

НОВОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

Системный оператор Единой энергетической системы

Выработка и потребление электроэнергии и мощности

По оперативным данным АО «СО ЕЭС», потребление электроэнергии в Единой энергосистеме России в октябре 2021 г. составило 92,9 млрд кВт·ч, что на 6,5% больше объёма потребления за октябрь 2020 г. Потребление электроэнергии в октябре 2021 г. в целом по России составило 94,4 млрд кВт·ч, что на 6,4% больше аналогичного показателя 2020 г.

В октябре 2021 г. электростанции ЕЭС России выработали 95,2 млрд кВт·ч, что на 7,7% больше, чем в октябре 2020 г. Выработка электроэнергии в России в целом в октябре 2021 г. составила 96,6 млрд кВт·ч, что на 7,7% больше выработки в октябре прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в октябре 2021 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 51,5 млрд кВт·ч, что на 18,6% больше, чем в октябре 2020 г. Выработка ГЭС за десятый месяц 2021 г. составила 17,1 млрд кВт·ч (на 3,7% меньше уровня 2020 г.), АЭС – 20,0 млрд кВт·ч (на 5,8% меньше уровня 2020 г.), электростанций промышленных предприятий – 6,0 млрд кВт·ч (на 3,8% больше уровня 2020 г.).

Максимум потребления мощности ЕЭС России в октябре 2021 г. зафиксирован 27 октября в 18:00 по московскому времени и составил 137 180 МВт, что выше аналогичного показателя прошлого года на 6542 МВт (5,0%), достигнутого 28 октября 2020 г.

Среднемесячная температура воздуха в октябре текущего года по ЕЭС России составила 4,8°C, что на 1,3°C ниже аналогичного показателя 2020 г.

Потребление электроэнергии за десять месяцев 2021 г. в целом по России составило 899,1 млрд кВт·ч, что на 5,6% больше, чем за такой же период 2020 г. В ЕЭС России потребление электроэнергии с начала года

составило 885,6 млрд кВт·ч, что на 5,7% больше, чем в январе – октябре 2020 г. (без учёта потребления 29 февраля високосного 2020 г. – больше на 6,1%).

С начала 2021 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 918,6 млрд кВт·ч, что на 6,6% больше объёма выработки в январе – октябре 2020 г. Выработка электроэнергии в ЕЭС России за десять месяцев 2021 г. составила 905,1 млрд кВт·ч, что на 6,7% больше показателя аналогичного периода прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение десяти месяцев 2021 г. несли ТЭС, выработка которых составила 487,7 млрд кВт·ч, что на 10,1% больше, чем в январе – октябре 2020 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 176,3 млрд кВт·ч (на 1,7% больше, чем за десять месяцев 2020 г.), АЭС – 181,0 млрд кВт·ч (на 3,4% больше, чем в аналогичном периоде 2020 г.), электростанций промышленных предприятий – 55,3 млрд кВт·ч (на 1,9% больше, чем за январь – октябрь 2020 г.).

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

Данные за октябрь и десять месяцев 2021 г. представлены в таблице.

РЭН-2021

14 октября председатель правления АО «СО ЕЭС» Фёдор Опадчий в ходе сессии «Перспективное

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч		Потребление, млрд кВт·ч	
	Октябрь 2021 г.	Январь – октябрь 2021 г.	Октябрь 2021 г.	Январь – октябрь 2021 г.
Востока	4,0 (14,2)	37,2 (5,6)	3,5 (6,9)	34,1 (4,9)
Сибири	18,2 (2,2)	176,0 (4,6)	18,6 (3,1)	176,9 (3,9)
Урала	22,2 (7,9)	211,9 (5,1)	22,1 (6,4)	209,0 (4,0)
Средней Волги	9,1 (-1,8)	91,5 (2,2)	9,5 (5,8)	90,9 (7,5)
Центра	22,7 (12,5)	205,0 (12,1)	22,1 (7,5)	207,6 (7,3)
Северо-Запада	9,9 (6,5)	93,3 (7,2)	8,2 (4,4)	78,7 (5,1)
Юга	9,0 (16,9)	90,2 (7,6)	9,0 (14,9)	88,4 (8,8)

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

развитие электроэнергетики: сохраняя надёжность, повышая технологичность” Международного форума “Российская энергетическая неделя” представил доклад о важнейших направлениях и основных драйверах развития ЕЭС России. В мероприятии приняли участие министр энергетики Российской Федерации Николай Шульгинов, руководители ПАО “РусГидро”, ассоциаций “НП Совет рынка” и “Совет производителей энергии”, ПАО “Россети”, ПАО “Интер РАО”, ENTSO-E. Модератором дискуссии выступил председатель правления ассоциации “НП Совет рынка” Максим Быстров.

Глава Минэнерго Николай Шульгинов представил изменения в системе перспективного планирования развития ЕЭС России. Он подчеркнул необходимость централизации планирования развития генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры с целью координации технических решений. Министр отметил, что региональные схемы и программы развития электроэнергетики, согласно планам министерства, теперь будут разрабатываться вместе со Схемой и программой развития ЕЭС России, и ключевая роль в разработке будет принадлежать Системному оператору.

Фёдор Опадчий также отметил необходимость большей централизации планирования развития ЕЭС России. По его словам, важность такого решения продиктована, в том числе, реализацией крупных инфраструктурных проектов общенационального уровня, таких как освоение Восточного полигона. “В освоении Восточного полигона задействованы 12 регионов страны, проект предусматривает строительство множества сетевых объектов 110 кВ, оснащение их противоаварийной автоматикой – очевидна необходимость рассматривать все эти технические решения во взаимосвязи друг с другом”, – подчеркнул глава Системного оператора.

Важными факторами усиления координации и централизации планирования, по мнению Фёдора Опадчего, являются активное развитие генерирующих мощностей на возобновляемых источниках энергии и существенное изменение структуры потребления электроэнергии. В частности, он отметил, что Объединенная энергосистема Юга в этом году прошла свой исторический максимум потребления мощности летом, а не зимой, как это бывает обычно.

Эти факторы требуют развития систем накопления электроэнергии, в настоящее время наиболее перспективными из которых являются гидроаккумулирующие станции, а также активного развития магистральных сетей для доставки “ресурсов гибкости” энергосистемы в места расположения ВИЭ.

Фёдор Опадчий обратил внимание на опыт других государств. В ряде зарубежных энергосистем увеличение доли ВИЭ в энергобалансе уже заставляет регуляторов задумываться об изменении подходов к планированию развития с целью большей централизации и координации принимаемых решений.

Глава Системного оператора отметил, что особенности развития ВИЭ-генерации в России пока позволяют заниматься детальным продумыванием будущих стратегий. “В отличие от многих других стран, в России развитие ВИЭ стимулируется через механизмы оп-

тового рынка электроэнергии и мощности – программы ДПМ ВИЭ-1 и ДПМ ВИЭ-2. Благодаря этому в энергосистеме появляются довольно крупные энергообъекты на ВИЭ, которые можно учитывать при централизованном планировании электроэнергетических режимов и предъявлять к ним обязательные технические требования. В то время как в других государствах прослеживается активное развитие небольших объектов ВИЭ на уровне распределительных сетей, что не просто меняет структуру выработки в энергосистеме, но и создаёт существенные сложности при управлении работой энергосистемы и планировании её развития”, – сказал он.

