

## НОВОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

### Системный оператор Единой энергетической системы

#### Развитие отраслевой стандартизации

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) представило Рейтинг эффективности деятельности технических комитетов по стандартизации за 2022 г. Технический комитет по стандартизации 016 “Электроэнергетика”, базовой организацией которого является АО “СО ЕЭС”, в четвертый раз вошел в ТОП-10 рейтинга, заняв пятую строчку среди 238 комитетов Росстандарта, прошедших оценку. ТК 016 занимает уже в четвертый раз подряд одно из лидирующих мест в ежегодном рейтинге эффективности деятельности технических комитетов по стандартизации. Так, в рейтинге по итогам 2019 г. ТК 016 “Электроэнергетика” занял третью строчку, по итогам 2020 г. – вторую, по итогам 2021 г. – четвертую строчку рейтинга.

В первую пятерку лидеров рейтинга также вошли технические комитеты: “Нефтяная и газовая промышленность” (ТК 023, первое место), “Железнодорожный транспорт” (ТК 045, второе место), “Атомная техника” (ТК 322, третье место), “Ракетно-космическая техника” (ТК 321, четвертое место).

В 2022 г. в рамках деятельности подкомитетов ТК 016 утверждено 35 документов, включая 30 национальных стандартов, четыре изменения к действующим национальным стандартам и одно Изменение к межгосударственному стандарту. В целом взамен предыдущих версий стандартов разработано девять национальных стандартов, таким образом, осуществляется планомерная работа по обновлению стандартов, закрепленных в 2022 г. за ТК 016 приказом Росстандарта. За отчетный год Системным оператором разработано 16 документов, включая 12 национальных стандартов в области оперативно-диспетчерского управления, релейной защиты и автоматики, а также 4 изменения к национальным стандартам в серии ГОСТ Р 58651 “Информационная модель электроэнергетики”.

Проведены 43 заочных голосования по проектам стандартов ТК 016 в ФГИС “Береста”. Члены ТК 016 участвовали также в публичном обсуждении и экспертизе ряда проектов стандартов смежных технических комитетов. Эксперты ТК 016 приняли участие в работе комитетов Международной электротехнической комиссии (МЭК) и рассмотрении проектов международных документов по стандартизации. Актуальные вопросы стандартизации рассматривались в 2022 г. на совместных заседаниях секретариата ТК 016 и НП “НТС ЕЭС” по вопросам организации работ по национальной стандартизации, обмену опытом и координации работ по международной стандартизации в МЭК.

Разработанные в ТК 016 стандарты применяются субъектами электроэнергетики, в том числе в системах подтверждения соответствия. Также ссылки на стандарты применяются в нормативно-правовых актах Минэнерго России, благодаря чему наиболее важные требования национальных стандартов становятся обязательными для применения в отрасли.

Оценка эффективности технических комитетов по стандартации Росстандартом в соответствии с методикой оценки эффективности деятельности технических комитетов по стандартизации, а также с учётом данных, представленных в годовых отчетах ТК, и данных экспертной оценки по группе показате-

лей. В их числе уровень выполнения плановых показателей деятельности, качество фонда стандартов, закреплённых за ТК, достижения ТК в работе международных организаций по стандартизации, степень привлечения для участия в работах по стандартизации бизнес-сообщества, наличие случаев значительного сокращения среднего срока разработки стандарта, результаты рассмотрения апелляционных жалоб в отношении ТК и другие параметры.

С целью исключения дублирования отменены два национальных стандарта в области планирования развития энергосистем. С 1 июля 2023 г. приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 июня 2023 года № 463-ст отменены национальные стандарты Российской Федерации:

- ГОСТ Р 58057-2018 “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования”;
- ГОСТ Р 58730-2019 “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты балансовой надежности. Нормы и требования”.

Национальные стандарты отменены в связи утверждением Методических указаний по проектированию развития энергосистем (приказ Минэнерго России от 6 декабря 2022 г. № 1286, вступил в силу с 1 января 2023 г.) с целью исключения дублирования положений нормативного правового акта.

Методические указания по проектированию развития энергосистем устанавливают актуальные нормативные требования к планированию развития энергосистем, включая требования к разработке генеральной схемы, требования к обеспечению балансовой надёжности энергосистем, схемы и программы развития электроэнергетических систем России, определению технических решений при разработке схем выдачи мощности, схем внешнего электроснабжения, технологическом присоединении к электрическим сетям, строительстве, реконструкции объектов электроэнергетики, их модернизации и техническом перевооружении, а также при разработке замещающих мероприятий, необходимых для обеспечения возможности выводов объектов электроэнергетики из эксплуатации.

#### Мероприятия по обеспечению надёжной работы ЕЭС России

Системный оператор провёл успешные натурные испытания по отделению части энергосистемы Якутии на изолированную работу. Проведение натурных испытаний было продиктовано необходимостью исключения возникновения синхронных качаний частоты и мощности в выделившемся на изолированную работу энергорайоне и является одним из мероприятий по итогам аварии в Якутской энергосистеме в марте этого года.

4 марта в результате аварийного отключения ЛЭП произошло отделение Западного, Центрального и части Южно-Якутского энергорайонов Якутской энергосистемы на изолированную от ОЭС Востока работу. В результате некорректной работы систем регулирования генерирующего оборудования КВГЭС 1, 2 (Виллойские ГЭС 1 и 2) возникли синхронные качания частоты и мощности в изолированном районе.

В рамках подготовки к проведению испытаний специалисты исполнительного аппарата Системного оператора, ОДУ

Востока и персонал КВГЭС 1, 2 провели испытания участия в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) генераторов Виллойских ГЭС 1 и 2 на настройках систем автоматического регулирования частоты и мощности, определенных АО “НТЦ ЕЭС” для исключения рисков нарушения нормального режима работы при параллельной и изолированной работе с ОЭС Востока.

После подтверждения корректности участия КВГЭС 1, 2 в ОПРЧ состоялись натурные испытания новой настройки систем автоматического регулирования частоты и мощности с отделением части энергосистемы Республики Саха (Якутия) по программе, разработанной специалистами АО “СО ЕЭС”, АО “НТЦ ЕЭС” и ПАО “РусГидро”.

Для максимального приближения к условиям аварии, произошедшей 4 марта 2022 г., испытания проводились в условиях работы в вынужденном режиме в контролируемых сечениях Районная – Олекминск” и “Олекминск – НПС-15, сопровождающихся рисками работы автоматической частотной разгрузки и частотной делительной автоматики Центрального энергорайона Республики Саха (Якутия).

