

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 феврале 2022 г. составило 95,0 млрд кВт·ч, что на 0,2% меньше объёма потребления за февраль 2021 г. Потребление электроэнергии в феврале 2022 г. в целом по России составило 96,5 млрд кВт·ч, что так же на 0,2% меньше аналогичного показателя 2021 г. В феврале 2022 г. электростанции ЕЭС России выработали 97,0 млрд кВт·ч, что на 0,3% меньше, чем в феврале 2021 г. Выработка электроэнергии в России в целом в феврале 2022 г. составила 98,5 млрд кВт·ч, что так же на 0,3% меньше выработки в феврале прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в феврале 2022 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 58,5 млрд кВт·ч, что на 0,6% меньше, чем в феврале 2021 г. Выработка ГЭС за второй месяц 2022 г. составила 14,2 млрд кВт·ч (на 4,9% меньше уровня 2021 г.), АЭС – 18,0 млрд кВт·ч (на 2,5% больше уровня 2021 г.), электростанций промышленных предприятий – 5,8 млрд кВт·ч (на 2,4% больше уровня 2021 г.).

Максимум потребления мощности ЕЭС России в феврале 2022 г. зафиксирован 4 февраля в 10:00 по московскому времени и составил 153 518 МВт, что ниже максимума потребления мощности в феврале 2021 г. на 1457 МВт (0,9%). По оперативным данным Филиала Системного оператора – Иркутское РДУ (осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Иркутской обл.), 14 февраля в энергосистеме Иркутской обл. зафиксирован самый высокий показатель потребления электрической мощности за всю историю её существования, который составил 9111 МВт, что на 447 МВт

больше значения исторического максимума, достигнутого в 1989 г.

Снижение потребления электроэнергии и мощности в ЕЭС России в феврале 2022 г. по сравнению с показателем прошлого года связано с более высокой температурой воздуха. Среднемесячная температура воздуха в феврале текущего года составила –6,4°С, что на 7,5°С выше её значения в том же месяце 2021 г.

Потребление электроэнергии за два месяца 2022 г. в целом по России составило 205,0 млрд кВт·ч, что на 1,8% больше, чем за такой же период 2021 г. В ЕЭС России потребление электроэнергии с начала года составило 202,0 млрд кВт·ч, что на 1,9% больше, чем в январе – феврале 2021 г.

С начала 2022 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 209,5 млрд кВт·ч, что на 1,7% больше объёма выработки в январе – феврале 2021 г. Выработка электроэнергии в ЕЭС России за два месяца 2022 г. составила 206,4 млрд кВт·ч, что на 1,8% больше показателя аналогичного периода прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение двух месяцев 2022 г. несли ТЭС, выработка которых составила 124,5 млрд кВт·ч, что на 1,7% больше, чем в январе – феврале 2021 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 30,6 млрд кВт·ч (на 1,0% меньше, чем за первые два месяца 2021 г.), АЭС – 38,0 млрд кВт·ч (на 2,9% больше, чем в аналогичном периоде 2021 г.), электростанций промышленных предприятий – 12,1 млрд кВт·ч (на 1,7% больше показателя января – февраля 2021 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 автономно-

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч		Потребление, млрд кВт·ч	
	Февраль 2022 г.	Январь – февраль 2022 г.	Февраль 2022 г.	Январь – февраль 2022 г.
Востока	4,5 (6,9)	9,9 (9,1)	4,2 (3,6)	9,2 (4,6)
Сибири	18,8 (0,4)	40,0 (0,4)	19,3 (3,1)	40,7 (1,9)
Урала	21,8 (-1,1)	46,2 (-0,7)	22,0 (1,1)	46,6 (2,0)
Средней Волги	9,8 (-2,6)	20,8 (2,3)	9,4 (-2,4)	20,0 (1,2)
Центра	22,5 (-2,3)	48,1 (2,1)	22,1 (-3,2)	47,2 (1,2)
Северо-Запада	9,9 (-2,4)	20,7 (-0,6)	8,5 (-3,8)	18,2 (-0,1)
Юга	9,7 (6,5)	20,7 (8,4)	9,4 (1,4)	20,2 (4,4)

Примечание: В скобках приведено изменение показателя в процентах относительно 2021 г.

го округа). Фактические показатели работы энергосистем технологически изолированных территорий представлены субъектами оперативно-диспетчерского управления указанных энергосистем.

Данные за февраль и два месяца 2022 г. представлены в таблице.

Вторая общепромышленная конференция “СІМ в России и мире”

10 – 11 февраля в Сочи состоялись основные мероприятия конференции “СІМ в России и мире”, посвящённой унификации информационного обмена в электроэнергетике. Участие в форуме в omnichannel-режиме приняли представители органов исполнительной власти РФ, крупнейших генерирующих, сетевых и инженеринговых компаний, профессиональных ассоциаций, инфраструктурных организаций, а также зарубежные делегаты – всего около 200 участников. Открывая конференцию, первый заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” Сергей Павлушко отметил, что за прошедшие два года благодаря усилиям Системного оператора, выступающего основным центром компетенций по внедрению стандартов СІМ в отрасли, и деятельному участию коллег из ПАО “Россети” и ПАО “РусГидро”, унификация информационного обмена в энергетике перешла от стадии обсуждения к практическому применению. Сформирована необходимая методическая и нормативная база. По итогам успешных пилотных проектов налажен информационный обмен на базе стандартов СІМ между филиалом Системного оператора Тюменское РДУ и компанией “Россети Тюмень”, а также между Балтийским РДУ и “Янтарьэнерго”. В ближайшее время взаимодействие с использованием СІМ будет организовано между Ленинградским РДУ и “Россети Ленэнерго”.

