

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 сентябре 2022 г. составило 84,0 млрд кВт·ч, что на 0,4% больше объёма потребления за сентябрь 2021 г. Потребление электроэнергии в сентябре 2022 г. в целом по России составило 85,2 млрд кВт·ч, что так же на 0,4% больше аналогичного показателя 2021 г. В сентябре 2022 г. электростанции ЕЭС России выработали 84,6 млрд кВт·ч, что на 1,5% меньше, чем в сентябре 2021 г. Выработка электроэнергии в России в целом в сентябре 2022 г. составила 85,9 млрд кВт·ч, что так же на 1,5% меньше выработки в сентябре прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в сентябре 2022 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 45,5 млрд кВт·ч, что на 2,4% больше, чем в сентябре 2021 г. Выработка ГЭС за девятый месяц 2022 г. составила 14,5 млрд кВт·ч (на 17,1% меньше уровня 2021 г.), АЭС – 18,4 млрд кВт·ч (на 1,4% больше уровня 2021 г.), электростанций промышленных предприятий – 5,6 млрд кВт·ч (на 4,0% больше уровня 2021 г.).

Максимум потребления мощности ЕЭС России в сентябре 2022 г. зафиксирован 28 сентября в 14:00 по московскому времени. Его значение составило 130 171 МВт, что выше максимума потребления мощности в сентябре 2021 г. на 1134 МВт (0,9 %).

Среднемесячная температура воздуха в сентябре текущего года составила 10,7°C что на 1,0°C больше аналогичного показателя 2021 г.

На динамику потребления в сентябре повлияли:

в ОЭС Востока – увеличение потребления предприятиями по добыче угля, золота и алмазов, транспортировки нефти, железнодорожного транспорта, судостроения и судоремонта;

в ОЭС Сибири – увеличение потребления Тайшетским алюминиевым заводом, железнодорожным транспортом, предприятиями добычи и транспортировки нефти и газа, центрами обработки данных;

в ОЭС Урала – снижение потребления предприятиями химической промышленности, транспортировки газа и железнодорожного транспорта;

в ОЭС Средней Волги – снижение потребления предприятиями по транспортировке газа и металлургии;

в ОЭС Центра – снижение потребления на собственные нужды электростанций, предприятиями по добыче железной руды, металлургии и химической промышленности;

в ОЭС Северо-Запада – снижение обусловлено, в основном, сокращением величины потерь в сети из-за прекращения поставок электрической энергии в энергосистему Финляндии, а также снижением потребления электроэнергии на собственные нужды электростанциями в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области;

в ОЭС Юга – увеличение потребления населения, коммунально-бытового сектора и прочих потребителей, в том числе, за счёт температурного фактора. Среднемесячная температура воздуха по ОЭС в сентябре 2022 г. была выше на 2,1°C по сравнению с сентябрем прошлого года.

Потребление электроэнергии за девять месяцев 2022 г. в целом по России составило 819,2 млрд кВт·ч, что на 1,8% больше, чем за такой же период 2021 г. В ЕЭС России потребление электроэнергии с начала года составило 806,8 млрд кВт·ч, что так же на 1,8% больше, чем в январе – сентябре 2021 г.

С начала 2022 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 831,1 млрд кВт·ч, что на 1,1% больше объёма выработки в январе – сентябре 2021 г. Выработка электроэнергии в ЕЭС России за девять месяцев 2022 г. составила 818,7 млрд кВт·ч, что так же на 1,1% больше показателя аналогичного периода прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение девяти месяцев 2022 г. несли ТЭС, выработка которых составила 448,9 млрд кВт·ч, что на 2,9% больше, чем в январе – сентябре 2021 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 148,7 млрд кВт·ч (на 6,7% меньше, чем за девять месяцев 2021 г.), АЭС – 164,1 млрд кВт·ч (на 1,9% больше, чем в аналогичном периоде 2021 г.), электростанций промышленных предприятий – 50,9 млрд кВт·ч (на 3,3% больше показателя января – сентября 2021 г.).

