проведения оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон».

Утверждена методика расчета показателей готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон.

Методика применяется Минэнерго России для оценки готовности субъектов электроэнергетики, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства высшим классом номинального напряжения 110 кВ и выше и (или) объектами по производству электрической энергии суммарной установленной мощностью 25 МВт и более, в том числе объектами по производству электрической энергии, функционирующими в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, а также субъектов электроэнергетики, являющихся субъектами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, к работе в отопительный сезон.

Оценка готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон проводится Минэнерго России на основании данных о выполнении субъектами электроэнергетики условий готовности к работе в отопительный сезон, установленных разделом IV Правил оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон, утвержденных постановлением Правительства РФ от 10.05.2017 № 543.

Оценка готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон включает в себя определение индекса готовности на основании расчетов, проводимых в соответствии с методикой, и результаты работы комиссии по оценке выполнения условий готовности в случае достижения установленной величины специализированных индикаторов при проведении мониторинга готовности.

Индекс готовности объекта или субъекта электроэнергетики принимает значения в диапазоне от 0 (наихудшее значение) до 1 (наилучшее значение) с точностью до второго знака после запятой.

Методикой устанавливаются:

- формула расчета оценки выполнения условий готовности объекта (ИВУ);
- формула расчета оценки выполнения групп условий готовности объекта (ИВГУ);
- формула расчета индекса готовности объекта (ИГО);
- формула расчета индекса готовности субъекта (ИГС);
- перечень исходных данных, балльная шкала и весовые коэффициенты, используемые для оценки выполнения показателей и условий готовности объектов электроэнергетики;
- балльная шкала выполнения отдельных показателей условий готовности объектов, на которых эксплуатируются изготовленные на территории РФ опытные и (или) головные образцы продукции;
- перечень специализированных индикаторов и порядок их расчета;
- рекомендуемый образец сведений о несоблюдении нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования и случаях неучастия (участия несоответствующего техническим требованиям к генерирующему оборудованию участников оптового рынка) генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты и гидроэлектростанций в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности;
- образец предоставления данных об авариях в электроэнергетике, систематизацию которых осуществляют субъекты оперативно-диспетчерского управления.

Рубеж в энерго-эффективности

С начала 2018 года вступило в силу постановление Правительства РФ № 275 об изменениях первоочередных требований к энергоэффективности возводимых зданий. В числе прочего оно предписывает использовать в системах теплоснабжения и вентиляции оборудование для автоматического поддержания гидравлического режима и погодозависимого регулирования потребления тепла. Кроме того, приготовление горячей воды для бытовых нужд теперь также должно производиться непосредственно в домах, а не на ЦТП или в котельных.

— Э то очень важный рубеж. Несмотря на то, что многие энергосберегающие решения достаточно давно включены в СНиПы, до сих пор их предписания в жилищном и гражданском строительстве соблюдались фрагментарно. Теперь, когда этот вопрос взят на контроль Правительством, жители многоквартирных зданий получили реальный шанс избавиться от температурного дискомфорта и снизить потребление тепла и горячей воды на величину до 40%. Для этого каждый дом должен иметь автоматизированный индивидуальный тепловой пункт с погодозависимым управлением и теплообменником системы ГВС, а также балансировку системы теплоснабжения по стоякам. Регулирование будет происходить непосредственно в самих зданиях, в зависимости от реальной потребности людей в тепле и колебаний уличной температуры рядом с домом, а не от общегородского прогноза погоды. А при наличии поквартирного учета тепла его экономия выльется в реальную экономию денег собственников», — объясняет Антон Белов, заместитель директора отдела тепловой автоматики компании «Данфосс».

Как отмечает эксперт, реальное повышение энергоэффективности ЖКХ должно начинаться с реформы нормативной и законодательной базы. В России этот процесс стартовал в 2009 году, после появления закона «Об энергосбережении» и последовавшего за ним пересмотра ряда отраслевых стандартов. Однако до сих пор все нормативные предписания носили главным образом рекомендательный характер.

Следующим логичным шагом на пути к модернизации ЖКХ, по мнению экспертов, должно быть распространение аналогичных требований на капитальный ремонт многоквартирных домов. Сегодня он нередко заключается в замене технически устаревшего и неэффективного оборудования на точно такое же новое. Это не только снижает эффективность отрасли, но и ставит собственников жилья в домах прошлых лет постройки в заведомо менее выгодное положение по отношению к обитателям новостроек. Отрицательно сказывается это и на рыночной стоимости квартир.

Постановление № 275 было принято Правительством в марте 2017 года. Оно предусматривало отсрочку на полгода, которую получил Минстрой для подготовки необходимой нормативной базы и разработки критериев энергоэффективности.

Пресс-служба ООО «Данфосс»

Доктора вызывали?

Поломки силовых трансформаторов

Анализ поломок силовых трансформаторов показывает, что, хотя тенденции могут измениться, основные факторы этих сбоев остаются неизменными. Ниже перечислены основные причины сбоев трансформатора за последние несколько десятилетий и указаны те области, в которых наилучшим образом могут быть направлены усилия по сокращению отказов.



ЛИНЕЙНЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

Причина номер один для всех типов отказов трансформаторов. Эта категория включает в себя всплески напряжения, ошибки/обрывы линий и другие отклонения в передаче и распределении. Эта значительная часть потерь трансформатора указывает на то, что больше внимания следует уделять обеспечению защиты от перенапряжений или проверке адекватности существующей защиты от перенапряжений.

МОЛНИЯ

Поломок от скачков вследствие ударов молнии значительно меньше, чем из-за линейных перенапряжений. Сегодня, если у нас не будет подтверждения скачка от удара молнии, отказ типа перенапряжения классифицируется как «линейные перенапряжения».

ПЛОХОЕ КАЧЕСТВО ИЗГОТОВЛЕНИЯ

В исследовании HSB за 1998 год лишь несколько процентов от общей суммы претензий были связаны с плохим качеством изготовления или дефектами производителя. Среди найденных условий были такие вещи, как неподдерживаемые провода, некачественные блокировки, плохая пайка, неадекватная изоляция сердечника, низкое сопротивление короткому замыканию и посторонние предметы, оставшиеся в баке.

УХУДШЕНИЕ ИЗОЛЯЦИИ

Ухудшение изоляции было второй по значимости причиной отказов за последние 10 лет. Средний возраст трансформаторов, которые вышли из строя из-за ухудшения изоляции, составлял 17,8 года – при ожидаемом сроке от 35 до 40 лет!

Обзор показывает, что запланированная программа технического обслуживания, проверки и тестирования значительно снизит количество отказов трансформатора и непредвиденное прерывание питания. С точки зрения затрат не только стоимость ремонта обходится дорого, но и стоимость простоя. Перемотка большого силового трансформатора может занять от 6 до 12 месяцев. Хорошая программа технического обслуживания должна включать осмотр и замену частей, которые выработали свой ресурс.

ПЕРЕГРУЗКА

Эта категория относится к тем случаям, когда фактическая перегрузка может быть установлена как причина сбоя. Она включает только те трансформаторы, которые испытывали устойчивую нагрузку, превышающую пропускную способность паспортной таблички.

Часто перегрузка происходит, когда нагрузка медленно увеличивается, с небольшими приращениями с течением времени. В конечном итоге мощность трансформатора превышает, что приводит к чрезмерным температурам, которые преждевременно ухудшают изоляцию.