Вместе с тем, подчеркнул Фёдор Опадчий, этот процесс начинается и в России, что говорит о необходимости реформирования системы перспективного планирования развития ЕЭС уже сейчас.

14 октября председатель правления АО “СО ЕЭС” Фёдор Опадчий принял участие в сессии “Современные реалии: как обеспечить безопасность информационной инфраструктуры от киберугроз в условиях цифровой трансформации?”, которая проходила в рамках Международного форума “Российская энергетическая неделя”. В своем выступлении глава Системного оператора рассказал о ключевых направлениях развития информационной безопасности в организациях электроэнергетики.

Председатель правления АО “СО ЕЭС” отметил, что в ключевых отраслях, включая энергетику, число компьютеров, задействованных в АСУТП и ставших объектами атак, на которых были заблокированы вредоносные объекты, постоянно растёт.

“Важно разделять активность, связанную с поиском уязвимостей и целенаправленные вмешательства, поскольку эти виды противоправной деятельности подразумевают разные виды атак, разные инструменты и средства, и приводят к разным последствиям. Для энергетических компаний большее значение имеют целенаправленные атаки, тогда как противодействие инвентаризации уязвимостей – это вопрос формирования культуры информационной безопасности в рамках процессов эксплуатации, универсальный для всех отраслей”, – отметил Федор Опадчий.

Он рассказал о принципах обеспечения надёжности работы энергосистем, которые проектируются таким образом, чтобы потеря работоспособности одним или несколькими элементами по любым причинам не отражалась на работоспособности системы в целом. Технологическая вертикаль управления способна эффективно решать эту задачу за счёт необходимого резервирования. “В части угроз информационной безопасности новые риски возникают на уровне потребителей розничного рынка электроэнергии, поскольку в этой сфере цифровизация приводит к появлению миллионов “умных” счётчиков, автоматических устройств, формированию новых каналов взаимодействия с миллионами конечных потребителей. Поэтому особое внимание в сфере информационной безопасности должно быть направлено, прежде всего, на этот сегмент”, – уточнил глава Системного оператора.

14 октября заместитель председателя правления – руководитель Дирекции по развитию ЕЭС АО “СО ЕЭС” Александр Ильенко в ходе сессии “Расту-

щие рынки ВИЭ: есть ли потенциал экспорта энергии из России в Европу” *Международного форума “Российская энергетическая неделя”* рассказал о перспективах развития ВИЭ-генерации на северо-западе России и увеличения транзитов электроэнергетики в Западную Европу. В сессии приняли участие руководители ПАО “Фортум”, АО “НоваВинд”, Ассоциации развития возобновляемой энергетики, ПАО “Энел Россия”, ООО “УК “РОСНАНО”, ФГБУ “Российское энергетическое агентство” (РЭА) Минэнерго России, ПАО “Интер РАО”, представители зарубежного отраслевого сообщества. Модератором дискуссии выступил председатель правления Некоммерческого партнерства по развитию возобновляемой энергетики “Евросоляр Россия” Георгий Кекелидзе.

В ходе выступления Александр Ильенко отметил, что у России огромный потенциал для развития экспорта электроэнергии и есть возможность увеличивать экспорт с использованием существующей инфраструктуры.

Он подчеркнул, что при планировании проектов, позволяющих увеличить обмен мощностью и электрической энергией между Россией и странами Европы, нужно учитывать и политические риски. В качестве примера привёл проект Печенгского энергомоста между Россией и Норвегией, предварительное изучение которого велось в 2011 г. АО “СО ЕЭС” и Statnett SF был проведён ряд расчётов, которые показали техническую реализуемость проекта. В 2014 г. АО “СО ЕЭС” и Statnett SF подписали Коммюнике о Печенгском энергомосте для представления в уполномоченные органы управления электроэнергетикой России и Норвегии. Однако данный проект не стартовал в связи с позицией норвежского правительства о необходимости закрытия двух атомных реакторов Кольской АЭС до объединения энергосистем России и Норвегии, о чём министр нефти и энергетики Норвегии проинформировал Минэнерго России.

В ходе выступления Александр Ильенко также рассказал о перспективах развития ветровой генерации в Кольской энергосистеме и проблемах интеграции электростанций на ВИЭ в энергосистему вследствие особенностей сетевой инфраструктуры. Он отметил техническую возможность ввода крупных, ориентированных на экспорт проектов генерирующих объектов на ВИЭ без их интеграции в ЕЭС России.

Международная конференция и выставка “Релейная защита и автоматика энергосистем – 2021”

1 октября завершила работу Международная конференция и выставка “Релейная защита и автоматика энергосистем – 2021”. В мероприятии приняли участие более 800 российских и иностранных специалистов, в выставочной экспозиции свои стенды представили 20 ведущих производителей и поставщиков оборудования и решений в сфере РЗА в России и за рубежом. Главными темами конференции стали современное состояние систем РЗА, эксплуатируемых или внедряемых в электрических сетях ЕЭС России, существующие и перспективные направления развития релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, а также архитектура, принципы построения и алгоритмы функционирования систем

РЗА. Участники мероприятия обменялись опытом разработки, проектирования и эксплуатации цифровых систем РЗА.

Работа конференции началась с пленарного заседания, на котором с докладами выступили заместитель министра энергетики Российской Федерации Евгений Грабчак, руководитель Национального исследовательского комитета В5 “Релейная защита и автоматика” РНК СИГРЭ, советник директора АО “СО ЕЭС” Андрей Жуков, представители исследовательского комитета В5 CIGRE “Релейная защита и автоматика” (SCB5 CIGRE).

В рамках конференции прошёл традиционный семинар SCB5 CIGRE, посвящённый вопросам тестирования функций РЗА на цифровой подстанции, спецификации функциональных требований к РЗА и построения архитектуры РЗА с кроссплатформенной функциональностью, независимой от аппаратного обеспечения. Также проведены два круглых стола для обсуждения вопросов обеспечения надёжности РЗА, опыта разработки и внедрения цифровых подстанций.

В ходе форума представлены 134 научно-технических доклада в рамках семи тематических секций: “Разработка, проектирование, наладка и эксплуатация РЗА цифровой подстанции: опыт и практические результаты”, “Перспективы развития и применения стандарта МЭК 61850”, “Кибербезопасность – драйвер или тормоз развития?”, “Применение синхронизированных векторных измерений для повышения эффективности управления электроэнергетическими системами”, “Концептуальные вопросы развития технологий РЗА”, “Релейная защита и автоматика распределительных сетей с ВИЭ и системами накопления электроэнергии”, “Надёжность РЗА и влияние человеческого фактора”.

Обеспечение вводов новых энергообъектов и проведения испытаний оборудования

Филиалы Системного оператора – Астраханское РДУ (осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Астраханской области) и ОДУ Юга (осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Южного и Северо-Кавказского федеральных округов) – разработали и реализовали комплекс режимных мероприятий для строительства и проведения комплексных испытаний Черноярских ВЭС общей мощностью 340,2 МВт в энергосистеме Астраханской обл. Комплексные испытания ВЭС проводятся с целью определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования. Ввод в эксплуатацию и выход Черноярских ВЭС, принадлежащих Фонду развития ветроэнергетики (совместному инвестиционному фонду “Фортум” и “РОСНАНО”) на оптовый рынок электроэнергии и мощности запланирован на IV квартал 2021 г.

