

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 ноябре 2021 г. составило 97,0 млрд кВт·ч, что на 5,0% больше объёма потребления за ноябрь 2020 г. Потребление электроэнергии в ноябре 2021 г. в целом по России составило 98,5 млрд кВт·ч, что так же на 5,0% больше аналогичного показателя 2020 г. В ноябре 2021 г. электростанции ЕЭС России выработали 99,3 млрд кВт·ч, что на 6,3% больше, чем в ноябре 2020 г. Выработка электроэнергии в России в целом в ноябре 2021 г. составила 100,8 млрд кВт·ч, что на 6,2% больше выработки в ноябре прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в ноябре 2021 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 56,0 млрд кВт·ч, что на 10,4% больше, чем в ноябре 2020 г. Выработка ГЭС за одиннадцатый месяц 2021 г. составила 16,5 млрд кВт·ч (на 2,1% меньше уровня 2020 г.), АЭС – 20,2 млрд кВт·ч (на 2,4% больше уровня 2020 г.), электростанций промышленных предприятий – 6,0 млрд кВт·ч (на 2,9% больше уровня 2020 г.).

Максимум потребления мощности ЕЭС России в ноябре 2021 г. зафиксирован 24 ноября в 17:00 по московскому времени и составил 149 261 МВт, что выше аналогичного показателя прошлого года на 5494 МВт (3,8%), достигнутого 30 ноября 2020 г.

Среднемесячная температура воздуха в ноябре текущего года по ЕЭС России составила –2,0°C, что почти соответствует показателю 2020 г.

Потребление электроэнергии за 11 месяцев 2021 г. в целом по России составило 997,7 млрд кВт·ч, что на 5,5% больше, чем за такой же период 2020 г. (без учёта потребления 29 февраля високосного 2020 г. – больше

на 5,9%). В ЕЭС России потребление электроэнергии с начала года составило 982,7 млрд кВт·ч, что на 5,6% больше, чем в январе – ноябре 2020 г. (без учёта потребления 29 февраля високосного 2020 г. – больше на 6,0%).

С начала 2021 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 1019,4 млрд кВт·ч, что на 6,5% больше объёма выработки в январе – ноябре 2020 г. Выработка электроэнергии в ЕЭС России за одиннадцать месяцев 2021 г. составила 1004,4 млрд кВт·ч, что на 6,6% больше показателя аналогичного периода прошлого года. Без учёта влияния 29 февраля високосного 2020 г. рост выработки за январь – ноябрь 2021 г. составил по ЕЭС России 7,0%, по России в целом 6,9%.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение 11 месяцев 2021 г. несли ТЭС, выработка которых составила 543,7 млрд кВт·ч, что на 10,1% больше, чем в январе – ноябре 2020 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 192,8 млрд кВт·ч (на 1,3% больше, чем за 11 месяцев 2020 г.), АЭС – 201,1 млрд кВт·ч (на 3,3% больше, чем в аналогичном периоде 2020 г.), электростанций промышленных предприятий – 61,4 млрд кВт·ч (на 2,0% больше, чем за январь – ноябрь 2020 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 ноябрь и одиннадцать месяцев 2021 г. представлены в таблице.

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч		Потребление, млрд кВт·ч	
	Ноябрь 2021 г.	Январь – ноябрь 2021 г.	Ноябрь 2021 г.	Январь – ноябрь 2021 г.
Востока	4,4 (12,0)	41,7 (6,2)	4,0 (6,7)	38,1 (5,1)
Сибири	19,1 (4,8)	195,1 (4,6)	19,4 (5,0)	196,3 (4,0)
Урала	23,1 (7,7)	235,0 (5,3)	23,0 (6,2)	232,0 (4,2)
Средней Волги	8,9 (– 4,7)	100,4 (1,5)	9,7 (3,1)	100,6 (7,1)
Центра	23,8 (6,2)	228,9 (11,4)	22,8 (3,9)	230,4 (7,0)
Северо-Запада	10,4 (13,1)	103,6 (7,7)	8,7 (6,5)	87,4 (5,2)
Юга	9,5 (7,7)	99,7 (7,6)	9,4 (4,8)	97,8 (8,4)

Примечание: В скобках приведено изменение показателя в процентах относительно 2020 г.

Председатель правления АО “Системный оператор Единой энергетической системы” Фёдор Опадчий выступил с докладом на Всероссийском совещании “О ходе подготовки субъектов электроэнергетики и объектов ЖКХ к прохождению отопительного сезона 2021 – 2022 годов”. Совещание состоялось 17 ноября под председательством руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федерального штаба), министра энергетики Российской Федерации Николая Шульгина.

В ходе доклада Фёдор Опадчий проанализировал динамику потребления электроэнергии и мощности в ЕЭС России в 2020 – 2022 гг. За период с января по октябрь 2021 г. энергопотребление в ЕЭС России составило 885,6 млрд кВт·ч, что на 5,7% больше аналогичного показателя прошлого года (без учёта дополнительного дня високосного 2020 г. – на 6,1 %). В 2021 г. наметилась тенденция к восстановлению энергопотребления основными энергоёмкими отраслями – машиностроением, железнодорожным транспортом, металлургией, химической промышленностью и нефтепереработкой. По прогнозу Системного оператора, в предстоящем ОЗП сохранится положительная динамика потребления. В октябре 2021 – марте 2022 г. потребление электроэнергии в ЕЭС России прогнозируется в объёме 597,8 млрд кВт·ч, что на 3,1% больше показателя ОЗП 2020/2021 г., прирост максимального потребления мощности ожидается на уровне 1,3% относительно предыдущего ОЗП и существует вероятность достижения уровня 158,4 ГВт, что на 1,0 ГВт выше исторического максимума потребления мощности в ЕЭС России 157,4 ГВт, зафиксированного в декабре 2012 г.

Объём производства электроэнергии на электростанциях ЕЭС России в предстоящий ОЗП, обеспечивающий покрытие спроса на электроэнергию с учётом экспортных поставок, составит 611,8 млрд кВт·ч, что на 3,6% (21,3 млрд кВт·ч) больше, чем в ОЗП 2020/2021 г.

Подводя предварительные итоги 2021 г., глава Системного оператора отметил, что за минувшие 10 месяцев на электростанциях ЕЭС России введено в эксплуатацию 2434 МВт генерирующих мощностей, в том числе более 1000 МВт – на основе ВИЭ. До конца года планируется ввести ещё 914 МВт мощностей, из которых 203 МВт – мощность новых СЭС и ВЭС. В целом по итогам 2021 г. с учётом вывода из эксплуатации генерирующего оборудования прогнозируется прирост установленной мощности электростанций ЕЭС России на 1540 МВт.

В рамках программы КОММод на 14 генерирующих объектах общей мощностью 2870,3 МВт началась реализация мероприятий по модернизации. В ходе реализации программы уже в 1 квартале 2022 г. планируется ввести 1830,4 МВт модернизированных генерирующих мощностей.