ВЛАЖНОСТЬ

В категорию «влага» входят сбои, вызванные наводнениями, протекающими трубами, протекающими крышами, водой, поступающей в цистерны через протекающие втулки или фитинги, и подтвержденное присутствие влаги в изоляционном масле.

НЕАДЕКВАТНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Неадекватное техническое обслуживание было четвертой ведущей причиной сбоев трансформатора. Эта категория включает отключенные или неправильно установленные элементы управления, потерю охлаждающей жидкости, накопление грязи, масла и коррозии. Неадекватное обслуживание заключается в том, что вы

не обнаружили начальных проблем, когда было достаточно времени, чтобы исправить это.

САБОТАЖ И ЗЛОНАМЕРЕННАЯ ПОРЧА

Эта категория обычно присваивается, когда умышленный урон был очевиден. Удивительно, но за последние 10 лет из-за этой причины не было сообщений об ущербе.

СВОБОДНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

Эта категория включает в себя мастерство и техническое обслуживание при изготовлении электрических соединений. Одна из проблем заключается в неправильном спаривании разнородных металлов, хотя в последние годы это несколько уменьшилось. Другой проблемой является неправильное закручивание болтовых соединений.

ВСЕ ОСТАЛЬНЫЕ

Эта категория охватывает все, что не может быть отнесено к вышеуказанным категориям, включая «Причина не определена».

УСТАНОВКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Держите электрическую нагрузку в пределах проектного диапазона трансформатора. В трансформаторах с жидкостным охлаждением внимательно следите за верхней температурой масла.

Установите трансформаторы в местах, совместимых с их конструкцией. При установке на открытом воздухе убедитесь, что устройство рассчитано на работу на открытом воздухе.

Защитите трансформаторы от перенапряжений и других внешних опасностей.

ИСПЫТАНИЕ МАСЛА

Диэлектрическая прочность трансформаторного масла быстро уменьшается с поглощением влаги. Известно, что одна часть воды в 10 000 частей масла снижает электрическую прочность на 50 процентов. Образцы масла из каждого резервуара, за исключением, конечно, небольших распределительных трансформаторов, должны анализироваться один раз в год. Влажность может быть быстро обнаружена и удалена путем фильтрации.

Анализ газа в масле должен проводиться ежегодно для измерения растворенных газов в масле, которые создаются при возникновении неисправностей в трансформаторе. Конкретный газ и количество газа могут идентифицировать тип неисправности. Испытание масла должно выполняться ежегодно, чтобы определить способность масла выполнять функции в качестве изолятора. Эти испытания включают диэлектрический пробой, кислотность, межфазное натяжение и т. д.

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Держите фарфоровые втулки и изоляторы чистыми. На блоках с жидкостным охлаждением проверьте радиаторы на наличие утечек,



ржавчины, скопления грязи и любых механических повреждений, которые ограничивают поток масла.

ДЕРЖИТЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ ПЛОТНЫМИ

Проверьте контакты на герметичность, свободу движения и выравнивание.

Обмотки трансформатора, втулки и разрядники должны иметь испытание коэффициента мощности на трехлетний период.

Проверяйте заземление на ограничителе перенапряжений раз в год. Соединение должно быть плотным, а провод – как можно короче. Сопротивление заземления следует проверять в течение сухого сезона, и оно не должно превышать 5 Ом.

В настоящее время на рынке существует ряд онлайн-систем. Поставщики системы собирают различные датчики, подключают их к блоку сбора данных и обеспечивают дистанционную связь через модем. Системы также включают в себя «экспертную систему» для диагностики проблемы и различия между безопасными и опасными событиями.

ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТКАЗЕ ОТ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

Все рекомендации являются общими и не должны быть исчерпывающими или полными, а также не предназначены для замены информации или инструкций производителя вашего оборудования. Обратитесь к представителю или производителю оборудования по конкретным вопросам.

*Источник:
Energyland.info*



О культуре монтажа

Что делает электромонтаж качественным и безопасным

На предприятиях, в офисах и жилых зданиях необходимо обеспечивать комфортное и безопасное пребывание людей. Особое внимание следует уделять качеству выполнения электромонтажных работ: корректная сборка электроустановок способна существенно снизить вероятность повреждения оборудования и поражения человека электрическим током. Эксперты поделятся мнениями о том, какие именно факторы являются ключевыми для поддержания высокой культуры монтажа.

YOUTUBE ВМЕСТО ГОСТа

К сожалению, нередко после разработки грамотного проекта электрических сетей, приобретения качественных комплектующих и щитового оборудования монтаж доверяется исполнителям, не имеющим достаточной квалификации. Никого не удивляет, что некоторые владельцы частных домов собирают электрощит самостоятельно, руководствуясь инструкциями, размещенными на популярном в Интернете видеохостинге. Нередки случаи, когда при возведении и жилых, и административных зданий подрядными организациями работа, которую должны осуществлять профессиональные электромонтажники, может быть поручена строителям или разнорабочим. Неточности и пренебрежение элементарными нормами регулярно приводят к опасным и непредсказуемым последствиям.

– Чтобы не допустить аварийной ситуации, например перегрева коммутационных и защитных устройств внутри щита, необходимо соблюдать правила во всем, даже в незначительных на первый взгляд деталях. Каждый специалист знает требования ПУЭ, ПТЭЭП, ГОСТов и отраслевой нормативной документации. Поэтому он корректно рассчитает номинал автоматических выключателей, не оставит скрутки проводов неизолированными, – подчеркивает начальник цеха компании «Электрофф-Инжиниринг» Александр Железнов. – Соблюдение культуры электромонтажа обеспечивает безопасную эксплуатацию всех инженерных систем зданий, включая лифтовое, насосное, вентиляционное

и противопожарное оборудование, которое работает от электрической сети.

Однако не только корректное изготовление электрощитового оборудования имеет большое значение для долговременной безаварийной службы. По мнению мастера по сборке электрощитового оборудования Мурада Теймурова, к сбою в электрической сети могут привести некачественное проведение строительных и ремонтно-отделочных работ, планировочные ошибки.

– По неясным причинам в административном здании неоднократно срабатывала тепловая защита вводного автоматического выключателя, оставляя без электроснабжения несколько офисов и кафе. Как оказалось, щит установили в одном помещении с несколькими чиллерами системы кондиционирования, в непосредственной близости от вытяжной трубы с кухни. Разумеется, электротехнические аппараты в таких условиях перегревались, – приводит в пример случай из практики Мурад Теймуров.

ЧЕМ НЕЛЬЗЯ ПРЕНЕБРЕГАТЬ. КУЛЬТУРНЫЙ МИНИМУМ

Культура монтажа складывается из нескольких составляющих. Она предполагает соблюдение всех этапов работ, начиная с разработки технического задания и создания проекта и заканчивая ведением исполнительной документации (актов скрытых и выполненных электромонтажных работ, фотографий, исполнительных схем электропроводки). Специалист по монтажу

ОСНОВА КУЛЬТУРЫ
ЭЛЕКТРОМОНТАЖА –
САМОДИСЦИПЛИНА,
А ЦЕНА ОШИБКИ –
ЧЕЛОВЕЧЕСКАЯ ЖИЗНЬ



электрических установок всегда должен следовать утвержденному плану.

