

## НОВОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

### Системный оператор Единой энергетической системы

#### Мероприятия по обеспечению надёжной работы ЕЭС России

9 августа в энергосистеме Республики Карелия прошли натурные испытания, которые призваны повысить надёжность электроснабжения потребителей города Костомукша, в числе которых расположенный здесь крупнейший в России комбинат по добыче и переработке железной руды “Карельский окатыш”. Основная цель натурных испытаний – подтверждение возможности устойчивого функционирования энергорайона, включающего в себя Кривопорожскую, Подужемскую ГЭС и подстанцию Костомукша при выделении на изолированную от ЕЭС России работу и обеспечение в этом режиме надёжного электроснабжения потребителей.

“При выделении энергорайона на изолированную от ЕЭС России работу Кривопорожская ГЭС принимает на себя функции по регулированию частоты. Для обеспечения этой функции специалисты Системного оператора предложили и совместно с коллегами из генерирующей компании реализовали технические решения по перенастройке систем регулирования гидрогенераторов станции. Это позволит не допустить отклонения частоты от допустимых пределов, а значит, свести к минимуму риски аварийного отключения потребителей”, – отметил присутствовавший на испытаниях генеральный директор филиала Системного оператора – ОДУ Северо-Запада Сергей Шишкин.

Программа испытаний включала в себя 11 этапов, в ходе которых последовательно создавались режимы сбалансированной нагрузки, дефицита и избытка активной мощности в изолированном от ЕЭС районе. Испытания позволили подтвердить на практике возможность Кривопорожской ГЭС обеспечить требуемый уровень частоты в изолированном от ЕЭС России энергорайоне.

Директор Карельского РДУ Олег Паромов отметил, что в августе-сентябре запланированы аналогичные испытания для Кондопожской и Пальеозерской ГЭС Сунского каскада, а также для Беломорской ГЭС Выгского каскада. Они также позволят проверить готовность оборудования электростанций к работе в изолированном от ЕЭС режиме.

#### Осуществление функций оперативно-диспетчерского управления в ТИТЭС

В Магадане прошла рабочая встреча председателя правления АО “Системный оператор ЕЭС” Фёдора Опадчий с губернатором Магаданской области Сергеем Носовым. Участники обсудили ход подготовки к передаче Системному оператору функций оперативно-диспетчерского управления энергосистемой региона, а также особенности взаимодействия в рамках новой централизованной системы планирования перспективного развития электроэнергетики. С 1 января 2024 г. в соответствии с Федеральным законом от 11.06.2022 № 174-ФЗ “О внесении изменений в ФЗ “Об электроэнергетике” и отдельные законодательные акты РФ” Системный оператор приступит к осуществлению функций оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных энергосистемах Мага-

данской и Сахалинской областей, Камчатского края и Чукотского автономного округа в Дальневосточном федеральном округе и Норильско-Таймырской энергосистемой в Красноярском крае.

Визит руководства Системного оператора состоялся в рамках подготовительных мероприятий к расширению зоны диспетчерской ответственности компании.

“В настоящее время работа по передаче функций оперативно-диспетчерского управления энергосистемой Магаданской области Системному оператору идёт чётко по графику. Системный оператор уже приступил к выполнению функций информационного ведения в энергосистеме Магаданской области. Следующим важным этапом станет принятие функций диспетчерского ведения, запланированное на 1 декабря. Активно ведутся работы по формированию в Магадане удалённого подразделения филиала Системного оператора Тихоокеанское РДУ, которое также будет выполнять функции оперативно-диспетчерского управления энергосистемой Чукотского автономного округа”, – отметил Фёдор Опадчий, информируя губернатора Магаданской области о происходящих изменениях.

В рамках программы технологического оснащения нового подразделения в Магадане уже выполнены мероприятия по организации каналов связи для ведения оперативных переговоров и передачи телеинформации с энергообъектов в диспетчерские центры Системного оператора, ведётся работа по синхронизации информационно-управляющих систем и программно-аппаратных комплексов. Также решаются задачи по формированию штата обособленного подразделения, повышению квалификации диспетчерского персонала с учётом специфики изолированно работающей энергосистемы и требований Системного оператора.

Как отметил губернатор Магаданской области Сергей Носов, вопросы поэтапной передачи функций имеют большое значение для развития энергетики региона.

“Прежде всего для колымчан, а также для предприятий важно, чтобы энергосистема работала безаварийно и с максимальной эффективностью”, – сказал Сергей Носов.

Одними из основных экономических и технологических преимуществ централизации функций оперативно-диспетчерского управления изолированной энергосистемой являются единые принципы технической политики и технологических подходов по обеспечению надёжного функционирования Единой энергосистемы России, тиражирование опыта Системного оператора.