В группу Черноярских ВЭС входят Излучная и Холмская ВЭС мощностью по 88,2 МВт каждая, Манланская, Старицкая и Черноярская ВЭС мощностью 75,6, 50,4 и 37,8 МВт соответственно. После ввода Черноярских ВЭС в промышленную эксплуатацию суммарная мощность генерирующих объектов на ВИЭ в

энергосистеме Астраханской обл. достигнет 625,2 МВт, что составляет 45,7% общей установленной мощности электростанций энергосистемы региона.

Строительство Черноярских ВЭС выполнено в рамках реализации договора поставки мощности возобновляемых источников энергии (государственная программа ДПМ ВИЭ со сроком реализации до 2024 г.). Всего на территории группы ВЭС размещена 81 ветроэнергетическая установка производства компании Vestas мощностью по 4,2 МВт. Черноярские ВЭС стали первым проектом по строительству ВЭС, реализованным Фондом развития ветроэнергетики на территории Астраханской обл.

Проект предполагает возможность реализации в перспективе дистанционного управления активной мощностью ВЭС, что позволяет обеспечить их полноценную эффективную интеграцию в Единую энергосистему как генерирующего источника, характеризующегося резкопеременной нагрузкой. Дистанционное управление, позволяющее ограничивать выдачу мощности ВЭС вплоть до 0 МВт, значительно расширяет возможности при предотвращении и ликвидации нарушений нормального режима в энергосистеме.

В ходе проектирования и строительства генерирующих объектов на ВИЭ специалисты ОДУ Юга и Астраханского РДУ принимали участие в согласовании заданий на проектирование, проектной и рабочей документации по Черноярским ВЭС и подстанции (ПС) 220 кВ Зубовка, обеспечивающей выдачу мощности электростанций. Они также участвовали в согласовании технических решений, применяемых в схеме выдачи мощности, и технических условий на технологическое присоединение энергообъектов к электрическим сетям. Специалисты Системного оператора принимали участие в разработке комплексных программ включения первичного оборудования и устройств релейной защиты и автоматики ПС 220 кВ Зубовка, согласовании программ испытаний генерирующего оборудования, в испытаниях и приёмке в опытную эксплуатацию каналов связи и системы сбора и передачи телеметрической информации в диспетчерский центр Астраханского РДУ. В сложных условиях прохождения ПЭВТ и летних максимумов нагрузки ОДУ Юга и Астраханское РДУ обеспечили режимные условия для выполнения проектных решений по замене и модернизации оборудования на смежных сетевых объектах.

Натурные системные испытания

26 октября Системный оператор Единой энергетической системы успешно провёл натурные системные испытания по определению частотных свойств ЕЭС России и энергосистем стран – участников параллельной работы с ЕЭС, а также качества регулирования частоты при её отклонениях в реальных условиях. В процессе натурных испытаний в первой синхронной зоне ЕЭС России (все объединённые энергосистемы, кроме ОЭС Востока, и параллельно работающие энергосистемы ряда соседних государств) проведены два эксперимента с искусственным созданием кратковременных небалансов мощности, имитировавших нештатные ситуации. Создавались дефицит в 1200 МВт и избыток в объёме 1150 МВт, вы-

зывавшие отклонения частоты электрического тока в энергосистеме. При дефиците активной мощности минимальное мгновенное значение частоты составило 49,929 Гц, при избытке – 50,06 Гц, что не превышает нормативных показателей, установленных национальным стандартом ГОСТ Р 55890-2013.

Цели проведённых натурных системных испытаний – определение частотных характеристик первой синхронной зоны ЕЭС России, а также проверка фактического действия систем первичного регулирования генерирующего оборудования. В подготовке и проведении натурных испытаний, являющихся сложным организационно-техническим мероприятием, приняли участие руководители и специалисты технологического блока Системного оператора и ПАО «РусГидро».

Во время проведения испытаний в режиме нормированного первичного регулирования частоты (НПРЧ) работали 39 энергоблоков, расположенных на 23 тепловых электростанциях, и 7 гидроагрегатов на четырех гидроэлектростанциях. Суммарный резерв мощности энергоблоков, работавших во время испытаний в режиме НПРЧ, составил ± 849 МВт.

В главном диспетчерском центре ЕЭС производилась непрерывная регистрация параметров электроэнергетического режима. Электрические станции также фиксировали параметры режима в объёме, необходимом для полноценного анализа участия генерирующего оборудования в регулировании частоты, с последующей их передачей в соответствующие диспетчерские центры Системного оператора.

Испытания позволили определить характеристики ЕЭС при возникновении небалансов активной мощности, проверить фактическое действие и эффективность систем первичного регулирования частоты на электростанциях, проверить участие в НПРЧ энергоблоков, отобранных для участия в рынке системных услуг.

Натурные испытания – важная часть работы Системного оператора по обеспечению надёжности ЕЭС России, позволяющая в реальных условиях эксплуатации оценить и проконтролировать работу и характеристики энергосистем, а также различных технологических систем и оборудования в составе ЕЭС. Системный оператор проводит натурные испытания с 2004 г., за это время проведено несколько системных натурных испытаний, а также испытания по проверке возможности работы Симферопольской МГТЭС на изолированную нагрузку, эксперимент по включению на параллельную синхронную работу Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока, эксперимент по объединению ОЭС Сибири и ОЭС Востока, несколько испытаний работы Калининградской энергосистемы в изолированном режиме, натурные испытания в энергосистеме Мурманской обл. по проверке систем регулирования каскада Серебрянских ГЭС при работе гидрогенераторов в изолированном энергорайоне.

Первичное регулирование частоты в ЕЭС России реализуется двумя способами – общим первичным регулированием частоты (ОПРЧ) и нормированным первичным регулированием частоты (НПРЧ). В ОПРЧ принимают участие все электростанции в меру имеющихся технических возможностей. НПРЧ – функция энергоблоков тепловых и гидравлических электростан-

ций, прошедших конкурентный отбор в качестве поставщиков системных услуг по НПРЧ, и на которых размещён резерв первичного регулирования. НПРЧ, осуществляемое системами автоматического регулирования частоты и активной мощности электростанций, ограничивает отклонения частоты, но не восстанавливает её нормальный уровень после появления небаланса мощности в энергосистеме. Эту задачу решает автоматическое вторичное регулирование частоты и мощности, которое также входит в перечень системных услуг.

Цифровизация отрасли

Филиал Системного оператора Амурское РДУ (осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Амурской обл.) совместно с филиалом “Россети ФСК ЕЭС” Амурское ПМЭС после успешных комплексных испытаний приступили к выполнению функций дистанционного управления оборудованием переключательного пункта (ПП) 220 кВ Зезя в Свободненском районе региона. Диспетчерский персонал Амурского РДУ получил возможность дистанционного управления коммутационными аппаратами 220 кВ подстанции с использованием автоматизированной системы производства переключений (АСПП), которые позволяют в 5 – 10 раз сократить длительность производства оперативных переключений по сравнению с их выполнением по командам диспетчерского персонала. Амурское ПМЭС также приступило к осуществлению дистанционного управления оборудованием ПП 220 кВ Зезя из центра управления сетями (ЦУС) в соответствии с согласованным с Системным оператором перечнем распределения функций дистанционного управления.