По результатам анализа работы систем автоматического регулирования частоты и мощности генераторов КВГЭС 1, 2 в период испытаний было зафиксировано отсутствие колебаний частоты электрического тока и активной мощности и подтверждена корректность определенных АО “НТЦ ЕЭС” новых настроек.

Каскад Виллойских ГЭС (КВГЭС) – основной источник электроснабжения Западной Якутии, состоит из Виллойской ГЭС-1 и Виллойской ГЭС-2. Установленная мощность КВГЭС – 680 МВт. Среднегодовая выработка электроэнергии – 2,1 млрд кВт·ч.

## Осуществление функций оперативно-диспетчерского управления в ТИТЭС

*3 июля филиалы Системного оператора Красноярское и Тихоокеанское РДУ приступили к информационному ведению в технологически изолированных территориальных энергосистемах Таймырского Долгано-Ненецкого района Красноярского края (Норильской энергосистеме), Сахалинской и Магаданской областей, Камчатского края, Чукотского автономного округа в рамках реализации планов мероприятий по принятию в них функций оперативно-диспетчерского управления.* Информационное ведение – первый этап принятия Системным оператором Единой энергетической системы с начала 2024 г. новых функций по оперативно-диспетчерскому управлению технологически изолированными энергосистемами, согласно принятым в 2022 г. изменениям в Федеральный закон “Об электроэнергетике”. Завершение процесса передачи функций запланировано на конец 2023 г.

Информационное ведение – способ диспетчерского управления энергообъектами, при котором диспетчерский центр своевременно информируется об изменении технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов. Следующими стадиями управления являются диспетчерское ведение и диспетчерское управление. При диспетчерском ведении такие изменения согласуются с диспетчерским центром, а при диспетчерском управлении – выполняются по его команде.

Оперативно-диспетчерское управление Норильской энергосистемой сейчас осуществляет дочерняя компания “Норникеля” – АО “Норильско-Таймырская энергетическая компания” (НТЭК), энергосистемами Дальнего Востока – подконтрольные компании “РусГидро” ПАО “Сахалинэнерго”, ПАО “Магаданэнерго”, ПАО “Камчатскэнерго и АО “Чукотскэнерго”.

В соответствии с согласованными в 2022 г. между Системным оператором и этими компаниями планами, начало исполнения Тихоокеанским и Красноярским РДУ Системного оператора функций информационного ведения являются пер-

выми этапами приёма-передачи функций оперативно-диспетчерского управления. Следующие два этапа: начало функций диспетчерского ведения и принятие функций диспетчерского управления – запланированы на 1 декабря и 28 декабря 2023 г. соответственно.

“Централизация функций оперативно-диспетчерского управления позволит распространить на технологически изолированные энергосистемы принципы технической политики и технологические подходы по обеспечению надежного функционирования Единой энергосистемы России, обеспечит тиражирование передового опыта Системного оператора по управлению электроэнергетическим режимом на удаленные территории, будет содействовать внедрению передовых технологий и экономически обоснованных решений по развитию этих энергосистем”, – отметил первый заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” Сергей Павлушко.

В процессе подготовки к передаче функций подконтрольными обществами ПАО “РусГидро” и НТЭК предоставлена информация, необходимая для выполнения Тихоокеанским и Красноярским РДУ оперативно-диспетчерского управления, определены объекты прямого диспетчерского управления, разработана структурная схема организации оперативно-диспетчерского управления в ТИТЭС, определены особенности управления режимом работы энергосистем с учетом специфики регионов и крупных потребителей.

Для диспетчерских центров Тихоокеанского РДУ в г. Южно-Сахалинске и в г. Магадане созданы ИТ-инфраструктуры, организованы каналы связи с РДУ, идёт настройка получения телеметрии от “Сахалинэнерго” и “Магаданэнерго”. В Красноярском РДУ организованы каналы передачи технологической информации и каналы телефонной связи для оперативных переговоров. Организована дополнительная подготовка диспетчеров, специалистов технологического функционального блока и блока информационных технологий.

В Норильскую энергосистему входит пять электростанций суммарной установленной мощностью 2255 МВт, в том числе три ТЭЦ суммарной мощностью 1153 МВт и две ГЭС суммарной мощностью 1102 МВт. Системообразующая сеть сформирована ЛЭП 110 – 220 кВ протяженностью 2045 км. Исторический максимум потребления мощности 1309 МВт зафиксирован в 2013 г., максимум потребления в 2023 г. достиг 1117 МВт. Основную долю промышленности составляют предприятия ГК “Норильский никель” (Заполярный филиал), потребляющие 89% всей вырабатываемой электроэнергии в энергосистеме. Для выполнения функций оперативно-диспетчерского управления в Норильской энергосистеме в диспетчерское управление Красноярского РДУ будут приняты 27 ЛЭП 110 – 220 кВ, а общее количество объектов диспетчеризации Красноярского РДУ возрастет на 15%.

В Сахалинскую энергосистему входят пять электростанций суммарной установленной мощностью 727 МВт, в том числе две ТЭЦ суммарной мощностью 554 МВт, Сахалинская ГРЭС мощностью 120 МВт, Ногликская ГТЭС 48 МВт и Новиковская ДЭС 4,7 МВт. Системообразующая сеть сформирована на классе напряжения 110 – 220 кВ общей протяженностью 1535,3 км. Исторический максимум потребления мощности 523 МВт зафиксирован в 1991 г., максимум потребления в 2023 г. достиг 467 МВт. Основными крупными потребителями в Энергосистеме являются: ООО “Солнцевский угольный разрез”, ООО “РН-Сахалинморнефтегаз”, Эксон Нефтегаз Лимитед, “Сахалин Энерджи Инвестмент Компани ЛТД”, ОАО “Российские железные дороги. Для выполнения функций оперативно-диспетчерского управления в Сахалинской энергосистеме в диспетчерское управление Тихоокеанского РДУ будут приняты 37 ЛЭП 110 – 220 кВ, и 477 объектов диспетчеризации.

В Магаданскую энергосистему входит четыре электростанции суммарной установленной мощностью 1589 МВт, в

том числе две ГЭС суммарной мощностью 1269 МВт, Аркага-линская ГРЭС мощностью 224 МВт и Магаданская ТЭЦ 96 МВт. Системообразующая сеть Энергосистемы выполнена на напряжении 220 кВ общей протяженностью 1560 км. Исторический максимум потребления мощности 502 МВт зафиксирован в 2018 г., максимум потребления в 2023 г. достиг 418 МВт. Основными крупными потребителями в Энергосистеме являются предприятия по добыче полезных ископаемых, производству и распределению электроэнергии и воды, а также рыбоперерабатывающее производство, производство пищевых продуктов, производство готовых металлических изделий. Для выполнения функций оперативно-диспетчерского управления в Магаданской энергосистеме в диспетчерское управление Тихоокеанского РДУ будут приняты 47 ЛЭП 110 – 220 кВ, а общее количество объектов диспетчеризации Тихоокеанского РДУ возрастет на 83,3%.