С начала года введены в работу 89 ЛЭП, в том числе 9 ЛЭП, обеспечивающих выдачу мощности энергообъектов на ВИЭ, и 22 трансформатора 110 – 750 кВ. До конца года планируется ввод ещё 67 ЛЭП и 22 трансформаторов 110 – 500 кВ.

Среди задач, стоящих перед энергетиками, Фёдор Опадчий отметил выполнение в запланированные сроки ремонтной кампании 2022 г., в том числе ремонтов электросетевого оборудования, обеспечивающего выдачу мощности ГЭС Ангарского каскада, а также подготовку к максимальной нагрузке гидроэлектростанций в условиях высокой водности для минимизации холостых водосбросов и эффективного использования гидроресурсов. По состоянию на 1 октября запасы гидроресурсов в водохранилищах ГЭС Ангарского каскада в сравнении со среднепогодной величиной составляют 139,7%. По прогнозу, к 1 мая 2022 г. их объём превысит среднепогодный уровень на 56,5%.

Отдельной темой доклада стали вопросы обеспечения электроснабжения потребителей Западного района энергосистемы Республики Саха (Якутия) в предстоящий отопительный период. В условиях недостаточной обеспеченности гидроресурсами каскада Вилюйских ГЭС к началу ОЗП 2021/2022 г. для покрытия прогнозируемого потребления может потребоваться сработка Вилюйского водохранилища до предельной минимальной отметки, а при невыполнении дополнительных мероприятий – ниже нее, что создаёт риски останова гидроэлектростанций Западного района и ввода ограниченных объёмов судоводного попуска. Фёдор Опадчий перечислил ряд уже реализованных мероприятий, позволяющих снизить выработку Вилюйских ГЭС и тем самым не допустить глубокую сработку Вилюйского водохранилища к началу паводка 2022 г., обеспечив покрытие прогнозируемого в предстоящий ОЗП потребления указанного энергорайона. Дополнительным мероприятием должен стать перенос точки деления электрической сети на связях Восток – Сибирь на ПС 220 кВ “Ерофей Павлович”.

В ходе доклада Фёдор Опадчий также проанализировал баланс мощности энергосистемы Приморского края в предстоящий ОЗП и подчеркнул, что в условиях проводимой реконструкции Владивостокской ТЭЦ-2 допустимые режимы работы энергосистемы Приморского края при единичных аварийных возмущениях в нормальной схеме обеспечиваются только при включении всего доступного генерирующего оборудования электростанций юга Приморья. Глава Системного оператора отметил необходимость перевода из консервации в резерв генерирующего оборудования находящихся на о. Русский ТЭЦ Центральная и ТЭЦ Океанариум для обеспечения возможности включения его в работу в послеаварийных режимах.

Ещё одной темой доклада стало использование цифровых технологий при управлении электроэнергетическим режимом. Фёдор Опадчий отметил, что Системный оператор совместно с субъектами электроэнергетики внедряет дистанционное управление оборудованием сетевых объектов и режимами работы генерирующих объектов. В 2018 – 2021 гг. в ЕЭС России реализовано 52 проекта дистанционного управления оборудованием и устройствами на подстанциях 110 – 500 кВ, активной мощностью 16 солнечных и ветровых электростанций. В этот период реализованы проекты по внедрению системы доведения плановых диспетчерских графиков и диспетчерских команд (СДПМ) на 19 ГЭС. До конца 2022 г. планируется реализация проек-

тов дистанционного управления оборудованием из диспетчерских центров АО “СО ЕЭС” ещё на 73 подстанциях, дистанционного управления оборудованием распределительных устройств семи ГЭС и пяти ТЭС, оборудованием и режимами работы трёх ВЭС, а также реализация СДПМ ещё на двух ГЭС.

В рамках программы цифровизации идёт работа по внедрению системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), обеспечивающей возможность наиболее полного использования имеющейся пропускной способности электрической сети. В ЕЭС России технология СМЗУ внедрена на 119 контролируемых сечениях, её используют главный диспетчерский центр и 20 филиалов Системного оператора (семь ОДУ и 13 РДУ). Применение СМЗУ позволило увеличить допустимый переток мощности в контролируемых сечениях в среднем на 10 – 20% – на величину до 700 МВт – и обеспечило оптимальную загрузку электростанций. В главном диспетчерском центре Системного оператора и филиалах АО “СО ЕЭС” ОДУ Сибири и ОДУ Юга она также используется при планировании электрических режимов. В 2022 г. цифровая система будет внедрена в трёх диспетчерских центрах для 12 контролируемых сечений, в четырёх диспетчерских центрах планируется начать эксплуатацию СМЗУ при оперативном планировании электроэнергетических режимов.

Системный оператор совместно с субъектами электроэнергетики развивает также централизованную систему противоаварийной автоматики (ЦСПА). На начало 2021 г. программно-технический комплекс верхнего уровня ЦСПА находится в промышленной эксплуатации в шести филиалах АО “СО ЕЭС” ОДУ и Тюменском РДУ. Нижним уровнем ЦСПА являются комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ), установленные на объектах электроэнергетики. Эффектом от внедрения ЦСПА является снижение объёма нагрузки потребителей и производителей электроэнергии, отключаемых действием противоаварийной автоматики. В рамках развития ЦСПА в 2021 г. осуществлён переход на третье поколение ЦСПА ОЭС Урала, подключены новые низовые устройства ЛАПНУ на ПС 500 кВ Озерная в ОЭС Сибири и ПС 750 кВ Копорская в ОЭС Северо-Запада, проведены испытания ЦСПА ОЭС Сибири и ЦСПА ЕЭС Казахстана по совместному использованию комплекса ЛАПНУ на ПС 1150 кВ Экибастузская. В 2022 г. планируется внедрение ЦСПА в северо-западном районе ОЭС Центра, подключение к ЦСПА ОЭС Сибири комплексов ЛАПНУ на ПС 500 кВ Иркутская и ПС 1150 кВ Экибастузская, модернизация ЦСПА ОЭС Сибири для осуществления выбора управляющих воздействий с учётом обеспечения динамической устойчивости.

В завершении председатель правления АО “СО ЕЭС” сообщил, что диспетчерскими центрами Системного оператора выполнены все показатели готовности к работе в отопительный сезон 2021/2022 г.

Целевая модель управления спросом

Для обеспечения готовности к началу функционирования целевой модели управления спросом на электрическую энергию с января 2023 г. Системный опера-

тор и ассоциация “НП Совет рынка” утвердили план-график работ по разработке детальной концепции целевой модели проекта и соответствующих проектов изменений в нормативные правовые акты, а также в Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка и деловые процессы.

Целевая модель управления спросом на электроэнергию предполагает полную интеграцию механизмов управления спросом в систему взаимоотношений на оптовом рынке электроэнергии и мощности в качестве нового вида услуг.

