

НОВОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

Системный оператор Единой энергетической системы

Выработка и потребление электроэнергии и мощности

По оперативным данным АО «СО ЕЭС», потребление электроэнергии в Единой энергосистеме России в сентябре 2020 г. составило 78,5 млрд кВт·ч, что на 3,0% меньше объёма потребления за сентябрь 2019 г. Потребление электроэнергии в сентябре 2020 г. в целом по России составило 79,8 млрд кВт·ч, что на 2,9% меньше аналогичного показателя 2019 г. В сентябре 2020 г. электростанции ЕЭС России выработали 80,0 млрд кВт·ч, что на 3,4% меньше, чем в сентябре 2019 г. Выработка электроэнергии в России в целом в сентябре 2020 г. составила 81,2 млрд кВт·ч, что на 3,3% меньше выработки в сентябре прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в сентябре 2020 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 39,0 млрд кВт·ч, что на 9,3% меньше, чем в сентябре 2019 г. Выработка ГЭС составила 17,4 млрд кВт·ч (на 0,7 % меньше уровня сентября 2019 г.), АЭС – 18,2 млрд кВт·ч (на 6,0% больше уровня сентября 2019 г.), выработка электростанций промышленных предприятий – 5,1 млрд кВт·ч (на 1,5% больше уровня сентября 2019 г.).

Максимум потребления мощности ЕЭС России в сентябре 2020 г. зафиксирован 28.09 в 19:00 по московскому времени и составил 120 313 МВт, что ниже максимума потребления мощности в сентябре 2019 г. на 6920 МВт (5,4%).

Среднемесячная температура воздуха в сентябре текущего года по ЕЭС России составила 12,5°C что на 1,4°C выше её значения в том же месяце 2019 г.

Потребление электроэнергии за девять месяцев 2020 г. в целом по России составило 762,8 млрд кВт·ч, что на 2,8% меньше, чем за такой же период 2019 г. В ЕЭС России потребление электроэнергии с начала года составило 750,6 млрд кВт·ч, что на 2,9% меньше, чем в январе – сентябре 2019 г. Без учёта влияния дополнительного дня високосного года электропотребление по ЕЭС России и по России в целом уменьшилось на 3,2 и 3,3% соответственно.

С начала 2020 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 772,3 млрд кВт·ч, что на 3,4% меньше объёма

выработки в январе – сентябре 2019 г. Выработка электроэнергии в ЕЭС России за девять месяцев 2020 г. составила 760,1 млрд кВт·ч, что на 3,6% меньше показателя аналогичного периода прошлого года. Без учёта влияния дополнительного дня високосного года снижение выработки электроэнергии составило 4% по ЕЭС России и 3,8% по России в целом.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение девяти месяцев 2020 г. несли ТЭС, выработка которых составила 400,5 млрд кВт·ч, что на 10,8% меньше, чем в январе – сентябре 2019 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 155,7 млрд кВт·ч (на 12,4% больше, чем за девять месяцев 2019 г.), АЭС – 153,8 млрд кВт·ч (соответствует уровню 2019 г.), электростанций промышленных предприятий – 47,6 млрд кВт·ч (на 4,0 % больше показателя января – сентября 2019 г.).

Суммарные объёмы потребления и выработки электроэнергии в целом по России складываются из показателей электропотребления и выработки объектов, расположенных в Единой энергетической системе России, и объектов, работающих в технологически изолированных территориальных энергосистемах (Таймырского автономного округа, Камчатского края, Сахалинской области, Магаданской области, Чукотского автономного округа). Фактические показатели работы энергосистем технологически изолированных территорий представлены субъектами оперативно-диспетчерского управления указанных энергосистем.

Данные за сентябрь и девять месяцев 2020 г. представлены в таблице.

Развитие отраслевой стандартизации

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) приказами от 27 августа 2020 г. утвердило восемь новых национальных стандартов Российской Федерации, устанавливающих функциональные требования к работе устройств РЗА на энергообъектах ЕЭС России. Стандарты разработаны АО «СО ЕЭС» по Программе национальной стандартизации в рамках деятельности подкомитета ПК-1 “Электроэнергетические системы” технического комитета по стандартизации ТК 016 “Электроэнергетика” в целях установления основных функциональных требований к микропроцессорным устройствам релейной защиты и автоматики, содержащим функции релей-

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч		Потребление, млрд кВт·ч	
	Сентябрь 2020 г.	Январь – сентябрь 2020 г.	Сентябрь 2020 г.	Январь – сентябрь 2020 г.
Востока (с учётом изолированных систем)	3,1 (–1,3)	31,7 (1,3)	2,8 (0,5)	29,2 (2,3)
Сибири (с учётом изолированных систем)	16,0 (–0,4)	150,5 (–0,7)	16,0 (0,0)	152,3 (–1,0)
Урала	19,3 (–7,1)	181,1 (–7,5)	19,0 (–7,6)	180,2 (–5,6)
Средней Волги	8,0 (–3,5)	80,3 (0,6)	8,1 (–4,0)	75,6 (–5,3)
Центра	17,5 (–5,6)	162,8 (–4,8)	18,2 (–2,9)	172,8 (–1,9)
Северо-Запада	8,4 (–0,3)	77,7 (–6,3)	7,0 (–2,8)	67,0 (–3,1)
Юга	7,8 (1,2)	76,1 (0,0)	7,5 (2,6)	73,5 (–1,5)

Примечание. В скобках приведено изменение показателя в процентах относительно аналогичного периода 2019 г.

ной защиты ЛЭП и оборудования с высшим классом напряжения 110 кВ и выше.

Утверждённые стандарты входят в серию стандартов “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика” и устанавливают общие принципы, нормы и требования, которыми следует руководствоваться, в частности, при разработке, создании, внедрении и эксплуатации дистанционных, токовых, дифференциальных, дифференциально-фазных и направленных высокочастотных защит линий электропередачи классов напряжения 110 кВ и выше.

В их числе:

- ГОСТ Р 58886-2020 “Дистанционная и токовые защиты линий электропередачи и оборудования классом напряжения 330 кВ и выше. Функциональные требования”;

- ГОСТ Р 58887-2020 “Дистанционная и токовые защиты линий электропередачи и оборудования классом напряжения 110 – 220 кВ. Функциональные требования”;

- ГОСТ Р 58978-2020 “Дифференциальная защита линий электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше. Функциональные требования”;

- ГОСТ Р 58979-2020 “Дифференциальная защита линий электропередачи классом напряжения 110 – 220 кВ. Функциональные требования”;

- ГОСТ Р 58980-2020 “Дифференциально-фазная защита линий электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше. Функциональные требования”;

- ГОСТ Р 58981-2020 “Дифференциально-фазная защита линий электропередачи классом напряжения 110 – 220 кВ. Функциональные требования”;

- ГОСТ Р 58982-2020 “Направленная высокочастотная защита линий электропередачи классом напряжения 110 – 220 кВ. Функциональные требования”;

- ГОСТ Р 58983-2020 “Релейная защита и автоматика автотрансформаторов (трансформаторов), шунтирующих реакторов, управляемых шунтирующих реакторов, конденсаторных батарей с высшим классом напряжения 110 кВ и выше. Функциональные требования”.

Стандарты предназначены для субъектов оперативно-диспетчерского управления в ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами по производству электрической энергии, объектами электросетевого хозяйства и (или) энергопринимающими установками, для проектных и научно-исследовательских организаций, производителей устройств РЗА и иных организаций, участвующих в разработке и создании как самих устройств РЗА, так и их алгоритмов функционирования.