В состав Камчатской энергосистемы входят Центральный энергоузел и 13 изолированно работающих энергоузлов. Центральный энергоузел – это пять электростанций суммарной установленной мощностью 483 МВт, что составляет более 85% общей установленной мощности энергосистемы Камчатского края. В числе наиболее крупных энергообъектов Камчатская ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 мощностью 204 МВт, Толмачевские ГЭС 1, 2, 3 установленной мощностью 45,4 МВт, Мутновская ГеоЭС – 62 МВт и ДЭС Центрального Энергоузла – 11,75 МВт. Системообразующая сеть Энергосистемы сформирована на напряжении 35 – 220 кВ. Суммарная протяженность ВЛ 220 кВ (в том числе в габаритах) энергосистемы составляет 507 км, трансформаторная мощность ПС 220 кВ – 63 МВ·А. Исторический максимум потребления мощности 284 МВт зафиксирован в январе 2023 г., максимум потребления достиг 296 МВт. Основными крупными потребителями в Энергосистеме являются Основные крупными потребителями в Энергосистеме являются: АО “Северо-Восточный ремонтный центр”, ООО “Рыболовецкая артель “Народы Севера”, ЗАО “Агротек Холдинг”, АО “Международный аэропорт Петропавловск-Камчатский (Елизово)”, АО “Петропавловск-Камчатский морской торговый порт”. Для выполнения функций оперативно-диспетчерского управления в Камчатской энергосистеме в диспетчерское управление Тихоокеанского РДУ будут приняты 32 ЛЭП 110 – 220 кВ, и 545 объектов диспетчеризации.

В Чукотскую энергосистему входят шесть электростанций суммарной установленной мощностью 234 МВт, в том числе две атомные электростанции суммарной мощностью 106 МВт, три ТЭЦ мощностью 98 МВт и Эгвекинотская ГРЭС установленной мощностью 30 МВт. Системообразующая сеть сформирована на классе напряжения 110 кВ. В настоящее время на напряжении 110 кВ в Энергосистеме работает 13 ЛЭП 110 кВ общей протяженностью 1217,7 км. Максимум потребления в 2023 г. достиг 88 МВт. В структуре потребления электроэнергии преобладает добывающая промышленность, на которую приходится более половины электропотребления (52%). Для выполнения функций оперативно-диспетчерского управления в энергосистеме Чукотского автономного округа в диспетчерское управление Тихоокеанского РДУ будут приняты 6 ЛЭП 110 – 220 кВ.

### Агрегаторы управления спросом

*Системный оператор подвёл итоги конкурентного отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по управлению спросом на электрическую энергию, на август 2023 г.* Отбор проводился в рамках пилотного проекта по управлению спросом потребителей розничного рынка электроэнергии с участием специализированных организаций – агрегаторов управления спросом. Заявки были поданы 24 компаниями в отношении 112 объектов управления. По итогам процедуры

отобраны заявки в отношении 111 объектов агрегированного управления.

Среди агрегаторов – энергосбытовые компании и гарантирующие поставщики, а также независимые агрегаторы. Потребители розничного рынка электроэнергии, чью способность снизить потребление будут представлять агрегаторы, относятся к различным отраслям экономики – металлургия, добыча и транспортировка нефти (газа), производство строительных материалов, обрабатывающая и горнодобывающая промышленность, телекоммуникации, сельское хозяйство, также в их числе офисные и торговые центры и другие разновидности потребителей электроэнергии.

Плановый совокупный объём снижения потребления, отобранный по результатам отбора, составил 703 МВт, в том числе в первой ценовой зоне оптового рынка 387 МВт и во второй ценовой зоне оптового рынка – 316 МВт.

Критерием конкурентного отбора является минимизация общей стоимости совокупного объема оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, определяемого по итогам отбора.

По итогам конкурентного отбора средневзвешенная цена оказания услуг в первой ценовой зоне составила 567672,91 руб/МВт в месяц, во второй ценовой зоне – 248839,21 руб/МВт в месяц.

Начиная с июля 2023 г. в рамках дальнейшего развития рынка системных услуг и перехода к целевой модели Системным оператором реализовано новое технологическое решение. Оно дает возможность объединения в один объект управления потребителей розничного рынка электроэнергии, относящихся к разным группам точек поставки одной ценовой зоны оптового рынка электрической энергии и мощности. В августе 2023 г. был добавлен стимул для большего уровня агрегирования “малых” потребителей в объединенный объект управления с целью достижения минимального допустимого объема снижения потребления равного 100 кВт.

Агрегаторы управления спросом – специализированные организации, координирующие способность группы розничных потребителей управлять своим электропотреблением, конвертирующие ее в услуги по управлению спросом на электрическую энергию и транслирующие потребителям часть выручки, полученной от реализации этой услуги. Благодаря агрегаторам управления спросом в краткосрочной перспективе потребители могут получать положительный экономический эффект за счет замещения неэффективной генерации ресурсами управления спросом и формирования более низких цен на электроэнергию, а в долгосрочной – за счет учета объемов управления спросом в рынке мощности.

Модель агрегаторов управления спросом розничных потребителей, созданная Системным оператором в рамках дорожной карты Национальной технологической инициативы “Энерджинет”, дает потребителям розничного рынка электроэнергии возможность участвовать в ценозависимом снижении потребления. Оптовые потребители имеют возможность пользоваться инструментами ценозависимого потребления самостоятельно начиная с 2017 г.

20 марта 2019 г. Правительством РФ принято постановление № 287, регулирующее проведение пилотного проекта, целью которого является отработка нормативных, договорных и технологических решений, а также формирование пула агрегаторов управления спросом розничных потребителей. Пилотный проект стартовал в июне 2019 г.

### Обеспечение вводов новых энергообъектов и проведения испытаний оборудования

*Специалисты филиалов АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистем республик Северного Кавказа и Ставропольского края” (Северокавказское РДУ) и ОДУ Юга разработали и реализовали комплекс режимных мероприятий для проведения испытаний и ввода*

*в работу третьей очереди Кузьминской ветровой электрической станции (ВЭС) в энергосистеме Ставропольского края.* 1 июля в эксплуатацию введена третья очередь Кузьминской ВЭС в составе 24 ветроустановок суммарной мощностью 60 МВт. Ранее – в июне текущего года – в работу были введены две первые очереди ВЭС, включавшие 40 ветроэнергетических установок суммарной мощностью 100 МВт. Станция построена в рамках реализации государственной программы о предоставлении мощности возобновляемых источников энергии (ДПМ ВИЭ), рассчитанной до 2024 г.