В рамках деловой программы представители Системного оператора поделились информацией о преимуществах универсального формата информационного обмена на базе стандартов Общей информационной модели (Common Information Model, СІМ) и опыте её применения для решения актуальных задач оперативно-диспетчерского управления и перспективного планирования развития ЕЭС России. В повестку форума вошли вопросы расширения применения СІМ в России, в том числе необходимые условия для успешного тиражирования решений по организации информационного обмена на базе новой технологии в масштабах ЕЭС России и её значение в переходе к Индустрии 4.0.

Директор по автоматизированным системам диспетчерского управления Системного оператора Роман Богомолов выступил с докладом “СІМ как элемент цифровой трансформации”, в котором сформулировал основные цели создания единого языка технологического общения в отрасли, а также представил ключевые организационные и технические аспекты перехода на информационный обмен с использованием СІМ. Он подчеркнул, что унификация и стандартизация информационного обмена в отрасли являются необходимым условием её цифровой трансформации.

Заместитель начальника Службы внедрения и развития оперативно-информационного комплекса нового поколения, начальник отдела информационной модели

Николай Беляев и ведущий специалист этого отдела Полина Окнина рассказали о трудностях перевода информационного обмена на стандарты Общей информационной модели и возможных путях их преодоления, а также об опыте АО “СО ЕЭС” по стандартизации информационного обмена как внутри компании, так и при взаимодействии с субъектами электроэнергетики.

Заместитель начальника службы электрических режимов Алексей Карпов проанализировал основные особенности применения СІМ при формировании информационных и расчётных моделей энергосистем. Заместитель начальника Службы релейной защиты и автоматики Дмитрий Ясько представил планы и задачи разработки профиля информационной модели для расчётов токов короткого замыкания.

Директор по информационным технологиям ОДУ Урала Александр Кузнецов в своём докладе рассказал о результатах совместных с ПАО “Россети” пилотных проектов по организации информационного обмена, а также опыте эксплуатации Единой информационной модели ЕЭС России после интеграции с пилотными зонами “Россетей”. С докладом “Методы автоматизированной проверки фрагментов СІМ-модели на соответствие профилю” выступил главный специалист службы автоматизированных систем диспетчерского управления этого филиала Системного оператора Сергей Шевчук.

Важной темой конференции стало совершенствование нормативно-правовой базы в сфере информационного обмена в электроэнергетике. Практике разработки национальных стандартов серии ГОСТ Р 58651 в рамках профильного технического комитета по стандартизации ТК 016/МТК 541 “Электроэнергетика” Росстандарта, а также особенностям их применения в отрасли был посвящён доклад заместителя руководителя дирекции по развитию ЕЭС Дмитрия Афанасьева.

Участники конференции обсудили вопросы интеграции технологий на базе СІМ в деятельность конкретных предприятий, в том числе роль СІМ в ИТ-ландшафте крупнейших энергокомпаний. В частности, представители ПАО “Россети” проанализировали практику использования СІМ при решении задач цифровизации жизненного цикла устройств РЗА, а также при расчёте показателей надёжности электроснабжения (Saidi/Saifi). Представители компаний – разработчиков программного обеспечения поделились собственными наработками по использованию СІМ для совершенствования систем технологического управления в электроэнергетике.

Помимо дискуссионных сессий и докладов в рамках конференции состоялась специализированная выставка программных решений, основанных на стандартах СІМ.

Общая информационная модель СІМ – стандартизованная информационная модель, предоставляющая возможность эффективной интеграции разнородных автоматизированных систем и обеспечивающая унифицированный способ обмена данными между ними вне зависимости от их назначения и производителя. В российской электроэнергетике СІМ описывается серией национальных стандартов “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Ин-

формационная модель электроэнергетики”, разрабатываемых с учетом стандартов Международной электротехнической комиссии МЭК 61970 и МЭК 61968.

Внедрение единых стандартов взаимодействия и развитие на их базе универсального формата информационного обмена – один из важнейших факторов формирования единой общедоступной доверенной среды в электроэнергетике, необходимое условие успеха совершающейся цифровой трансформации отрасли. Создание глобальной унифицированной системы технологического взаимопонимания на основе стандартов Общей информационной модели позволит получить комплексный синергетический эффект: упорядочить информационные потоки между отдельными предприятиями, обеспечить высокое качество используемых данных, снизить их разнородность и разновременность обновления, сократить влияние человеческого фактора в процессах управления энергосистемой.