Применение стандартов направлено на установление минимальных функциональных требований к функциям релейной защиты, реализуемым в современных микропроцессорных устройствах РЗА, с целью обеспечения их правильной работы при коротких замыканиях и иных ненормальных режимах работы ЛЭП и оборудования, к документации на данные устройства РЗА и способствует проведению согласованной технической политики в отрасли, в том числе – достижению технологической целостности ЕЭС России и соблюдению установленных параметров надежности ее работы.

Совершенствование базы национальных стандартов является логичным продолжением работы Системного оператора, направленной на гармонизацию нормативно-технической базы в электроэнергетике. Новые стандарты приняты в развитие утверждённых постановлением Правительства РФ от 13 августа 2018 г. № 937 “Правил технологического функционирования электроэнергетических систем”, а также утверждённых приказом Минэнерго РФ “Требований к оснаще-

нию ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики классов напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами РЗА, а также к принципам функционирования устройств и комплексов РЗА”.

Национальные стандарты вводятся в действие с 1 января 2021 года.

Оптимизация оперативно-диспетчерского управления

1 сентября 2020 г. Филиал АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Саха (Якутия)” (Якутское РДУ) принял функции оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом Южно-Якутского энергорайона Якутской энергосистемы от Филиала АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Амурской области” (Амурское РДУ). Таким образом, управление режимом работы всей энергосистемы Республики Саха (Якутия) начало осуществляться из диспетчерского центра Системного оператора в городе Якутске.

“Передача Якутскому РДУ функций оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом Южно-Якутского энергорайона направлена на повышение надёжности работы энергосистемы Республики Саха (Якутия). Управление электроэнергетическим режимом Якутской энергосистемы из одного диспетчерского центра позволяет оптимизировать все основные деловые процессы Системного оператора, в том числе связанные с формированием фактических и прогнозных балансов электроэнергии и мощности и формированием заданий по настройке противоаварийной автоматики, планированием ремонтной кампании субъектов электроэнергетики, а также предотвращением и ликвидацией аварий в энергосистеме. Приведение операционной зоны Якутского РДУ к границам территории Республики Саха (Якутия) повысит эффективность взаимодействия с республиканскими органами исполнительной власти, Штабом по обеспечению безопасности электроснабжения Республики Саха (Якутия), МЧС России и Ростехнадзором”, – отметил генеральный директор ОДУ Востока Виталий Сунгуров.

Подготовка к расширению операционной зоны Якутского РДУ выполнялась с поэтапным принятием функций информационного ведения, диспетчерского ведения и, на завершающей стадии, функций оперативно-диспетчерского управления на территории Южно-Якутского энергорайона в полном объёме. Системным оператором выполнен комплекс организационно-технических мероприятий, предусматривающий подготовку инфраструктуры диспетчерского центра, разработку и пересмотр инструктивной и технологической документации, дополнительную подготовку и государственную аттестацию персонала. В ходе подготовки к расширению операционной зоны Якутского РДУ налажено тесное взаимодействие с субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, а также обеспечен перевод диспетчерских каналов связи и каналов телеметрической информации напрямую с объектов в диспетчерский центр Системного оператора. 21 августа 2020 г. комиссия Системного оператора подтвердила готовность Якутского РДУ к приёму функций управления электроэнергетическим режимом всей энергосистемой Республики Саха (Якутия).

В состав Якутской энергосистемы входят Западный, Центральный, Южно-Якутский энергорайоны, а также зоны децентрализованного энергоснабжения Северного энергорайона. Западный и Центральный энергорайоны энергосистемы вошли в состав Единой энергосистемы России с включением на параллельную работу с ОЭС Востока 2 января 2019 г. Управлением электроэнергетическим режимом энергорайонов принял созданное в 2016 г. Якутское РДУ. До этого момента энергорайоны работали изолированно друг от друга и от ОЭС Востока, а функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на их территории

выполняло ПАО “Якутскэнерго”. Западный и Центральный энергорайоны охватывают территорию 19 улусов, районов и муниципальных округов Якутии с административным центром республики городом Якутском и включают в себя генерирующие объекты суммарной установленной мощностью 1425,3 МВт. Наиболее крупными из них являются каскад Вилюйских ГЭС, Светлинская ГЭС, Якутская ГРЭС и Якутская ГРЭС Новая. На территории энергорайонов находится 30 ЛЭП 220 кВ общей протяжённостью 5,546 тыс. км и 29 ЛЭП 110 кВ протяжённостью 2,275 тыс. км, а также 45 ПС 220 – 110 кВ.

Южно-Якутский энергорайон, расположенный на территории Нерюнгринского и Алданского районов Якутии находится в составе ОЭС Востока с 1980 г. До 2006 г. оперативно-диспетчерское управление объектами электроэнергетики на его территории осуществлялось ПАО “Якутскэнерго”. Амурское РДУ приняло функции управления электроэнергетическим режимом Южно-Якутского энергорайона в 2007 г. В электроэнергетический комплекс Нерюнгринского и Алданского районов входят Нерюнгринская ГРЭС и Чульманская ТЭЦ общей установленной мощностью 618 МВт, системообразующую электрическую сеть составляют 19 подстанций 110 – 220 кВ суммарной трансформаторной мощностью 1050 МВ·А и 22 линии электропередачи 110 – 220 кВ общей протяжённостью 2271 км.

Натурные испытания

В энергосистеме Мурманской области 27 сентября состоялись натурные испытания, подтвердившие корректную (стабильную) работу систем автоматического регулирования (САР) гидроагрегатов Серебрянской ГЭС-15 и Серебрянской ГЭС-16 (Филиал “Кольский” ПАО “ТГК-1”) при выделении гидроэлектростанций на энергорайон при изолированной от ЕЭС России работе. В ходе испытаний проверялась работа САР после внесения изменений в их программное обеспечение и алгоритмы работы.

В проведении испытаний приняли участие специалисты Филиала АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Мурманской области” (Кольское РДУ), Карельского ПМЭС Филиала ПАО “Россети ФСК ЕЭС” МЭС Северо-Запада, Мурманского филиала ПАО “Россети Северо-Запад”, филиала “Северо-Западный” АО “Оборонэнерго”, филиала “Кольский” ПАО “ТГК-1”. Руководил испытаниями первый заместитель директора – главный диспетчер Кольского РДУ Олег Горохов.

Корректировка параметров настройки САР проведена по итогам расследования причин аварии в энергосистеме Мурманской области, произошедшей в октябре 2018 г. В ходе расследования установлено, что одним из факторов, существенно усложнивших ликвидацию аварии, стало наличие в выделённом тогда на изолированную работу энергорайоне каскада Серебрянских ГЭС с частью Мурманска и ряда населённых пунктов, незатухающих периодических колебаний частоты электрического тока, что привело к многократному обесточению потребителей действием автоматики и затруднило синхронизацию энергорайона с ЕЭС России. Причиной незатухающих колебаний стала некорректная работа САР гидроагрегатов.

Активное участие в организации взаимодействия с потребителями электрической энергии и субъектами электроэнергетики, разъяснительной работе по необходимости проведения натурных испытаний приняло Министерство энергетики и ЖКХ Мурманской области. Ряд вопросов испытаний был включен в повестку работы Штаба по обеспечению безопасности электроснабжения на территории Мурманской области, по итогам работы которого было согласовано проведение натурных испытаний в запланированные сроки.