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

“Успешное внедрение автоматизированного дистанционного управления оборудованием ПП 220 кВ Зезя позволило повысить надёжность работы и качество управления электроэнергетическим режимом энергосистемы Амурской обл. за счёт сокращения времени производства оперативных переключений”, – прокомментировал событие генеральный директор Филиала АО “СО ЕЭС” “Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Востока” (ОДУ Востока) Виталий Сунгуров. – “Данный переключательный пункт является одной из транзитных подстанций, обеспечивающих электроснабжение магистрального газопровода “Сила Сибири”.

Для внедрения проекта дистанционного управления был разработан совместный план-график реализации мероприятий, утверждён перечень распределения функций дистанционного управления оборудованием ПП, реализована комплексная программа проверки

прохождения команд дистанционного управления оборудованием ПП 220 кВ Зезя. В ходе реализации проекта специалисты Амурского РДУ и ОДУ Востока принимали участие в рассмотрении и согласовании технического задания на проектирование, проектной документации, включающей в себя технические решения по созданию системы дистанционного управления оборудованием ПП 220 кВ Зезя.

Совместно со специалистами ПАО “ФСК ЕЭС” проведена необходимая настройка АСУТП подстанции, оперативно-информационного комплекса в диспетчерском центре и программно-технического комплекса ЦУС Амурского ПМЭС, настроены и протестированы системы сбора и передачи информации в Амурское РДУ. В рамках проекта пересмотрена и введена в действие необходимая документация, проведено дополнительное обучение диспетчерского персонала Амурского РДУ и оперативного персонала ЦУС Амурского ПМЭС, проведена противоаварийная тренировка.

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

Филиал АО “СО ЕЭС” “Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири” (ОДУ Сибири) повышает эффективность использования наиболее экономичных генерирующих объектов ОЭС Сибири за счёт определения максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении 500 кВ Братск – Красноярск (при перетоках активной мощности в западном направлении) с применением программного комплекса Барс-МДП.

При проведении конкурентного отбора в рынке на сутки вперед (РСВ) объёмы выработки электростанций определяются, в том числе, с учётом максимально допустимых перетоков мощности (МДП) в контролируемых сечениях для наиболее неблагоприятных схемно-режимных условий функционирования энергосистем.

Программный комплекс Барс-МДП, разработанный АО “НТЦ ЕЭС” и ОДУ Сибири, обеспечивает расчёт и запись в расчётную модель РСВ значений МДП, определённых для прогнозируемых на период планирования актуальных условий функционирования энергосистем, с применением информации и алгоритмов работы технологии системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). Это повышает эффективность краткосрочного планирования, даёт возможность максимально использовать пропускную способность сетевых транзитов и увеличивать загрузку наиболее экономичных электростанций.

Применение Барс-МДП при планировании режима работы в контролируемом сечении 500 кВ Братск – Красноярск (в западном направлении) позволило увеличить загрузку ГЭС Ангарского каскада на величину

до 250 МВт за счёт максимального использования пропускной способности электрической сети. При этом появилась возможность отказаться от загрузки наименее экономически эффективных генерирующих объектов.

“Братск – Красноярск” – уже тринадцатое контролируемое сечение в ОЭС Сибири, где Системный оператор начал определять величины допустимых перетоков активной мощности по параметрам прогнозируемых электроэнергетических режимов с использованием информации и алгоритмов работы СМЗУ.

Введённая в работу в 2018 г. в ОДУ Сибири цифровая система мониторинга запасов устойчивости, в режиме реального времени определяет величины допустимых перетоков активной мощности, основываясь на более чем 10 000 параметрах телеметрии и учитывает изменения схемно-режимной ситуации в энергосистеме. СМЗУ в ОЭС Сибири используется как цифровая онлайн-система для управления электроэнергетическим режимом, а также в качестве технологического инструмента актуализации расчетной модели для проведения расчетов на рынке на сутки вперед. Эффект от внедрения системы – увеличение использования пропускной способности существующей сети на величину до 800 МВт, что обеспечивает возможность загрузки экономически эффективных тепловых и гидравлических электростанций ОЭС Сибири.

Филиал Системного оператора – Забайкальское РДУ (осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Забайкальского края), приступил к контролю максимально допустимых перетоков активной мощности (МДП) в контролируемых сечениях “Запад” и “Восток” с использованием цифровой системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). Использование СМЗУ для определения МДП при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы Забайкальского края позволит увеличить степень использования пропускной способности электрической сети в контролируемых сечениях “Запад” до 21% (на 60 МВт) и “Восток” до 17% (на 50 МВт) без снижения уровня надёжности электроснабжения потребителей. По ЛЭП 220 кВ, входящим в состав контролируемого сечения “Запад”, осуществляется выдача мощности электростанций энергосистемы Забайкальского края в ОЭС Сибири. ЛЭП 220 кВ, входящие в состав контролируемого сечения “Восток”, связывают Юго-Восточный энергорайон энергосистемы Забайкальского края с ОЭС Сибири.

СМЗУ – разработанный АО “НТЦ ЕЭС” совместно с АО “Системный оператор Единой энергетической системы (АО “СО ЕЭС”) программно-технический комплекс, выводящий процесс расчёта МДП на принципиально новый уровень. Система предназначена для расчёта величины МДП в режиме реального времени, что позволяет учитывать текущие изменения схемно-режимной ситуации в энергосистеме и тем самым обеспечивает дополнительные возможности по использованию пропускной способности электрической сети и выбору оптимального алгоритма управления режимами энергосистемы без снижения уровня её надёжности.

В ряде случаев эта цифровая система может стать альтернативой строительству новых ЛЭП.

Внедрение СМЗУ – 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.

В настоящее время в ОЭС Сибири СМЗУ используется на 43 контролируемых сечениях (на 26 контролируемых сечениях ОДУ Сибири и 17 контролируемых сечениях РДУ операционной зоны ОДУ Сибири).

В операционной зоне Забайкальского РДУ в 2021 г. планируется ввод СМЗУ для ещё трёх контролируемых сечений.

Сотрудничество с вузами

14 октября на Международном форуме “Российская энергетическая неделя” Системный оператор и НИУ “МЭИ” подписали соглашение о сотрудничестве. Документ подписан в рамках реализации новой концепции взаимодействия АО “СО ЕЭС” с вузами, в соответствии с которой ряд профильных учебных заведений высшей школы будет осуществлять подготовку специалистов для работы в оперативно-диспетчерском управлении. НИУ “МЭИ” – один из крупнейших технических университетов России в области энергетики и электротехники – стал первым вузом, заключившим с Системным оператором долгосрочное соглашение о сотрудничестве.

Соглашение между АО “СО ЕЭС” и высшими учебными заведениями предусматривает взаимовыгодное сотрудничество по подготовке, повышению квалификации и профессиональной переподготовке кадров, а также учебно-методической деятельности, направленной на совершенствование образовательных программ, и включает организацию и проведение практик и стажировок студентов на базе филиалов Системного оператора. В рамках новой стратегии Системный оператор планирует подписать такие соглашения с профильными вузами, расположенными в городах присутствия филиалов АО “СО ЕЭС”.