Первая организованная Системным оператором конференция “СІМ в России и мире” состоялась в феврале 2021 г. в Москве. Участие в мероприятии приняли представители Министерства энергетики России, крупнейших энергетических компаний, разработчиков и производителей программного обеспечения и ИТ-решений и зарубежные эксперты, всего более 200 специалистов.

На конференции “СІМ в России и мире” директор по автоматизированным системам диспетчерского управления АО “СО ЕЭС” Роман Богомолов рассказал об унификации информационного взаимодействия на основе стандартов общей информационной модели (Common Information Model, СІМ) как важнейшей условия цифровой трансформации электроэнергетики, проанализировал ключевые организационные и технические аспекты перехода на использование СІМ, а также представил основные направления развития этой инновационной технологии. Выступая с докладом “СІМ как элемент цифровой трансформации”, Роман Богомолов отметил, что четвертая промышленная революция открывает расширенные возможности для повышения конкурентоспособности экономики за счёт внедрения киберфизических систем, автоматизации производства на основе цифровых технологий и перевода значительного числа бизнес-процессов в виртуальное пространство. По его мнению, основными сдерживающими факторами для реализации этой концепции становятся неконтролируемый рост числа несовместимых друг с другом информационных систем, повышение их сложности, а также трудности, связанные с их взаимной интеграцией.

Отсутствие логического единства между информационными системами различных субъектов электроэнергетики становится одним из основных барьеров на пути её цифровой трансформации. Однако формирование общего информационного пространства на базе единых стандартов позволит объединить и упорядочить информационные потоки, обеспечить единовременную актуализацию информации в масштабах отрасли, снизить количество ручных операций с технологическими данными и минимизировать влияние человеческого фактора при их передаче, отметил директор по автома-

тизированным системам диспетчерского управления АО “СО ЕЭС”.

Роман Богомолов перечислил ключевые организационные и технические аспекты перехода на информационный обмен с использованием СІМ. Среди них – совершенствование нормативно-правовой базы в сфере информационного обмена в электроэнергетике, разработка подробных методических материалов для обеспечения единого подхода к информационному моделированию энергообъектов, а также повышение квалификации персонала в части представления данных по стандартам общей информационной модели.

В качестве важнейших условий перехода на информационный обмен на основе СІМ – принципиальная готовность субъектов электроэнергетики к цифровому взаимодействию и модернизация используемого программного обеспечения. В числе актуальных задач текущего этапа он назвал необходимость обеспечения интеграции информационных моделей разных субъектов отрасли и создание централизованных порталов, предоставляющих доступ для передачи данных на основе СІМ.

Завершая выступление, Роман Богомолов представил основные результаты и ключевые направления развития технологии. К числу краткосрочных целей он отнёс расширение применения основополагающих национальных стандартов серии ГОСТ Р 58651 “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики”, разработанных Системным оператором в рамках деятельности ТК 016 “Электротехника” Росстандарта. Необходимо сформировать рекомендации по их применению, а также переходить от стадии отдельных пилотных проектов к реализации обмена данными о характеристиках и параметрах работы оборудования с использованием СІМ между всеми субъектами отрасли. Докладчик подчеркнул, что конечной целью унификации информационного обмена является создание Единой цифровой модели ЕЭС России, её внедрение в масштабах отрасли, установление общего порядка ее сопровождения и актуализации.

На второй общепромышленной конференции “СІМ в России и мире” директор по цифровой трансформации АО “СО ЕЭС” Станислав Терентьев рассказал об основных задачах и направлениях цифровой трансформации Системного оператора, её ожидаемых результатах и значении для отрасли. Программа цифровой трансформации АО “СО ЕЭС” на 2021 – 2024 гг. разработана в соответствии с утверждёнными Правительством РФ в апреле 2021 г. директивами, направленными на повышение эффективности компаний с государственным участием за счёт внедрения российских цифровых решений, а также методическими рекомендациями Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций. В июле 2021 г. программа одобрена правлением Системного оператора, в январе 2022 г. согласована Министерством энергетики РФ.

Станислав Терентьев подчеркнул, что Системный оператор находится в авангарде цифровой трансформации среди предприятий отрасли. Он привёл результаты проведённого в 2021 г. ассоциацией “Цифровая энергетика” исследования, согласно которым уровень цифро-

вого развития компании опережает общеотраслевой и по основным направлениям цифровизации оценивается как “продвинутый” или “передовой”. Перечень инициатив Системного оператора в сфере цифровой трансформации, а также скорость их реализации соответствуют целевым показателям, установленным в Энергетической стратегии РФ на период до 2035 г., а также в Указе Президента РФ № 474 от 21 июля 2021 года “О национальных целях развития РФ на период до 2030 года”, отметил он.

Основная цель цифровизации компании – обеспечение готовности к модернизационному рывку и ускоренной киберфизической трансформации отрасли. Эта цель также закреплена в качестве важнейшего приоритета компании в стратегии её развития, утверждённой решением Совета директоров в сентябре 2020 г.