Формирование нормативно-правовой базы планируется завершить до конца 2022 г. Для запуска новой модели требуется не только внесение изменений в федеральный закон “Об электроэнергетике”, но и уточнение порядка функционирования как оптового, так и розничных рынков, а также разработка соответствующих изменений в регламенты.

В соответствии с разработанной компаниями дорожной картой в январе – феврале 2022 г. запланировано вынесение концепции целевой модели управления спросом с подробным описанием всех деловых процессов на обсуждение участников рынка и органов власти. Затем будут разработаны проект постановления Правительства РФ о внесении изменений в правила функционирования оптового и розничных рынков, а также изменения в Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка.

“Мы создаём новый сектор оптового рынка: к рынкам электроэнергии и мощности добавляется принципиально новый рынок – рынок услуг по управлению спросом. В ходе реализации пилотного проекта, в котором приняли участие десятки заинтересованных компаний, получен большой опыт, позволивший сформировать основные параметры целевой модели. В тоже время, в режиме “пилота” была отработана только часть деловых процессов. Запуск целевой модели требует проектирования и практической реализации большого количества новых деловых процессов и модернизации действующих. Уверен, что деятельное участие рыночного сообщества, детальная проработка всех новых процедур в рамках обсуждений на площадке ассоциации “НП Совет рынка” позволят создать максимально работоспособную и эффективную конструкцию”, – подчеркнул председатель правления АО “СО ЕЭС” Фёдор Опадчий.

“Мы разделяем позицию Системного оператора о необходимости скорейшего совершенствования нашей нормативной базы для учёта развития технологий и веяний времени. При этом совершенно точно, ключевым требованием является сохранение принципов и требований эффективности работы рынка”, – отметил председатель правления фссоциации “НП Совет рынка” Максим Быстров.

Управление спросом (в зарубежной терминологии Demand Response) предполагает снижение энергопотребления конечным потребителем при определённых экономических сигналах рынка электроэнергии с получением выручки за осуществление такого снижения потребления.

Пилотный проект по формированию механизма управления спросом розничных потребителей реализуется Системным оператором с июня 2019 г.

Обеспечение вводов новых энергообъектов и проведения испытаний оборудования

Филиалы АО “Системный оператор Единой энергетической системы” “Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири” (ОДУ Сибири) и “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Хакасия” (Хакаское РДУ) разработали и реализовали комплекс мероприятий для обеспечения ввода в работу реконструированного гидроагрегата ст. № 3 Майнской ГЭС, входящей в состав Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса (филиал ПАО “РусГидро”). На Майнской ГЭС успешно завершилось комплексное опробование гидроагрегата ст. № 3 установленной мощностью 107 МВт – первого из трёх гидроагрегатов станции, которые планируется полностью обновить по Программе комплексной модернизации ГЭС РусГидро к концу 2023 г.

Для обеспечения ввода в работу нового оборудования специалистами Системного оператора выполнены расчёты электрических режимов, определены параметры настройки устройств релейной защиты и автоматики, протестированы системы сбора и передачи информации.

Реализованные Системным оператором мероприятия позволили осуществить весь комплекс работ по замене гидроагрегата ст. № 3 Майнской ГЭС без последствий для потребителей и водопользователей. Системным оператором обеспечено качественное планирование графиков ремонтов энергетического и электротехнического оборудования, позволившее реализовать работы по реконструкции гидроагрегата, а также ремонтную кампанию сетевых и генерирующих объектов республики.

Гидроагрегаты Майнской ГЭС, введённые в эксплуатацию в 1980-х годах, достигли высокой степени износа и частично выработали свой ресурс. Следствием неисправности механизмов поворота лопастей турбин гидроагрегатов и переводом их в пропеллерный режим работы стало ограничение установленной мощности станции. Реконструкция всех трёх гидроагрегатов позволит устранить ограничения установленной мощности станции в размере 96 МВт и довести её до проектной величины 321 МВт.

Филиалы Системного оператора ОДУ Северо-Запада и Карельское РДУ обеспечили режимные условия для проведения комплексного опробования и ввода в работу ВЛ 330 кВ Борей – Каменный Бор № 1 в рамках строительства второй цепи Кольско-Карельского транзита. Линия протяжённостью 124,325 км была образована при реконструкции ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС – Путкинская ГЭС.

Расчёты электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания, определение параметров настройки устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, выполненные специалистами Системного оператора, позволили обеспечить режимные условия для ввода в работу нового оборудования.

Проект строительства второй цепи Кольско-Карельского транзита охватывает три региона России – Республику Карелию, Мурманскую и Ленинградскую области. Линии электропередачи общей протяжённостью более 1000 км строятся параллельно действующему транзиту, который был введён в работу ещё в 1980-х годах. Однако сегодня пропускной способности существующего транзита уже недостаточно.

Основные эффекты от реализации проекта – обеспечение надёжности электроснабжения потребителей энергосистем Республики Карелия и Мурманской области, уменьшение невыпускаемой мощности энергосистемы Мурманской области, повышение пропускной способности транзита Кольская энергосистема – энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

До конца 2021 г. в рамках проекта второй цепи Кольско-Карельского транзита планируется строительство и ввод в работу двух новых ВЛ 330 кВ Каменный Бор – Петрозаводск и Петрозаводск – Тихвин-Литейный общей протяжённостью 618,577 км, а также выполнить перезавод существующих ВЛ 330 кВ Кондопога – Петрозаводск и ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск на новое ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Петрозаводск.

Противоаварийное управление

Специалисты АО “СО ЕЭС” совместно с коллегами из Национального диспетчерского центра Системного оператора (филиал АО “КЕГСО” – НДЦ СО, Республика Казахстан) провели успешные испытания совместной работы Централизованной системой противоаварийной автоматики (ЦСПА) ОЭС Сибири и ЦСПА ЕЭС Казахстана. В ходе испытаний проверялась возможность передачи сформированной ЦСПА ОЭС Сибири таблицы управляющих воздействий на Экибастузскую ГРЭС-1 через находящуюся в опытной эксплуатации ЦСПА ЕЭС Казахстана.

Комплекс локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ) Экибастузской ГРЭС-1 является основным комплексом противоаварийной автоматики на транзите 500 кВ Сибирь – Казахстан – Урал. Подключение к ЦСПА ОЭС Сибири в качестве её низового комплекса ЛАПНУ Экибастузской ГРЭС-1 повысит эффективность и надёжность управления электроэнергетическими режимами ОЭС Сибири, а также надёжность передачи мощности по транзиту Сибирь – Казахстан – Урал.