В соответствии решением Минэнерго России по итогам расследования причин аварии, в АО “НТЦ ЕЭС” по техниче-

скому заданию ПАО “ТГК-1” была выполнена научно-исследовательская работа по моделированию параметров электроэнергетического режима части энергосистемы Мурманской области с учётом существующих настроек САР гидроагрегатов каскада Серебрянских ГЭС и разработке технических мероприятий, обеспечивающих корректную работу гидроагрегатов при выделении на изолированной энергорайон.

Значительный вклад в подготовку и проведение натурных испытаний внес персонал ПАО “ТГК-1”. До начала отопительного сезона были выполнены в срок все подготовительные операции и по согласованным с Системным оператором результатам научно-исследовательских работ выполнена корректировка параметров настройки САР трёх гидроагрегатов Серебрянской ГЭС-15 и одного гидрогенератора Серебрянской ГЭС-16, успешно проведены индивидуальные испытания генераторов.

В рамках подготовки к натурным испытаниям разработаны и согласованы со всеми участниками программа испытаний и программа восстановления электроснабжения потребителей в случае возникновения нештатных ситуаций, проведена общесистемная тренировка для отработки действий при восстановлении электроснабжения потребителей и подаче напряжения на собственные нужды электростанций, проверена готовность резервных источников питания на ГЭС и социально значимых объектах, выполнены внеочередные осмотры генерирующего оборудования Серебрянской ГЭС-15 и Серебрянской ГЭС-16, а также электросетевого оборудования 110 кВ и выше.

Испытания проходили в пять этапов, предусматривающих отделение от ЕЭС России энергорайона Серебрянской ГЭС-15 и Серебрянской ГЭС-16 с нулевым небалансом производства и потребления, с избытком производства и с его дефицитом, а также проверку устойчивой работы оборудования при различном сочетании состава генераторов каскада Серебрянских ГЭС. В соответствии с программой испытаний в состав изолированного энергорайона вошли часть г. Мурманска, г. Североморск, п. Сафоново, п. Териберка, п. Туманный, п. Дальние Зеленцы, п. Гремиха и п. Североморск-3.

Стабильная работа систем автоматического регулирования гидроагрегатов Серебрянской ГЭС-15 и Серебрянской ГЭС-16 во время испытаний подтвердила правильность технических решений по корректировке параметров их настройки и надёжность работы САР при выделении ГЭС на изолированный энергорайон.

Подводя тоги испытаний, министр энергетики и ЖКХ Мурманской области, руководитель Штаба по обеспечению безопасности электроснабжения на территории Мурманской области Дмитрий Латышев поблагодарил специалистов Кольского РДУ за работу по подготовке и проведению натурных испытаний, а также чёткую координацию действий всех участников. Он отметил, что благодаря слаженной работе энергетиков испытания не оказали существенного влияния на надёжность электроснабжения потребителей.

Цифровизация отрасли

Филиалы АО “СО ЕЭС” “Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Урала (ОДУ Урала) и “Региональное диспетчерское управление энергосистем Пермского края, Кировской области и Удмуртской Республики” (Пермское РДУ) совместно с Филиалом ПАО “РусГидро” ввели в работу автоматизированную систему дистанционного управления оборудованием распределительных устройств напряжением 110, 220 и 500 кВ Воткинской ГЭС из диспетчерских центров. Это первый в истории ЕЭС России проект внедрения технологии дистанционного управления оборудованием распределительных устройств ГЭС из диспетчерских центров.

Целью совместного пилотного проекта ПАО “РусГидро” и АО “СО ЕЭС” является сокращение времени производства

оперативных переключений при применении автоматизированного дистанционного управления оборудованием распределительных устройств гидроэлектростанции из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», анализ и принятие решения о возможности дальнейшего внедрения дистанционного управления электросетевым оборудованием на других генерирующих объектах.

В ходе реализации проекта специалисты ОДУ Урала и Пермского РДУ принимали участие в подготовке и согласовании технического задания на проектирование, рассмотрении и согласовании проектной документации, включающей технические решения по созданию автоматизированной системы дистанционного управления оборудованием РУ 110, 220 и 500 кВ Воткинской ГЭС, а также участвовали в разработке программы комплексных испытаний новой системы.

Для обеспечения наблюдаемости технологического режима работы и эксплуатационного состояния оборудования Воткинской ГЭС в соответствующие диспетчерские центры организована передача дополнительной телеметрической информации. На Воткинской ГЭС проведена модернизация АСУТП, в том числе установлены дополнительные контроллеры и средства связи. После проведения пусконаладочных работ успешно проведены комплексные испытания системы.

Для персонала диспетчерских центров и оперативного персонала Воткинской ГЭС было организовано обучение, итогом которого стало проведение ряда совместных противоаварийных тренировок с применением средств дистанционного управления.

В результате проведённой совместной работы диспетчерский персонал ОДУ Урала и Пермского РДУ получил эффективный инструмент дистанционного управления оборудованием распределительных устройств (коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями) электростанции как при производстве плановых переключений, так и при ликвидации нарушений нормального режима работы энергосистемы, что позволяет повысить надёжность работы и качество управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, в том числе, за счёт сокращения времени производства оперативных переключений, снижения риска ошибочных действий диспетчерского и оперативного персонала, увеличения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети, а также уменьшения длительности режимных ограничений при производстве оперативных переключений.

Оснащение диспетчерских центров Системного оператора автоматизированными системами производства переключений, а энергообъектов – современными АСУТП, поддерживающими автоматизированное дистанционное управление, является важным практическим шагом к цифровой трансформации энергетики. Использование передовых цифровых технологий в энергетической отрасли позволяет получить значительный системный эффект за счёт построения на их базе более эффективных моделей управления технологическими процессами объектов электроэнергетики и ЕЭС России в целом.

Специалисты филиалов АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Урала» (ОДУ Урала) и «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Оренбургской области» (Оренбургское РДУ) совместно с филиалами ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги и Оренбургским ПМЭС реализовали проект дистанционного управления оборудованием подстанции (ПС) 500 кВ Преображенская в Оренбургской области, что позволило впервые в ЕЭС России перейти от круглосуточного дежурства оперативного персонала на энергообъекте на формат предусматривающий обслуживание подстанции в дневное время по рабочим дням и дежурство на дому в остальное время. ПС 500 кВ Преображенская трансформаторной мощностью 501 МВ·А введена в работу летом 2019 г. По своим характеристикам ПС Преображенская соответствует требовани-

ям, предъявляемым к подстанциям нового поколения – она оснащена современным цифровым оборудованием и средствами автоматизации, обеспечивающими в том числе реализацию функции автоматизированного дистанционного управления из диспетчерских центров Системного оператора. Осенью 2019 г. подстанция стала первым магистральным сетевым объектом ОЭС Урала, на котором было реализовано дистанционное управление оборудованием из двух диспетчерских центров Системного оператора – ОДУ Урала и Оренбургского РДУ.

Внедрение автоматизированного дистанционного управления оборудованием ПС 500 кВ Преображенская позволило повысить надёжность работы и качество управления электроэнергетическим режимом Оренбургской энергосистемы за счёт сокращения времени производства оперативных переключений, уменьшения объёма оперативных переговоров, снижения риска ошибочных действий диспетчерского и оперативного персонала, увеличения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети, сокращения сроков ликвидации технологических нарушений.

В начале 2020 г. по итогам успешной эксплуатации системы дистанционного управления Федеральная сетевая компания по согласованию с Системным оператором приняла решение об изменении вида оперативного обслуживания ПС Преображенская с круглосуточного дежурства оперативного персонала на энергообъекте, на схему, при которой оперативный персонал осуществляет дежурство на подстанции только в дневное время по рабочим дням с дежурством на дому в остальное время.