Среди основных проектов Системного оператора в сфере цифровизации – внедрение автоматизированного дистанционного управления оборудованием энергообъектов и систем мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), организация информационного обмена в отрасли на основе стандартов CIM, развитие технологий по управлению спросом потребителей розничного рынка. Кроме того, к числу ключевых инициатив компании относятся создание гиперконвергентной инфраструктуры, объединяющей вычислительные ресурсы, ресурсы хранения и виртуализации в единой системе, виртуализацию рабочих мест, а также мероприятия по обеспечению информационной безопасности.

Особое внимание докладчик уделил выполнению комплекса мероприятий по импортозамещению. В планах – достижение в 2022 – 2024 гг. 70%-ной доли затрат на закупку отечественного программного обеспечения и связанных с ним услуг в общем объёме расходов компании на закупку ПО. Уже в 2020 г. объём вложений Системного оператора в отечественные ИТ-решения по сравнению с 2019 г. увеличился более чем в 2 раза и составил 968 млн руб. Ожидается, что в текущем году он достигнет 1017,9 млн руб., а к 2024 г. превысит 1,3 млрд руб. Общий объём инвестиций Системного оператора в ИТ-решения отечественных разработчиков в 2022 – 2024 гг. приблизится к 3 млрд руб.

В завершение Станислав Терентьев подчеркнул, что реализация инициатив Системного оператора в сфере цифровой трансформации создаёт комплексный экономический эффект как для отдельных субъектов энергетики, так и для всей отрасли в целом. В числе основных результатов этих проектов – повышение качества управления электроэнергетическим режимом, надёжности и безопасности функционирования ЕЭС России, рост эффективности загрузки генерирующих объектов, снижение времени восстановления нормальной схемно-режимной ситуации после аварий, сокращение продолжительности работы энергосистемы в экономически неоптимальном режиме, минимизация влияния человеческого фактора на функционирование ЕЭС России.

Цифровизация отрасли

Филиалы Системного оператора – ОДУ Урала и Свердловское РДУ – совместно с филиалом “Россети ФСК ЕЭС” – МЭС Урала – приступили к выполнению

функций дистанционного управления оборудованием двух подстанций (ПС) 500 кВ Емелино и Исеть. Это первые на территории области энергообъекты такого класса напряжения, на которых реализована инновационная технология дистанционного управления оборудованием.

Подстанции Исеть и Емелино – узловые центры энергоснабжения в Объединённой энергосистеме Урала. ПС 500 кВ Емелино обеспечивает электроэнергией промышленные районы Свердловской обл. – предприятия Первоуральска, Ревды, Полевского и Екатеринбургa. ПС 500 кВ Исеть – центр питания ряда крупных производств Свердловской обл. и металлургической отрасли Южного Урала.

После ввода системы в промышленную эксплуатацию диспетчерский персонал ОДУ Урала и Свердловского РДУ получили возможность дистанционного управления коммутационным оборудованием и заземляющими разъединителями подстанций из диспетчерских центров в соответствии с перечнем распределения функций по дистанционному управлению между филиалами Системного оператора и Свердловским предприятием МЭС Урала.

Внедрение автоматизированного дистанционного управления оборудованием подстанций Емелино и Исеть позволяет повысить надёжность работы ОЭС Урала и качество управления её электроэнергетическим режимом за счёт сокращения времени производства оперативных переключений, снижения риска ошибочных действий персонала, увеличения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети.

В ходе реализации проекта специалисты ОДУ Урала и Свердловского РДУ принимали участие в подготовке и согласовании технических заданий на проектирование, рассмотрении и согласовании проектной документации, включающей в себя технические решения по созданию автоматизированных систем дистанционного управления. Совместно с представителями компании “Россети ФСК ЕЭС” проведена необходимая настройка АСУТП подстанций, оперативно-информационного комплекса (ОИК) в ОДУ Урала и Свердловском РДУ, а также программного обеспечения в центре управления сетями (ЦУС) Свердловского предприятия МЭС Урала. Протестированы системы обмена телеметрической информацией и реализованы дополнительные меры по обеспечению информационной безопасности.

Специалисты ОДУ Урала, Свердловского РДУ и МЭС Урала совместно разработали типовые программы переключений для ЛЭП и оборудования подстанций, на основе которых были подготовлены автоматизированные программы переключений (АПП). Также была актуализирована и введена в действие необходимая техническая документация, проведено дополнительное обучение диспетчерского и оперативного персонала.

Началу эксплуатации новой системы предшествовали её комплексные испытания, в подготовке и проведении которых участвовали специалисты Системного оператора. В ходе испытаний Свердловское РДУ обеспечило необходимые схемно-режимные условия в энергосистеме региона.

Внедрение дистанционного управления – один из приоритетных проектов Системного оператора в сфере цифровизации. Так, в электросетевом комплексе ЕЭС России в соответствии с согласованными с сетевыми компаниями планами-графиками до 2025 г. предполагается организовать автоматизированное дистанционное управление оборудованием свыше 200 подстанций. В числе основных эффектов от реализации проектов – повышение качества управления электроэнергетическим режимом, сокращение времени восстановления нормальной схемно-режимной ситуации в случае технологических нарушений, снижение расходов на эксплуатацию и ремонт оборудования.