Суммарные объёмы потребления и выработки электроэнергии в целом по России складываются из показателей

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч		Потребление, млрд кВт·ч	
	Сентябрь 2022 г.	Январь – сентябрь 2022 г.	Сентябрь 2022 г.	Январь – сентябрь 2022 г.
Востока	3,4 (4,7)	35,4 (6,7)	3,0 (6,0)	31,8 (4,1)
Сибири	16,6 (0,1)	159,1 (0,8)	17,2 (3,1)	163,6 (3,3)
Урала	20,2 (-3,9)	191,3 (0,9)	20,2 (-0,7)	190,4 (1,8)
Средней Волги	8,2 (7,0)	83,8 (1,8)	8,4 (-2,2)	81,1 (-0,4)
Центра	18,8 (-7,8)	180,1 (-1,2)	19,8 (-0,7)	187,3 (1,0)
Северо-Запада	9,0 (-1,4)	83,0 (-0,4)	7,4 (-2,1)	70,8 (0,4)
Юга	8,4 (6,5)	85,9 (5,9)	8,0 (3,9)	81,9 (3,1)

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

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 сентябрь и девять месяцев 2022 г. приведены в таблице.

VII Восточный экономический форум

6 сентября председатель правления АО «СО ЕЭС» Фёдор Опадчий принял участие в сессии «Электроэнергетика Дальнего Востока: расширение зоны конкурентного ценообразования и интеграция с ЕЭС России», состоявшейся в рамках VII Восточного экономического форума. В своём выступлении Фёдор Опадчий рассказал о текущем состоянии Объединенной энергосистемы Востока, проектах по развитию системообразующей сети, перспективах перехода энергообъединения на параллельную работу с ЕЭС России и распространения действия рыночных механизмов на территорию Дальнего Востока.

Глава Системного оператора подчеркнул, что ОЭС Востока является динамично развивающейся территорией, где до 2028 г. ожидается рост потребления на 25,3%. При этом ОЭС Востока работает в изолированном от ЕЭС России режиме, что снижает возможности по оптимизации режимов оборудования и энергосистемы в целом. Также существуют ограничения на передачу электроэнергии внутри энергообъединения – в южную часть энергосистемы Приморского края, западную часть энергосистемы Амурской области, центральную часть Якутской энергосистемы. Кроме того, доля старого оборудования тепловых электростанций, введенного в эксплуатацию более 30 лет назад, в ОЭС Востока выше, чем в среднем по стране, на 10%.

Без развития энергосистемы невозможно дальнейшее динамичное промышленное развитие региона. В настоящее время уже приняты решения по строительству крупных энергообъектов, в том числе обеспечивающих полноценную синхронизацию ОЭС Востока с ЕЭС России. Реализация планов по развитию энергосистемы позволит оптимизировать состав включенного генерирующего оборудования, его загрузку, обеспечить возможность дополнительной передачи электрической энергии и мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока и в её дефицитные энергорайоны, а также снизит совокупный требуемый в энергосистеме объём резервов генерирующих объектов.

Присоединение ОЭС Востока к ЕЭС России создаст технические условия для перераспределения выработки электростанций и возможность выбора мест для размещения новых объектов генерирования. В результате сформируются условия для конкуренции между поставщиками, что открывает перспективы включения ОЭС Востока в ценовую зону оптового рынка.

“В конце сентября мы планируем запустить некий аналог балансирующего рынка на Дальнем Востоке, без конкурентного ценообразования, но со всеми технологиями, которые работают в 1-й и 2-й ценовых зонах. С точки зрения технологической готовности инфраструктуры у нас практически построена вся необходимая цепочка, остаётся решить вопросы нормативного обеспечения и ценообразования”, – отметил руководитель Системного оператора.

Все механизмы новой для Дальнего Востока системы экономических взаимоотношений в электроэнергетике хорошо отработаны за годы существования оптового рынка в ценовых зонах. Они показали свою эффективность, распространение их действия на территорию Дальнего Востока создает ре-

альную возможность обеспечить надёжность энергоснабжения в условиях существенного роста потребления.

Справедливые цены на электроэнергию и конкуренция между поставщиками, возникающие в результате включения ОЭС Востока в ценовую зону, – проверенный способ обеспечить наиболее эффективное использование существующего парка оборудования, привлечь в энергетику инвестиционный ресурс, необходимый для поддержания темпов промышленного развития восточного региона.

“Кроме непосредственно механизмов привлечения инвестиций, например, в модернизацию, для нас важным представляется, что мы получим объективный ценовой индикатор реальной стоимости топлива, которое используется на станциях на Дальнем Востоке”, – подчеркнул Фёдор Опадчий.