Переход на новый вид оперативного обслуживания ПС 500 кВ Преображенская осуществлялся в соответствии с согласованным с Системным оператором планом-графиком, предусматривающим реализацию комплекса необходимых мероприятий, включая разработку и внесение изменений в нормативно-техническую и инструктивную документацию, организацию дополнительного обучения диспетчерского и оперативного персонала. В ходе реализации плана-графика специалисты ОДУ Урала и Оренбургского РДУ принимали участие в проверке выполнения организационно-технических мероприятий по обеспечению постоянного мониторинга технологического режима работы оборудования и устройств ПС 500 кВ Преображенская из Центра управления сетями (ЦУС) МЭС Волги и ЦУС Оренбургского ПМЭС.

В соответствии с планом была также успешно проведена итоговая противоаварийная тренировка с участием диспетчерского персонала ОДУ Урала и Оренбургского РДУ, дежурного персонала МЭС Волги, Оренбургского ПМЭС и оперативного персонала ПС 500 кВ Преображенская. По итогам реализованных мероприятий принято решение об изменении формы оперативного обслуживания ПС Преображенская.

Пилотный цифровой проект АЭК

24 сентября вступило в силу постановление Правительства № 320 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования активных энергетических комплексов». Документ дал юридические основания для официального старта пилотного проекта по созданию активных энергетических комплексов, концепция которого была разработана при участии Системного оператора. Активный энергетический комплекс промышленного типа (АЭК) представляет собой особый организационный и технологический формат – микроэнергоячейку (в зарубежной традиции – microgrid, микрогрид), объединяющую розничный генерирующий источник и непосредственно присоединённых к нему промышленных потребителей в единый потребительский комплекс, управляемый с помощью современных технических решений и программных средств.

Постановление Правительства № 320, действие которого охватывает период до конца 2030 г., позволяет в пилотном режиме отработать условия участия активных энергетических комплексов в обороте электроэнергии на розничном рынке. Ключевые участники пилотного проекта – Минэнерго России, АО “СО ЕЭС”, предприятия сетевого комплекса.

В соответствии с документом, к ответственности Системного оператора отнесены вопросы организационно-технического сопровождения проекта, а также формирования и ведения реестра пилотных площадок. Контроль за ходом проекта будет осуществляться Минэнерго России. Отбор участников проведет специально созданная комиссия на основании поданных заявок.

В ходе реализации проекта на конкретных площадках будет сформирована целевая правовая и экономическая система взаимодействия участников АЭК, выявлены нормативные ограничения и административные барьеры, препятствующие масштабированию модели от пилотного статуса до тиража, апробированы инновационные решения, необходимые для организации АЭК. Результатом этой работы станет новый алгоритм взаимоотношений потребителей с генераторами и АЭК в целом с внешней энергетической инфраструктурой, который при определенных условиях позволит снизить затраты субъектов АЭК на энергоснабжение, эффективно интегрировать распределенную генерацию в энергосистему и оптимизировать сетевую инфраструктуру.

Постановление предусматривает создание достаточного для реализации пилотного проекта количества разных АЭК с суммарной мощностью входящей в их состав генерирующих объектов до 250 МВт.

Работа по внедрению в России АЭК началась с принятия распоряжения Правительства РФ от 28 апреля 2018 г. № 830-р “Об утверждении плана мероприятий по совершенствованию законодательства и устранению административных барьеров в целях обеспечения реализации Национальной технологической инициативы по направлению “Энерджинет”. Этот документ утвердил “дорожную карту”, способную обеспечить российским компаниям выигрышные позиции на формируемых глобальных рынках. Ключевыми направлениями плана стали развитие и продвижение продукции и услуг в сфере надёжных и гибких распределительных сетей, распределенной энергетики (в том числе генерирующих объектов), а также потребительских сервисов, которые способна давать “большая” энергосистема, таких как непрерывность электроснабжения, поддержание нормативных уровней частоты и напряжения и др. К разработке “дорожной карты” привлекались специалисты “Агентства стратегических инициатив по продвижению новых проектов” (АСИ), “Российской венчурной компании” (РВК), эксперты “Энерджинет”, в число которых входят представители инфраструктурных организаций и экспертного сообщества отрасли.

Концепция активных энергетических комплексов промышленного типа – совместная разработка АО “СО ЕЭС” и группы компаний “НТЦ ЕЭС”, развивавшая организационно-правовые, технологические и экономические принципы функционирования объектов распределенной генерации в составе ЕЭС России – легла в основу одного из ключевых направлений “дорожной карты”.

АО “Атомэнергомаш”

Петрозаводский филиал компании “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Росатома — Атомэнергомаш) принял в эксплуатацию новое технологическое оборудование – мобильный станок для обработки отверстий в трубных узлах главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ) АЭС. Специализированный мобильный комплекс был спроектирован в соответствии с техническим

заданием Петрозаводскмаша. Он предназначен для обработки труб внешним диаметром 990 мм и может выполнять операции точения, растачивания, сверления, фрезерования. Оборудование не требует выполнения фундамента и монтируется непосредственно на обрабатываемое изделие, установленное практически на любом роликовом стенде участка трубных узлов. Привод станка гидравлический, питание поступает от двухпоточковой гидростанции.



В сравнении со стационарными горизонтально-расточными станками, на которых в настоящее время ведётся обработка трубных узлов, мобильный станок имеет меньшую стоимость, меньшее электропотребление. При этом производительность выполнения операций сравнима. В наиболее важный момент – в период пиковой загрузки – данный мобильный комплекс позволит высвободить ключевое оборудование механической обработки для выполнения других, более сложных операций на крупногабаритных изделиях АЭС.

Петрозаводский филиал компании “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом” – Атомэнергомаш и Карельское региональное отделение СоюзМаш России) отгрузил ранее изготовленные корпуса главных циркуляционных насосных агрегатов (ГЦНА) для Курской АЭС-2. Оборудование предназначено для первого энергоблока станции.

Масса одного сферического корпуса составляет более 31 т при высоте 3,5 м и ширине свыше 3 м. Вместе с элементом крепления – проставкой – масса груза достигает около 50 т. Транспортировка изделий осуществляется автомобильным транспортом. Расстояние до пункта назначения – 1622 км.



В настоящее время на Петрозаводскмаше находятся в активной фазе изготовления корпуса ГЦНА для второго энергоблока Курской АЭС-2.

Корпуса ГЦНА – изделия первого класса безопасности. На атомной станции главный циркуляционный насосный аг-

регат обеспечивает циркуляцию теплоносителя из реактора в парогенераторы и работает под давлением теплоносителя около 160 атм и при температуре 300°C. Комплект поставки на один энергоблок состоит из четырёх сферических корпусов ГЦНА.

Энергоблоки ст. № 1 и 2 Курской АЭС-2 поколения “3+” являются пилотными, сооружаемыми по проекту ВВЭР-ТОИ (водо-водяной энергетический реактор типовой оптимизированный информационный), и соответствуют самым современным требованиям МАГАТЭ в области безопасности. Это новый проект, созданный российскими проектировщиками на базе технических решений проекта АЭС с ВВЭР-1200. Они обладают повышенной мощностью и улучшенными технико-экономическими показателями.