Кузьминская ВЭС стала шестой по счёту ветровой электростанцией, построенной АО “НоваВинд” (дивизион ГК “Росатом”) на территории Ставропольского края. После её ввода в работу суммарная мощность ветровых электрических станций в энергосистеме края достигла 670 МВт, что составляет 12,3% от общей величины установленной мощности электростанций региональной энергосистемы. Кроме того, в настоящее время на Ставрополье ведётся строительство еще одной – Труновской – ВЭС установленной мощностью 95 МВт.

Учитывая планы по развитию генерирующих объектов на ВИЭ, к 2025 г. установленная мощность ВЭС и СЭС в энергосистеме края увеличится до 936 МВт, что соответствует 16,6% установленной мощности.

По прогнозу Системного оператора, ввод новых мощностей на базе ВИЭ неизбежно приведёт к увеличению их доли в общей структуре выработки электроэнергии в регионе. По итогам 2022 г. этот показатель уже составил 7% и сравнялся с общим объемом выработки гидрогенерации. Еще один процент выработки электроэнергии в регионе пришелся на долю солнечных электростанций.

“Нынешняя стадия развития ВИЭ в регионе требует изменения подходов к управлению режимами работы территориальной энергосистемы. Солнечные и ветровые электростанции отличаются резко переменным режимом работы, зависящим от погодных условий, и требуют резервирования и компенсации разнонаправленных отклонений их выработки. Регулирующие электростанции в дополнение к компенсации традиционных для энергосистемы отклонений должны эффективно уравнивать изменение их нагрузки”, – отметил генеральный директор Филиала АО “СО ЕЭС” ОДУ Юга Вячеслав Афанасьев.

Серьёзные усилия Системный оператор направляет на развитие цифровых технологий, содействующих эффективной интеграции энергообъектов на ВИЭ в энергосистему, в том числе автоматизированного дистанционного управления оборудованием и мощностью этих энергообъектов.

“Дистанционное управление, реализованное в том числе и на Кузьминской ВЭС, позволяет обеспечить гибкое управление нагрузкой солнечных и ветровых электростанций и эффективно использовать эти энергообъекты при управлении режимами энергосистемы”, – подчеркнул директор Филиала АО “СО ЕЭС” Северокавказское РДУ Александр Корольков.

**Специалисты филиалов Системного оператора ОДУ Средней Волги и Нижегородское РДУ разработали и реализовали комплекс режимных мероприятий для ввода в работу нового автотрансформатора (АТ-6) мощностью 250 МВ·А на подстанции 500 кВ Радуга в Нижегородской области. В результате работ суммарная трансформаторная мощность энергообъекта увеличилась до 1500 МВ·А.** Подстанция 500 кВ Радуга – основной центр питания для Выксунского металлургического завода (АО “ВМЗ”). Необходимость увеличения ее трансформаторной мощности обусловлена долгосрочными планами предприятия по запуску нового сталеплавильного цеха с электродуговыми печами и установками непрерывного литья суммарной мощностью 240 МВт.

Установка нового автотрансформатора 500/110 кВ проведена в рамках работ по реконструкции подстанции. Проект

предполагает также изменение схем распределительных устройств 500 и 110 кВ и создание новых устройств противоаварийной автоматики. Он выполняется в рамках технологического присоединения к электрическим сетям ПАО “Россети” энергопринимающих устройств АО “ВМЗ”.

В настоящее время совместно с энергообъектами АО “ВМЗ” подстанция 500 кВ Радуга образует энергетический кластер, отличающийся применением самых современных технологий, высокой энергетической эффективностью и экологичностью технических решений. По инициативе металлургической компании в перспективе он будет расширен за счет строительства ТЭЦ и ВЭС в районе размещения завода.

“Реконструкция подстанции Радуга – один из важных проектов развития электроэнергетики Нижегородской области, направленных на создание инфраструктурных условий для роста промышленного производства, повышения экономической привлекательности региона. Учитывая долгосрочные планы АО “ВМЗ” по расширению производства, внедрению передовых технологий металлургии, мы реализуем мероприятия по обеспечению перспективного развития электросетевого комплекса, своевременной и качественной проектной проработке схем внешнего электроснабжения, скоординированного ввода в работу построенных объектов. Синхронизация наших действий позволяет комплексно взглянуть на состояние энергосистемы, обеспечить ее развитие в соответствии с социально-экономическими потребностями региона”, – отметил директор Нижегородского РДУ Дмитрий Лазебников.

Специалисты ОДУ Средней Волги и Нижегородского РДУ обеспечили согласование результатов проектирования схемы внешнего электроснабжения, технических условий на технологическое присоединение, проектной и рабочей документации, комплексных программ опробования напряжением и ввода оборудования в работу нового оборудования. Диспетчерскими центрами выполнены расчеты электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания, определены параметры настройки (уставки) устройств релейной защиты и автоматики, протестированы системы сбора и передачи технологической информации в оперативно-информационные комплексы Системного оператора.

Эффективная работа специалистов ОДУ Средней Волги и Нижегородского РДУ позволила выполнить все этапы реконструкции без перерывов в электроснабжении потребителей и изменения графиков ремонтов оборудования электросетевых и генерирующих компаний.

“Специалисты Нижегородского РДУ принимали активное участие в реализации проекта на каждом из его этапов – от согласования технического задания на разработку схемы внешнего электроснабжения до сопровождения ввода в работу нового оборудования. В частности, специалистами технологического функционального блока РДУ была предложена схема реализации распределительного устройства 110 кВ на энергообъекте. Это предложение позволило АО “ВМЗ” и филиалу ПАО “Россети” Нижегородское ПМЭС внедрить наиболее эффективные технические решения, с другой стороны – приобрести уникальный опыт самим работникам РДУ. Реализация таких проектов вдохновляет специалистов Нижегородского РДУ на новые достижения в работе, является видимым воплощением их профессионализма”, – подчеркнул первый заместитель директора – главный диспетчер Нижегородского РДУ Александр Ионов.

## Цифровизация отрасли

*В филиале Системного оператора Свердловское РДУ, осуществляющем функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Свердловской и Курганской областей, впервые реализована цифровая система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) в контролируемом сечении “АТГ Южная”. По сете-*

вым элементам, входящим в состав этого контролируемого сечения, осуществляется передача мощности потребителям Екатеринбургского энергорайона, а также транзит мощности в западную часть энергосистемы Свердловской области. Внедрение СМЗУ стало первым в операционной зоне Свердловского РДУ и позволит до 10% (на величину до 80МВт) увеличить степень использования пропускной способности электрической сети в этом контролируемом сечении.