– Основа культуры электромонтажа – самодисциплина, а цена ошибки – человеческая жизнь, – уверен директор ООО «Руна-Энерго плюс» Виктор Матвеев. Для обеспечения безопасности персонала правила предусматривают средства защиты от воздействия электрического тока. Так, при обслуживании электрощитового оборудования необходимо использовать диэлектрический инструмент, рассчитанный на напряжение до 1000 В и протестированный на пробой изоляции при 10 кВ. На его рукоятках присутствует маркировка о сертификации в соответствии с международным стандартом качества VDE.

При сборке ЭЩО инструмент также должен выбираться корректно: например, недопустимо применение обычного шуруповерта вместо динамометрического ключа. Объясняется это рекомендациями по монтажу аппаратов, в которых указано усилие затяжки винтовых соединений. Данный параметр невозможно проконтролировать с отверткой. Так, усилие затяжки винтовых зажимов для автоматического выключателя ВА47-29 составляет 2 Н•м (0,2 кгс•м). Существенное превышение нормы (перетягивание) может привести к поломке устройства, слабо затянутое соединение – к некорректной работе тепловой защиты, перегреванию клемм и отгоранию проводника.

Высокий уровень культуры монтажа проявляется не только в выборе нужного инструмента, но и в стопроцентном входном контроле комплектующих, выходном контроле каждого щита. Особое внимание профессионалы уделяют организации кабельной разводки. Для них принципиально то, что каждая линия подписана в нескольких местах (в т. ч. у входа в пучок проводов), шины маркированы цветом по всей длине, контакты пронумерованы. Все эти меры в комплексе помогают снизить вероятность ошибочных действий обслуживающего персонала и предотвратить сбой в работе энергосети.

Производители, со своей стороны, способствуют соблюдению культуры монтажа даже в мелких деталях благодаря специальным решениям в системах маркировки, изоляции и крепежа, которые позволяют проводить работы правильно, аккуратно и быстро. Достижимый результат – высокий уровень безопасности и удобство дальнейшей эксплуатации.

– Например, при изготовлении электрощитового оборудования специалисты применяют перфорированный кабельный канал «Импакт». Он позволяет эстетично и качественно уложить проводники внутри шкафа, что делает монтаж более надежным и безопасным на протяжении всего срока эксплуатации оборудования, – поясняет Андрей Логвин, специалист по техническому обучению Группы компаний ИЕК. Стоит отметить, что шаг перфорации у канала «Импакт» совпадает с расположением контактных зажимов на модульной аппаратуре, что сокращает время на заведение проводов в клеммы.

ГДЕ УЧАТ КУЛЬТУРЕ ЭЛЕКТРОМОНТАЖА

Многие электромонтажники, изучив в среднем специальном учебном заведении регламентирующие документы и получив определенные навыки, продолжают свое обучение под руководством наставников. Ведь не все нормируется ПУЭ, есть и лайфхаки, которыми делятся опытные мастера с молодой сменой. Александр Железнов («Электрофф-Инжиниринг») приводит в пример аккуратные S-образные сгибы проводов перед вводом в автоматические выключатели, которые позволяют оперативно заменить аппарат, не наращивая длину, а разогнув имеющийся резерв «на две зачистки». Небольшие детали, например применение заглушек на свободные модули или установка ограничителей на профиль, отличают щит, собранный профессионалом, от изделий новичков.

Ознакомлением специалистов с новыми решениями и популяризацией культуры электромонтажа активно занимаются производители в рамках электротехнических форумов, выставок и отдельных образовательных инициатив. Так, на прошедшем в ноябре 2017 года отраслевом событии Interlight Moscow Группа компаний ИЕК стала официальным партнером проекта «Электротехническая академия». В период его проведения все желающие могли ознакомиться с секретами правильного электромонтажа кабельной системы, арматуры для СИП и щита частного дома.

– Мы делимся на мастер-классах решениями, обеспечивающими высокую культуру исполнения работ, проводим вебинары на специализированном учебном портале, разрабатываем новые и актуализируем уже имеющиеся дистанционные курсы, – рассказывает директор по развитию бизнеса ГК ИЕК Илья Чаплинский. – Ведь сегодня отрасль нуждается в специалистах, обладающих глубокими теоретическими знаниями, тщательной технической подготовкой и уважающих культуру монтажа.

Повышая качество и профессионализм выполнения электромонтажных работ, можно предотвратить возможные сбои до их наступления, а не разбираться с их причинами и последствиями. От самодисциплины и внимания к деталям специалистов зависят эффективность, надежность и безопасность систем электроснабжения.

Пресс-служба Группы компаний ИЕК

К наилучшим доступным технологиям

Федеральная служба по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор), Министерство связи и массовых коммуникаций РФ, «Фортум» и «Газпром нефть» в рамках российского инвестиционного форума в г. Сочи (15–16 февраля 2018 г.) подписали соглашения о взаимодействии.



Цель соглашений – реализация пилотных проектов по внедрению в энергетике и нефтеперерабатывающей промышленности автоматизированных систем мониторинга воздуха с применением технологий Интернета вещей. Подписи под соглашением поставили заместитель министра природных ресурсов и экологии РФ – руководитель Росприроднадзора Артем Сидоров, министр связи и массовых коммуникаций РФ Николай Никифоров, председатель Правления «Газпром нефти» Александр Дюков и и исполнительный вице-президент корпорации «Фортум», глава дивизиона «Россия» Александр Чуваев.

– Во время недавнего визита на Московский НПЗ мы ознакомились с работой автоматизированной системы мониторинга воздуха. Мы договорились с «Газпром нефтью», что аналогичная система вскоре будет установлена и на Омском НПЗ. Эти пилотные проекты помогут нам сформировать стандарты, которые позволят в ближайшие годы внедрить системы автоматического контроля выбросов в атмосферу на российских предприятиях, которые должны перейти на наилучшие доступные технологии (НДТ), – подчеркнул А. Сидоров.

– Сегодня мы заключили соглашение, согласно которому впервые в России данные системы мониторинга воздуха с наших нефтеперерабатывающих заводов в Москве и Омске будут в автоматическом режиме передаваться в

Росприроднадзор. Мы будем рады, если результаты нашей работы станут полезны, – отметил А. Дюков.

В соответствии с соглашением Московский и Омский НПЗ «Газпром нефти» станут опытными площадками для разработки единых требований к техническим решениям и методикам проектирования отраслевых систем мониторинга. Тестирование пройдет на двух установках. Газоанализаторы, смонтированные на установках, будут в онлайн-режиме передавать данные в надзорные ведомства. Результаты пилотных испытаний будут учтены при утверждении нормативных правовых актов к оснащению автоматизированными системами мониторинга воздуха (АСМВ) предприятий I категории, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, в том числе нефтеперерабатывающей отрасли.

В свою очередь, ПАО «Фортум» в 2018 году совместно с надзорными органами на Челябинской ГРЭС (Челябинской ТЭЦ-4) будет установлено дополнительное оборудование, которое сможет передавать в надзорные ведомства данные о составе уходящих газов. Контроль состава газов будет осуществляться по трем параметрам – диоксиды азота, оксиды азота и оксиды углерода.