В рамках визита члены делегации Системного оператора оценили инженерную инфраструктуру и технологическое оснащение ПАО “Магаданэнерго”, посетив Магаданскую ТЭЦ. Станция является одним из важнейших энергообъектов в области, в первую очередь обеспечивая режимы теплоснабжения города Магадан. Во время рабочей встречи с генеральным директором ПАО “Магаданэнерго” Владимиром Милотворским, Федор Опадчий подчеркнул, что Системный оператор готов предложить самые современные технологии оперативно-диспетчерского управления, включая использование цифровых моделей, для повышения надёжности и эффективности энергосистемы региона. Стороны отметили важность рабочего взаимодействия в процессе передачи Системному оператору функций оперативно-диспетчерского управления в соответствии с взаимосогласованными планами.

В состав делегации Системного оператора вошли первый заместитель председателя правления Системного оператора Сергей Павлушко, генеральный директор Филиала АО “СО ЕЭС” ОДУ Востока Виталий Сунгуров и директор Филиала АО “СО ЕЭС” Тихоокеанское РДУ Вадим Нуриахметов.

## Обеспечение ввода нового оборудования

*АО “Системный оператор ЕЭС” и АО “Концерн Росэнергоатом” внедрили на Кольской АЭС комплекс противоаварийной автоматики с функцией АРКЗ (автоматика разгрузки при коротких замыканиях). Реализация проекта позволит увеличить пропускную способность Кольско-Карельского транзита на 125 МВт. Таким образом, общее увеличение пропускной способности высоковольтной магистрали с учетом ввода второй цепи транзита в 2022 году составит порядка 320 МВт.* АРКЗ обеспечивает сохранение динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций энергосистемы Мурманской области и северной части энергосистемы Республики Карелия при коротких замыканиях.

В АРКЗ реализована функция фиксации тяжести короткого замыкания, которая обеспечивает формирование управляющих воздействий на отключение турбогенераторов Кольской АЭС. Дозировка управляющих воздействий осуществляется в соответствии с заранее заданными настройками с учётом фактического состава генерирующего оборудования АЭС и величины перетоков активной мощности в контролируемых сечениях Кольско-Карельского транзита.

Ввод нового комплекса противоаварийной автоматики является продолжением работ, связанных с пуском в 2022 г. второй цепи Кольско-Карельского транзита. Высоковольтная магистраль увеличила пропускную способность транзита в направлении Кольская энергосистема – энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 195 МВт и частично решила проблему невыпускаемой мощности электростанций Мурманской области, в том числе Кольской АЭС.

Новый комплекс внедрён на Кольской АЭС при участии специалистов филиалов Системного оператора – ОДУ Северо-Запада, Кольское и Карельское РДУ.

## Цифровизация отрасли

*Филиал Системного оператора Красноярское РДУ (осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Красноярского края и Республики Тыва) внедрил собственную цифровую систему мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) в контролируемых сечениях “Кызыл” и “Чадан”. По автотрансформаторам подстанций (ПС) 220 кВ Кызыльская и Чадан, входящим в состав соответствующих контролируемых сечений (совокупностей ЛЭП и других сетевых элементов), осуществляется электроснабжение потребителей Республики Тыва и западного региона Монголии.*

Диспетчерский персонал Красноярского РДУ получил эффективный инструмент для оценки текущей пропускной способности электрической сети в указанных контролируемых сечениях и управления режимом работы энергосистемы. Использование СМЗУ позволяет обеспечить выбор оптимального алгоритма управления режимом и снизить риски ввода ограниченных электроснабжения потребителей.

Использование цифровой системы позволит повысить степень использования пропускной способности автотрансформаторов подстанций 220 кВ Кызыльская и Чадан. Это обеспечит увеличение максимально допустимых перетоков в названных контролируемых сечениях на величину до 15 – 20% (15 – 20 МВт).

Кроме того, внедрение СМЗУ позволит снизить количество случаев вынужденного применения схемно-режимных мероприятий, в том числе переноса точки деления сети между подстанциями 220 кВ Кызыльская и Чадан, что позволит обес-

печить высокую надёжность электроснабжения потребителей для большего числа схемно-режимных ситуаций.

Технология СМЗУ последовательно внедряется в Объединённой энергосистеме Сибири с 2018 г. В настоящее время в ОЭС Сибири СМЗУ используется для 108 контролируемых сечений (на 26 контролируемых сечениях ОДУ Сибири и 82 контролируемых сечениях РДУ операционной зоны ОДУ Сибири).

В операционной зоне Красноярского РДУ технология СМЗУ используется для расчёта допустимого перетока в 13 контролируемых сечений энергосистем Красноярского края и Республики Тыва (включая контролируемые сечения “Кызыл” и “Чадан”).

“Опыт применения подтверждает целесообразность применения и дальнейшего внедрения СМЗУ: за счёт использования максимальной пропускной способности сети уменьшается количество случаев применения схемно-режимных мероприятий по делению сети 110 кВ и снижаются риски прекращения электроснабжения потребителей”, – прокомментировал первый заместитель директора – главный диспетчер Красноярского РДУ Андрей Артеменков.