ПАО “ЗиО-Подольск” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – АО “Атомэнергомаш”) изготовил и отгрузил комплект котельного оборудования для первого завода по переработке отходов в энергию компании “РТ-Инвест”, строящегося в Воскресенском районе Московской области вблизи деревни Свистягино. На строительную площадку отгружены одни из основных элементов парового котла П-152: восемь блоков пароперегревателей. Общая масса отгруженного оборудования составила порядка 185 т. Пароперегреватели состоят из двух зеркально расположенных блоков. В каждый блок входят четыре секции, состоящие из верхних и нижних коллекторов, соединённых теплообменными трубами. Аппараты предназначены для перегрева пара до заданной температуры. Длина составляет 8,5 м, ширина – 3,5 м, высота – от 1,6 до 3,2 м. Рабочая и конструкторская документация разработана специалистами Управления тепловой энергетики ПАО “ЗиО-Подольск” и обособленного подразделения ПАО “ЗиО-Подольск” в г. Таганроге.



Напомним, первый завод, строящийся в Воскресенском районе Московской области, будет запущен в эксплуатацию в 2022 г. Изготовление оборудования осуществляется по контрактам с дочерними компаниями АО “РТ-Инвест” АГК-1 и АГК-2, реализующими проект “Энергия из отходов”. Технологическое и материаловедческое сопровождение проекта осуществляет главный материаловедческий центр Госкорпорации “Росатом” – АО “НПО “ЦНИИТМАШ”.

Заводы по переработке отходов строятся по технологии японско-швейцарской компании Hitachi Zosen INOVA. Это одна из самых референтных на текущий момент технологий в Европе с жёсткими требованиями к экологическим параметрам работы оборудования. Завод “ЗиО-Подольск” – один из крупнейших изготовителей подобного оборудования в стране.

В Волгодонском филиале компании “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом” – Атомэнергомаш) протестировали новый цифровой продукт – очки дополненной реальности для осуществления удалённого взаимодействия исполнителя ра-

бот с заказчиком и инспектирующими организациями. В комплект оборудования входит специальное программное обеспечение и очки дополненной реальности. “АЭМ-технологии” и Управление качеством ГК “Росатом” провели тестирование цифрового комплекса совместно с отраслевым технологическим партнёром ЧУ “Цифрум”, компанией, входящей в блок по цифровизации ГК “Росатом”.

В ходе тестирования сотрудники завода в дистанционном режиме провели входной контроль заготовок колен главного циркуляционного трубопровода. Специалисты технической дирекции показали чертежи, маркировку, параметры заготовок принимающей стороне в режиме дополненной реальности. Действия контролёра ОТК передавались на компьютеры участников дистанционного тестирования, обеспечивали обратную связь.



“Мы по достоинству оценили цифровой продукт, который позволяет в разы сократить издержки на этапах приёмки заготовок и оборудования заказчиками. Наши коллеги из блока по цифровизации ГК “Росатом” в ближайшее время завершат работы по тестированию, и мы сможем в полной мере применять эти комплексы на производстве”, – отметил директор по информационным технологиям АО “АЭМ-технологии” Олег Апанасик.

“Мы видим хорошие возможности повышения эффективности предприятий за счёт внедрения технологий удаленной работы с помощью видеосвязи и дополненной реальности. Будем продолжать совместную работу с предприятиями по внедрению широкого спектра цифровых решений непосредственно в производственные процессы, с целью реализации задач Национальной программы “Цифровая экономика Российской Федерации”, – добавил генеральный директор ЧУ “Цифрум” Борис Макевнин.

Участники положительно оценили результаты, достигнутые в ходе тестирования комплекта оборудования и программного обеспечения для организации удалённого взаимодействия и отработки сценария проведения дистанционной процедуры входного контроля оборудования для АЭС, а также высоко оценили потенциал развития данного инструментария с точки зрения повышения эффективности процесса, сокращения времени протекания процесса и экономии затрачиваемых средств.

Развитие и внедрение данной системы предлагается вести как по направлению оптимизации бизнес-процессов различных контрольных мероприятий, в части их адаптации для возможности их проведения в удалённом (дистанционном) режиме, так и в области оптимизации технических, технологических и программных составляющих.

Петрозаводский филиал компании “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом” – Атомэнергомаш и Карельское региональное отделение СоюзМаши России) успешно провёл гидравличе-

ские испытания первого корпуса главного циркуляционного насоса (ГЦН) из комплекта сферических корпусов ГЦН, предназначенных для первого энергоблока атомной электростанции “Руппур” (Народная Республика Бангладеш). Гидравлические испытания – один из самых важных видов контроля корпусов насосов, которые проводятся при изготовлении. Он позволяет убедиться в прочности и плотности изделий. Согласно программе испытаний, корпус ГЦН заполняют специально подготовленной водой, которую затем нагревают паром. Минимальная температура нагрева стенки корпуса – 52°C. Давление поднимают до 24,5 МПа (более 240 атм) и выдерживают в течение 10 мин.



После снижения давления производят внешний осмотр корпуса ГЦН. Комиссия подтвердила, что первое изделие успешно выдержало испытание давлением. Далее внешнюю и внутреннюю поверхности корпуса насоса, а также кольцевые швы повторно проконтролируют методом цветной дефектоскопии.

Корпуса ГЦН – изделия первого класса безопасности. На атомной станции главный циркуляционный насосный агрегат обеспечивает циркуляцию теплоносителя из реактора в парогенераторы и работает под давлением теплоносителя около 160 атм и при температуре 300°C. Комплект поставки на один энергоблок состоит из четырёх сферических корпусов ГЦН.

АЭС “Руппур” с двумя реакторами ВВЭР-1200 суммарной мощностью 2400 МВт сооружается по российскому проекту в 160 км от столицы Бангладеш, города Дакки. Для первой АЭС Бангладеш выбран российский проект с реакторами ВВЭР-1200, успешно реализованный на энергоблоке № 1 Нововоронежской АЭС-2. Это эволюционный проект поколения “3+”, который полностью удовлетворяет международным требованиям безопасности.

Волгодонский филиал АО “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаши) отгрузил комплект парогенераторов для строящейся атомной станции “Руппур” (Бангладеш). Поставка первого изделия состоялась два месяца назад, одновременно с корпусом атомного реактора. Еще два парогенератора отгружены в сентябре. С площадки завода последний из четырех аппаратов отправился на спецпричал, где три изделия, общей массой более 1000 т погружат на баржу. По воде оборудование доставят в Новороссийск, затем изделие отправится по морю к Республике Бангладеш. Морской путь составит порядка 14 000 км.

Таким образом, с площадки завода отгружено основное оборудование реакторной установки для первого блока атомной станции “Руппур”.

Парогенератор относится к изделиям первого класса безопасности. Диаметр – более 4 м, длина аппарата составляет порядка 14 м. Масса оборудования – 340 т. Корпус парогенератора представляет собой горизонтальный цилиндрический сосуд с двумя эллиптическими днищами, в средней час-

ти которого расположены коллекторы для подвода и отвода горячего теплоносителя. В нижней части корпуса парогенератора располагается поверхность теплообмена, которая состоит из 11 000 нержавеющей труб общей длиной около 130 км. В состав оборудования одного энергоблока входят четыре парогенератора.



ПАО “ЗиО-Подольск” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – АО “Атомэнергомаши”) изготовил и отгрузил комплект блоков трубопроводов системы планового и аварийного расхолаживания (ПИАР) I контура и охлаждения бассейна выдержки. Оборудование предназначено для оснащения первого энергоблока первой атомной станции в Турецкой Республике. Общая масса отгруженной продукции составила порядка 96 т. Трубопроводы изготовлены из высоколегированной стали аустенитного класса. Срок службы данного оборудования – 60 лет.