Для подключения комплекса противоаварийной автоматики Экибастузской ГРЭС-1 к ЦСПА ОЭС Сибири Системным оператором реализован перечень мероприятий, включающий работы по расширению информационной модели ОЭС Сибири, а также предварительные испытания по расчёту ЦСПА ОЭС Сибири управляющих воздействий с учётом внесённых в информационную модель изменений. Специалистами Системного оператора и филиала АО “КЕГСО” НДЦ СО разработана программа испытаний совместной работы ЦСПА ОЭС Сибири и ЦСПА ЕЭС Казахстана, организованы каналы связи и обмена информацией между ЦСПА ОЭС Сибири, ЦСПА ЕЭС Казахстана и ЛАПНУ на Экибастузской ГРЭС-1.

Централизованная система противоаварийной автоматики – это программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий в автоматическом режиме сохранение устойчивости работы энергосистемы при возникновении в ней аварийных ситуаций. ЦСПА обеспечивает минимально необходимый объём противоаварийного управления, сокращает избыточность управляющих воздействий и расширяет область допустимых режимов работы энергосистемы. Использование ЦСПА позволяет минимизировать число отключённых потребителей при авариях в энергосистеме и уменьшить последствия таких аварий для потребителей.

ЦСПА – уникальная разработка отечественных энергетиков, ведущаяся со времени появления в отрасли первых ЭВМ в 1960-х годах. Идеологом создания и развития ЦСПА было Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы. ЦСПА имеют двухуровневую структуру, предусматривающую установку программно-аппаратных комплексов верхнего уровня в диспетчерских центрах филиалов АО “СО ЕЭС”, а низовых устройств – на объектах электроэнергетики.

В настоящее время в ЕЭС России работают ЦСПА третьего поколения с расширенным функционалом, включающим более совершенный алгоритм расчёта статической устойчивости энергосистемы, а также алгоритм выбора управляющих воздействий по условиям обеспечения динамической устойчивости (устойчивости энергосистемы в процессе аварийных возмущений) и новый алгоритм оценки состояния электроэнергетического режима энергосистемы. Совершенствование ЦСПА, как неотъемлемого элемента современной модели противоаварийного управления энергосистемами, является для Системного оператора одной из ключевых задач в области развития цифровых технологий. На протяжении более чем 20 лет важнейшим партнёром АО “СО ЕЭС” в области создания и модернизации устройств и комплексов противоаварийной автоматики выступает АО “Институт автоматизации энергетических систем” (АО “ИАЭС”).

Цифровизация отрасли

Филиал Системного оператора – Хабаровское РДУ (осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Хабаровского края и Еврейской автономной области) совместно с филиалом “Россети ФСК ЕЭС” (ПАО “ФСК ЕЭС”) – Хабаровское ПМЭС успешно провели комплексные испытания автоматизированной системы дистанционного управления оборудованием подстанции (ПС) 220 кВ РЦ в энергосистеме Хабаровского края. Диспетчеры Хабаровского РДУ получили возможность дистанционного управления коммутационными аппаратами 220 кВ подстанции с использованием автоматизированных программ переключений (АПП), которые позволяют в 5 – 10 раз сократить длительность производства оперативных переключений по сравнению с их выполнением по командам диспетчерского персонала. Хабаровское ПМЭС также приступило к осуществлению дистанционного управления оборудованием ПС 220 кВ РЦ из центра управления сетями (ЦУС) в соответствии с согласован-

ным с Системным оператором перечнем распределения функций дистанционного управления.

АПП – это представленная в виде компьютерного алгоритма последовательность операций при переключениях, которая обеспечивает выполнение переключений. Она отправляет команды непосредственно в автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУТП) управляемого энергетического объекта и контролирует их успешное исполнение, получая информацию о предыдущих выполненных операциях.

“С учётом ввода в 2018 г. дистанционного управления оборудованием ПС 220 кВ Амур кабельно-воздушная линия (КВЛ) 220 кВ РЦ – Амур стала первой КВЛ в операционной зоне Хабаровского РДУ, вывод в ремонт и ввод в работу которой будет проводиться автоматизированно из диспетчерского центра, – прокомментировал событие генеральный директор Филиала АО “СО ЕЭС” “Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Востока” Виталий Сунгуров. – Подстанция 220 кВ РЦ является центром питания для части города Хабаровска, ряда промышленных и социальных объектов, а также международного аэропорта”.

В ходе реализации проекта специалисты Хабаровского РДУ и ОДУ Востока принимали участие в рассмотрении и согласовании технического задания на проектирование, рассмотрении и согласовании проектной документации, включающей в себя технические решения по модернизации АСУТП ПС 220 кВ РЦ и созданию автоматизированной системы дистанционного управления.

Совместно со специалистами ПАО “ФСК ЕЭС” выполнено распределение функций дистанционного управления между Системным оператором и сетевой компанией, проведена необходимая настройка АСУТП подстанции, оперативно-информационного комплекса в диспетчерском центре и программно-технического комплекса ЦУС Хабаровского ПМЭС, протестированы телеметрические системы сбора и передачи информации в диспетчерский центр Системного оператора. В рамках проекта реализованы меры по обеспечению информационной безопасности ПС 220 кВ РЦ и каналов связи, пересмотрена и введена в действие необходимая нормативно-техническая документация, проведено дополнительное обучение диспетчерского и оперативного персонала. Хабаровским РДУ также разработаны типовые программы переключений для оборудования подстанции с использованием дистанционного управления, на основе которых подготовлены АПП и типовые бланки переключений, реализован комплекс мероприятий по проведению испытаний автоматизированной системы дистанционного управления.

Оснащение диспетчерских центров Системного оператора автоматизированными системами производства переключений, а подстанций – 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 технологиче-

скими процессами объектов электроэнергетики и ЕЭС России в целом.

Филиал Системного оператора Приморское РДУ (осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Приморского края) совместно с филиалом ПАО “Россети” Приморское ПМЭС ввели в промышленную эксплуатацию автоматизированную систему дистанционного управления оборудованием подстанции (ПС) 220 кВ Патрокл в городе Владивостоке. ПС 220 кВ Патрокл была построена в период подготовки к форуму АТЭС-2012 для обеспечения электроснабжения перспективных нагрузок во Владивостоке. Подстанция является основным питающим центром части города в районе бухты Патрокл.

Введённая в эксплуатацию автоматизированная система представляет собой программно-аппаратный комплекс, позволяющий дистанционно управлять оборудованием подстанции и подключёнными к ней линиями электропередачи из диспетчерского центра Системного оператора путём запуска автоматизированной программы переключений (АПП). Новая цифровая система обеспечивает возможность дистанционного управления из Приморского РДУ всеми выключателями и разъединителями 220 кВ, а также заземляющими ножами ЛЭП 220 кВ, находящимися в диспетчерском управлении Системного оператора. Возможность дистанционного управления остальными коммутационными аппаратами получил Центр управления сетями (ЦУС) Приморского ПМЭС в соответствии с взаимосогласованным распределением функций дистанционного управления электросетевым оборудованием подстанции.