Внедрение программно-технического комплекса СМЗУ, разработанного АО “НТЦ ЕЭС” совместно с АО “СО ЕЭС”, – это реальный шаг к цифровизации энергетики, наряду с вводом централизованных систем противоаварийной автоматики третьего поколения в энергосистемах и дистанционным управлением оборудованием подстанций. Использование в электроэнергетике передовых цифровых технологий позволяет получить значительный положительный эффект за счёт построения на их базе более эффективных моделей управления технологическими и бизнес-процессами.

*Филиал Системного оператора Хакасское РДУ внедрил цифровую систему мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) для контроля максимально допустимых перетоков активной мощности (МДП) в четырёх контролируемых сечениях (совокупностях ЛЭП): “Абаканская – Минусинская-опорная”, “Минусинская – Шушенская”, “Степная – Камышта” и “Степное”. Линии электропередачи, входящие в состав этих контролируемых сечений, являются важными связями, обеспечивающими питание тяговых подстанций Южного хода Транссибирской магистрали.*

По ЛЭП 220 кВ, входящим в состав контролируемых сечений “Абаканская – Минусинская-опорная” и “Минусинская – Шушенская”, осуществляется электроснабжение потребителей Республики Тыва, Шушенского района Красноярского края и питание тягового транзита железной дороги на участке Минусинская-опорная – Саянская-тяговая.

По ЛЭП 220 кВ, входящим в состав контролируемых сечений “Степная – Камышта” и “Степное”, осуществляется электроснабжение жителей Аскизского энергорайона, а также питание тягового транзита 220 кВ между Кемеровской областью и Республикой Хакасия, введённого в работу в конце 2022 г. группой “Россети” в рамках расширения инфраструктуры Восточного полигона РЖД.

Применение технологии СМЗУ в названных контролируемых сечениях энергосистемы Республики Хакасия позволит увеличить максимально допустимые перетоки на отдельных участках сети на величину до 16% (+40 МВт).

СМЗУ – эффективный инструмент, используемый диспетчерами Системного оператора для управления режимом работы энергосистем в реальном времени, позволяющий учитывать текущую схемно-режимную ситуацию. Этот программно-технический комплекс, разработанный АО “НТЦ ЕЭС”, позволяет обеспечить выбор оптимального алгоритма управления режимами энергосистемы, за счёт увеличения степени использования пропускной способности сети.

Технология СМЗУ последовательно внедряется в Объединённой энергосистеме Сибири с 2018 г. и в настоящее время применяется для 106 контролируемых сечений. В энерго-

системе Республики Хакасия СМЗУ внедряется с 2021 года, цифровая система внедрена для 9 контролируемых сечений.

Директор Хакасского РДУ Евгений Самойлов отметил: “Внедрение СМЗУ освобождает от поиска компромисса между эффективностью и качеством. Отечественный программно-технический комплекс позволяет в значительной мере повысить степень использования пропускной способности контролируемых сечений без снижения текущего уровня надежного функционирования энергосистемы”.

**Филиал Системного оператора Омское РДУ завершил внедрение отечественной цифровой системы мониторинга запасов устойчивости электрической сети (СМЗУ), позволяющей автоматически определять допустимые перетоки активной мощности и максимально использовать пропускную способность линий электропередачи.** С 17 августа диспетчерский центр по управлению энергосистемой Омской области приступил к определению максимально допустимых перетоков активной мощности (МДП) в контролируемых сечениях (совокупности ЛЭП и других сетевых элементов) 110 кВ “Лузино – Весенняя” и “Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3” с использованием СМЗУ. Таким образом, эта цифровая технология стала применяться во всех шести контролируемых сечениях энергосистемы Омской области.

Линии электропередачи, входящие в состав сечений “Лузино – Весенняя” и “Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3”, являются важными связями, обеспечивающими выдачу мощности Омской ТЭЦ-3 и Омской ТЭЦ-4, а также электроснабжение потребителей Левобережной и Северной промышленных зон, потребителей в Кировском и Советском округах города Омска.

Технология СМЗУ используется в энергосистеме Омской области с 2021 г. Применение Омским РДУ этой цифровой технологии при управлении электроэнергетическим режимом региональной энергосистемы позволяет максимально использовать пропускную способность электрической сети и увеличить допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях на величину до 15% (максимально по самому загруженному сечению – до 120 МВт) и оптимизировать загрузку Омских ТЭЦ.

Подводя итоги работы, директор Омского РДУ Алексей Мануйлов отметил: “Диспетчеры получили эффективный цифровой инструмент, который создаёт дополнительные возможности по использованию пропускной способности электрической сети и выбору оптимального алгоритма управления режимами энергосистемы Омской области”.