Филиал АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Иркутской области” (Иркутское РДУ) приступил к контролю максимально допустимых перетоков активной мощности (МДП) в контролируемом сечении (совокупность линий электропередачи) “Приём на ПС 220 кВ Шелехово” с использованием цифровой системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). По сетевым элементам, входящим в состав контролируемого сечения “Приём на ПС 220 кВ Шелехово”, осуществляется передача активной мощности для энергоснабжения Иркутского алюминиевого завода.

Использование СМЗУ для определения МДП при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы Иркутской обл. позволило увеличить степень использования пропускной способности электрической сети в контролируемом сечении “Приём на ПС 220 кВ Шелехово” до 12% (на 100 МВт) без снижения уровня надёжности электроснабжения потребителей и, как следствие, снизить объёмы ограничений потребления в аварийных ситуациях.

СМЗУ – разработанный АО “НТЦ ЕЭС” совместно с 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 ее надёжности. В ряде случаев эта цифровая система может стать альтернативой строительству новых ЛЭП.

СМЗУ последовательно внедряется в Объединённой энергосистеме Сибири с 2018 г. В настоящее время технология используется уже на 57 контролируемых сечениях (на 26 контролируемых сечениях ОДУ Сибири и 31 контролируемом сечении РДУ операционной зоны ОДУ Сибири). Применение этой цифровой технологии позволяет увеличивать степень использования пропускной способности сетевой инфраструктуры ОЭС Сибири на величину до 800 МВт, что сопоставимо с мощностью энергоблока крупной электростанции.

В операционной зоне Иркутского РДУ технология СМЗУ для расчёта МДП впервые была внедрена в феврале 2021 г. На сегодняшний день допустимые перетоки активной мощности с использованием цифровой технологии СМЗУ в операционной зоне Иркутского

РДУ определяются в восьми контролируемых сечениях. В 2022 г. планируется увеличить число контролируемых сечений в энергосистеме Иркутской обл., МДП в которых рассчитываются СМЗУ. Ожидаемый эффект – повышение использования пропускной способности электрической сети, минимизация объёмов ограниченный потребления в послеаварийных режимах, снижение ограничений выдачи мощности электростанций.

Филиал АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы г. Москвы и Московской обл.” (Московское РДУ) совместно с филиалами “Россети ФСК ЕЭС” (ПАО “ФСК ЕЭС”) МЭС Центра и Московское ПМЭС ввели в работу автоматизированную систему дистанционного управления оборудованием подстанции (ПС) 220 кВ Ока – одного из крупнейших питающих центров юга Московской обл. Реализация проекта по организации автоматизированного дистанционного управления оборудованием повышает надёжность работы Единой национальной электрической сети и качество управления электроэнергетическим режимом Московской энергосистемы за счёт сокращения времени производства оперативных переключений и повышения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети, в том числе при предотвращении развития и ликвидации аварий.

Внедрению дистанционного управления предшествовала большая совместная работа Системного оператора и ПАО “Россети” по комплексной реконструкции ПС 220 кВ Ока, которая была завершена в конце 2021 г. В ходе реконструкции на 40% – до 526 МВ·А – увеличена трансформаторная мощность подстанции, обновлено силовое оборудование, установлены современные комплексы РЗА и автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП). Оснащение ПС 220 кВ Ока современным оборудованием, системами цифровой связи и средствами автоматизации обеспечило возможность реализации проекта дистанционного управления оборудованием энергообъекта.

В ходе реализации проекта дистанционного управления специалисты Московского ПМЭС и филиалов АО “СО ЕЭС” “Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Центра” (ОДУ Центра) и Московское РДУ выполнили комплекс мероприятий по подготовке АСУТП ПС 220 кВ Ока и оперативно-информационного комплекса (ОИК) Московского РДУ к осуществлению дистанционного управления. В рамках проекта разработана, пересмотрена и введена в действие необходимая техническая документация, в том числе автоматизированные программы переключений, проведено дополнительное обучение диспетчерского и оперативного персонала, реализованы меры по обеспечению информационной безопасности объектов энергетики.

Перед вводом автоматизированной системы в работу выполнена проверка готовности диспетчерского центра и электросетевого объекта к осуществлению функций дистанционного управления. Программа проверки была утверждена совместным приказом Московского РДУ и Московского ПМЭС. В ходе проверки оценивались готовность диспетчерского персонала Московского РДУ и оперативного персонала ПС 220 кВ Ока к при-

менению дистанционного управления оборудованием подстанции при ликвидации аварий в Московской энергосистеме, надёжность работы систем диспетчерского и технологического управления, каналов связи и передачи телеметрической информации. В рамках проверки на базе пункта тренажёрной подготовки персонала Московского РДУ состоялась контрольная общесистемная противоаварийная тренировка по ликвидации нарушений нормального режима в энергосистеме Москвы и Московской обл. с использованием функций дистанционного управления.