Трубопроводы ПИАР предназначены для соединения реактора с теплообменниками аварийного расхолаживания и баком аварийного запаса раствора бора. Система ПИАР используется для снижения интенсивности тепловыделения реактора до уровня, при котором не произойдет недопустимого перегрева внутриреакторных элементов конструкций, а также обеспечивает плановое расхолаживание первого контура во время останова реакторной установки и отвод остаточных тепловыделений при проведении перегрузки активной зоны.

Всего для первого энергоблока АЭС “Аккую” “ЗиО-Подольск” изготовит более 150 т трубопроводов разных видов.

Проект АЭС “Аккую” – первой атомной электростанции в Турецкой Республике – предусматривает сооружение четырех энергоблоков с реакторами поколения “3+” типа ВВЭР мощностью 1200 МВт каждый (на базе проекта “АЭС-2006”). Строительство первой турецкой АЭС реализуется на условиях ВОО (Build – Own – Operate, или “строй – владей – эксплуатируй”).

В Волгодонском филиале АО “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаши) приступили к ключевому этапу изготовления

парогенератора для второго энергоблока АЭС «Аккую» (Турция). Специалисты завода поочередно установили внутрь оборудования два коллектора первого контура общей массой 34 т. Далее предстоит закрепить и нагреть коллекторы, осуществить их приварку к корпусу парогенератора. По технологии сварочные работы выполняют одновременно три специалиста. Следующим этапом станет комплектация парогенератора теплообменными трубами.



Парогенератор относится к изделиям первого класса безопасности. Корпус парогенератора представляет собой горизонтальный цилиндрический сосуд с двумя эллиптическими днищами. В средней части расположены коллекторы для подвода и отвода теплоносителя. В верхней части корпуса находится паровое пространство, а в нижней располагается поверхность теплообмена, которая состоит из 10 978 нержавеющей труб. Если сложить в длину все трубки одного парогенератора, их общая длина составит 148,5 км. Диаметр труб составляет 16 мм, длина – от 11 до 17 м. Концы труб закреплены в двух коллекторах. Длина аппарата – 14,82 м, диаметр – более 4 м. Масса изделия – 355 т.

ПАО «РусГидро»

В Хабаровском крае введена в эксплуатацию Совгаванская ТЭЦ. 9 сентября 2020 г. в Хабаровском крае была введена в эксплуатацию Совгаванская ТЭЦ. Эта станция – последний из четырёх приоритетных проектов строительства тепловой генерации на Дальнем Востоке, реализованный в соответствии с указом Президента Российской Федерации. Ранее РусГидро были введены в эксплуатацию вторая очередь Благовещенской ТЭЦ, первая очередь Якутской ГРЭС-2 и Сахалинская ГРЭС-2.

Новая ТЭЦ электрической мощностью 126 МВт и тепловой мощностью 200 Гкал/ч построена на смену изношенной Майской ГРЭС, введённой в эксплуатацию еще в 1936 г. В год ТЭЦ в Советской Гавани будет вырабатывать 630 млн кВт·ч, что в 3 раза превышает выработку Майской ГРЭС.

Новая электростанция станет надёжной основой для развития перспективного Советско-Гаванского промышленно-транспортного узла и свободного порта Ванино, где уже реализуются и планируются к реализации целый ряд проектов в области портовой инфраструктуры, переработки рыбы и морепродуктов.

ТЭЦ успешно прошла комплексные испытания и готова к работе в осенне-зимний период. Основное оборудование Совгаванской ТЭЦ включает два турбоагрегата и три котлоагрегата российского производства. Так, паровые турбины изготовлены ОАО «Калужский турбинный завод», генераторы – НПО «ЭЛСИБ», котлоагрегаты – АО «Красный котельщик».



В качестве топлива станция будет использовать каменный уголь Ургальского месторождения. Благодаря использованию высокоэффективных электрофильтров новая станция соответствует высоким экологическим стандартам – электрофильтры улавливают не менее 99,6% частиц золы. Благодаря замещению Майской ГРЭС и коммунальных котельных с высокими уровнями выбросов ввод станции в эксплуатацию позволит улучшить экологическую ситуацию в Советской Гавани. Использование оборотной системы водоснабжения и современной вентиляционной градирни минимизирует забор воды для технологических нужд станции.

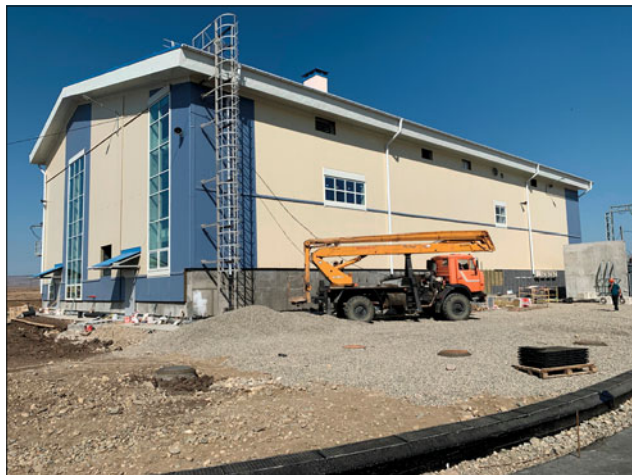
В 2025 – 2026 гг. на территории Дальневосточного федерального округа РусГидро построит Хабаровскую ТЭЦ-4, Артемовскую ТЭЦ-2 и вторую очередь Якутской ГРЭС-2, а также модернизирует Владивостокскую ТЭЦ-2. Все четыре проекта общей электрической мощностью более 1200 МВт и тепловой мощностью более 2600 Гкал/ч включены в государственную программу модернизации тепловой энергетики России.

Хабаровская ТЭЦ-4 заменит Хабаровскую ТЭЦ-1, электрическая мощность новой станции 328 МВт, тепловая – 1374 Гкал/ч. Артемовская ТЭЦ-2 будет построена в Приморском крае, её электрическая мощность составит 420 МВт, тепловая мощность – 483 Гкал/ч. Вторая очередь Якутской ГРЭС-2 будет расположена на площадке Якутской ГРЭС, которая будет выведена из эксплуатации; планируемая электрическая мощность – 154 МВт, тепловая мощность – 194 Гкал/ч. Владивостокская ТЭЦ-2 будет модернизирована с заменой половины турбоагрегатов; электрическая мощность заменяемого оборудования увеличится с 283 до 360 МВт, тепловая мощность – с 506 до 570 Гкал/ч.

Строительство Барсучковской МГЭС. На Барсучковской малой ГЭС мощностью 5,25 МВт, которую РусГидро возводит в Ставропольском крае, завершён основной объём строительных работ. В ближайшее время будет завершено строительство линии электропередачи для выдачи электроэнергии и мощности новой станции в энергосистему. Продолжается монтаж гидросилового и электротехнического оборудования, работы по благоустройству. Пуск станции планируется в этом году.

На сегодняшний день строители гидроэлектростанции завершили бетонные работы, закончен монтаж металлоконструкций здания ГЭС и напорных водоводов, гидромеханического оборудования, кранового оборудования. Выполняются работы по подготовке к разборке перемычек верхнего и нижнего бьефов с постановкой сооружений Барсучковской МГЭС под напор, их планируется завершить в ближайшее время.

Продолжается монтаж трёх горизонтальных гидротурбин и гидрогенераторов, электротехнического оборудования и систем связи, отделочные работы и благоустройство станционной площадки. Работы по строительству станции ведут дочерние общества РусГидро: ЧиркейГЭСстрой и Гидроремонт-ВКК.