– На примере трех парогазовых энергоблоков ЧГРЭС видим, что современное оборудование позволяет не только повысить эффективность, но и минимизировать воздействие на окружающую среду. Конкретными действиями нам удалось значительно снизить удельные выбросы при производстве энергии, – отметил А. Чуваев.

Ранее аналогичная система была внедрена «Фортумом» на Челябинской ТЭЦ-2 в 2015 году – газоанализаторы и пылемеры были установлены на двух дымовых трубах. Приборы определяют состав уходящих газов и передают данные о составе выбросов в онлайн-режиме на компьютеры оперативного персонала и сайт компании. Посетители ресурса могут наблюдать почасовое обновление данных в течение суток, видеть средние показатели выбросов за месяц. Информация архивируется и остается доступной. До конца года компания планирует завершить установку приборов контроля на ряде других ТЭЦ.

*По материалам
пресс-службы Минприроды России*

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ
СМОЖЕТ ПЕРЕДАВАТЬ
В НАДЗОРНЫЕ
ВЕДОМСТВА ДАННЫЕ
О СОСТАВЕ УХОДЯЩИХ
ГАЗОВ



Литий выходит на авансцену

На протяжении многих десятилетий в источниках бесперебойного питания (ИБП) применялись свинцово-кислотные аккумуляторы. Но прогресс неумолим, к ИБП предъявляются новые требования, поэтому настало время перейти к современному типу аккумуляторов — литий-ионным (Li-ion).

Компания APC by Schneider Electric тоже откликнулась на этот вызов и первой предложила рынку модели однофазных ИБП на основе Li-ion аккумуляторов Smart-UPS SRLT1000RMXLI и Smart-UPS SRLT1500RMXLI. Старт глобальных продаж новых ИБП намечен на I квартал 2018 года.

При той же емкости масса Li-ion аккумулятора на 30% меньше, чем у свинцово-кислотного. Срок службы в 2 раза больше, чем у ранее использовавшихся в ИБП накопителей энергии. И, что очень важно для дата-центров, Li-ion аккумулятор нормально работает при температуре до +40 °C. Современной тенденцией является повышение температуры внутри помещений центров обработки данных, где установлено оборудование и не находятся постоянно сотрудники, что позволяет экономить электроэнергию на работе систем охлаждения.

Серьезным преимуществом является и в несколько раз большая скорость зарядки Li-ion батарей относительно свинцово-кислотных. Почему это важно для ИБП? Радикально повышается надежность при частых сбоях в энергоснабжении. Если раньше могла возникнуть ситуация, что аккумулятор ИБП не успел зарядиться за время, прошедшее между двумя перерывами в подаче электричества, то при использовании Li-ion технологии такое развитие событий почти полностью исключается.



APC Smart-UPS SRLT1000RMXLI и APC Smart-UPS SRLT1500RMXLI относятся к типу Online ИБП с двойным преобразованием. Этот тип ИБП обеспечивает наиболее надежное и качественное электроснабжение. Вне зависимости от напряжения на входе, на выходе обеспечивается стабилизированное напряжение синусоидальной формы. При коммутации на питание от аккумулятора в результате внезапного пропадания напряжения в сети питание нагрузки ни на мгновение не прерывается. Предусмотрена автоматическая подстройка частоты на выходе в соответствии с частотой на входе.

Основные технические характеристики APC Smart-UPS SRLT1000RMXLI и APC Smart-UPS SRLT1500RMXLI приведены в таблице. Главное отличие между двумя моделями заключается в номинальном значении активной/полной мощности нагрузки, которая составляет 900 Вт/1000 ВА и 1350 Вт/1500 ВА соответственно. Устройства SRLT1000RMXLI-NC и SRLT1500RMXLI-NC выпускаются с предустановленными сетевыми картами.

Блок Li-ion аккумуляторов XBP48RM1U-LI выполнен съемным, что в сочетании с малой массой, характерной для данного типа аккумуляторов, упрощает обслуживание. В целом снижение общих затрат на обслуживание APC Smart-UPS SRLT1000RMXLI и APC Smart-UPS SRLT1500RMXLI по сравнению с аналогичными моделями ИБП на основе свинцово-кислотных батарей может достигать 35%. При необходимости можно добавить еще до четырех аккумуляторных блоков, то есть максимальное количество используемых Li-ion блоков достигает 5. Соответственно, до 5 раз можно увеличить продолжительность работы от аккумулятора по сравнению с базовой комплектацией. При этом конструкция применяемых Li-ion батарей обладает самой высокой для данного класса аппаратуры надежностью, полностью соответствуя требованиям UL 1973 и UL1642/IEC62133. Расчетный срок службы Li-ion аккумуляторов составляет 10 лет.

По материалам www.schneider-electric.com

Технологическое присоединение, смена собственника и другое

Ответы специалистов на наиболее часто задаваемые вопросы по энергоснабжению.

– **Какие документы надо проверить до покупки помещения?**

– Либо помещение должно продаваться с мощностью, либо цена должна учитывать дальнейшую покупку мощности. В связи с введением электросетевой компанией платы за присоединение стоимость 1 кВт мощности может превышать 100 000 рублей. Правоустанавливающими документами на мощность являются разрешение на присоединение и акт разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности. Переоформление мощности при наличии этих документов не составляет труда. Если ни одного из этих документов нет, то ввести помещение в эксплуатацию и заключить новый договор электроснабжения не получится, и встанет вопрос о покупке мощности.

– **Какие документы по электрике должны быть у службы эксплуатации помещения, чтобы у инспекторов контролирующих органов не возникло вопросов?**

– Инспектор Энергонадзора в основном обращает внимание на документы на мощность, однолинейную схему и отчет о контрольных испытаниях. Если схема согласована и испытания проводились с требуемой периодичностью, то в предписании будет сказано о том, что нужно устранить дефекты электроустановки, выявленные в процессе осмотра помещения. Инспектор Энергосбыта проверяет пломбы на счетчиках и места возможной утечки электроэнергии.

– **Существуют ли способы получить электрическую мощность дешевле официальных тарифов?**

– Такие способы есть, и они вполне законны. Специализированные органы подскажут вам лучший из многочисленных вариантов.

– **В каких случаях необходимо получать акт допуска электроустановки в эксплуатацию?**

– В настоящее время действует постановление Правительства РФ от 21 апреля 2009 года № 334, вступившее в силу 5 мая 2009 года. Указанное постановление внесло изменения в «Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». Подпунктом г пункта 7 «Правил ...» отменена выдача органами Ростехнадзора разрешений на допуск в эксплуатацию электроустановок физических лиц мощностью до 15 кВт и юридических лиц мощностью до 100 кВт.

– **Сколько стоит заменить однофазный ввод 220В на трехфазный ввод 380 В в частном доме?**

– В этом случае можно вести разговор об устройстве нового ввода, так как это потребует выполнения электромонтажных работ и смену точки присоединения. Первым делом надо обращаться к балансодержателю в точке присоединения с целью определения наличия технической возможности.

– **Какие документы необходимы при смене собственника на переоформление договора электроснабжения?**

– Перечень документов зависит от того, является ли новый собственник юридическим или физическим лицом. Рекомендуется обратиться

сразу в Энергосбыт для заключения договора. Это позволит получить только необходимые и достаточные документы и не получать массу ненужных документов.