По итогам проверки и результатам контрольной общесистемной противоаварийной тренировки совместной комиссией принято решение о готовности Московского РДУ и Московского ПМЭС к осуществлению функций дистанционного управления оборудованием ПС 220 кВ Ока.

Филиалы Системного оператора ОДУ Востока и Приморское РДУ совместно с филиалом “Россети ФСК ЕЭС” Приморское ПМЭС ввели в промышленную эксплуатацию автоматизированную систему дистанционного управления оборудованием подстанции (ПС) 500 кВ Лозовая на юге Приморского края. В результате успешной реализации проекта диспетчерский персонал ОДУ Востока получил возможность дистанционного управления коммутационными аппаратами 500 кВ подстанции, а Приморского РДУ – коммутационными аппаратами 220 кВ в соответствии с перечнем распределения функций дистанционного управления между диспетчерскими центрами Системного оператора и центром управления сетями (ЦУС) филиала “Россети ФСК ЕЭС” Приморское ПМЭС. Использование при дистанционном управлении автоматизированной системы производства переключений (АСПП) позволяет в 5 – 10 раз сократить длительность производства оперативных переключений по сравнению с их выполнением по командам диспетчерского персонала. АСПП обеспечивает последовательное выполнение операций по компьютерным алгоритмам, отправляя команды непосредственно в автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУТП) подстанции, и контролируя их исполнение.

Построенная в 2012 г. ПС 500 кВ Лозовая является одной из пяти подстанций этого класса напряжения в Приморском крае и входит в системообразующее кольцо 500 кВ региональной энергосистемы.

“Подстанция Лозовая стала первым в Объединенной энергосистеме Востока энергообъектом класса напряжения 500 кВ, дистанционное управление оборудованием которого осуществляется диспетчерами ОДУ Востока, – отметил генеральный директор ОДУ Востока Виталий Сунгуров. – Всего же на Дальнем Востоке цифровое управление из диспетчерских центров Системного оператора реализовано на 19 подстанциях, 18 из которых относятся к классу напряжения 220 кВ”.

В ходе реализации проекта выполнена комплексная программа проверки прохождения команд дистанционного управления оборудованием энергообъекта. Специалисты ОДУ Востока и Приморского РДУ принимали участие в рассмотрении и согласовании технического задания на проектирование, проектной документации, включающей в себя технические решения по

созданию системы дистанционного управления оборудованием подстанции.

Совместно со специалистами “Россети ФСК ЕЭС” проведена необходимая настройка АСУТП подстанции, оперативно-информационного комплекса в диспетчерских центрах и программно-технического комплекса ЦУС Приморского ПМЭС, настроены и протестированы системы сбора и передачи информации. В рамках проекта пересмотрена и введена в действие необходимая документация, проведено дополнительное обучение диспетчерского персонала АО “СО ЕЭС” и оперативного персонала ЦУС Приморского ПМЭС, проведена совместная противоаварийная тренировка.

АО “Атомэнергомаш”

Петрозаводский филиал компании “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом” – Атомэнергомаш) изготовил и отгрузил комплекты закладных деталей и элементы крепления гидроёмкостей системы пассивного залива активной зоны (СПЗАЗ). Изделия предназначены для монтажа на первом энергоблоке строящейся АЭС Аккую. Детали закладные и элементы крепления представляют собой металлические кольцевые опоры из листовой стали, диаметром около 5 м и массой 9 и 18 т каждая. Закладные детали бетонируются в перекрытия АЭС, к ним в свою очередь присоединяются элементы крепления, на которые устанавливаются гидроёмкости СПЗАЗ. Для крепления восьми гидроёмкостей на станции требуется 8 закладных и 8 элементов крепления. Общая масса отгруженного оборудования составляет 220 т. Из Петрозаводска автомобильным транспортом груз отправился в порт Санкт-Петербурга и далее судном на специальный причал АЭС Аккую.

Гидроёмкость СПЗАЗ – толстостенный сосуд из нержавеющей стали объёмом 120 м³, заполненный водным раствором борной кислоты. При падении давления в первом контуре ниже определённого уровня происходит слив жидкости из ёмкости в реактор для охлаждения активной зоны.

АЭС Аккую – первый в мире проект в атомной отрасли, реализуемый по модели ВОО (“build-own-operate” – “строй-владей-эксплуатируй”). Проект АЭС Аккую включает в себя четыре энергоблока с российскими реакторами типа ВВЭР поколения III+ с повышенной безопасностью и улучшенными технико-экономическими характеристиками. Мощность каждого энергоблока АЭС составит 1200 МВт. Основные этапы изготовления проходят под наблюдением Агентства по ядерному регулированию Турецкой Республики (НДК).

АО “ЦКБМ” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) приступило к изготовлению главных циркуляционных насосных агрегатов для реакторной установки “БРЕСТ”, которая создается на базе “Сибирского химического комбината” (г. Северск). В цехе механической обработки запущены в производство первые узлы опытного ГЦНА для реактора “БРЕСТ”: опыт ЦКБМ в области проектирования насосного оборудования для жидкоталлических сред и результаты исследований, которые

проводились с 2012 г., позволили предприятию начать изготовление прототипа ГЦНА “в металле”. Планируется, что основные этапы опытно-конструкторских работ и создание действующего образца циркуляционного насоса будут завершены к 2024 г.