В рамках внедрения новой цифровой технологии в Свердловском РДУ установлено и настроено серверное оборудование, системное и технологическое программное обеспечение, разработана инструктивная документация и проведено обучение диспетчерского персонала по применению СМЗУ при управлении режимом работы территориальных энергосистем.

В результате диспетчеры получили эффективный инструмент для оценки и управления в реальном времени режимом работы контролируемого сечения “АТГ Южная”. Применение СМЗУ для определения допустимых перетоков мощности при управлении электроэнергетическим режимом позволяет увеличить степень использования пропускной способности электрической сети и повысить экономическую эффективность электрогенерации.

Впервые в ОЭС Урала СМЗУ была реализована в 2016 г., сегодня – очередной этап последовательного внедрения Системным оператором этой цифровой технологии. Расчеты максимально допустимых перетоков ведутся для 34 контролируемых сечений территориальных энергосистем Свердловской области, Пермского края, Челябинской области, Республики Башкортостан, энергосистемы Тюменской области, ХМАО-Югры и ЯНАО. На очереди подключение других контролируемых сечений.

“Применение цифровых технологий в оперативно-диспетчерском управлении позволяет не только повысить надежность энергосистемы Свердловской области, но и более эффективно использовать электросетевую инфраструктуру, что дает реальный экономический эффект для электростанций Среднего Урала”, – прокомментировал событие министр энергетики и ЖКХ Свердловской области Николай Смирнов.

Внедрение отечественного программно-технического комплекса, разработанного АО “НТЦ ЕЭС” совместно с АО “СО ЕЭС” – это реальный шаг к цифровизации энергетики, наряду с централизованными системами противоаварийной автоматики нового поколения и систем дистанционного управления оборудованием объектов электроэнергетики.

**Диспетчеры филиала Системного оператора Челябинское РДУ, осуществляющего функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Челябинской области, приступили к контролю максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении № 10 “Магнитогорский энергорайон” с использованием цифровой системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ).** По элементам сети, входящим в состав контролируемого сечения № 10 “Магнитогорский энергорайон”, осуществляется передача мощности Магнитогорскому металлургическому комбинату и городу Магнитогорску.

Применение СМЗУ для определения допустимых перетоков мощности в реальном времени при управлении электроэнергетическим режимом позволяет увеличить степень использования пропускной способности электрической сети и повысить экономическую эффективность электрогенерации за счет более оптимальной ее загрузки. Степень использования пропускной способности электрической сети в этом контролируемом сечении повысится на величину до 20,5% – на 217 МВт.

В операционной зоне Челябинского РДУ система мониторинга запасов устойчивости впервые введена в работу.

В рамках внедрения программного комплекса СМЗУ в Челябинском РДУ установлено и настроено серверное оборудование, системное и технологическое программное обеспечение, разработана инструктивная документация и проведено обучение диспетчерского персонала по применению СМЗУ при управлении режимом работы территориальных энергосистем.

В результате проделанной работы диспетчерский персонал получил эффективный инструмент для оценки и управления в реальном времени режимом работы энергосистемы в контролируемом сечении № 10 “Магнитогорский энергорайон”. Система позволяет обеспечить выбор оптимального алгоритма управления режимами энергосистемы при сохранении текущего уровня ее надежности и снизить риски ввода ограничений электроснабжения потребителей.

“Этот отечественный программный комплекс позволит уменьшить риски ввода ограничений потребления или перехода на работу в вынужденном режиме в Магнитогорском энергорайоне в послеаварийных режимах при сохранении текущего уровня надежности электроснабжения предприятий промышленного, жилищно-коммунального секторов и обеспечении устойчивого функционирования энергосистемы Челябинской области”, – прокомментировала внедрение СМЗУ Министр тарифного регулирования и энергетики Челябинской области Татьяна Кучиц.

Внедрение отечественного программно-технического комплекса, разработанного АО “НТЦ ЕЭС” совместно с АО “СО ЕЭС”, – это реальный шаг к цифровизации энергетики, наряду с централизованными системами противоаварийной автоматики нового поколения и систем дистанционного управления оборудованием объектов электроэнергетики.

В ОЭС Урала СМЗУ впервые было введено в 2016 году, сегодня – очередной этап последовательного внедрения Системным оператором этой цифровой технологии. Расчеты максимально допустимых перетоков ведутся для 34 контролируемых сечений территориальных энергосистем Челябинской области, Пермского края, Свердловской области, Республики Башкортостан, энергосистемы Тюменской области, ХМАО-Югры и ЯНАО. На очереди расширение СМЗУ на другие контролируемые сечения.

**В филиале Системного оператора Башкирское РДУ, осуществляющем функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Республики Башкортостан, внедрена цифровая система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) в контролируемом сечении “Центральная часть энергосистемы Республики Башкортостан”.** Линии электропередачи, подстанции и другие сетевые элементы, входящие в состав этого контролируемого сечения, являются наиболее мощными связями самого крупного энергорайона Башкирии.

Применение СМЗУ для определения допустимых перетоков мощности при управлении электроэнергетическим режимом позволяет повысить пропускную способность электрической сети и экономическую эффективность генерации за счет оптимизации ее загрузки. Использование цифровой системы мониторинга в этом контролируемом сечении обеспечит приблизительно 20%-ное увеличение (+160 МВт) максимально допустимого перетока.

В рамках внедрения СМЗУ в Башкирском РДУ установлено и настроено серверное оборудование, системное и технологическое программное обеспечение, разработана инструктивная документация и проведено обучение диспетчерского персонала по применению СМЗУ при управлении режимом работы территориальной энергосистемы.

В результате проделанной работы диспетчерский персонал получил эффективный инструмент для оценки и управления в реальном времени режимом работы энергосистем в контролируемом сечении “Центральная часть энергосистемы Республики Башкортостан”. Система позволяет обеспечить

выбор оптимального алгоритма управления режимами энергосистемы при сохранении текущего уровня ее надежности и снизить риски ввода ограничений электроснабжения потребителей.

В ОЭС Урала СМЗУ впервые было введено в 2016 г., и реализованный в Башкирии проект – очередной этап последовательного внедрения Системным оператором этой цифровой технологии. Сейчас расчеты максимально допустимых потоков ведутся для 34 контролируемых сечений территориальных энергосистем Республики Башкортостан, Пермского края, Свердловской и Челябинской областей, энергосистемы Тюменской области, ХМАО – Югры и ЯНАО. На очереди расширение СМЗУ на другие контролируемые сечения.