СМЗУ – это отечественный программно-технический комплекс, разработанный АО “НТЦ ЕЭС” совместно с АО “СО ЕЭС”. Система с определенной периодичностью выполняет расчёты допустимых перетоков и предоставляет диспетчеру информацию о допустимых перетоках мощности для данного момента времени с учётом фактического режима энергосистемы. Использование СМЗУ позволяет снизить загрузку наименее экономически эффективных генерирующих мощностей в одних частях энергосистемы и загружать наиболее экономичные электростанции в других.

## Международное сотрудничество

**8 августа руководители российского Системного оператора провели видеомост с представителями Исследовательской группы по зелёной энергетике CSG Digital Grid Group – подразделения Южной электросетевой компании Китая, отвечающего за цифровую трансформацию.** Участники обсудили актуальные вопросы создания систем прогнозирования нагрузки солнечных и ветряных электростанций, преимуществ использования технологий и перспектив внедрения с учётом специфики и требований к управлению режимами.

“Нарастание доли генерирующих мощностей на ВИЭ – один из доминирующих трендов современной электроэнергети-

тики. Однако зависимость этих энергообъектов от погоды и непредсказуемость их выработки накладывает дополнительные требования к планированию электроэнергетических режимов и приводит к необходимости внесения изменений в процедуры технологического управления энергообъектами. Точность прогнозирования является важнейшим фактором, позволяющим определить требуемые объёмы резервирования активной мощности для компенсации возникающих отклонений и пропускной способности сети. Именно поэтому Системный оператор уделяет повышенное внимание мировому опыту и технологическим инициативам в сфере создания механизмов прогнозирования выработки солнечных и ветряных электростанций”, – подчеркнул директор по энергетическим рынкам и внешним связям Системного оператора Андрей Катаев.

Китайские коллеги рассказали о технологии краткосрочного прогнозирования выработки энергообъектов на ВИЭ (KUAFU), основных особенностях и эффектах её применения, а также проанализировали потенциал использования технологий прогнозирования выработки.

“Применение инновационных технологий в сфере прогнозирования нагрузки энергообъектов на ВИЭ позволяет существенно повысить качество управления электроэнергетическим режимом, эффективность и точность планирования загрузки генерирующих объектов”, – заявил директор по автоматизированным системам диспетчерского управления Системного оператора Роман Богомолов.

В настоящее время Системный оператор приступил к практическому использованию информационных систем “Прогнозирование выработки ВИЭ. Солнце” и “Прогнозирование выработки ВИЭ. Ветер” – отечественных цифровых решений, которые позволяют формировать прогнозы по выработке электроэнергии на солнечных и ветряных электростанциях в процессе оперативного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России. В дальнейшем данные этих информационных систем планируется учитывать при расчетах планов балансирующего рынка.

Вебинар со специалистами CSG Digital Grid Group продолжил серию мероприятий с представителями ключевых энергокомпаний КНР по вопросам развития стратегического сотрудничества. Подводя итоги видеоконференции, её участники выразили заинтересованность в продолжении диалога и дальнейшем открытом обмене опытом по ключевым технологическим инициативам в сфере управления электроэнергетическим комплексом.

CSG Digital Grid Group – дочерняя компания одного из крупнейших государственных энергетических предприятий Китайской Народной Республики – Южной электросетевой компании Китая (China Southern Power Grid Company). В числе основных направлений деятельности – научные исследования и разработки в области электроэнергетики, создание и внедрение инновационных цифровых решений и технологий в электроэнергетическом комплексе, относящемся к зоне операционной деятельности материнской компании.

Южная электросетевая компания Китая осуществляет передачу, распределение и сбыт электроэнергии, а также обеспечивает развитие электросетевой инфраструктуры в пяти южных провинциях Китая: Гуандун, Гуанси, Юньнань, Гуйчжоу и Хайнань. Штаб-квартира находится в Гуанчжоу (провинция Гуандун). Численность потребителей электроэнергии превышает 200 млн человек.

**Главный диспетчерский центр Системного оператора посетили представители Министерства энергетики и Национального энергохолдинга Кыргызской Республики.** В состав киргизской делегации вошли заместитель министра энергетики Кыргызской Республики Талайбек Байгазиев, начальник управления электрическими станциями ОАО “Национальная энергетическая холдинговая компания” Максат

Жумабаев и специалист Министерства энергетики Кыргызской Республики Элзат Токтогонова.

В рамках деловой встречи директор по автоматизированным системам диспетчерского управления АО “СО ЕЭС” Роман Богомолов рассказал о современной трёхуровневой структуре оперативно-диспетчерского управления, функциях и задачах Системного оператора, расширении зоны диспетчерской ответственности компании на технологически изолированные территориальные энергосистемы Сахалинской и Магаданской областей, Камчатского края и Чукотского автономного округа в Дальневосточном федеральном округе и Норильско-Таймырскую энергосистему в Красноярском крае.