АПП – это представленная в виде компьютерного алгоритма последовательность операций при переключениях. В соответствии с АПП команды дистанционного управления поступают непосредственно в автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУТП) объекта электроэнергетики с контролем их исполнения на основе информации о состоянии оборудования и выполненных операциях. Использование АПП позволяет существенно, в 5 – 10 раз, сократить длительность производства оперативных переключений по сравнению с их “традиционным” выполнением оперативным персоналом объектов электроэнергетики по голосовым командам диспетчерского персонала.

Внедрение автоматизированного дистанционного управления оборудованием ПС 220 кВ Патрокл позволяет повысить надёжность и качество управления электроэнергетическим режимом энергосистемы Приморского края 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.

В процессе реализации проекта дистанционного управления оборудованием ПС 220 кВ Патрокл специалисты Системного оператора принимали участие в рассмотрении и согласовании задания на проектирование, рассмотрении и согласовании проектной документации, включающей в себя технические решения по созданию системы дистанционного управления, они также участвовали в разработке программ комплексных испы-

таний и тестировании системы. В рамках проекта выполнено распределение функции дистанционного управления между Системным оператором и Федеральной сетевой компанией, проведена необходимая настройка АСУТП подстанции и оперативно-информационного комплекса Приморского РДУ, а также программно-технического комплекса ЦУС Приморского ПМЭС, протестирована система сбора и передачи телеметрической информации в диспетчерский центр, реализованы меры по обеспечению информационной безопасности.

Специалистами Приморского РДУ разработаны типовые программы переключений для ЛЭП и оборудования ПС 220 кВ Патрокл, на основе которых подготовлены АПП, и типовые бланки переключений. Также актуализирована и введена в действие необходимая инструктивная и техническая документация, организовано дополнительное обучение диспетчерского персонала Приморского РДУ и оперативного персонала ПС 220 кВ Патрокл и ЦУС Приморского ПМЭС, проведены комплексные испытания автоматизированной системы дистанционного управления. При проведении комплексных испытаний Приморское РДУ обеспечило необходимые схемно-режимные условия в энергосистеме региона.

Во время испытаний проверялись каналы связи, качество поступающей в Приморское РДУ телеметрической информации, выполнение функций дистанционного управления выключателями, разъединителями и заземляющими ножами ПС 220 кВ Патрокл, а также блокировок исполнения ошибочных команд. Успешное завершение комплексных испытаний подтвердило готовность автоматизированной системы дистанционного управления оборудованием ПС 220 кВ Патрокл к вводу в эксплуатацию.

ПС 220 кВ Патрокл стала девятым по счёту питающим центром в Приморской энергосистеме, на котором реализован проект дистанционного управления оборудованием из диспетчерского центра АО “СО ЕЭС”. “В рамках цифровой трансформации оперативно-диспетчерского управления Системный оператор уже несколько лет поэтапно внедряет автоматизированную систему производства переключений во всех своих филиалах, что позволит организовать автоматизированное дистанционное управление оборудованием более чем двухсот объектов электроэнергетики в соответствии с согласованными с сетевыми организациями планами-графиками”, – отметил генеральный директор ОДУ Востока Виталий Сунгуров.

Паспорт готовности к ОЗП

По итогам проводимой Министерством энергетики Российской Федерации оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон 2020/2021 г. подтверждена готовность АО “Системный оператор Единой энергетической системы” к работе в предстоящем осенне-зимнем периоде. Результаты оценки готовности утверждены приказом Министерства энергетики РФ. АО “СО ЕЭС” и его филиалами в полном объёме выполнены планы подготовки всех диспетчерских центров, обеспечивающие их готовность к работе в осенне-зимний период 2021/2022 г., обеспечены режимные

условия необходимые для выполнения ремонтных программ субъектов электроэнергетики и ввода в работу новых (реконструированных) объектов электроэнергетики. Системный оператор ежегодно разрабатывает и утверждает планы подготовки к работе в ОЗП.

Решение о готовности Системного оператора принято в соответствии с Правилами оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон, утверждёнными постановлением Правительства РФ от 10.05.2017 № 543. На основании решения Минэнерго России АО «Системный оператор Единой энергетической системы» выдан Паспорт готовности к работе в отопительный сезон 2021/22 г.

Минэнерго России использует утверждённую Правительством РФ риск-ориентированную модель оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон, которая позволяет оценивать готовность на основании отчётных данных о выполнении субъектами электроэнергетики и отдельными потребителями электрической энергии разработанных показателей, характеризующих выполнение условий готовности, а также осуществлять постоянный автоматизированный мониторинг состояния объектов и их готовности к обеспечению надёжного энергоснабжения потребителей.

Решение о готовности Системного оператора к работе в отопительный сезон 2021/2022 г. принято Минэнерго России по итогам оценки готовности, которая проводится на основе информации о выполнении условий готовности и оценки выполнения 21 показателя готовности.

Индекс готовности рассчитывается Минэнерго России по состоянию на 5 ноября каждого года в соответствии с утверждённой приказом Минэнерго России от 27.12.2017 № 1233 методикой оценки на основании информации, полученной до 1 ноября текущего года. Методика устанавливает: порядок расчёта показателей (состав и объём представляемых сведений), диапазоны балльной шкалы оценки показателя, весовые коэффициенты показателей, перечень специализированных индикаторов.

Перечень условий готовности разделен по группам субъектов электроэнергетики: «Генерация» – организации, эксплуатирующие электростанции мощностью 25 МВт и более, «Сети» – сетевые организации, эксплуатирующие оборудование напряжением 110 кВ и выше, «ОДУ» – субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Если субъект электроэнергетики получил индекс «Не готов» или «Готов с условиями», то он обязан сформировать план мероприятий по достижению необходимого уровня и ежемесячно отчитываться о его выполнении.

Взаимодействие с субъектами электроэнергетики

В Тверской области прошло совещание главных инженеров филиалов и подконтрольных организаций Группы РусГидро. В мероприятии приняли участие первый заместитель председателя правления АО «СО ЕЭС» Сергей Павлушко и директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер Михаил Говорун. В ходе мероприятия обсуждались текущие во-

просы, проблемы и перспективные направления взаимодействия ПАО «РусГидро» и АО «СО ЕЭС», включая ключевые векторы дальнейшего технологического сотрудничества компаний, в том числе в сфере цифровой трансформации электроэнергетики.

Представители РусГидро высоко оценили успешное сотрудничество с Системным оператором при внедрении цифровых технологий в электроэнергетике. Так, совместный проект компаний по созданию автоматизированной системы дистанционного управления оборудованием распределительных устройств напряжением 110, 220 и 500 кВ Воткинской ГЭС из диспетчерских центров, реализованный в 2020 г., стал важным шагом в решении задач цифровизации. Широкое внедрение этой перспективной технологии позволит получить значительный системный эффект за счёт сокращения времени производства оперативных переключений, снижения риска ошибочных действий диспетчерского и оперативного персонала и существенно повысит эффективность управления технологическими режимами работы электростанций и ЕЭС России в целом.