“Эта отечественная разработка в перспективе даст экономический эффект для электростанций республики, так как позволяет уже сейчас передавать потребителям Башкирии максимальную электрическую мощность при сохранении текущего уровня надежного функционирования энергосистемы Республики Башкортостан”, – отметил директор Башкирского РДУ Олег Пустовалов.

Внедрение программно-технического комплекса СМЗУ, разработанного АО “НТЦ ЕЭС” совместно с АО “СО ЕЭС”, – реальный шаг к цифровизации энергетики, наряду с оснащением энергообъектов Единой энергосистемы централизованными системами противоаварийной автоматики нового поколения и системами дистанционного управления оборудованием.

### Взаимодействие с отраслевым сообществом

*В Системном операторе прошло заседание совместной рабочей группы Ассоциации развития возобновляемой энергетики (АРВЭ) и АО “Системный оператор ЕЭС” по актуальным вопросам обеспечения эффективной работы “зеленой” генерации в составе ЕЭС России.* Основными вопросами заседания стали перспективы участия российской стороны в обсуждении актуальных тем развития энергетики на основе ВИЭ в формате “hard talk” Европейской Экономической Комиссией (ЕЭК) ООН”, предлагаемые АРВЭ изменения и дополнения в правила и регламенты оптового рынка, а также технические вопросы, связанные с возможностью участия энергообъектов на ВИЭ в регулировании частоты и реактивной мощности.

Директор Ассоциации развития возобновляемой энергетики Алексей Жихарев представил перечень актуальных вопросов, которые могли бы стать предметом обсуждения в формате “hard talk”. В их числе адаптация рыночных механизмов для эффективной интеграции энергообъектов на ВИЭ в энергосистему, создание комплексной системы прогнозирования метеопараметров для наиболее точного определения выработки ВИЭ-генерации, цифровизация сетевой инфраструктуры.

“Несмотря на особенности текущего момента, коллеги из ЕЭК ООН, объединяющей 56 стран, выразили поддержку и готовность провести обсуждение в формате “hardtalk” для России. Формат предусматривает участие в дискуссии органов исполнительной власти, представителей инфраструктурных организаций, экспертного и научного сообществ. Наши зарубежные коллеги, которые системно занимаются вопросами интеграции энерго мощностей на ВИЭ, в частности, системные операторы и метеослужбы, могут помочь нам сформировать стратегию эффективной интеграции энергообъектов на ВИЭ в энергосистему”, – отметил Алексей Жихарев.

В свою очередь, член правления АО “СО ЕЭС”, директор по энергетическим рынкам и внешним связям Андрей Катаев отметил, что Системный оператор активно сотрудничает по этим вопросам с международными организациями, такими, как Ассоциация системных операторов крупнейших энергосистем GO15, Международный совет по большим электрическим системам высокого напряжения СИГРЭ и его россий-

ский национальный комитет. Таким образом, в Системном операторе уже накоплены определенные знания и опыт.

“При подготовке к обсуждению вопросов с зарубежными коллегами важно провести все необходимые консультации и сформировать нашу консолидированную позицию по вопросам развития энергетики на основе ВИЭ и интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему”, – подчеркнул Андрей Катаев.

Участники рабочей встречи детально рассмотрели предлагаемые АРВЭ изменения и дополнения в Правила и регламенты оптового рынка, связанные с настройкой механизмов контроля готовности генерирующего оборудования, которые становятся обязательными для объектов “зеленой” генерации, участвующих в программе ДПМ ВИЭ 2.0, и определили направления для дальнейшей проработки.

После завершения совещания представители Ассоциации развития возобновляемой энергетики посетили диспетчерский пункт Главного диспетчерского центра Системного оператора. Андрей Катаев рассказал об основных параметрах ЕЭС России, организации работы диспетчеров, задачах диспетчерской смены, а также техническом оснащении Главного диспетчерского центра.

Ассоциация развития возобновляемой энергетики (АРВЭ) – некоммерческая организация, представляющая интересы участников сектора ВИЭ в России и ведущая деятельность по созданию благоприятного инвестиционного климата и популяризации использования возобновляемых источников энергии в Российской Федерации. АРВЭ является ведущей в России экспертной и коммуникационной площадкой в области энергетики на основе возобновляемых источников энергии. Организация объединяет широкий круг заинтересованных сторон, включая генерирующие компании, девелоперов проектов по ВИЭ, производителей и поставщиков оборудования, научно-исследовательские центры и финансовые институты.

### Международное сотрудничество

*Компания цифровых технологий Государственной электросетевой корпорации (ГЭК) Китая, Системный оператор Единой энергетической системы, Совет рынка и Администратор торговой системы договорились о создании рабочей группы для сотрудничества экспертов в области внедрения цифровых технологий в электроэнергетике.* Главный диспетчерский центр Системного оператора в рамках технического визита посетила делегация Компании цифровых технологий Государственной электросетевой корпорации (ГЭК) Китая. Деловая встреча была организована при участии Ассоциации “НП Совет Рынка” и АО “АТС”.

Холдинговая Компания цифровых технологий является дочерней компанией ГЭК Китая и занимается деятельностью в области цифровизации сетевого комплекса, электронной коммерции и развития цифровых технологий, в том числе внедрения облачных решений. Главная миссия компании – обеспечение реализации стратегии развития ГЭК Китая посредством цифровизации и информатизации.

Китайские коллеги поделились опытом разработки и запуска электронных сервисов по услугам электроснабжения и обеспечения работы розничного рынка электроэнергии, сервисов “одного окна” для инвесторов, планирующих подключения к энергосистеме объектов ВИЭ и промышленных накопителей, электронных площадок закупок оборудования, а также цифровизации управленческих процедур. В свою очередь представители российской стороны рассказали о модели рынка и применяемых в отечественной электроэнергетике цифровых технологиях и планируемых к реализации проектах.

Директор по энергетическим рынкам и внешним связям Системного оператора Андрей Катаев представил информацию о структуре и функционировании отечественного рынка

электроэнергии и цифровых решениях, используемых Системным оператором и Коммерческим оператором (АО “АТС”) для обеспечения функционирования рыночных механизмов.

Заместитель Председателя Правления Ассоциации “НП Совет Рынка” Олег Баркин рассказал о функционировании оптового рынка и реализуемых в России проектах по развитию розничного рынка, запуску в обращение низкоуглеродных “зеленых” сертификатов и расчету выбросов парниковых газов.

По итогам встречи стороны отметили взаимную заинтересованность в сотрудничестве в области цифровизации диспетчерского управления и развития розничного рынка электроэнергии, по вопросам низкоуглеродной повестки. Китайская сторона предложила сформировать экспертные группы по этим направлениям.