Специалисты Системного оператора будут принимать участие в формировании учебных программ вузов-партнёров и работе государственных экзаменационных и аттестационных комиссий, а также выступать в качестве руководителей и рецензентов выпускных квалификационных работ. Участники соглашения планируют совместное систематическое проведение профориентационных мероприятий – дней открытых дверей, дней карьеры, круглых столов, тематических экскурсий, вовлечение студентов, аспирантов и молодых учёных в научную и инновационную деятельность.

Подписи под первым соглашением о сотрудничестве поставили председатель Правления АО “СО ЕЭС” Фёдор Опадчий и ректор НИУ “МЭИ” Николай Роголев.

“Системный оператор с 2007 г. развивает собственную систему подготовки кадров “Школа – вуз – пред-

приятие”. В этом году мы усовершенствовали концепцию взаимодействия с вузами и собираемся радикально увеличить число вузов-партнёров, приблизив центры подготовки молодых специалистов к нашим филиалам. Логично и в то же время очень символично, что первое соглашение подписывается с одним из старейших энергетических вузов страны – Московским энергетическим институтом. МЭИ с момента создания в 1930 г. является главной опорой отечественной энергетики в вопросах подготовки кадров. Вклад вуза в дело создания научной и технической элиты страны нельзя переоценить. Уверен, что достигнутые сегодня договорённости позволят нам реализовать совместные проекты в области подготовки специалистов, соответствующих требованиям цифровой экономики и специфике деятельности Системного оператора”, – сказал Фёдор Опадчий на церемонии подписания.

“Сотрудничество с ведущими отраслевыми компаниями – ключевой этап в подготовке будущих специалистов-энергетиков. Практический опыт, возможность ориентироваться на прямые задачи отрасли – основа обучения современных инженеров. Мы возлагаем большие надежды на партнёрство с Системным оператором и реализацию совместных проектов как в части образовательных программ, так и в части развития и поддержки отрасли в целом”, – добавил Николай Роголев.

Международное сотрудничество

26 октября в Главном диспетчерском центре АО “СО ЕЭС” в формате видеоконференции состоялась рабочая совещание руководителей компании с представителями Государственной электросетевой корпорации Китая. В ходе встречи руководители Системного оператора обсудили с китайскими коллегами ключевые направления перспективного планирования электроэнергетики и модернизации отрасли, связанные с развитием ВИЭ и принципами устойчивого развития.

Во встрече приняли участие директор по энергетическим рынкам и внешним связям АО “СО ЕЭС” Андрей Катаев, заместитель руководителя дирекции по развитию ЕЭС Денис Пилениекс и директор по автоматизированным системам диспетчерского управления Роман Богомолов.

Со стороны ГЭК Китая в совещании приняли участие генеральный инженер Государственного диспетчерского центра компании Шу Чжихуай, директор департамента по техническим вопросам Государственного диспетчерского центра Чжоу Цзи, директор департамента отдела планирования развития Синь Шуцзюнь, а также руководитель представительства ГЭК Китая в России Оу Сяомин.

Основными темами совещания стали планирование развития современных энергосистем на региональном и общенациональном уровне, вопросы интеграции электростанций на ВИЭ в энергосистемы, учёт их в балансе, участие СЭС и ВЭС в регулировании.

Стороны также обсудили аспекты технологического присоединения к сетям новых крупных потребителей, обеспечения электроэнергией потребителей с повышенными требованиями к надёжности электроснабжения, подходы к планированию резервов и отбору мощности на оптовом рынке.

Отдельным вопросом для обсуждения стали применяемые в энергосистемах Китая и России подходы к планированию развития генерирующих мощностей и поддержания резервов. В частности, Андрей Катаев рассказал о прорабатываемом Системным оператором переходе от нормативного к вероятностному подходу в определении объёма спроса и предложения в КОМ и резервов в ЕЭС России. Китайские коллеги поделились опытом планирования развития энергосистемы в рамках 5-летних планов, а также особо отметили важность строительства и использования гидроаккумулирующих станций (ГАЭС).

Стороны выразили заинтересованность в продолжении двустороннего диалога с целью обсуждения перспективных направлений развития электроэнергетики, а также обмена опытом по актуальным вопросам энергетической повестки.

Государственная электросетевая корпорация Китая (State Grid Corporation of China, SGCC) создана в феврале 2002 г. и является одним из ведущих госпредприятий Китайской Народной Республики. Предприятие осуществляет передачу, распределение и сбыт электроэнергии, инвестиции в строительство электросетевой инфраструктуры как в Китае, так и за его пределами, а также научные исследования и разработки в области электроэнергетики. Операционная зона ГЭК Китая охватывает 88% территории страны, число потребителей электроэнергии превышает 1,1 млрд. ГЭК Китая – самое крупное предприятие мира по оказанию коммунальных услуг.

АО “СО ЕЭС” и ГЭК ведут активную совместную работу в рамках Ассоциации системных операторов крупнейших энергосистем мира GO15, в том числе совместно участвуют в ряде проектов, направленных на исследование научно-технических и общих вопросов, связанных с работой крупных энергосистем.

Первая встреча представителей АО “СО ЕЭС” и Государственной электросетевой корпорации Китая состоялась в мае 2018 г. Стороны обсудили работу в рамках Ассоциации системных операторов крупнейших энергосистем мира GO15.

27 октября в Бишкеке (Киргизия) состоялась 36-е заседание Координационного Электроэнергетического Совета Центральной Азии (КЭС ЦА). В заседании приняли участие председатель правления АО “СО ЕЭС” Фёдор Опадчий, заместитель председателя правления – руководитель дирекции по развитию ЕЭС Александр Ильенко, заместитель руководителя дирекции по развитию ЕЭС Дмитрий Афанасьев.

В ходе заседания члены КЭС ЦА единогласно проголосовали за предоставление АО “СО ЕЭС” статуса наблюдателя при КЭС ЦА с 01.01.2022 г.

С инициативой о рассмотрении возможности участия Системного оператора в работе КЭС ЦА и присвоении компании статуса наблюдателя этого органа выступило Министерство энергетики РФ. В июне 2021 г. письма за подписью министра энергетики России Николая Шульгина с просьбой поддержать это предложение были направлены в адрес руководителей отраслевых регуляторов Казахстана, Киргизии, Таджикистана и Узбекистана.

Участие в работе КЭС ЦА в статусе наблюдателя позволит Системному оператору и системным операторам энергосистем Объединённой энергосистемы Центральной Азии, в состав которой входят энергосистемы Узбекистана, Кыргызстана, Таджикистана и южных областей Казахстана (далее ОЭС Центральной Азии) и ЕЭС Казахстана обмениваться актуальной информацией о существующих и перспективных технико-экономических показателях и балансах электроэнергии и мощности в энергосистемах государств Центральной Азии, долгосрочных схемах и программах их развития, а также межрегиональных проектах, потенциально способных оказывать влияние на параллельную работу ЕЭС России, ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии. Указанную информацию необходимо учитывать при организации управления электроэнергетическим режимом параллельной работы ЕЭС России, ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии и формировании планов её перспективного развития с целью соблюдения установленных параметров надёжности.