Высокий интерес киргизские коллеги проявили к используемым Системным оператором новейшим средствам обработки и визуализации информации и программно-аппаратным комплексам, а также реализуемым в ЕЭС России цифровым проектам, в частности – к внедрению технологии автоматизированного дистанционного управления энергообъектами.

Особое внимание было уделено вопросам совершенствования автоматизированных систем диспетчерского управления, в том числе опыту создания, внедрения и эксплуатации отечественного оперативно-информационного комплекса (ОИК) нового поколения “СК-11”.

“ОИК “СК-11” – ключевое средство автоматизации технологических процессов диспетчерского управления, основа комплекса автоматизированных систем, применение которых в значительной степени обеспечивает надёжность и эффективность управления электроэнергетическим режимом. Система сбора данных и оперативного контроля (SCADA) использует в том числе решения по цифровому моделированию на основе стандартов CIM, что с учётом единства алгоритмов и гибкого подхода к использованию всей поступающей в АО “СО ЕЭС” телеметрии предоставляет диспетчерскому персоналу широчайший спектр возможностей для реализации функций оперативно-диспетчерского управления”, – отметил Роман Богомолов.

Заместитель министра энергетики Кыргызской Республики Талайбек Байгазиев отметил востребованность ключевых компетенций Системного оператора для повышения надёжности энергосистем азиатского региона и важность наделения АО “СО ЕЭС” статусом полноправного члена Координационного Электроэнергетического Совета Центральной Азии.

По итогам встречи киргизская сторона выразила свою заинтересованность в углублении сотрудничества с Системным оператором и использовании богатого опыта компании в сфере высоких технологий, в том числе по внедрению современных SCADA/EMS и автоматизации оперативно-диспетчерского управления.

“Мы готовы делиться своим опытом, оказывать помощь и содействие в проектировании и автоматизации систем диспетчерского управления, внедрении передового программно-обеспечения”, – подчеркнул Роман Богомолов.

**Делегация профильных министерств, энергокомпаний и научно-исследовательских организаций из стран – членов Ассоциации государств Юго-Восточной Азии (ASEAN) посетила с ознакомительным визитом Главный диспетчерский центр Системного оператора.** В состав делегации вошли представители Министерства энергетики и горнодобывающей промышленности Лаоса, Министерства энергетики Мьянмы, Министерства горнорудной промышленности и энергетики Камбоджи, Технологического университета Малайзии, а также Энергетического центра ASEAN, представляющего интересы членов альянса в энергетическом секторе.

“Встреча с коллегами из стран ASEAN стала очередным шагом на пути развития технологического сотрудничества с представителями профессионального сообщества одного из наиболее динамично развивающихся макрорегионов мира”, – подчеркнул директор по энергетическим рынкам и внешним

связям Системного оператора Андрей Катаев, комментируя итоги визита.

В ходе встречи члены делегации посетили Главный диспетчерский щит, где ознакомились с основными принципами организации процессов управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, современными технологиями оперативно-диспетчерского управления и ключевыми ИТ-решениями, используемыми Системным оператором, а также задачами компании по обеспечению функционирования рынков электроэнергетики.

Также для гостей было организовано посещение Центра подготовки персонала Системного оператора. Его руководитель Иван Пыхов проинформировал коллег о сформированной в компании комплексной системе профессиональной подготовки и повышения квалификации диспетчеров, используемых тренажерах и программном обеспечении.

По результатам встречи стороны выразили заинтересованность в продолжении сотрудничества и отметили целесообразность проработки вопросов возможности повышения квалификации энергетиков стран ASEAN на базе центров подготовки персонала Системного оператора.

Ассоциация государств Юго-Восточной Азии (Association of South East Asian Nations ASEAN) – политическая, экономическая и культурная региональная межправительственная организация стран, расположенных в Юго-Восточной Азии. Образована 8 августа 1967 г. в Бангкоке. В состав входят Индонезия, Малайзия, Сингапур, Таиланд, Филиппины, Бруней, Вьетнам, Лаос, Мьянма, Камбоджа.

**Председатель правления Системного оператора Фёдор Опадчий принял участие в 62-м заседании Электроэнергетического Совета Содружества независимых государств (ЭЭС СНГ) 22 августа в столице Киргизии г. Бишкеке.** На заседании, прошедшем под председательством министра энергетики России Николая Шульгина, обсуждались выполнение поручений по итогам функционирования энергосистем государств – участников СНГ в минувший осенне-зимний период, ход реализации совместных мер реагирования на различные проблемы, возникающие в энергосистемах, проект Плана мероприятий ЭЭС СНГ и его рабочего органа – Исполнительного комитета на 2024 г.

Как подчеркнул глава Минэнерго РФ, в последнее время на многих международных площадках звучат слова о поддержке развития электроэнергетики только на основе возобновляемых источников энергии, в ущерб традиционным источникам на ископаемом топливе. При этом занижается роль гидроэнергетики, энергии атома и газа как топлива переходного периода.