В реакторе БРЕСТ-ОД-300 мощностью 300 МВт в качестве теплоносителя будет применяться расплав свинца с номинальной температурой 420°C. К циркуляционным насосам, работающим в агрессивной коррозионно-активной высокотемпературной среде, предъявляются повышенные требования. Всего в компоновке реактора предусмотрено использование четырёх вертикальных агрегатов с насосами погружного типа, которые ЦКБМ планирует изготовить в 2025 г.

Реактор БРЕСТ-ОД-300 станет частью проекта “Прорыв” по осуществлению замкнутого топливного цикла, который позволит выполнять регенерацию отработавшего ядерного топлива для его повторного многократного использования. Работы ведутся в рамках комплексной программы “Развитие техники, технологий и научных исследований в области использования атомной энергии в Российской Федерации на период до 2024 года”, принятой указом президента страны.

ПАО “РусГидро”

Строительство второй очереди Якутской ГРЭС-2

РусГидро ведёт подготовительные работы на площадке строительства второй очереди Якутской ГРЭС-2 – новой тепловой электростанции, призванной обеспечить электроэнергией и теплом столицу Республики Саха (Якутия). Завершение строительства станции намечено на 2025 г. На сегодняшний день демонтирован ряд объектов Якутской ГРЭС, которые попадают в зону строительства и уже выведены из технологического процесса. Выполнен основной объём вертикальной планировки стройплощадки. Строительство ведётся в зоне вечной мерзлоты, в связи с чем ведётся установка специальных охлаждающих устройств и возводится свайное основание сооружений (всего будет установлено порядка 7900 свай). Заключение договоров с поставщиками основного оборудования

для новой станции: газотурбинных установок, котлов-утилизаторов, оборудования газового хозяйства.

Вторая очередь Якутской ГРЭС-2 заменит изношенную Якутскую ГРЭС, введённую в эксплуатацию более 50 лет назад. Это позволит обеспечить надёжное энергоснабжение потребителей электроэнергией и теплом. Проектная установленная электрическая мощность новой станции составит 160,4 МВт, тепловая мощность – 201 Гкал/ч, проектная среднегодовая выработка электроэнергии – 1,1 млрд кВт·ч.

На станции будет использовано современное высокоэффективное оборудование: две газотурбинные установки с котлами-утилизаторами. Использование газотурбинных установок значительно повысит маневренные возможности станции, позволяя ей гибко реагировать на изменения энергопотребления в энергосистеме. В качестве топлива вторая очередь Якутской ГРЭС-2 будет использовать природный газ.

Модернизация Владивостокской ТЭЦ-2

РусГидро заключило договоры на поставку основного оборудования для модернизации Владивостокской ТЭЦ-2. Поставщиками стали российские предприятия: новые турбины будут изготовлены Уральским турбинным заводом, генераторы – новосибирским предприятием “ЭЛСИБ”, котлоагрегаты – Подольским машиностроительным заводом. Проект модернизации Владивостокской ТЭЦ-2 предусматривает замену трёх из шести турбоагрегатов станции на новые, повышенной мощности. Вместо шести изношенных котлоагрегатов будут смонтированы три новых, более производительных. Кроме того, будет заменён значительный объём вспомогательного и электротехнического оборудования, реконструированы производственные здания и сооружения. В результате модернизации электрическая мощность станции возрастёт на 77 МВт, до 574 МВт, тепловая мощность – на 64 Гкал/ч, до 1115 Гкал/ч.



Модернизация Владивостокской ТЭЦ-2 повысит надёжность энергоснабжения потребителей, обеспечит покрытие роста потребления электрической и тепловой энергии. Проект будет реализован в рамках государственной программы модернизации тепловой энергетики России на условиях окупаемости инвестиций. К настоящему времени определён генеральный подрядчик мо-

дернизации, им стало АО “Усть-СреднеканГЭСстрой” (входит в Группу РусГидро). Первый новый турбоагрегат планируется ввести в эксплуатацию в 2023 г., последний – в 2027 г.

Модернизация Кубанской ГАЭС

РусГидро приступило к строительству нового здания Кубанской гидроаккумулирующей электростанции в Карачаево-Черкесии. Работы ведутся в рамках Программы комплексной модернизации гидроэлектростанций компании. К настоящему времени уже отсыпана перемычка, отделяющая площадку строительства здания ГАЭС от Кубанского водохранилища. Ведётся бетонирование ограждающих конструкций (подпорных стенок) по периметру котлована, в котором будет построено новое здание. Учитывая сложные геологические условия строительства, для разработки котлована здания ГАЭС предусмотрены специальные ограждающие конструкции (распорки), располагающиеся в три яруса. На четвёртом, нижнем, ярусе предусмотрено закрепление грунтов с применением современной технологии струйной цементации грунтов “jet grouting”. Кроме того, в результате применения технологии струйной цементации будут улучшены свойства грунтов в основании здания станции, на глубине около 20 м. Для отработки технологии в настоящее время ведутся работы на опытном участке.