В рамках статуса наблюдателя АО «СО ЕЭС» также окажет информационное и методологическое содействие энергосистемам ОЭС Центральной Азии, поделится накопленным в ЕЭС России опытом по актуальным для ОЭС Центральной Азии вопросам, в том числе вызвавшим наибольший интерес вопросам создания систем АРЧМ в ОЭС Центральной Азии и координации функционирования АРЧМ ЕЭС России, ЕЭС Казахстана, и ОЭС Центральной Азии в условиях роста доли генерирующих мощностей на базе ВИЭ в энергосистемах ОЭС Центральной Азии; участия электростанций в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности, включая требования по их подключению к системе АРЧМ, организационные и экономические стимулы для поддержания резервов вторичного регулирования частоты и перетоков мощности и корректного выполнения энергоблоками электростанций автоматических команд систем АРЧМ.

Участники заседания договорились провести в ноябре 2021 г. специальное совещание на уровне специалистов с участием представителей АО «СО ЕЭС» для изучения российского опыта построения систем АРЧМ и привлечения тепловых электростанций к участию в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

Федор Опадчий подчеркнул, что в условиях роста доли ВИЭ важным направлением взаимодействия является совместная оценка перспективных балансов электроэнергии и мощности с учётом вводов генерирующих объектов на базе ВИЭ с негарантированной выработкой в энергосистемах, работающих в синхронном энергообъединении ЕЭС/ОЭС, проведение анализа её влияния на электроэнергетические режимы и установление общих требований к работе объектов на ВИЭ, а также координация планов развития энергосистем, в том числе вводов новых крупных генерирующих объектов и усиления внутренних и межгосударственных электропередач. Также актуальной задачей в целях повышения гибкости энергосистем является внедрение агрегированного управления спросом по договорам оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию и, в перспективе, учёт ресурсов управле-

ния спросом на всех стадиях планирования и во всех секторах оптового рынка – КОМ, ВСВГО, РСВ, БР.

Интерес у представителей энергосистем ОЭС Центральной Азии также вызвал российский опыт установления в нормативных правовых актах и национальных стандартах требований к генерирующим объектам на базе ВИЭ, работающим в составе энергосистем.

Соответствующие мероприятия запланированы для совместной проработки как в рамках рабочих групп Координационной комиссии КЭС ЦА, так и в рамках работы Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем СНГ и Балтии (КОТК).

В рамках повестки прошедшего заседания его участники рассмотрели итоги работы ОЭС ЦА в весенне-летний период 2021 г., режимы работы энергосистемы в предстоящий осенне-зимний период, обсудили ход разработки «Совместной концепции развития ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии», заслушали отчёт о проделанной работе Координационной комиссии КЭС ЦА и утвердили план её работы на первое полугодие 2021 г.

Координационный Электроэнергетический Совет Центральной Азии (КЭС ЦА) создан в 2004 г. по инициативе казахстанской стороны с целью координации параллельной работы энергосистем Центральной Азии, обеспечения рационального использования топливно-энергетических ресурсов в регионе, а также содействия выполнению условий межправительственных соглашений и договоров, заключаемых субъектами энергетики стран-участниц.

В состав совета входят руководители государственных национальных электроэнергетических компаний стран-участниц – АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company, АО «KEGOC», Республика Казахстан), АО «Национальные электрические сети Узбекистана» (АО «НЭС Узбекистана»), ОАО «Национальные электрические сети Кыргызстана» (ОАО «НЭС Кыргызстана»), АОХК «Барки Точик» (Республика Таджикистан), а также – в качестве наблюдателей – Самрук-Энерго (Республика Казахстан) и DA Afghanistan Breshna Sherkat (Афганистан).

АО «Атомэнергомаш»

АО «АЭМ-технологии» подписали контракт, предусматривающий изготовление гидроёмкостей системы аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ) для восьмого энергоблока Тяньваньской АЭС на промышленной площадке ПАО «Ижорские заводы». Гидроёмкости системы аварийного охлаждения активной зоны реактора – важнейший элемент системы безопасности АЭС. Четыре независимые друг от друга ёмкости массой 75 т и объёмом 60 м³ заполнены водным раствором борной кислоты и соединяются трубопроводом с корпусом реактора. При падении давления в первом контуре ниже определённого уровня происходит автоматическая подача жидкости в реактор и охлаждение активной зоны.

В соответствии с контрактными обязательствами комплект из четырех гидроёмкостей должен быть передан АО «АЭМ-технологии» до конца 2023 г.

Комментируя подписание договора, генеральный директор АО «АЭМ-технологии» Игорь Котов отметил, что сегодня оборудование для АЭС в Китае – самая крупная и значимая часть портфеля заказов компании.

Компания АО «АЭМ-технологии» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) подписала контракт, предусматривающий изготовление комплектов трубных узлов главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ) для пятого и шестого энергоблоков АЭС Куданкулам (Индия) на промышленной площадке ПАО «Ижорские заводы». Главный циркуляционный трубопровод объединяет оборудование первого контура энергоблока атомной станции: реактор, парогенераторы, циркуляционные насосы. По нему между агрегатами циркулирует теплоноситель – вода температурой 350°C под давлением в 17,6 МПа. Теплоноситель охлаждает активную зону реактора и доставляет тепло к парогенераторам. В один комплект входят 20 узлов ГЦТ длиной около 8 м каждый: всего около 160 м труб, защищенных антикоррозионной наплавкой.

Генеральный директор АО «АЭМ-технологии» Игорь Котов отметил, что подписание контракта позволяет максимально эффективно использовать имеющиеся в стране производственные мощности для безусловного выполнения контрактных обязательств перед иностранными заказчиками.

«Ижорские заводы – производственная площадка, которая прекрасно известна нашим индийским партнерам и полностью отвечающая их требованиям к производству подобного оборудования. Для нас этот фактор является значимым при распределении нагрузки по изготовлению оборудования для АЭС Куданкулам», – подчеркнул Игорь Котов.

АЭС Куданкулам – атомная электростанция с энергоблоками ВВЭР-1000, расположенная в штате Тамилнад в юге Индии. Первый энергоблок АЭС Куданкулам 13 июля 2013 г. был выведен на минимально контролируемый уровень (МКУ). В октябре 2013 г. был подключен к энергосети Индии, а в июне 2014 г. выведен на 100% мощности. 10 июля 2016 г. второй блок был выведен на МКУ. 29 августа 2016 г. блок был подключен к энергосети Индии, в январе 2017 г. выведен на 100% мощности. Генеральное рамочное соглашение с Росатомом о строительстве третьего и четвертого блоков подписано весной 2014 г. В июне 2017 г. Инжиниринговый дивизион Госкорпорации «Росатом» и Индийская корпорация по атомной энергии подписали соглашение о сооружении третьей очереди (энергоблоки № 5 и 6) АЭС Куданкулам.

Волгодонский филиал «АЭМ-технологии» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) приступил к сборке верхнего полукорпуса водо-водяного реактора ВВЭР-1000 для энергоблока № 5 строящейся в Индии атомной станции Куданкулам. Специалисты завода соединили две обечайки зоны патрубков, предстоит установить фланец. При сборке полукорпуса зазор между деталями составляет всего 1 мм. Масса верхнего полукорпуса

ВВЭР-1000 – 169 т, высота – около 5 м, диаметр – 4,5 м. После установки всех элементов изделие с помощью крана переместят на сварочный стенд, где начнется сварка двух кольцевых швов. Сварка под нагревом осуществляется при температуре 150 – 300°C.