“В первую очередь мы должны обеспечивать доступ потребителя к недорогим и надёжным источникам энергии. Уверен, что обеспечивать экономику необходимым количеством энергии следует исходя из национальных и региональных особенностей каждого государства”, – сказал Николай Шульгин.

Председатель правления Системного оператора Фёдор Опадчий в докладе “Готовность энергосистем к энергопереходу” представил обзор актуальных проблем, с которыми сталкиваются крупнейшие энергосистемы мира в процессе глобального энергоперехода с постепенным отказом от традиционных источников энергии на ископаемом топливе и активным развитием генерирующих мощностей на ВИЭ. Глава российского Системного оператора рассказал о направлениях решения этих вопросов, которые предлагаются системными операторами разных стран.

“При массовом развитии использования ВИЭ с вводом СЭС и ВЭС энергосистемы сталкиваются с необходимостью синхронного развития магистральных сетей и систем накопления энергии. А чтобы энергопереход не отражался на надёжности работы энергосистем и обеспечения электропитания потребителей, необходимо создание, развитие и

укрупнение на рынках системных сервисов новых верифицированных методик прогнозирования потребления электрической энергии и мощности”, – отметил Федор Опадчий.

Участники мероприятия обсудили электроэнергетический потенциал государств – участников СНГ, возможные механизмы координации управления научно-технологическим развитием в области электроэнергетики в рамках Большого евразийского партнерства на примере опыта Российского национального комитета СИГРЭ, вопросы организации сервисного обслуживания энергетического оборудования, проблемы и риски, связанные с развитием майнинга криптовалют, и возможности регулирования этой деятельности в энергетике стран – участников СНГ.

Электроэнергетический Совет СНГ (ЭЭС СНГ) и его рабочий орган – Исполнительный комитет образованы в соответствии с Соглашением о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств, подписанным главами правительств государств Содружества 14 февраля 1992 г.

В состав Электроэнергетического Совета СНГ входят председатель Исполнительного комитета и первые руководители органов управления электроэнергетикой – полномочные представители государств – членов Совета: Азербайджанской Республики, Республики Армения, Республики Беларусь, Грузии, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Молдова, Российской Федерации, Республики Таджикистан, Туркменистана, Республики Узбекистан.

**29 августа в Москве рабочие группы Электроэнергетического Совета СНГ (ЭЭС СНГ) “Формирование электроэнергетического рынка государств-участников СНГ” и Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) “Планирование и управление” обсудили особенности долгосрочного и краткосрочного планирования выработки электроэнергии и мощности генерирующих объектов на базе возобновляемых источников энергии, работающих в составе энергосистем.** Проработка этого вопроса ведётся во исполнение поручения по итогам 60-го заседания ЭЭС СНГ, прошедшего в июле 2022 г.

Обзор подготовлен специалистами российского Системного оператора на основании данных о существующих системах прогнозирования нагрузки солнечных и ветровых электростанций в энергосистемах стран Евросоюза, Северной и Южной Америки, Юго-Восточной Азии.

По итогам заседания в план работы КОТК на 2024 – 2025 гг. предложено включить разработку основных принципов учёта генерирующих объектов на ВИЭ в перспективных балансах электроэнергии и мощности, а также на этапе краткосрочного планирования электроэнергетических режимов.

В заседании рабочих групп приняли участие представители системных операторов Беларуси, Азербайджана, Таджикистана, Казахстана и Координационно-диспетчерского центра “Энергия”, осуществляющего координацию оперативно-технологической деятельности в энергосистемах и на энергообъектах, входящих в ОЭС Центральной Азии.

Электроэнергетический Совет СНГ (ЭЭС СНГ) образован в соответствии с Соглашением о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств, подписанным главами правительств государств Содружества 14 февраля 1992 г.

Одна из основных целей деятельности Электроэнергетического Совета заключается в создании отношений партнёрства и сотрудничества между государствами Содружества в области электроэнергетики.

Комиссия по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) – рабочий орган, сформированный Электроэнергетическим Советом СНГ. Основные задачи состоят в согласовании принципов управления режимами совместной работы

энергосистем стран СНГ и Балтии, организации разработки технических документов, анализе оперативно-технологического управления, координации программ подготовки оперативного персонала и координации взаимодействия энергосистем стран СНГ и Балтии при подготовке и осуществлении совместной работы.

С 2004 года председателем КОТК является председатель правления российского Системного оператора.