– Необходимо ли иметь на предприятии специально обученный персонал, обеспечивающий реализацию мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, для заполнения формы энергетического паспорта?

– По ФЗ-261 на предприятии приказом должен быть назначен ответственный за реализацию мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности. Даже если этот или другой специалист самостоятельно заполнит все формы энергетического паспорта, то зарегистрировать его в Минэнерго самостоятельно не получится. Энергопаспорт на регистрацию в Минэнерго может подавать только СРО с правом энергоаудита. По правилам заполнением энергетического паспорта занимается организация-энергоаудитор, аттестованная в СРО.

– Подскажите, пожалуйста, диапазон цен и сроки на проектирование линейной схемы электроснабжения от трансформатора к участку (частное строительство).

– Ориентировочная стоимость составляет от 10 000 рублей. Этот расчет произведен по трудозатратам проектировщика. Основная часть стоимости – это накладные расходы на проезд.

– Должны ли управляющие компании в жилищной сфере организовать подготовку энергопаспортов для каждого дома и когда?

– По ФЗ-261 все здания, подпадающие под действие закона, должны получить энергетические паспорта. Многоквартирные жилые дома в своем большинстве подпадают под действие закона как крупные потребители или объекты с долей государства. Расходы по разработке энергопаспортов ложатся на собственников.

– Сколько можно сэкономить, внедряя технологии энергосбережения?

– Благодаря внедрению энергоэффективных мероприятий можно сэкономить до сотен миллиардов долларов в год – в отношении крупных предприятий.

Для бюджетных предприятий или небольших коммерческих фирм иногда достаточно минимальных действий – отрегулировать освещение и время работы техники, заменить устаревшие лампы накаливания, утеплить двери, кровлю, окна, чтобы достичь экономии (около 10% от прежней суммы затрат).

– Нужно ли коммерческому предприятию назначать ответственного за энергосбережение и направлять его на обучение?

– Согласно ч. 4, ст. 24 ФЗ-261, назначать лицо, ответственное за энергосбережение, должны

только муниципальные (государственные) учреждения, расходы которых на пользование энергетическими ресурсами превышают 10 миллионов в год.

– Подпадают ли под требования Закона «Об энергосбережении...» (в части обязательного энергообследования) иностранные фирмы, находящиеся в России?

– Подпадают, если они соответствуют требованиям ч. 1, ст. 16 закона ФЗ-261. Закон не разделяет предприятия на российские или иностранные.

Отвечает Алексей Кожевников, НП «Национальное агентство по энергосбережению и возобновляемым источникам энергии».

– Участвую в разработке программы энергосбережения. Требования технического задания сформулированы таким образом, что все, что имеется в законодательстве, необходимо заложить в программу. Нельзя ли воспользоваться уже разработанной, универсальной программой энергосбережения и только наполнять ее отдельные разделы с учетом специфики конкретного предприятия?

– Ответ на этот вопрос лежит в простой инженерной формуле: «Универсальное – враг хорошего».

Разработка программы энергосбережения – процесс, требующий совмещения усилий разных специалистов, у каждого из которых есть свой подход, свое понимание проблем энергосбережения. Объекты, для которых разрабатываются программы, тоже весьма сильно отличаются друг от друга – например, объекты Департамента образования сильно отличаются от объектов Департамента топливно-энергетического хозяйства или от объектов Департамента транспорта и связи. Конечно, унификация нужна, но разумная, с учетом специфики самой программы.

Будучи участником разработки программ энергосбережения в нескольких округах г. Москвы, я непосредственно столкнулся с проблемами унификации программ энергосбережения на уровне так называемой типовой программы энергосбережения. Заполнение всех обязательных приложений к ней потребовало титанических усилий.

А результат? Из 8,5 (вдумайтесь в цифру!) тысячи страниц программы энергосбережения примерно 5 тысяч посвящены 50 подведомственным префектуре учреждениям, суммарный объем потребления которых составляет 0,4% от общего объема потребления энергоресурсов в округе. Типовая программа энергосбережения – штука вроде бы полезная, однако применять ее нужно со смыслом.

*Источники: portal-energo.ru;
energetic-ltd.ru; energo-pasport.com*

Отключение энергосистем и смертельные случаи

Надзорные органы информируют об авариях и несчастных случаях, по которым завершено расследование

СИБИРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ РОСТЕХНАДЗОРА, ПАО «ИРКУТСКЭНЕРГО»

Групповой несчастный случай со смертельным исходом произошел 22 января 2018 г. в Иркутской области. В 13:32 бригада слесарей тепловых сетей РТС-1 УТС НИ ТЭЦ из пяти человек начала осмотр с целью определения границ замороженного участка резервного трубопровода в тепловом пункте ТП-1 и определения порядка действий по приведению его в работоспособное состояние. При прогреве трубопровода произошел хлопок с быстрым запакованием ТП-1. В 14:20 от мастера участка поступил звонок диспетчеру РТС-1 УТС с требованием вызвать скорую помощь. Пострадавшим оказана первая медицинская помощь персоналом медпункта НИ ТЭЦ, затем была вызвана скорая помощь и пострадавшие отвезены в ожоговое отделение ОГБУЗ и ГКБ № 3 г. Иркутска. Позднее двое из трех рабочих скончались.

Организационные причины: недостатки в организации и проведении подготовки работников, отсутствие надзора за выполнением работ.

СИБИРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ РОСТЕХНАДЗОРА, ООО «УЧАСТОК КОКСОВЫЙ», КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ, Г. КИСЕЛЕВСК

Смертельная травма произошла 19 февраля 2018 года при выполнении работ по отключению высоковольтной ячейки от передвижной опоры ЛЭП-6кВ: электрослесарь по ремонту оборудования получил электротравму, которая привела к его гибели.

Организационные причины:

- отсутствие надзора за выполнением работ на высоковольтной ячейке;
- применение сигнализатора напряжения «ИВА-Н-3» в качестве основного средства индивидуальной защиты от поражения электрическим током;
- эксплуатация неисправного оборудования высоковольтной ячейки, выразившаяся в неисправности блокировки поворотной лестницы, в отсутствии замка на двери отсека управления и контроля, в отсутствии наружного освещения;
- недостатки в организации и проведении подготовки работников;
- недостаточный объем знаний у административно-технического и оперативного персонала требований безопасности при работе в электроустановках;
- непроведение обучения и ознакомления с руководством по эксплуатации сигнализатора напряжения «ИВА-Н-3»;
- непроведение тренировок с электротехническим и электротехнологическим персоналом в плане выполнения технических мероприятий, правил оказания первой доврачебной медицинской помощи, правил применения средств индивидуальной защиты;
- не разработана инструкция по технической эксплуатации и производству оперативных переключений приключательных пунктов;
- изменение наряда электрослесарю по ремонту оборудования и стажеру электрослесаря по ремонту оборудования без согласования с механиком участка открытых горных работ, без внесения изменений в книгу нарядов и проведения целевого инструктажа;
- неудовлетворительное осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при производстве работ в электроустановках со стороны руководителей и специалистов предприятия.

КАВКАЗСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ РОСТЕХНАДЗОРА, АО «ДАГЕСТАНСКАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ», ФИЛИАЛ ПАО «ФСК ЕЭС» – КАСПИЙСКОЕ ПМЭС, РЕСПУБЛИКА ДАГЕСТАН

27 января 2018 года в 18.09 отключалась ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала действием защит на ПС 330 кВ. При этом часть Дагестанской энергосистемы и энергосистема Азербайджана выделилась на изолированную работу от ЕЭС



России. Суммарно обесточены 160 500 человек (105,5 МВт): полностью – Магарамкентский, Докузпаринский, Ахтынский, Рутульский, Агульский, Курахский, Сулейман-Стальский, Хивский, Табасаранский районы, частично – Дербентский район и город Буйнакск.

Причина: обрыв одного из двух проводов шлейфа ф. «В» на анкерной угловой опоре № 87 ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала.

**СЕВЕРО-ЗАПАДНОЕ
УПРАВЛЕНИЕ РОСТЕХНАДЗОРА,
ФИЛИАЛ ОАО «ФСК ЕЭС» –
ВОЛОГОДСКОЕ ПМЭС**

10 января 2018 года в 13.23 отключилась в Вологодской энергосистеме ВЛ 220 кВ Вологодская – Явенга (тяговая) с отпайками, ВЛ 220 кВ Вологодская – Харовская (тяговая) с отпайкой на ПС 220кВ Сокол, произошли отключения в сети 110кВ на подстанциях 110 кВ Сямжа, Дымково, Кубенское.

Причина: аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вологодская – Харовская (тяговая) с отпайкой на ПС 220 кВ Сокол произошло в результате нарушения электрической изоляции провода фазы «С» относительно земли по причине приближения крупногабаритного транспортного средства на недопустимое расстояние к проводу ВЛ.

**СИБИРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
РОСТЕХНАДЗОРА,
ПОДСТАНЦИЯ «ОЗЕРНАЯ»
И БРАТСКАЯ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ**

27 июня на Братской ГЭС компании «Иркутск-энерго» неправильно сработала противоаварийная автоматика; потом ошиблась автоматика на подстанции 500 кВ «Озерная», принадлежащей «Иркутской электросетевой компании» (ИЭСК). После этого отключились семь магистральных линий электропередачи ФСК, электростанции суммарной мощностью около 7 тыс. МВт. Было нарушено энергоснабжение более 265 тыс. человек, шести алюминиевых заводов «Русала» – произошла крупная авария. В ходе расследования аварий была выявлена некорректная работа противоаварийной автоматики.

**СРЕДНЕ-ПОВОЛЖСКОЕ
УПРАВЛЕНИЕ РОСТЕХНАДЗОРА
ПОДСТАНЦИЯ «КОМСОМОЛЬСКАЯ»
(ФИЛИАЛ ПАО «МРСК ВОЛГИ» –
«САМАРСКИЕ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ»)
Г. ТОЛЬЯТТИ**

9 января 2018 года в 14.31 в результате неправильного действия автоматики ограничения перегрузки оборудования воздушной линии электропередачи (ВЛ) 110 кВ Азот – Комсомольская были отключены несколько ВЛ-110 кВ, ВЛ-35 кВ и фидера 6 кВ. По данным оперативно-информационного комплекса Самарского РДУ, нагрузка на присоединениях, отключенных действием автоматики, составила 136 МВт.

Организационные причины: использование при подготовке рабочего места и при производстве работ в цепях устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА) неактуализированной оперативно-технической документации; ненадлежащий контроль со стороны ответственных должностных лиц за содержанием, ведением оперативно-технической документации на рабочих местах персонала и при приемке УРЗА.

Мероприятия по устранению причин аварии и профилактике подобных происшествий. В целях предупреждения аварийности и недопущения подобного при эксплуатации УРЗА предлагается:

- обеспечить надлежащий контроль за исполнением своих должностных обязанностей лицами, ответственными за содержание и своевременную актуализацию оперативно-технической документации в службах и на энергообъектах;

- не допускать к выполнению работ в цепях УРЗА персонал, не обеспеченный актуализированными исполнительными схемами, программами и соответствующими инструкциями;

- не допускать приемку и ввод в эксплуатацию УРЗА без наличия всей вновь оформленной и актуализированной существующей оперативно-технической документации.

Выписан штраф на сумму 400 тысяч рублей.

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ ИНСПЕКЦИЯ
ТРУДА В ХМАО – ЮГРЕ
АО «ЮТЭК-ПЫТЬ-ЯХ»,
ХМАО-ЮГРА, Г. ПЫТЬ-ЯХ**

15 февраля 2018 года 69-летний электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования АО «ЮТЭК-Пыть-Ях» получил тяжелую травму. Тяжелый несчастный случай с работником произошел в трансформаторной подстанции. При производстве работ по восстановлению электроснабжения электромонтер попал под напряжение 6 кВТ на ТП 6/0,4кВ № 1-5, получив электротравму, электроожоги кистей 2-й степени.

Организационные причины:

- несоблюдение требований инструкций по охране труда (не было ограждено рабочее место);

- невыполнение требований организации производства работ на рабочем месте, выразившееся в самовольном расширении рабочего места и объема задания;

- неудовлетворительная организация работ вследствие недостаточного контроля со стороны руководителей и специалистов АО «ЮТЭК-Пыть-Ях» за производством работ.

По результатам расследования несчастного случая работодателю выдано обязательное для исполнения предписание по устранению причин несчастного случая, кроме того, АО «ЮТЭК-Пыть-Ях» привлечено к административной ответственности.



**КАВКАЗСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
РОСТЕХНАДЗОРА ЗАВЕРШИЛО
ПРОВЕРКУ ПАО «МРСК СЕВЕРНОГО
КАВКАЗА» – «КАРАЧАЕВО-
ЧЕРКЕССКЭНЕРГО»**

В ходе проверки было выявлено 530 нарушений. В частности, на подстанции «Северная» температурный режим не соответствует уровню масла в расширительном баке силового трансформатора, обнаружены механические повреждения опоры (сколы бетона и оголение арматуры) и загнивание деревянных элементов опор сверх допустимых норм.

По фактам выявленных нарушений привлечено к административной ответственности 26 должностных лиц по ст. 9.11 КоАП РФ и 1 должностное лицо по ч. 1 ст. 9.1 КоАП РФ, наложен административный штраф на общую сумму 76 000 руб.

**СИБИРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
РОСТЕХНАДЗОРА ПРОВЕРИЛО
АО «НОВО-КЕМЕРОВСКУЮ ТЭЦ»**

В период с 5 по 28 февраля 2018 года проведена внеплановая выездная проверка АО «Ново-Кемеровская ТЭЦ», согласованная с прокуратурой Кемеровской области. Проверка проводилась по итогам расследования аварии, произошедшей 10 августа 2017 г. в АО «Ново-Кемеровская ТЭЦ». В результате погиб начальник смены электрического цеха. Целью проверки являлось выявление и пресечение нарушений, подобных тем, которые привели к возникновению аварии с несчастным случаем.

В ходе проведения мероприятий было выявлено 36 нарушений требований промышленной безопасности, которые могли привести к повторному возникновению угрозы причинения вреда жизни, здоровью граждан, а также возникновению угрозы чрезвычайной ситуации техноген-

ного характера. Обнаружена масса нарушений: непроведение технических освидетельствований паропроводов турбин; заземление пружинных подвесок трубопроводов пара и горячей воды. На оборудовании, работающем под давлением, установлены не поверенные манометры. Трубопровод транспортировки пара от котла к общестанционному коллектору эксплуатировался с истекшим сроком службы.