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 подаёт воду из водохранилища в канал, тем самым обеспечивая работу остальных девяти ГЭС каскада.

Первые гидроагрегаты Кубанской ГАЭС были введены в эксплуатацию более 50 лет назад – в декабре 1968 г. К настоящему времени её оборудование устарело и достигло высокой степени износа. Проведённое комплексное обследование показало необходимость модернизации станции. Планируется полностью заменить все гидросиловое, гидромеханическое и электротехническое оборудование: обратимые гидроагрегаты, загвозы, силовые трансформаторы, сороудерживающие решетки. В 2021 г. вместо существующего открытого рас-

пределительного устройства было установлено современное комплектное распределительное устройство.

Особенность Кубанской ГАЭС – здание станции, которое размещено на дне водохранилища и соединено с берегом мостом. Такая конструкция здания затрудняет его реконструкцию, в связи с чем проектная организация приняла решение о строительстве нового здания ГАЭС на берегу Кубанского водохранилища. В новом 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 возрастёт выработка станцией электроэнергии в турбинном режиме и сократится потребление в насосном режиме. Модернизацию Кубанской ГАЭС планируется завершить в 2025 г.

НПО “ЭЛСИБ”

В рамках модернизации Владивостокской ТЭЦ-2 завод ЭЛСИБ поставит три турбогенератора ТВФ-130-2У3. Новые машины заменят ТВФ-120-2У3, выработавшие свой ресурс. Проект входит в государственную программу модернизации генерирующего оборудования (КОММОД) и реализуется в рамках контракта, заключенного между АО “Уральский турбинный завод” и ПАО “РусГидро”.

Предприятие поставит первый генератор на Владивостокскую ТЭЦ-2 в 2023 г., последний – в 2026 г. Вместе с турбинами Т-120/130-12,8-NG производства АО “УТЗ” турбогенераторы позволят увеличить мощность и повысить надёжность Владивостокской ТЭЦ-2.

Владивостокская ТЭЦ-2 принадлежит ПАО “РусГидро”, является крупнейшим энергообъектом юга Приморского края и основным источником по обеспечению производственным паром, тепловой и электрической энергией промышленности и населения города Владивостока. На станции эксплуатируются 14 котлоагрегатов и 6 турбогенераторов. Установленная мощность электростанции – 497 МВт, тепловая мощность – 1051 Гкал/ч. После модернизации электрическая мощность Владивостокской ТЭЦ-2 возрастет до 574 МВт, тепловая мощность – до 1115 Гкал/ч.



Научно-производственное объединение “ЭЛСИБ” заключило контракт с ПАО “Квадра” на поставку

трёх турбогенераторов ТФ-130-2У3 для Смоленской ТЭЦ-2 (2 шт.) и Тамбовской ТЭЦ (1 шт.).

Проекты реализуются в рамках государственной программы модернизации генерирующего оборудования (ДПМ-2) и предусматривают замену существующих паровых турбин и генераторов.

ЭЛСИБ поставит новые турбогенераторы с воздушным охлаждением в комплекте с системами возбуждения взамен машин собственного производства с водородным охлаждением, которые отработали более 40 лет.

После модернизации электрическая мощность Смоленской ТЭЦ-2 возрастет с 275 до 295 МВт, Тамбовской ТЭЦ – с 235 до 245 МВт. Замена турбоагрегатов также повысит надёжность станции.

На Минской ТЭЦ-3 введён в эксплуатацию новый турбоагрегат, в составе которого турбогенератор с воздушным охлаждением ТФ-125 – 2У3 производства НПО “ЭЛСИБ”. Комплексные 72-часовые испытания успешно выполнены. Турбоагрегат готов к поставке мощности в сеть.

Турбогенератор сопряжён с турбиной Тп-115/130-12,8 производства АО “Уральский турбинный завод”.

Проект реализован в рамках программы реконструкции Минской ТЭЦ-3 с заменой выбывающих мощностей.



Сегодня Минская ТЭЦ-3 обеспечивает около 25% энергетических потребностей столицы страны. Реконструкция, выполненная на этом этапе, позволит увеличить мощность на 15 МВт по отношению к ранее установленной.

Уважаемые читатели!

На сайте журнала www.elst.energy-journals.ru, в разделе «Подписки» вы можете приобрести статьи, уже хранящиеся в базе данных журнала (база будет пополняться).

Кроме этого, здесь же вы можете заказать и приобрести любую статью, опубликованную в журнале «Электрические станции», начиная с 1930 г., но пока не попавшую в базу данных.

Для этого необходимо сообщить в редакцию el.st.podpiska@gmail.com все известные вам данные о статье (номер журнала, год, автора, название статьи, страницы) и дождаться ответа с подтверждением о возможности выполнения вашего заказа. После этого вы сможете оплатить статью через систему PayPal или запросить счёт. Как только редакция получит уведомление об оплате, вам будут направлены либо pdf-файлы статей, опубликованных в 2001 – 2013 гг., либо сканкопии статей, опубликованных в 1930 – 2000 гг.