## ПАО “РусГидро”

### Строительство Черекской МГЭС

**В здании Черекской малой ГЭС, которую РусГидро возводит на реке Черек в Кабардино-Балкарии, начат монтаж закладных частей гидротурбинного оборудования. Всего на гидроэлектростанции будут установлены три вертикальных гидроагрегата мощностью по 7,8 МВт каждый.** Гидроагрегаты включают в себя радиально-осевые гидротурбины, гидрогенераторы и системы автоматического управления, изготавливаемые в России: гидротурбины на Ленинградском металлическом заводе (компания “Силовые машины”), гидрогенераторы в ООО “Русэлпром. Электрические Машины”, системы автоматического управления поставляет ООО “Ракурс-инжиниринг”.

Монтаж гидроагрегатов начинается с установки в проектное положение и последующего обетонирования закладных частей гидротурбин: отсасывающей трубы, статора и спиральной камеры. Монтаж гидротурбин ведётся специалистами дочернего общества ПАО “РусГидро” – АО “Гидроремонт-МК”.

Строительство Черекской МГЭС ведётся в соответствии с плановым графиком. Работы развернуты на всех сооружениях гидроузла. Укладывается бетон в узел переключения расходов, деривационный лоток, холостой водосброс, водоприёмник, здание ГЭС. Производится выемка грунта из отводящего канала. Завершение строительного-монтажных и пуско-наладочных работ намечено на конец 2024 г.

Черекская малая ГЭС строится на реке Черек (бассейн реки Терек) в Урванском районе Кабардино-Балкарии вблизи села Псыгансу. Станция станет четвёртой ступенью крупнейшего энергокомплекса региона – Нижне-Черекского каскада, который уже сегодня включает в себя три ГЭС: Кашхатау, Аушигерскую и Зарагжскую общей мощностью 155,7 МВт.

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 Зарагжской ГЭС, что позволило отказаться от строительства плотины и снизить стоимость объекта.

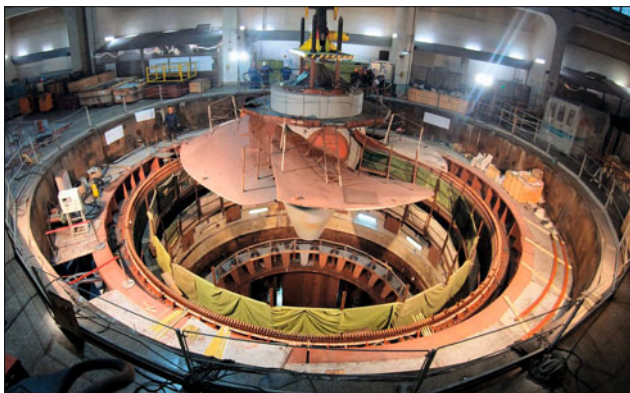
Черекская МГЭС прошла конкурсный отбор инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии по Договору поставки мощности на оптовый рынок электроэнергии и мощности. Ввод в эксплуатацию гидроэлектростанции повысит уровень энергобезопасности Кабардино-Балкарской Республики.

### Модернизация Майнской ГЭС

**На Майнской ГЭС установили новое рабочее колесо и вал турбины в кратер гидроагрегата ст. № 2. Это один из ключевых этапов работ по замене последнего из трёх гидроагрегатов станции по Программе комплексной модернизации гидроэлектростанций РусГидро (ПКМ).** Работы по обновлению гидроагрегата предусматривают замену гидротурбины, гидрогенератора, систем автоматического управле-

ния и мониторинга. Новое оборудование изготовлено российскими предприятиями – компанией “Силовые машины” и заводом “ЭЛСИБ”.

Сейчас в кратере гидроагрегата ведётся сборка обмотки статора, на монтажной площадке закачивается монтаж ротора нового гидрогенератора, к установке уже готова крышка турбины. Работы по замене агрегата выполняют специалисты “Гидроремонт-ВКК” (входит в Группу РусГидро).



Модернизация Майнской ГЭС не ограничивается гидросиловым оборудованием. Уже заменены устаревшее оборудование распределительного устройства на современное КРУЭ 220 кВ, генераторные выключатели, системы возбуждения и электрические защиты. Завершается проект замены силовых трансформаторов – идут пуско-наладочные работы на трансформаторе Т2, последнем из трёх. Полное обновление Майнской ГЭС завершится до конца 2023 г. К этому времени также реконструируют маслохозяйство, электрооборудование собственных нужд, проведут отделочные работы в машинном зале ГЭС.

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 48 млрд кВт\*ч возобновляемой электроэнергии.