Барсучковская МГЭС возводится на выравнивающем водохранилище Кубанской ГЭС-4. Новая станция будет использоваться для выработки электроэнергии воду, которая сейчас пропускается через водосброс, тем самым повышая эффективность использования водных ресурсов. После ввода в эксплуатацию станция будет вырабатывать 24,7 млн кВт·ч экологически чистой, возобновляемой электроэнергии в год.

Барсучковская МГЭС – одна из четырёх малых гидроэлектростанций, которые РусГидро возводит на территории Северо-Кавказского федерального округа. Здесь существуют наиболее благоприятные природные условия для малой гидроэнергетики, кроме того, энергосистемы республик Северного Кавказа энергодефицитны и дополнительная выработка малых ГЭС является востребованной.

Модернизация гидроэлектростанций РусГидро. В рамках Программы комплексной модернизации гидроэлектростанций РусГидро проведены работы по обновлению гидросилового оборудования.

На Воткинской ГЭС (филиал РусГидро) начат монтаж нового гидроагрегата, который придёт на смену отработавшему более 50 лет гидроагрегату ст. № 1. Работы по монтажу планируются завершить в 2021 г.

Новый гидроагрегат изготовлен российским производителем – концерном «Силловые машины». Оборудование имеет улучшенные технические характеристики, повышенную мощность, отличается надёжностью и высокой экологической безопасностью. К настоящему моменту подготовлен фундамент статора генератора, ведётся монтаж статора и сборка фундаментных частей турбины. При этом демонтаж гидроагрегата ст. №1 уже завершён.



Одновременно с 1 октября 2020 г. мощность Воткинской ГЭС увеличилась на 15 МВт и составляет 1080 МВт. Это стало возможным в результате замены гидроагрегата со ст. № 3,

которая была завершена в июне текущего года. Результаты испытаний подтвердили возможность увеличения мощности гидроагрегата на 15%, с 100 до 115 МВт. Процедура документального подтверждения изменения мощности гидроагрегата завершена.

Программа комплексной модернизации Воткинской ГЭС предусматривает замену всех десяти гидроагрегатов станции. Первый гидроагрегат был заменен в 2017 г., в дальнейшем новые гидроагрегаты вводились ежегодно. К настоящему времени обновлены уже четыре гидроагрегата из десяти. После завершения работ мощность станции возрастет до 1150 МВт, что на 13% выше, чем до начала модернизации.

ООО «Башкирская генерирующая компания»

12 октября самая мощная электростанция в Уфе – Уфимской ТЭЦ-2 – отметила 80-летний юбилей со дня ввода в эксплуатацию. ТЭЦ-2 проектировалась и сооружалась в составе Уфимского моторного завода для обеспечения предприятия и вновь возводимого жилья электроэнергией, паром и горячей водой для отопления и бытовых нужд. Первыми агрегатами, введёнными в промышленную эксплуатацию 12 октября 1940 г., стали паровой котёл ст. № 1 и турбогенератор ст. № 1 мощностью в 12 Вт. Тогда по установленной мощности Уфимская ТЭЦ-2 превосходила все действующие электростанции Башкортостана.

Вскоре после пуска на долю коллектива станции выпали непростые испытания войной. Но развитие ТЭЦ-2 не прекращалось даже в это время. В годы ВОВ, несмотря на исключительные трудности, коллектив предприятия сумел не только без перебоев обеспечивать энергией стратегически важный моторостроительный завод и другие уфимские предприятия, но и выполнить план по расширению станции. Были смонтированы котёл и турбогенератор мощностью 12 МВт, что вдвое увеличило установленную мощность станции, в 3 раза выработку электроэнергии и более чем вдвое отпуск тепловой энергии. Коллектив ТЭЦ-2 неоднократно награждался переходящим Красным знаменем. А в 1946 г. решением Министерства электростанций СССР и ВЦСПС коллективу станции было передано на вечное хранение переходящее Красное знамя Государственного комитета обороны.

В послевоенные годы началось проектирование и строительство второй очереди. Процесс проходил с 1947 по 1954 гг. К этому времени было освоено сжигание нефтяного попутного газа, что позволило отказаться от сжигания угольной пыли. Следует особо отметить и характерную особенность в послевоенном развитии ТЭЦ: станция стала основным источником теплоснабжения нескольких десятков промышленных предприятий и жилищно-коммунального сектора.

Уфимская ТЭЦ-2 всегда была и остаётся передовой в вопросах технического развития. Она стала первой электростанцией в энергосистеме Башкортостана, где была применена парогазовая технология. Так, в 2011 г. здесь ввели в эксплуатацию блок ПГУ-60 с газовой турбиной фирмы Siemens. В результате установленная электрическая мощность станции увеличилась на 48 МВт. В феврале 2015 г. в составе блока ПГУ-60 включён в работу вновь смонтированный турбогенератор с паровой турбиной SST-300 фирмы Siemens. Установленная электрическая мощность ТЭЦ выросла ещё на 7 МВт.

Сегодня Уфимская ТЭЦ-2 является самым крупным источником электрической и тепловой энергии в городе Уфе и вторым – после Кармановской ГРЭС – среди всех активов Башкирской генерирующей компании. ТЭЦ-2 обеспечивает теплом почти половину Уфы – часть микрорайонов Инорс и Сипайлово, большую часть микрорайона Черниковка, жилые кварталы вдоль проспекта Октября, а также большое число предприятий.



Помимо повышенного внимания к производственным вопросам, на теплоцентрали проводится целенаправленная работа по улучшению условий труда и быта персонала, развитию спорта и туризма. В коллективе культивируется принцип здорового образа жизни. Спортсмены ТЭЦ-2 – постоянные участники и призёры отраслевых, городских и республиканских соревнований. Также энергетики станции вносят свой вклад в высокие спортивные результаты сборной ООО «БГК» на корпоративных состязаниях Группы «Интер РАО».

НПО «ЭЛСИБ»

20 сентября 2020 г. Компания En+ Group, ведущий вертикально интегрированный производитель алюминия и электроэнергии, и НПО «ЭЛСИБ» подписали договор о поставке трёх турбогенераторов общей мощностью 450 МВт для Иркутской ТЭЦ-10. Стоимость договора составила более 1,3 млрд руб. Ввод оборудования намечен на 2023 – 2024 гг.

Машины типа ТВФ-165В относятся к новому поколению турбогенераторов. Они имеют водородное форсированное охлаждение обмотки ротора, улучшенные тепловые и электрические характеристики. Новые турбогенераторы будут установлены взамен выработавших свой ресурс машин. Проекты будут реализованы в рамках программы ДПМ-2. До 2025 г. всего на ТЭЦ-10 планируется заменить четыре турбогенератора.

Замена турбогенераторов позволит значительно улучшить технико-экономические показатели работы станции: увеличить выработку и повысить эффективность производства тепловой и электрической энергии. Сегодня Иркутская ТЭЦ-10 – одна из наиболее крупных тепловых электростанций En+ Group в Иркутской области. Станция производит тепловую и электрическую энергию для промышленных предприятий и населения города Ангарска. Сооружение электростанции началось в 1956 г. Первый энергоблок был введён в эксплуатацию в 1959 г. В феврале 1962 г. был введён в эксплуатацию последний, восьмой энергоблок.