По итогам проверки АО «Ново-Кемеровская ТЭЦ» подготовлен акт проверки и административные материалы к привлечению должностных лиц к административной ответственности в соответствии с действующим законодательством.

**СИБИРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
РОСТЕХНАДЗОРА ПРОВЕРИЛО
ООО «ТОМСКНЕФТЕХИМ»**

12 марта 2018 года инспекторы Сибирского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) провели плановую выездную проверку в отношении общества с ограниченной ответственностью «Томскнефтехим». В ходе проверки соблюдения требований норм и правил в области энергетического надзора инспекторы Томского отдела по надзору за энергосетями и энергоустановками потребителей и энергоснабжением выявили нарушения, представляющие угрозу жизни и здоровью работников.

Основные нарушения электробезопасности: в ТП-122 обнаружена течь масла с выводов 0,4 кВ трансформатора № 2, термосифонного фильтра трансформатора № 2; в помещении электроустановки ТП-122 в ячейках РУ-0,4 кВ – свободный доступ к токоведущим частям, отсутствуют запирающие устройства. В помещениях РП-110 и ГРП на рукоятках рубильников S1 частотных

преобразователей 2U 401 не нанесены указатели отключенных и включенных положений. Для исключения ошибочных действий персонала и травмирования работников инспекторы Сибирского управления Ростехнадзора 12 марта 2018 г. выдали предписание и применили меру административного воздействия к руководству данного предприятия.

МТУ РОСТЕХНАДЗОРА ПРОВЕРИЛО АО «НОРИЛЬСК-ТЕЛЕКОМ»

В период с 19 по 26 февраля 2018 года Межрегиональное технологическое управление провело плановую выездную проверку требований безопасности в энергетике данного общества.

В результате выявлено 34 нарушения. В частности, отсутствуют документы, определяющие и устанавливающие: вид и порядок оперативного обслуживания электроустановок АО «Норильск-телеком», системы нумерации нарядов-допусков для работы в электроустановках, закрепление электротехнического персонала за электроустановками, выполняющего оперативное обслуживание. Не проводятся контрольные тренировки с работниками из числа электротехнического персонала в период проведения дублирования (производственного обучения). Также не проводятся периодические осмотры средств защиты, используемых в электроустановках, исправности рабочего и аварийного освещения, кабельных линий административно-техническим персоналом, не проверяются контрольно-измерительные приборы в тепловом пункте.

По итогам проверки 5 марта 2018 года АО «Норильск-телеком» и его должностное лицо привлечены к административной ответственности по ст. 9.11 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях в виде штрафа на общую сумму 22 000 рублей.

ОТДЕЛ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО НАДЗОРА ПО ЯНАО СЕВЕРО-УРАЛЬСКОГО УПРАВЛЕНИЯ РОСТЕХНАДЗОРА ПРОВЕРИЛ ООО «ГАЗПРОМ ЭНЕРГО»

В ходе ревизии выявлены десятки нарушений норм законодательства. Среди прочего было установлено, что компанией не передается оперативная информация об авариях в сфере электроэнергетики и не представляется сводный ежемесячный отчет. Кроме того, в «Газпром Энерго» допускается проведение работ по осмотру котлов сотрудниками, не осуществляющими непосредственную эксплуатацию тепловых энергоустановок.

Также ревизоры выяснили, что члены постоянно действующей экзаменационной комиссии не проходят проверку знаний в органах Энергонадзора. Не проводится повышение квалификации рабочих из числа электротехнического персонала в специализированных учебных учреждениях.

По итогам проверки к административной ответственности по ст.9.11 КоАП РФ привлечено юрлицо и 12 ответственных должностных лиц ООО «Газпром Энерго».

СЕВЕРО-ЗАПАДНОЕ УПРАВЛЕНИЕ РОСТЕХНАДЗОРА ПРОВЕРИЛО ФИЛИАЛ ПАО «ФСК ЕЭС» «ЛЕНИНГРАДСКОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ»

С 24 апреля по 27 мая сотрудники отдела участвовали в плановой проверке предприятия. Данным филиалом осуществляется эксплуатация электрических сетей напряжением 220 кВ, расположенных на территории Санкт-Петербурга и Ленинградской области. В ходе проверки выявлено 619 нарушений обязательных требований норм и правил в электроэнергетике, из них оперативно устранены при выявлении 143 нарушения, 476 нарушений предписано устранить в срок в том же месяце.

По результатам проверки составлено 12 протоколов о привлечении к административной ответственности должностных лиц Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» «Ленинградское предприятие магистральных электрических сетей» по ст. 9.11 Кодекса об административных правонарушениях РФ, нарушения обязательных норм и правил в области правил пользования топливом и энергией, правил устройства, эксплуатации топливно-энергопотребляющих установок. Общая сумма наложенных на должностных лиц штрафов составила 2 000 руб.

ЗАПАДНО-УРАЛЬСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ РОСТЕХНАДЗОРА ПРОВЕРИЛО ФИЛИАЛЫ ПАО «ФСК ЕЭС»

4 июня 2017 года в отношении филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Оренбургского предприятия магистральных электрических сетей и филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Пермского предприятия магистральных электрических сетей проведены плановые выездные проверки.

В ходе проверки в отношении филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Оренбургского предприятия магистральных электрических сетей выявлено 517 нарушений обязательных требований, в отношении филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Пермского предприятия магистральных электрических сетей выявлено 680 нарушений обязательных требований. Значительная часть нарушений связана с отсутствием и невосстановлением антикоррозионного покрытия металлоконструкций порталов металлических опор; состоянием заземляющих устройств на подстанциях и воздушных линиях; состоянием маслоприемников и маслобсборников и на открытых распределительных устройствах.

С целью обеспечения надежной и безопасной эксплуатации объектов электросетевого хозяйства руководителям филиалов предлагается разработать план мероприятий по устранению выявленных нарушений с указанием сроков и лиц, ответственных за их исполнение. В отношении ПАО «ФСК ЕЭС» направлено уведомление о месте и времени составления протокола об административном правонарушении по статье 9.11 КоАП РФ на юридическое лицо. В отношении 66 должностных лиц ПАО «ФСК ЕЭС» составлены протоколы об административном правонарушении по статье 9.11 КоАП РФ.

В зеркале 2017 года

В Ростехнадзоре прошло совещание с заместителями руководителей территориальных органов по энергетике

28 марта 2018 года состоялось совещание с заместителями руководителей территориальных органов Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор). Мероприятие открыл руководитель Службы Алексей Алёшин. С докладом на тему: «Основные показатели результатов работы по осуществлению государственного энергетического надзора за безопасной эксплуатацией энергоустановок, надзора за безопасной эксплуатацией ГТС, нормотворческая деятельность Управления государственного энергетического надзора в 2017 году и задачах по повышению ее эффективности в 2018 году» выступил начальник Управления государственного энергетического надзора **Дмитрий Фролов**.



Начальник Управления государственного энергетического надзора
Дмитрий Фролов

По его словам, на сегодняшний день фактическая численность инспекторского состава, осуществляющего государственный надзор по указанным направлениям, составляет 1 тыс. 543 человека. Следует отметить, что до 2001 года общая численность работников, занятых в системе госэнергонадзора, составляла 17 тыс. 400 человек.