В ходе совещания Михаил Говорун рассказал об опыте внедрения технологии дистанционного управления устройствами РЗА, разработке и внедрении автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования РЗА. Представитель Системного оператора выступил с предложением об организации совместных проектов по данным направлениям деятельности. Также в рамках его выступления был затронут вопрос о необходимости нормативного урегулирования создания центров управления малыми ГЭС. Это позволит повысить качество и эффективность оперативно-технологического управления этими объектами.

Первый заместитель председателя правления АО «СО ЕЭС» Сергей Павлушко ответил на многочисленные вопросы участников совещания об особенностях управления электроэнергетическим режимом ГЭС и возможностях оптимизации режимов работы ГЭС, участвующих в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ), а также об организации ремонтов оборудования ГЭС.

Кроме того, на мероприятии были рассмотрены перспективы дальнейшей автоматизации информационного взаимодействия Системного оператора и компаний Группы РусГидро в соответствии с требованиями серии национальных стандартов ГОСТ Р 58651, а также возможности использования для этих целей специализированного информационного портала АО «СО ЕЭС».

Участие руководителей технологического функционального блока АО «СО ЕЭС» в совещании главных инженеров Группы РусГидро демонстрирует высокий уровень постоянного эффективного взаимодействия компаний для решения задач обеспечения устойчивого функционирования ЕЭС России. В настоящее время сотрудничество компаний успешно развивается, в том числе, в рамках деятельности совместной рабочей группы по вопросам оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.

Международное сотрудничество

На вебинаре Ассоциации системных операторов крупнейших энергосистем GO15 Системный опера-

тор ЕЭС России представил свое видение роли традиционной генерации в современных энергосистемах, ставящих задачу достижения углеродной нейтральности. Профессиональные вебинары являются традиционным способом совместной деятельности участников GO15 и стали основным в период пандемии COVID-19. Вебинар 17 ноября был организован экспертами системных операторов России, США и ЮАР и посвящён обсуждению места традиционной генерации в современной мировой экологической повестке.

В докладе Системного оператора отмечено, что на стратегии достижения углеродной нейтральности в разных странах будут влиять такие факторы, как актуальная структура генерации – доля в электрическом балансе традиционных источников – угольных, газовых, атомных и гидроэлектростанций, а также наличие в энергосистемах регулировочных мощностей, позволяющих эффективно поддерживать баланс в условиях увеличения доли ВИЭ-генерации.

Системный оператор ЕЭС России подробно рассказал о технологических вызовах, с которыми столкнутся энергосистемы, регуляторы и профессиональные сообщества государств, ставящих задачу достижения углеродной нейтральности. В частности, это – развитие систем и механизмов внутрисуточного и среднесрочного регулирования баланса потребления и выработки в условиях увеличения доли ВИЭ и необходимые изменения дизайна электроэнергетических рынков в условиях увеличения значимости традиционной генерации как поставщика ресурсов управления гибкостью в энергосистеме, поиск способов дальнейшего использования комбинированной выработки тепла и электричества в тех странах, где она активно используется, определение роли ресурсов управления спросом как механизма регулирования баланса и экономическая поддержка традиционной генерации.

“Изменение структуры генерирующих мощностей в сторону увеличения доли энергообъектов на ВИЭ в энергосистемах происходит с разной скоростью – для многих энергосистем традиционная, в первую очередь тепловая, генерация ещё долгое время будет оставаться основой энергетического баланса. К тому же до массового внедрения промышленных систем хранения энергии, альтернативы традиционной генерации и ГАЭС, как средства регулирования баланса, не будет”, – считает глава российского Системного оператора Фёдор Опадчий.

В зависимости от конкретной ситуации может потребоваться разработка специальных мер для поддержки традиционной генерации, подчеркнул он. Среди них – поддержание необходимой доли традиционной генерации в балансе энергосистемы с учётом её экономических и технологических характеристик, внедрение механизмов финансирования реновации основных фондов тепловой генерации, придание самостоятельной экономической ценности “ресурсам гибкости”, которыми на сегодняшний день и до появления конкурентной по стоимости технологии обладают традиционная генерация и ГАЭС. Также крайне важно разработать систему, которая позволит сделать процесс вывода из эксплуатации тепловой генерации прогнозируемым и управляемым, отметил Фёдор Опадчий.

Чтобы системные операторы крупнейших энергосистем уже сейчас начали поиск ответов на эти вызовы, он предложил в 2022 г. провести исследование среди участников GO15 с целью определения направлений совершенствования регуляторных условий для тепловой генерации в целевых моделях достижения углеродной нейтральности и в переходный период.

23 ноября в Дубае (ОАЭ) состоялось 18-е годовое заседание Ассоциации системных операторов крупнейших энергосистем GO15 (Very Large Power Grid Operators, VLPGO), в котором участвовали полномочные представители системных и сетевых операторов 19 государств. Системный оператор ЕЭС России на годовом заседании представлял председатель правления АО “СО ЕЭС”, член управляющего совета GO15 Фёдор Опадчий, принимавший участие в его работе по видео-конференц-связи.

Фёдор Опадчий выступил с докладом “Российская электроэнергетика. Ключевые вызовы – 2021”. Руководитель Системного оператора рассказал о траектории развития ЕЭС России и основных задачах, стоящих перед оперативно-диспетчерским управлением в процессе цифровой трансформации отрасли и перехода к низкоуглеродной энергетике.

Председатель правления АО “СО ЕЭС” напомнил коллегам, что в декабре 2021 г. 100-летний юбилей отметит система оперативно-диспетчерского управления в российской электроэнергетике, и отметил, что совместная работа с представителями системных операторов крупнейших энергосистем мира и открытый обмен мнениями в рамках ассоциации GO15 позволяют эффективно решать вопросы актуальной энергетической повестки и успешно находить ответы на вызовы нового времени.

По словам председателя правления Системного оператора, одним из ключевых шагов в реализации планов России по достижению углеродной нейтральности к 2060 г. может стать прорывное увеличение мощности солнечных и ветровых электростанций, работающих в составе ЕЭС России. В настоящее время объём введённых в работу генерирующих мощностей на основе солнца и ветра в ЕЭС России пока не имеет общесистемного влияния. В структуре генерирующих мощностей он составляет 1,1% установленной мощности. Основой энергетического баланса являются традиционные тепловые электростанции (66,5%). Однако в рамках второй программы поддержки развития ВИЭ-генерации (ДПМ ВИЭ-2) к 2030 г. объём установленной мощности энергообъектов на ВИЭ может достигнуть 10–13 ГВт, а в ближайшие 30 лет ожидается его значительное увеличение. Кроме того, уже сегодня в структуре генерирующих мощностей ЕЭС России ГАЭС составляют более 20%, а АЭС – около 12%.