Реактор представляет собой вертикальный цилиндрический корпус с эллиптическим днищем, внутри которого размещается активная зона и внутрикорпусные устройства. Сверху он герметично закрыт крышкой с установленными на ней приводами механизмов и органами регулирования и защиты реакторов и патрубками для вывода кабелей датчиков внутриреакторного контроля. В верхней части корпуса имеются патрубки для подвода и отвода теплоносителя, а также патрубки для аварийного подвода теплоносителя при разгерметизации контура.

Волгодонский филиал «АЭМ-технологии» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) изготовил днище корпуса реактора для энергоблока № 3 строящейся в Турецкой Республике атомной станции Аккую. Операция прошла в два этапа. Сначала на термопрессовом участке Атоммаша была произведена разгибка поковки: кованную стальную заготовку в виде трубы под давлением прессы разогнули в лист металла. Второй этап операции – «вытяжка» днища.



Круглая заготовка массой 64 т и толщиной 300 мм прошла трёхступенчатый нагрев на протяжении 6 ч при максимальной температуре 1020°C. Затем с помощью крана заготовку переместили в штамповую оснастку и применили пресс с усилием 10 000 тс.

Генеральный директор АО «АЭМ-технологии» Игорь Котов отметил: «Реализация проекта первой в Турецкой Республике АЭС Аккую сегодня в активной стадии и находится под пристальным вниманием на самом высоком государственном уровне. Мы понимаем, что это налагает на нас особую ответственность как в отношении точного соблюдения графиков поставки оборудования, так и в отношении безусловного соответствия всех элементов этого оборудования требованиям Агентства по ядерному регулированию Турецкой Республики. Каждый этап производства сегодня мы проводим в тесном и профессиональном взаимодействии с нашими партнёрами, что позволяет находить оптимальные решения и повышать общую экономическую эффективность реализации проекта».

В АО «ЗиО-Подольск» (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации «Росатом» – АО «Атомэнергомаш») прошло совещание по рассмотрению дорожной карты по переходу на новый качественный уровень – Цифровое ПСР-предприятие (Lean Smart Plant). Мероприятие проходило под председательством заместителя генерального директора по развитию производственной системы Госкорпорации «Росатом» Сергея Обозова. В заседании участвовали руководители отрасли, а также представители машиностроительного дивизиона, руководители АО «ПСР» и АО «ЗиО-Подольск».

В ходе визита на производственную площадку специалисты завода продемонстрировали гостям, какая работа проведена с точки зрения развития ПСР. Так, отраслевые руководители ознакомились с работой супермаркета готовой продукции (СГП) для комплектной поставки деталей, потоками изготовления изделий, системой QR-кодирования. Участникам встречи рассказали о новых правилах поставки деталей и изменениях в схемах движения транспортировщиков. Кроме того, гостям представили информацию о разработанной дорожной карте по достижению статуса Lean Smart Plant.

Дорожная карта включает проекты по внедрению автоматизированных систем контроля качества режущего инструмента, систем машинного зрения и 3D-сканирования деталей для непрерывного контроля качества изготавливаемой продукции на участке механической обработки перегородок и трубных досок для оборудования машинных залов на базе тихоходной технологии ARABELLE.

На участке изготовления корпусов емкостного оборудования машинных залов ARABELLE предложено внедрить роботизированные сварочные комплексы и системы интеллектуальной видео-аналитики качества сварных швов для снижения трудоемкости повторяющихся операций.

На участке производства общей техники предложено использовать роботизированные логистические комплексы, VR-очки с конструкторской документацией на постах проведения контроля ОТК, систем распознавания и автоматической «оцифровки» сертификатов качества и технической документации. На станках с установленной системой мониторинга СМПО предполагается использовать интеллектуальное программное обеспечение с целью прогноза аварийного ремонта.

Данные технологии позволят осуществить качественную оптимизацию производственного процесса.

Планируется запуск двух цифровых ПСР-проектов по внедрению и доработке систем класса ERP и PDM. Проект «Создание цифрового ПСР-образца планирования и оперативного управления производством» включает оптимизацию процессов управления производством при переходе с цифровой платформы 1С:УПП на 1С:ERP. В результате примерно на 60 – 80% должны сократиться время формирования сменно-суточных заданий, плана производства, заявок на закупку. В настоящее время участники проекта разрабатывают текущую и целевую карты процесса.

Второй проект, над которым работают специалисты «ЗиО-Подольск», предполагает внедрение новых PDM-систем и направлен на создание ПСР-образца конструкторско-технологической подготовки производства предприятия. Этот ПСР-проект позволит на 40 – 60 % сократить время подготовки конструкторско-технологической документации.



В ходе ознакомительного визита отраслевые руководители также оценили возможности предприятия по развитию профессионального промышленного туризма на базе опыта обучения предприятий, участвующих в Национальном проекте по повышению производительности труда, изучили предполагаемые экскурсионные маршруты по производственной площадке завода, которые максимально полно демонстрируют посетителям все наиболее значимые этапы производства основного оборудования для объектов топливно-энергетического комплекса, различные программы обучения.

По итогам совещания отраслевые руководители дали ценные рекомендации как по цифровым проектам, так и по вопросам реализации промышленного туризма.

ПАО «РусГидро»

Модернизация Чебоксарской ГЭС

На Чебоксарской ГЭС ввели в эксплуатацию модернизированный гидроагрегат ст. № 6 с обновлённым гидрогенератором. Работы проведены в рамках Программы комплексной модернизации гидроэлектростанций РусГидро, в ходе реализации которой реконструированы уже 10 из 18 гидрогенераторов станции. Новый статор гидрогенератора ст. № 6

изготовлен российским концерном “Силовые машины”. Он отличается улучшенными эксплуатационными, в том числе вибрационными, характеристиками. В ходе работ также заменили систему автоматического управления гидроагрегатом и провели капитальный ремонт рабочего колеса гидротурбины. Его реконструкция с переводом в поворотно-лопастной режим выполнена ещё в 2014 г., ранее также было обновлено железо обода ротора генератора. Монтаж нового оборудования выполнили специалисты дочерней компании РусГидро – АО “Гидроремонт-ВКК”.



Сейчас на Чебоксарской ГЭС идёт модернизация ещё двух гидроагрегатов. На машине ст. № 9 смонтирован новый статор, выполнена замена железа обода ротора генератора, в заводских условиях реконструируется гидротурбина. Начаты работы по обновлению гидроагрегата ст. № 7, предусматривающие замену статора и железа обода ротора гидрогенератора.

В настоящее время на Чебоксарской ГЭС у 15 из 18 гидроагрегатов реконструированы турбины, у десяти обновлены статоры генераторов. Годовой график работ согласован с Системным оператором Единой энергосистемы и не ограничивает электроснабжение потребителей.

НПО “ЭЛСИБ”

В конце сентября научно-производственное объединение “ЭЛСИБ” отгрузило статор турбогенератора ТВФ-225 – 2У3 (225 МВт) для блока ст. № 7 Томь-Усинской ГРЭС СГК. Масса статора составляет 193 т, а длина – около 10 м. Ранее на станцию был доставлен ротор массой 50 т и резервная система тиристорного возбуждения.