## ПАО “Мосэнерго”

*В рамках системной работы по импортозамещению смазочных материалов, применяемых в энергетике, 10.08.2023 в соответствии с утверждённой ПАО “Мосэнерго” программой на территории ООО “Энхим” в г. Узловая, Тульская обл. был произведён совместный комиссионный отбор проб новой отечественной огнестойкой смазочной и гидравлической жидкости “Созидание-Восток” при участии профильных представителей ПАО “Мосэнерго”, ООО “Интер-РАО - Управление электрогенерацией”, АО “Концерн Росэнергоатом”, ПАО “РусГидро” и главного конструктора АО “Силовые машины”. Участников комиссионного обора ознакомили с производственной площадкой, на которой изготавливается огнестойкая жидкость.*

Сырьём для производства огнестойкой жидкости (ОЖ) “Созидание-Восток” служит продукция на основе триксиленилфосфата, поставляемая из Китая, которая проходит несколько ступеней химического контроля прежде, чем поступает в производство. После введения всех необходимых ком-

понентов, доведения будущей огнестойкой жидкости до необходимых параметров, продукт очищается от излишней щёлочи глубокоосмированной водой (4 стадии очистки), затем подвергается вакуумной сушке и купажированию. Далее, после отбора проб на химический контроль и проверки качества на соответствие заявленным характеристикам, масло фасуется в бочки объёмом 200 л.

Производственная площадка имеет свою химическую лабораторию, в которой выполняются все необходимые анализы огнестойкой жидкости. Однако анализы проб, отобранных в результате комиссионного исследования, будут выполняться в независимой лаборатории, согласованной сторонами.

Впервые в Российской энергетике указанными генерирующими компаниями в 2023 г. был разработан и согласован совместный регламент допуска к эксплуатации и исследования качества новой отечественной огнестойкой жидкости, организован обмен опытом и арбитражный отбор проб с целью обеспечения возможности легитимной эксплуатации ОЖ на турбоагрегатах и унификации применения ее в России.

## ОАО “Всероссийский теплотехнический институт”

*17 августа 2023 г. на площадке ОАО “ВТИ” прошла Всероссийская научно-техническая конференция “Актуальные проблемы эксплуатации паротурбинных и парогазовых установок. Развитие технологий”. Вопросы эффективности производства электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях всегда остро стояли на повестке дня. На всех стадиях развития отечественной энергетики этому вопросу уделялось особое внимание.*

Разрабатывалось основное и вспомогательное оборудование для тепловых электростанций, а также совершенствовались режимы его безопасной и экономичной эксплуатации. Особый смысл это приобрело в последнее время, когда структура генерирующих мощностей существенно изменилась в связи с широким внедрением газотурбинных и парогазовых технологий. В свою очередь действующие паросиловые установки при их непрерывном физическом и моральном старении требуют дополнительного внимания при их дальнейшей работе.

Остро стоят вопросы технического перевооружения отрасли теплоэнергетики в части модернизации установленных мощностей, а также за счёт строительства новых.

В соответствии с ранее разработанной технической политикой в теплоэнергетике запрещено использование паросилового цикла при строительстве и модернизации ТЭС, сжигающих газ. Предписано использование исключительно парогазовых технологий. Сейчас такая постановка вопроса не актуальна. Развитие парогазовых станций сопряжено с трудностями из-за отсутствия современных газотурбинных установок, которые поставлялись из-за рубежа. Сегодня в связи с санкциями такие поставки, равно как и поставки запасных частей к уже действующим ГТУ связаны с большими проблемами, и вся ответственность полностью ложится на отечественных производителей энергетического оборудования с различными термодинамическими циклами и на предприятия его эксплуатирующего.

В такой ситуации основная цель конференции заключалась именно в том, чтобы обсудить злободневные вопросы в области эксплуатации и совершенствования паросиловых и парогазовых установок ТЭС в современных условиях, обменяться опытом, определить направления действий для решения проблем в обозначенной тематике.

В конференции приняли участие более 50 специалистов. Были представлены 18 докладов, соответствующих анонсированной тематике.



На обсуждение вынесены следующие актуальные вопросы:

- повышение уровня и качества эксплуатации действующего основного и вспомогательного оборудования с целью улучшения характеристик надёжности, экономичности, маневренности;
- техническое/сервисное обслуживание, удаленный мониторинг, диагностирование, продление срока службы оборудования;
- передовые решения и разработки по модернизации и реконструкции существующего оборудования для технического перевооружения отрасли;
- наилучшие доступные технологии;
- совершенствование нормативно-технической и метрологической базы, методик проведения и анализа результатов теплотехнических испытаний;
- математическое моделирование тепловых схем, оборудования и технологических процессов в современных программных комплексах;
- создание современного оборудования для развития тепловой энергетики с максимальной локализацией производства на территории РФ;
- достижения энергомашиностроительных заводов.

Среди приглашённых гостей следует отметить представителей заводов-изготовителей энергетического оборудования, конструкторских бюро и ремонтных предприятий, эксплуатирующих организаций – управляющих компаний и непосредственно ТЭС, бизнес, научные сообщества и др.

Конференция прошла на высоком профессиональном уровне, участники проявили большую заинтересованность в обсуждаемых вопросах. Состоявшиеся дискуссии и активный, деловой обмен мнениями и опытом, налаживание и укрепление производственных связей по общим интересующим темам и проблемам будут способствовать дальнейшему развитию технологий и решению задач, направленных на повышение эффективности и качества энергетического производства.