“Мы видим потенциальные направления нашего сотрудничества и поняли, что нам делать дальше. Надеюсь, что наша кооперация и сотрудничество будут плодотворными”, – отметил руководитель китайской делегации главный инженер Компании цифровых технологий Ши Жуйцзе.

“Сегодняшняя встреча позволила определить основные направления нашего дальнейшего сотрудничества. Создание совместных экспертных групп с участием представителей Компании цифровых технологий ГЭК Китая, Системного оператора, Ассоциации “НП Совет Рынка” и АО “АТС” – хорошая идея. Надеюсь, что работа в этом формате будет плодотворной”, – отметил директор по энергетическим рынкам и внешним связям Системного оператора Андрей Катаев.

В рамках деловой встречи гости посетили диспетчерский пункт Главного диспетчерского центра Системного оператора. В состав китайской делегации во главе с главным инженером Компании цифровых технологий Ши Жуйцзе вошли помощник директора департамента развития рынка, операционный директор, научный сотрудник департамента НИОКР Компании цифровых технологий, глава и административный менеджер Представительства ГЭК Китая в России.

Системный оператор представляли член Правления, директор по энергетическим рынкам и внешним связям Андрей Катаев, директор по цифровой трансформации Станислав Терентьев, директор по автоматизированным системам диспетчерского управления Роман Богомоллов и заместитель директора по энергетическим рынкам Ольга Лонщакова. В деловой встрече приняли участие член Правления АО “АТС” Александр Комиссаров и заместитель Председателя Правления Ассоциации “НП Совет Рынка” Олег Баркин.

## ПАО “РусГидро”

### Модернизация Кубанской ГАЭС

*В новом здании Кубанской гидроаккумулирующей электростанции, которое РусГидро возводит в Карачаево-Черкесии, начат монтаж закладных частей гидротурбин.* Проект модернизации Кубанской ГАЭС подразумевает возведение нового здания станции, расположенного на берегу водохранилища. В здании будут размещены шесть высокоэффективных обратимых гидроагрегатов, что позволит увеличить мощность станции в турбинном режиме до 18,9 МВт, в насосном режиме – до 19,44 МВт. Одновременно значительно возрастет выработка станцией электроэнергии в турбинном режиме и сократится потребление в насосном режиме. Модернизацию Кубанской ГАЭС планируется завершить в 2025 г.

Строительство нового здания Кубанской ГАЭС было начато в 2022 г. Учитывая сложные геологические условия и близость водохранилища, для разработки котлована здания ГАЭС глубиной около 20 м предусмотрены специальные защитные конструкции. Это дамба, ограждающая котлован от водохранилища, а также бетонные и металлические свайные

ограждения по контуру котлована. Свайные ограждения укреплены специальными металлическими распорными конструкциями, располагающимися в три яруса. К настоящему времени установлены все распорные конструкции и завершена разработка котлована, вывезено 115 тыс. м<sup>3</sup> грунта. Ведётся монтаж арматуры и укладка бетона в здание ГАЭС.

Первые гидроагрегаты Кубанской ГАЭС были введены в эксплуатацию более 50 лет назад – в декабре 1968 г., она стала первой гидроаккумулирующей электростанцией СССР. К настоящему времени ее оборудование устарело и достигло высокой степени износа. Проведенное комплексное обследование показало необходимость комплексной модернизации станции. При этом будет заменено все гидросиловое, гидромеханическое и электротехническое оборудование: обратимые гидроагрегаты, затворы, силовые трансформаторы, сородерживающие решетки, а также реконструированы гидротехнические сооружения. На сегодняшний день уже заменены силовые трансформаторы, а вместо существующего открытого распределительного устройства введено в эксплуатацию современное комплектное распределительное устройство (КРУЭ).

Кубанская ГАЭС мощностью 15,9 МВт в турбинном режиме и 14,4 МВт в насосном режиме является головной электростанцией Каскада Кубанских ГЭС и работает в режиме сезонного регулирования. В летний паводковый период станция функционирует в турбинном режиме, заполняя Кубанское водохранилище водой из Большого Ставропольского канала. В зимний меженьный период ГАЭС переключается в насосный режим и подает воду из водохранилища в канал, тем самым обеспечивая работу остальных девяти ГЭС каскада.

### Газификация Николаевской ТЭЦ

На Николаевской ТЭЦ РусГидро завершены работы по переводу на сжигание природного газа котлоагрегата № 1. Он стал четвертым из шести газифицированным котлоагрегатом станции. Работы по переводу на газ котлоагрегата № 1 были начаты в 2022 г. До реконструкции на нём сжигался мазут, который теперь станет резервным топливом. Перед вводом оборудования в постоянную эксплуатацию были проведены пусконаладочные работы и приемо-сдаточные испытания, а также успешно пройден этап подконтрольной эксплуатации. Сегодня котлоагрегат задействован в производственном процессе Николаевской ТЭЦ и полностью готов к работе в отопительный сезон.

Перевод котлоагрегатов на сжигание природного газа значительно улучшает как экологические, так и экономические параметры работы Николаевской ТЭЦ. Исключаются выбросы сажи и окислов серы, значительно сокращаются выбросы окислов азота.

Производственной программой Дальневосточной генерирующей компании РусГидро предусмотрен полный перевод Николаевской ТЭЦ на сжигание природного газа. В 2023 г. начнутся работы по реконструкции котлоагрегата №4, а в 2025 г. – последнего котлоагрегата № 2.

Николаевская ТЭЦ находится в Хабаровском крае и обеспечивает энергоснабжение изолированного от единой энергосистемы энергорайона, включающего город Николаевск-на-Амуре и прилегающие населенные пункты. Электрическая мощность станции составляет 130,6 МВт, тепловая мощность – 321,2 Гкал/ч.

### Модернизация Воткинской ГЭС

*Установленная мощность Воткинской ГЭС увеличилась на 15 МВт и составляет 1115 МВт. Это стало возможным в результате замены гидроагрегата ст. № 10.* Замена гидроагрегата № 10 была закончена 31 мая 2023 г. – на 20 дней раньше установленного срока. Результатами комплексных испытаний подтверждено увеличение мощности гидроагрегата на 15%, со 100 до 115 МВт. Процедура доку-

ментального подтверждения изменения мощности гидроагрегата завершена.

Также на Воткинской ГЭС началась замена гидроагрегата ст. № 2. Это уже восьмой гидроагрегат станции, который будет полностью обновлен в рамках Программы комплексной модернизации РусГидро.