Глава Системного оператора подчеркнул, что эпоха энергоперехода ставит перед оперативно-диспетчерским управлением принципиально новые требования к организации и качеству управления электроэнергетическими режимами. “Увеличение доли энергообъектов на ВИЭ, характеризующихся нестабильным, резкопеременным характером выработки, до значимых в масштабах энергосистемы объёмов диктует необходимость развития дополнительных инструментов внутрисуточ-

ного и среднесрочного регулирования баланса, а также внесения изменений в традиционный дизайн электроэнергетических рынков – чтобы ресурсы обеспечения гибкости в энергосистеме стали отдельным товаром со своей стоимостью”, – заявил Фёдор Опадчий. Он перечислил механизмы, позволяющие обеспечить эффективную интеграцию объектов на ВИЭ в энергосистему. Среди них – внедрение технологий дистанционного управления оборудованием и мощностью, подключение объектов ВИЭ-генерации к системам автоматического регулирования частоты и активной мощности (ЦС АРЧМ), развитие механизмов управления спросом. Кроме того, широкие возможности для повышения качества и надёжности управления электроэнергетическими режимами создаёт развитие технологии синхронизированных векторных измерений.

На заседании управляющего совета GO15 в рамках годового заседания президент ассоциации Ахмед Али Эбрахим (Ahmed Ali Ebrahim), генеральный секретарь и казначей организации Бруно Мейер (Bruno Meyer) и её вице-президент Стефано Антонио Доннарумма (Stefano Antonio Donnarumma) представили доклады о результатах деятельности компаний-участниц в уходящем году и приоритетных направлениях работы в 2022 г. Стратегическая рабочая группа № 1 (Pathways to a Low Emission Power System), занятая изучением вопросов управления энергосистемами в условиях энергетического перехода и изменения структуры генерирующих мощностей, отчиталась о проведённых исследованиях по снижению устойчивости и естественной инерции энергосистем, а также по новым методам прогнозирования при масштабной интеграции объектов на ВИЭ. Стратегическая рабочая группа № 2 (Resilience Models) представила отчёт о проделанной работе по вопросам формирования моделей гибкого управления большими объёмами генерирующих мощностей с неустойчивой выработкой и соответствующих изменений в правила рынка электроэнергии.

Также на годовом заседании избраны руководители ассоциации на 2022 г. Президентом GO15 стал исполнительный директор и генеральный менеджер компании Terna (Италия) Стефано Антонио Доннарумма (Stefano Antonio Donnarumma), в текущем году по традиции занимавший пост вице-президента объединения. Вице-президентом избран исполнительный директор MISO (США) Джон Бэр (John Bear). Генеральным секретарём и казначеем переизбран Бруно Мейер.

АО “Атомэнергомаш”

В компании “Цифрум” (Госкорпорация “Росатом”) разработаны цифровые модели диагностики эксплуатации электролизеров на производстве. Они предназначены для раннего обнаружения отклонений от нормального функционирования и обеспечения безаварийности работы установок электролиза. Об этом рассказал эксперт отдела искусственного интеллекта (ИИ) “Цифрум” Юрий Кацер в ходе Международной конференции по искусственному интеллекту и анализу данных AI Journey 2021, которая проходила в ноябре в Москве, на сессии по промышленному использованию ИИ.

Цифровые модели предиктивного анализа и мониторинга оборудования в процессах диагностики эксплуатации электролизеров разработаны на базе технологий искусственного интеллекта. Они обладают функцией автоматизированного поиска скрытых дефектов, возникающих в ходе эксплуатации, обеспечивают визуализацию информации о прогнозируемых событиях и оповещение оператора для принятия решений, а также формируют аналитику об аномалиях и факторах, которые внесли наибольший вклад в их обнаружение.

В ходе электролиза модели измеряют различные параметры процесса, включая уровень электролита, напряжение, давление в коллекторах отходящих газов и т.д. Получаемые показатели позволяют прогнозировать и обнаруживать различные проблемы с оборудованием.

В отличие от существующих систем и алгоритмов диагностики, цифровые модели позволяют лучше управлять рисками возникновения технических дефектов и принимать превентивные меры по недопущению вынужденных остановок оборудования. В результате существенно снижается время простоя оборудования, увеличивается межремонтный интервал и повышается доля автоматизации в процессах диагностики.

“Созданная модель позволяет снизить число капитальных ремонтов, увеличить время между ними и потенциально повысить эффективность производства”, – отметил Юрий Кацер.

Решения в области предиктивной аналитики активно используются на предприятиях атомной отрасли для дальнейшего развития безопасности производства и труда, а также повышения экономической эффективности бизнеса. В “Цифруме” создан центр компетенций по технологиям предиктивной аналитики.

Компания “Цифрум” (Росатом) реализует целый ряд проектов с применением технологий машинного обучения, анализа данных и предиктивной аналитики на предприятиях атомной отрасли. По мнению Юрия Кацера, подходы к разработке решений и реализации проектов актуальны для использования в различных индустриях и для производств различного профиля: “Конечные решения для разных проектов могут отличаться, но путь их создания опирается на одни и те же паттерны и принципы, присущие не только атомной отрасли, но и проектам по анализу данных во многих отраслях промышленности”.

АО “ЦКБМ” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) заключило контракты на выполнение НИОКР и последующее изготовление главных циркуляционных насосных агрегатов для реакторной установки “БРЕСТ”, которая создается на базе “Сибирского химического комбината” (г. Северск). “Центральное конструкторское бюро машиностроения” с 2012 г. принимает участие в проекте по созданию опытно-демонстрационного реактора на быстрых нейтронах “БРЕСТ-ОД-300” в части разработки главных циркуляционных насосов первого контура. В реакторе мощностью 300 МВт в качестве теплоносителя применяется расплав свинца с номинальной температурой 420°C. Компонировка блока реакторной установки предусматривает применение четырёх вертикальных агрегатов с насосами погружного типа.

“В ближайшие два года в рамках нового этапа опытно-конструкторских работ планируется изготовить опытный образец ГЦНА-1720. После проведения комплекса испытаний и корректировки конструкторской документации будут запущены в производство четыре насосных агрегата”, – отметил генеральный директор АО “ЦКБМ” Игорь Бурцев.

Для экспериментальной отработки проточных частей и компонентов насоса – подшипников, уплотнений и других узлов – применяется специальное стендовое оборудование. Инженерам и испытателям ЦКБМ уже удалось добиться надёжной работы подшипников скольжения, работающих в агрессивной коррозионно-активной высокотемпературной среде жидкометаллического теплоносителя: сегодня в распоряжении конструкторов есть три рабочих варианта пар трения из различных видов керамики, композиционных углеродных материалов, а также образцов с плазменными наплавками.