Новый турбогенератор с водородным охлаждением изготовлен в рамках программы модернизации теплоэлектростанций ДПМ-2 для замены отработавшего свой ресурс турбогенератора ТВВ-20-2-У3.

“Для перевозки использовался 16-осный транспортёр площадочного типа грузоподъемностью 240 т. У статора шестая степень боковой негабаритности – самая высокая. И вторая степень негабаритности по высоте из трёх возможных. Для перевозки таких грузов дополнительно изготавливается контрольная рама – полувагон с деревянными перекрытиями, повторяющими габариты основного груза”, – сказал Анатолий Ефимов, ведущий специалист отдела логистики. На данный мо-

мент статор турбогенератора уже доставлен на Томь-Усинскую ГРЭС.



Томь-Усинская ГРЭС – самая крупная по установленной электрической мощности станция Кемеровской области – 1345,4 МВт, тепловая установленная мощность – 194 Гкал/ч.

ООО “Сименс”

Компания “Сименс” подключила свою московскую штаб-квартиру к источнику возобновляемой энергии: её поставляет солнечная установка, смонтированная на крыше здания. Торжественное открытие установки состоялось 22 октября при участии президента “Сименс” в России Александра Либерова, соучредителя компании “БалтЭнергоМаш” Алексея Трошина и генерального директора компании “БалтЭнергоМаш” Егора Кочеткова.



Установка представляет собой фотоэлектрическую систему с номинальной мощностью 5,4 кВт, подключенную к однофазной электрической распределительной сети переменного тока 230 В. Новая солнечная электростанция способна не только обеспечивать здание дополнительной электроэнергией, но и анализировать количество энергии, произведённой за определённый период времени, делать прогноз производительности электроустановки, оценивать текущее состояние станции и её влияние на окружающую среду. Одновременно одна из ключевых целей этого проекта – демонстрация возможностей инноваций для получения “зелёной” энергии.

Для воплощения проекта в жизнь компанией “Балт-ЭнергоМаш” были поставлены 12 монокристалличе-

ских солнечных панелей номинальной мощностью 450 Вт каждая. Они занимают суммарную площадь 2,3 м². Принцип их работы очень прост: на поверхности фотоэлементов находятся полупроводники, которые двигаются при воздействии солнечных лучей и вырабатывают электроток. При этом не происходит никаких химических реакций, что обеспечивает долгую службу устройства. Кроме того, панели легко использовать, поскольку они обладают небольшой массой и просты в обслуживании. Преобразование постоянного тока в переменный осуществляется с помощью стрингового инвертора Siemens Kaco blueplanet 5.0 TL3 номинальной мощностью 5 кВт с КПД 98%. Такие инверторы не только отличаются высокой производительностью, но и

позволяют получать максимальную выгоду от солнечной энергии за счёт энергосберегающих технологий.

“Сейчас наша задача – на своем опыте продемонстрировать эффективность и простоту внедрения новых “зелёных” технологий. В ближайшее время мы установим в нашем офисе зарядную станцию для электромобилей и подключим её к сети. Таким образом, мы получим замкнутый цикл – от производства до потребления “зелёной” энергии. Преодолев весь этот путь сами, мы с радостью поделимся своим опытом с нашими заказчиками и будем предлагать им использовать “зелёные” технологии”, – говорит Александр Либеров, президент “Сименс” в России.

КОНФЕРЕНЦИИ, ВЫСТАВКИ, СОВЕЩАНИЯ

Онлайн-конференция “Цифровизация энергетики”

20 октября состоялась онлайн-конференция “Цифровизация энергетики”, участниками которой стали более 400 экспертов отрасли. Опыт применения цифровых инструментов проектирования и строительства, в том числе технологии информационного моделирования, делились представители “Мосэнергопроект”, “РОСЭКО-СТРОЙПРОЕКТ”, “ЭНЭКА”, “Проектного бюро АПЕКС”, Gravion Group, “РиджиГрупп”, НТЦ Конструктор, Autodesk. Интерес к теме, поднятой организаторами, не случаен. Цифровизация и BIM как её часть являются основными трендами энергетической области. В России курс на цифровизацию поддержан на законодательном уровне. Так, например, постановление правительства № 331 предписывает с 1 января 2022 г. применять BIM (информационное моделирование) для проектирования и строительства любых объектов, заказчиком которых является государство. Это в полной мере относится и к энергетическим предприятиям.

Согласно опросу, проведённому организаторами онлайн-конференции “Цифровизация энергетики”, 14% компаний – участников мероприятия уже используют в своей работе информационное моделирование, 43% планируют внедрение технологии. У 41% участников конфедерации в компании есть сотрудник, ответственный за внедрение BIM, а 82% респондентов заявили, что нуждаются в дополнительном обучении персонала технологии BIM.

Гостям мероприятия были предложены следующие доклады:

Алла Землянская, технический эксперт по направлению “Инфраструктура”, представила презентацию “Технологические тренды российского рынка энергетики”. Помимо технологии информационного моделирования в ней упоминались такие тренды, как роботизация, использование цифровых двойников, дополненной и виртуальной реальности (AR/VR), искусственного интеллекта и big data;

Евгений Филипов и Владимир Данилов, представители “РОСЭКО-СТРОЙПРОЕКТ”, поделились опытом

моделирования подстанции 220 кВ с применением технологии BIM. В частности, эксперты уделили подробное внимание этапу лазерного сканирования действующей подстанции и разработке информационной модели на базе облака точек;

Юсиф Мирзакулиев, руководитель отдела технологического информационного моделирования “Мосэнергопроект”, рассказал о практике применения BIM в компании, а также о методах взаимодействия с поставщиками оборудования, которые предоставляют конструкторам “Мосэнергопроект” насыщенные информационные 3D-модели для последующей интеграции в общую трёхмерную модель проекта;

Юлия Ташлыкова, BIM-координатор генерального плана и наружных сетей “Проектного бюро АПЕКС”, поделилась нюансами работы с информационной моделью генерального плана. В том числе эксперт коснулась вопроса создания концепции поэтапной разработки модели генплана уровня “B” и применения программного обеспечения Autodesk Civil 3D.

Александр Панькин, руководитель отдела информационных технологий Gravion Group, сделал упор на технические аспекты и описал свой опыт создания параметризированной BIM-модели кабельных линий, которую можно использовать как для получения чертежей и спецификаций для оформления документации, так и для выполнения комплексных сборок;

Надежда Степенко, ведущий инженер НТЦ “Конструктор”, сделала доклад об эффективности BIM-технологии для энергетических компаний. В качестве примеров были приведены проекты, реализованные компанией на Нижне-Бурейской и Зарамагской ГЭС;

Дмитрий Кулаков, директор “РиджиГрупп”, рассказал о возможностях современного BIM в области проектирования и эксплуатации промышленных объектов и подходах, которые применяет компания;

Антон Квачков, BIM-менеджер ОДО “ЭНЭКА”, выступил с завершающим докладом “Организация BIM-проектирования в энергетической компании”. Он был посвящён практическому опыту компании в области построения BIM-процессов.

Презентации, сделанные на онлайн-конференции, выложены на youtube-канале CSD.