Михаил Хардинов, руководитель энергетического бизнеса En+ Group: «ТЭЦ-10 в свое время строилась как один из самых передовых энергообъектов в стране с точки зрения установленного оборудования. Сейчас ТЭЦ имеет стратегическое значение для обеспечения электроэнергией промышленных предприятий и объектов социальной инфраструктуры юга Иркутской области. En+ Group приступает к масштабному обновлению станции с использованием турбогенераторов нового поколения. Инвестиции, которые планируется вложить в этот проект в ближайшие пять лет, позволят на долгие годы обеспечить надёжную и бесперебойную работу станции».

En+ Group – ведущий вертикально интегрированный производитель алюминия и электроэнергии. Компания объединяет электрогенерирующие активы установленной мощностью

19,6 ГВт (включая 15,1 ГВт гидроэнергетических активов) и алюминиевые производства годовой мощностью 3,9 млн т (через контрольную долю в ОК РУСАЛ, крупнейшем в мире производителе первичного алюминия за пределами Китая).

В рамках инвестиционной программы и технического перевооружения заготовительного производства на НПО «ЭЛСИБ» запущен новый высокотехнологичный токарно-карусельный станок с ЧПУ модели VTC-16/20R производства HNK Machine Tool Co. (Южная Корея). Станок установлен на участке механической обработки для обеспечения стабильной работы производства, расширения технологических возможностей обработки узлов крупных электрических машин, турбогенераторов и выпуска продукции в срок с требуемым качеством.



Новое высокоточное оборудование позволяет осуществлять обработку в соответствии с требованиями чертежа с точностью до 0,01 мм. Станок оснащён столом для обработки деталей массой до 8000 кг, диаметром до 2000 мм, высотой до 1600 мм. Стоимость проекта составила 59 900 тыс. руб.

6 октября НПО «ЭЛСИБ» посетила делегация ГБПОУ НСО «Новосибирский технический колледж имени А. И. Покрышкина» во главе с директором Галиной Талюкиной с целью ознакомления со спецификой производства для дальнейшего сотрудничества, направленного на подготовку высококвалифицированного персонала для нужд предприятия. В состав делегации вошли заместитель директора по научно-методической работе Елена Романова, руководитель ресурсного центра «Сварка» Дмитрий Анисов, мастер производственного обучения «Сварочное производство», призер V Национального чемпионата Молодые профессионалы Евгений Шевяхов и другие ведущие специалисты колледжа.

В ходе визита для коллег из колледжа генеральный директор НПО «ЭЛСИБ» ПАО Дмитрий Безмельницын провёл экскурсию по производству, показал полный цикл изготовления продукции, ответил на все интересующие вопросы.

После экскурсии по производству для подведения итогов встречи прошло заседание круглого стола. Со стороны НПО «ЭЛСИБ» на заседании присутствовали: директор по персоналу и оргразвитию Наталья Польшкина, начальник отдела технического контроля Оксана Повелицина, руководитель группы сварки, а также член Государственной итоговой аттестационной комиссии выпускников колледжа, эксперт для оценки выполнения заданий демонстрационного экзамена по компетенции «Сварка» Ольга Сладкова, заместитель начальника по производству Александр Андреев.



Обсуждались такие темы как необходимость проведения экскурсий для преподавателей и студентов колледжа, совместная разработка программ обучения, повышение профессиональной квалификации мастеров и преподавателей колледжа посредством организации стажировки на производстве, организация совместных мероприятий (встречи с передовиками производства, молодёжным советом, семинарские занятия и т.д.).

НПО «ЭЛСИБ» с 2011 г. тесно сотрудничает с колледжем им. А. И. Покрышкина по следующим направлениям: теоретическая подготовка новых рабочих, принятых в качестве учеников; повышение квалификационного уровня рабочего персонала предприятия; организация прохождения студентами колледжа практики. В настоящее время колледжем разработано более 100 программ обучения под специфику предприятия. Работники ЭЛСИБ входят в состав жюри конкурсов профессионального мастерства, проводимых колледжем, в состав Государственной итоговой аттестационной комиссии выпускников колледжа.

ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин»

Предприятие «Сименс Технологии Газовых Турбин» (СТГТ) завершило инспекцию основного оборудования энергоблока ст. № 2 Няганской ГРЭС ПАО «Фортум». Специалисты СТГТ провели расширенную инспекцию горячего тракта газовой турбины SGT5-4000F, а также среднюю инспекцию паровой турбины и генератора. Работы были выполнены в соответствии с утверждённым графиком ремонтов оборудования электростанции. При проведении работ использовались инновационные технологии СТГТ, предлагаемые российским заказчиком. Так, модернизация клапанов паровой турбины, обследование статора и ротора генератора проводились с помощью робота, который был специально спроектирован и изготовлен для таких работ. Это позволило выполнить визуальный осмотр, проверку плотности посадки клиньев статора, а также испытания сердечника статора без выемки ротора. Благодаря инновационному методу инспекции весь необходимый объём работ выполнен по требованиям завода-изготовителя, в короткий срок и без значительной разборки оборудования. Особенно актуальным данный вид обследования является для блоков ПГУ одновального исполнения, где выемка ротора генератора приводит к увеличению сроков останова оборудования в целом.

В ходе инспекции парогазового блока также был проведён анализ вибрационного состояния оборудования и сформулированы рекомендации по балансировке. Работы выполнялись с использованием цифровых технологий удаленного

полевого сервиса СТГТ с привлечением экспертов «Сименс Энергетика» из Германии.

При ремонте горелочных устройств использовался современный инновационный метод пиролизической и ультразвуковой очистки. В результате удалось добиться стабилизации работы камеры сгорания газовой турбины на всех режимах работы и снижения уровня выбросов оксидов азота в среднем с 50 до 30 мг/м³.



«Несмотря на сложную эпидемиологическую обстановку все работы на Няганской ГРЭС были выполнены в полном объёме и с опережением графика на 8 дней. Это стало возможным благодаря профессионализму специалистов СТГТ и отлаженным процессам подготовки и проведения ремонта на предприятии «Фортум», – отметил директор Департамента сервиса и технического обслуживания СТГТ Хольгер Раабе. – Наши заказчики доверяют нам не только благодаря нашему высококвалифицированному персоналу и качественной работе, но и благодаря самым современным и инновационным технологиям, которые мы используем».

СТГТ по заказу компании «Сименс Гамеса Реньюэл Энерджи» («Сименс Гамеса») приступило к сборке основных компонентов ветроэнергетического оборудования для Кольской ВЭС мощностью 201 МВт в Мурманской области – крупнейшего проекта возобновляемой энергетики в России за Полярным кругом. Строительство ветропарка и установка ветроэнергетического оборудования будет вестись совместно заказчиком ПАО «Энел Россия» и производителем «Сименс Гамеса».

В рамках данного заказа СТГТ осуществит сборку и испытания таких компонентов, как гондолы, ступицы и трансмиссии. Всего будет собрано оборудования для 57 ветроэнергетических установок.

За два года успешного сотрудничества компании СТГТ и «Сименс Гамеса» организовали производство ветроэнергетического оборудования. При этом компания «Сименс Гамеса» локализовала ряд основных компонентов для ветроэнергетических установок, организовав полную цепь.

В свою очередь «Сименс Технологии Газовых Турбин» в сжатые сроки провело сложную реорганизацию производства, включая процессы производственной логистики, что позволило совмещать «штучное» изготовление газовых турбин большой мощности и «конвейерное производство» ветроэнергетического оборудования.

Ранее в 2020 г. СТГТ выполнило аналогичный заказ компании «Сименс Гамеса» по сборке и испытанию оборудования для 26 ветроэнергетических установок другого ветропарка ПАО «Энел Россия» – Азовской ВЭС.