Реактор “БРЕСТ-ОД-300” станет частью проекта “Прорыв” по осуществлению замкнутого топливного цикла, который позволит выполнять регенерацию отработавшего ядерного топлива для его повторного многократного использования. В 2016 г. ЦКБМ спроектировало и поставило в АО “СХК” одну из технологических линий фабрики топлива для реакторов на быстрых нейтронах.

ПАО “РусГидро”

Строительство Черекской МГЭС

11 ноября 2021 г. в Кабардино-Балкарии заложен первый кубометр бетона в сооружения Черекской малой ГЭС (ранее – МГЭС Псыгансу). В торжественной церемонии начала строительства электростанции приняли участие председатель правления – генеральный директор РусГидро Виктор Хмарин и глава Кабардино-Балкарской Республики Казбек Коков. Мощность Черекской МГЭС составит 23,4 МВт, в год станция будет вырабатывать 87 млн кВт·ч экологически чистой, возобновляемой электроэнергии.



Черекская малая ГЭС строится на реке Черек (бассейн реки Терек) в Урванском районе вблизи села Псыгансу. Станция станет четвёртой ступенью крупнейшего энергокомплекса региона – Нижне-Черекского каскада, который уже сегодня включает в себя три ГЭС –

Кашхатау, Аушигерскую и Зарагижскую – общей мощностью 155,7 МВт. Завершение строительства малой ГЭС намечено на IV квартал 2024 г.

Специалисты входящего в Группу РусГидро института “Гидропроект” спроектировали эффективную станцию с минимальным воздействием на окружающую среду. Черекская малая ГЭС будет создана по деривационной схеме, без плотины и водохранилища, что исключает затопление земель и влияние на водный режим реки. Вода в деривацию станции будет поступать из отводящего канала Зарагижской ГЭС, что позволило отказаться от строительства плотины и дорогостоящих водозаборных сооружений и исключило необходимость очистки воды от песка. В состав сооружений новой станции войдут деривационный канал длиной 1050 м, железобетонный лоток длиной 1387 м с водосбросом, водоприёмник, турбинные водоводы, здание ГЭС и отводящий канал длиной 1200 м.

Модернизация Майнской ГЭС

На Майнской ГЭС введён в эксплуатацию обновленный гидроагрегат ст. № 3. Это первый из трёх гидроагрегатов станции, заменённый в соответствии с Программой комплексной модернизации гидроэлектростанций РусГидро (ПКМ). В ходе работ, продлившихся около года, были заменены гидротурбина, гидрогенератор, система управления гидроагрегатом и вспомогательные системы. Новое оборудование поставили российские предприятия: гидрогенератор был изготовлен новосибирским предприятием “ЭЛСИБ”, гидротурбина – Санкт-Петербургский концерном “Силовые машины”. Ввод в эксплуатацию модернизированного гидроагрегата состоялся после успешно проведённого комплексного опробования оборудования.

Гидроагрегаты Майнской ГЭС, введённые в эксплуатацию в 1980-х годах, выработали нормативный срок службы и достигли высокой степени износа. Модернизация всех трёх гидроагрегатов позволит устранить ограничения располагаемой мощности станции в размере 96 МВт и довести её до проектной величины 321 МВт. Полностью завершить замену гидроагрегатов планируется в 2023 г.



Модернизация Майнской ГЭС не ограничивается гидросиловым оборудованием. Уже заменены устарев-

шее оборудование распределительного устройства на современное КРУЭ 220 кВ, генераторные выключатели, системы возбуждения и электрические защиты. Реализуется проект замены силовых трансформаторов.

Майнская ГЭС расположена на реке Енисей в Хакасии, ниже крупнейшей электростанции России – Саяно-Шушенской ГЭС и выполняет функции её контррегулятора. Водохранилище Майнской ГЭС регулирует колебания уровня воды, которые возникают при смене режимов Саяно-Шушенской ГЭС. Таким образом, самая мощная ГЭС России может без последствий для водопользователей ниже по течению изменять свою мощность в соответствии с потребностями энергосистемы. Установленная мощность Майнской ГЭС – 321 МВт. Всего с момента ввода в эксплуатацию Майнская ГЭС выработала более 47 млрд кВт·ч возобновляемой электроэнергии.

НПО “ЭЛСИБ”

На Азербайджанской ТЭС запущен двигатель производства НПО “ЭЛСИБ”. В ноябре электродвигатель завода ЭЛСИБ 4АЗМ-8000/6000 УХЛ4 мощностью 8000 кВт успешно введён в эксплуатацию на Азербайджанской ТЭС (энергоблок ст. № 4). Электродвигатель изготовлен для сопряжения с насосом ПЭ600-300-4 производства АО “ГИДРОМАШСЕРВИС” посредством гидромуфты МГЛ-М-710.

В состав Азербайджанской ТЭС входят восемь энергоблоков, на каждом из которых успешно работают электродвигатели производства НПО “ЭЛСИБ”.

В научно-производственном объединении “ЭЛСИБ” введены в эксплуатацию два новых металлообрабатывающих центра с ЧПУ. Изготовитель – Doosan Machine Tools Ltd (Корея). Новое оборудование приобретено в рамках инвестиционной программы для усиления производственной мощности предприятия. Металлообрабатывающий центр модели Puma SMX3100 имеет максимальный диаметр обработки деталей до 660 мм, а длину – до 1500 мм. Максимальный диаметр обработки деталей второго станка (модель Puma 5100MB) – 650 мм, а длина – 1000 мм.

Новые станки позволяют обеспечить своевременное и качественное изготовление сложных деталей и узлов генераторов и электродвигателей (в том числе атомного исполнения).

НПО “ЭЛСИБ” приняло участие в научно-практической конференции “Турбогенераторы. Обеспечение надёжности и безопасности эксплуатации – диагностика, ремонт, модернизация, продление срока службы”. Завод представил Сергей Колбин, начальник отдела продаж сервиса и ремонта. Темами его докладов стали: “Турбогенераторы для паровых и газовых турбин теплоэлектростанций”, “Возможности, компетенции и опыт по выполнению крупных капитальных ремонтов турбогенераторов”.



Мероприятие проходило в 22 – 26 ноября на базе Петербургского энергетического института повышения квалификации Министерства энергетики РФ. По итогам конференции участникам удалось обменяться опытом работы в сферах диагностики, капитального ремонта и грамотной эксплуатации турбогенераторов. Специалисты познакомились с новыми методиками прогнозирования и современными технологиями, приборами и техническими решениями в области оценки технического состояния, реализации мероприятий повышения качества технического обслуживания и ремонта генераторов.

Тематика конференции на сегодняшний день весьма актуальна. По данным АО “Техническая инспекция ЕЭС” на 31.12.2020 г., на электростанциях РФ эксплуатируется 919 генераторов со сроком службы 45 лет и более, суммарной номинальной мощностью 71258,7 МВт (36,6% общей номинальной мощности). Значительное число единиц оборудования эксплуатируется за пределами паркового ресурса, по генераторам это 54% общего числа.