– В этих условиях по итогам работы в 2017 году территориальные органы показали неплохие результаты, за что выражаю вам, коллеги, огромную признательность, – отметил Фролов.

По его словам, за 2017 год инспекторским составом территориальных органов Ростехнадзора проведено 123 тыс. 777 обследований в рамках контроля организации безопасной эксплуатации и технического состояния оборудования и основных сооружений электростанций, электрических и тепловых сетей энергоснабжающих организаций, а также по контролю за соблюдением собственниками и эксплуатирующими организациями обязательных требований в области безопасности ГТС. За прошлый год на этом направлении деятельности выявлено 742 тыс. 496 нарушений.

Инспекторским составом Ростехнадзора в ходе проведения проверок применены меры административного наказания в отношении 39 тыс. 289 юридических и должностных лиц. Сумма взысканных штрафов составила ориентировочно 279 млн. рублей.

За 2017 год Управлением государственного энергетического надзора совместно с территориальными органами проведено 218 плановых и внеплановых проверок юридических лиц, наиболее крупными из которых являются: ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Мосэнерго», ОАО «Северо-Кузбасская энергетическая компания», ОАО «Сахалинэнерго», ОАО «Угольная компания

«Кузбассразрезуголь», АО «Усть-Среднеканская ГЭС», ПАО «Колымаэнерго», ОАО «Электростанция».

Анализ аварийности за 2017 год показал, что на объектах электроэнергетики и в установках потребителей электрической и тепловой энергии зафиксировано 60 аварий, расследование причин которых осуществлялось Ростехнадзором. За 2016 год произошло 68 аварий.

Одним из основных показателей эффективности надзорной деятельности является уровень травматизма, количество несчастных случаев со смертельным исходом в поднадзорных организациях. За 12 месяцев 2017 года на тепловых и электрических установках, поднадзорных Ростехнадзору, зарегистрировано 52 несчастных случая со смертельным исходом, за 2016 год – 64. Наибольшее количество несчастных случаев произошло в ходе выполнения работ в трансформаторных подстанциях и распределительных устройствах, на воздушных линиях электропередачи, от случайного прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Вместе с тем с целью снижения показателей аварийности и травматизма проводятся дополнительные мероприятия информационно-профилактической работы, направленной на снижение количества несчастных случаев со смертельным исходом и аварий в организациях электроэнергетики, на энергопринимающих установках потребителей электрической энергии. На сайте Ростехнадзора в 2017 году открыта страница «Уроки, извлеченные из аварий и несчастных случаев» в разделе «Энергетическая безопасность», в которой размещается информация о расследовании Ростехнадзором аварий и несчастных случаев. Территориальным управлениям поставлена задача максимально активизировать работу по предотвращению несчастных случаев со смертельным исходом.

Также Дмитрий Фролов определил ключевые задачи на 2018 год. Это реализация проектов стратегического планирования программы «Реформа контрольной и надзорной деятельности»; проведение мероприятий по подготовке объектов энергетики к чемпионату мира 2018 года по футболу; обеспечение высокого качества и эффективности проведения комплексных проверок в соответствии с утвержденным планом; прохождение паводка в субъектах Российской Федерации; улучшение кадровой политики в энергетическом надзоре. Также он напомнил, что с 15 мая начнется ремонтный период и подготовка к ОЗП 2018–2019 годов.

НАИБОЛЬШЕЕ
КОЛИЧЕСТВО
НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ
ПРОИЗОШЛО В ХОДЕ
ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ В
ТРАНСФОРМАТОРНЫХ
ПОДСТАНЦИЯХ И
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
УСТРОЙСТВАХ, НА
ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ,
ОТ СЛУЧАЙНОГО
ПРИКОСНОВЕНИЯ К
ТОВОВЕДУЩИМ ЧАСТЯМ,
НАХОДЯЩИМСЯ ПОД
НАПРЯЖЕНИЕМ

ПОДПИСНАЯ КАМПАНИЯ–2018

Наши журналы – Ваш инструмент безопасности

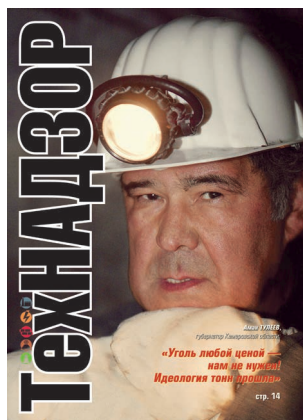


Журнал «Государственный надзор»

Объем от 80 полос.
Периодичность
1 раз в 3 месяца.
Годовая подписка –
4 000 рублей.

В каждом номере журнала:

- практическая работа надзорных ведомств;
- механизмы взаимодействия государства с поднадзорными предприятиями;
- консультации специалистов различных надзорных органов.



Журнал «ТехНАДЗОР»

Объем от 80 полос.
Ежемесячно.
Годовая подписка –
5 640 рублей.

В каждом номере журнала:

- обзор законодательства в области ПБ;
- выступления руководителей Центрального аппарата и территориальных органов Ростехнадзора;
- актуальные разъяснения требований ПБ по различным видам надзора;
- анализ наиболее показательных аварий;
- опыт ведущих промышленных предприятий;
- консультации специалистов Ростехнадзора.



Журнал «ЭНЕРГОНАДЗОР»

Объем от 40 полос.
1 раз в 2 месяца.
Годовая подписка –
1 800 рублей.

В каждом номере журнала:

- взаимодействие с Ростехнадзором;
- требования законодательства;
- технологии и оборудование;
- взаимодействие с сетевыми организациями;
- энергосбережение и энергоаудит;
- обмен опытом, подготовка персонала.



Сборник информационно- консультативных материалов «РЕГЛАМЕНТ»

Объем от 80 полос.
Периодичность
1 раз в 2 месяца.
Годовая подписка –
1 620 рублей.

В каждом номере сборника:

- нормативно-правовые документы, регламентирующие деятельность в сфере промышленной, экологической, пожарной и энергетической безопасности, охраны труда;
- информация об авариях и несчастных случаях, результаты проверок;
- аналитика, экспертные оценки, консультации;
- административная практика.

ЕСТЬ ВОПРОСЫ?

Специалисты отдела подписки компетентно и оперативно ответят Вам:

8-343-253-89-89, 8-967-633-95-70, 8-965-545-90-11

INFO@TNADZOR.RU

**ОФОРМИТЕ ПОДПИСКУ СЕЙЧАС
И ВЕДИТЕ БИЗНЕС БЕЗ ОПАСНОСТИ ВЕСЬ ГОД!**

11-ая научно-практическая конференция

**СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА.
ПЕРЕХОД НА НОВЫЙ УРОВЕНЬ.**

17 мая
2018

Екатеринбург, Генеральская, 3
конференц-зал
4 этаж



Ведущие международные специалисты о практике применения ISO 9001:2015, ISO 14001:2015, ISO 45001:2018, ISO/TS 22163:2017

Представители предприятий о практическом опыте развития и совершенствования систем менеджмента

Разработчики стандартов из комитетов ISO о новых стандартах по безопасности труда и охране здоровья ISO 45001:2018 и менеджменту рисков ISO 31000:2018

 **РОСТЕХСЕРТ**®

(343) 310-22-33
rostehcert@rostehcert.ru
www.rostehcert.ru