Гидроагрегат № 2 был введён в эксплуатацию 23 декабря 1961 г. Он был первым по счёту гидроагрегатом, который начал работать на Воткинской ГЭС. К настоящему времени оборудование отработало более 60 лет и достигло высокой степени износа. В ходе работ, которые планируется завершить в 2024 году, будут заменены гидротурбина, генератор, вспомогательное оборудование, модернизирована система автоматического управления гидроагрегатом. Новый гидроагрегат будет поставлен российским производителем – компанией “Силовые машины”. Он будет иметь улучшенные технические характеристики, повышенную мощность, отличаться надёжностью и высокой экологической безопасностью.

Программа комплексной модернизации Воткинской ГЭС предусматривает замену всех десяти гидроагрегатов гидроэлектростанции. После полной замены гидросилового оборудования мощность станции возрастет до 1150 МВт, что на 13% выше, чем до начала модернизации.

### Модернизация Саратовской ГЭС

На Саратовской ГЭС введён в эксплуатацию обновлённый гидроагрегат № 17. Это 19-й по счёту модернизированный гидроагрегат из 24, установленных на гидроэлектростанции. Были заменены рабочее колесо, камера рабочего колеса, крышка и вал турбины, маслоприёмник и турбинный подшипник, направляющий аппарат, оборудование системы регулирования и технического водоснабжения. Новое оборудование отвечает самым современным требованиям в области энергетического машиностроения, экологической безопасности и имеет улучшенные технические и эксплуатационные характеристики. В перспективе замена оборудования позволит увеличить мощность гидроагрегата на 10%, до 66 МВт.

После завершения работ гидроагрегат № 17 успешно прошел 72-часовые испытания под нагрузкой. Монтажные работы выполнили специалисты АО “Гидроремонт-ВКК”, дочерней организации РусГидро.

### ПАО “Мосэнерго”

Энергоблок ст. № 9 с теплофикационной турбиной Т-295 введён после реконструкции на ТЭЦ-22 ПАО “Мосэнерго”. 27 июня в ходе оперативного совещания под руководством председателя правления ПАО “Газпром” Алексея Миллера в режиме телемоста был введён в эксплуатацию после реконструкции энергоблок ст. № 9 ТЭЦ-22 им. Н. И. Се-

ребряникова ПАО “Мосэнерго”, оборудованный головным образцом теплофикационной турбины Т-295.

Эта турбина является самой мощной в мире по выработке электрической и тепловой энергии в режиме когенерации. С самого начала участия в электроэнергетическом бизнесе велась ориентация на развитие сотрудничества именно с отечественными разработчиками и производителями оборудования. За прошедшие годы достигнуты значительные успехи в этой области. Во многом благодаря этой работе “Газпром” и в дальнейшем будет надёжно обеспечивать население и промышленность электрической и тепловой энергией, – отметил Алексей Миллер.

Вместо первой в СССР теплофикационной турбины типа Т-250, находившейся в эксплуатации с 1972 г., в составе реконструированного энергоблока работает пилотный образец турбины Т-295/335-23,5. Это новейшая разработка отечественной конструкторской школы турбостроения, самая мощная теплофикационная турбина в мире.



Преимущества теплофикационной турбины Т-295/335-23,5 производства ЗАО “Уральский турбинный завод” в сравнении с ранее установленной турбиной Т-250:

- тепловая мощность 372,5 Гкал/ч, что на 13% больше;
- электрическая мощность в теплофикационном режиме (при одновременном производстве электрической и тепловой энергии) увеличена на 18%;
- электрическая мощность в конденсационном режиме (при производстве только электроэнергии) – на 11,7%;
- применение методов цифрового моделирования и анализа позволило увеличить КПД отдельных ступеней нового турбоагрегата до 92%, а всей установки в целом – до 40% в конденсационном режиме;
- для обеспечения максимальной тепловой мощности применена схема с двумя электрическими питательными насосами вместо питательного турбонасоса.

На энергоблоке установлен новый прямоточный двухкорпусный котельный агрегат типа ТПП-210А производства ОАО ТКЗ “Красный котельщик”, рассчитанный на сверхкритические параметры пара (565°C) и генератор с водородно-водяным охлаждением типа ТВВ-350-2У3 производства ОАО “Силовые машины” (полная мощность 400 МВ·А, активная мощность 340 МВт).

Управление энергоблоком осуществляется с помощью высокотехнологичной отечественной АСУТП, обеспечивающей в полном объёме управляющие, информационные и сервисные функции, необходимые для надёжной эксплуатации оборудования во всех рабочих режимах.

22.06.2023 руководители энергокомпаний Московского региона ознакомились с работой энергоблока ст. № 9 ТЭЦ-22 “Мосэнерго”. В нем приняли участие управляющий директор ПАО “Мосэнерго” Александр Бутко, генеральный директор ПАО “Россети Московский регион” Петр Синютин, генераль-



ный директор АО «Мосэнергосбыт» Андрей Ковалёв, генеральный директор АО «ОЭК» Евгений Прохоров, директор филиала АО «СО ЕЭС» Региональное диспетчерское управление энергосистемы г. Москвы и Московской области (Московское РДУ) Андрей Поляков и первый заместитель директора — главный диспетчер Московского РДУ Алексей Куделин.



Участникам торжественного мероприятия был продемонстрирован видеоролик «Тепло Подмосковья» с рассказом о реализации проекта и об отличительных особенностях турбины Т-295. Заместитель управляющего директора — главный инженер ПАО «Мосэнерго» Сергей Ленёв и директор ТЭЦ-22 Сергей Куприянов рассказали о специфике турбины Т-295 и другого оборудования энергоблока, его основных характеристиках в сравнении с блоками Т-250.

## НПО «ЭЛСИБ»

*Губернатор Новосибирской области открыл новый производственный участок на ЭЛСИБ. 7 августа Андрей*

Травников в торжественной обстановке нажатием кнопки управления гидравлического формообразующего станка дал старт работе нового производственного участка катушечной обмотки электродвигателей.



Спустя четверть века в бывший ремонтно-механическом корпус, после его реконструкции, были переведены рабочие места изготовления катушек. Реализация этого проекта позволит увеличить мощность предприятия по выпуску стержней турбо-и гидрогенераторов, количество заказов на которые в последние годы существенно увеличилось.

«Принимая во внимание увеличение объёмов выпуска генераторов, стало очевидно, что площадей стержневого участка недостаточно для выполнения производственной программы 2023 и последующих годов. В связи с этим заблаговременно было принято решение о реконструкции ремонтно-механического корпуса и переносе туда катушечного производства», – акцентировал генеральный директор НПО «ЭЛСИБ» ПАО Дмитрий Безмельницын.