Завершая выступление, руководитель Системного оператора отметил, что запуск рынка создаст долгосрочные положительные эффекты, и никаких технологических рисков и рисков снижения надёжности электроснабжения потребителей распространения действия рыночных механизмов на энергосистему Дальнего Востока не несёт.

Конференция “Новая Россия – новая энергетика”

22 сентября председатель правления АО «СО ЕЭС» Фёдор Опадчий выступил с докладом на пленарной сессии ежегодной профессиональной конференции “Новая Россия – новая энергетика”, организованной ассоциацией “Совет производителей энергии и стратегических инвесторов электроэнергетики”. Глава Системного оператора рассказал о новой системе планирования перспективного развития в электроэнергетике, вводимой с начала 2023 г. в соответствии с принятыми в июне 2022 г. поправками в Федеральный закон “Об электроэнергетике”, и новых документах перспективного планирования, разработку которых с 1 января 2023 г. будет осуществлять Системный оператор.

Фёдор Опадчий ознакомил участников конференции с текущими параметрами развития электроэнергетической системы в соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на 2022 – 2028 гг., а также актуализацией и уточнением этих параметров в процессе подготовки Схемы и программы электроэнергетических систем России на 2023 – 2028 гг., которая будет разработана Системным оператором и включит в себя в том числе планы по развитию региональных энергосистем в составе ЕЭС в отношении объектов 110 кВ и выше. В соответствии с утверждённой СиПР, в перспективе до 2028 г. в ЕЭС России ожидается рост годового электропотребления с 1112 млрд кВт·ч в 2022 г. до 1177 млрд кВт·ч, увеличение максимума потребления мощности с 164 до 175 ГВт и увеличение установленной мощности генерирующих объектов с 247 до 253 ГВт.

За эти годы планируется ввести почти 15 ГВт генерирующих мощностей. Из них 8 ГВт – тепловые электростанции, 4,2 ГВт – ветровые и солнечные, 2,4 ГВт – атомные и 0,3 ГВт – ГЭС. Прирост мощности на электростанциях в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования прогнозируется в объёме около 1,6 ГВт. За этот период ожидается вывод из эксплуатации 9,9 ГВт генерирующих мощностей. Кроме того, важными факторами развития энергосистемы являются запущенная в 2019 г. программа модернизации тепловой энергетики, предполагающая обновление оборудования генерирующих объектов совокупной установленной мощностью 47 ГВт в ценовых зонах и 3,4 ГВт – в неценовых. В настоящее время по итогам конкурсов уже сформированы планы в отношении 26,8 ГВт, что составляет 57% планового объёма программ.

Председатель правления АО «СО ЕЭС» представил информацию об энергорайонах ЕЭС, в которых требуется реализация мероприятий по вводу новых генерирующих мощностей и сетевых объектов исходя из прогнозируемого развития режимно-балансовой ситуации. В их числе район Бодайбин-

ского энергетического кольца, Юго-Западный энергорайон энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея, южная часть Иркутской области, Республика Бурятия, юго-западные районы Забайкальского края (район Читы).

Фёдор Опадчий также рассказал о новых трендах в структуре потребления, в частности о приросте потребления, в том числе на розничном рынке электроэнергии, связанном с развитием дата-центров и майнинга криптовалют. Учитывая высокую мобильность и короткие сроки возникновения и исчезновения нагрузки такого рода, глава Системного оператора предложил разработать механизмы, стимулирующие размещение соответствующего оборудования там, где имеются свободные сетевые и генерирующие мощности. «Покрытие нового спроса традиционным способом – учитывать рост в перспективных планах, выявлять дефицитный район, строить сети или новые генерирующие мощности – не является оптимальным. В энергосистеме есть регионы с резервами генерирующих и сетевых мощностей, позволяющими подключать новых потребителей без дополнительного системного строительства, при том что, в отличие от других типов потребления, центры обработки данных и майнинг значительно более мобильны и свободны в выборе мест своего размещения», – заявил Фёдор Опадчий.

В работе конференции, которая проводится в 13-й раз под эгидой ассоциации «Совет производителей энергии и стратегических инвесторов электроэнергетики», объединяющей 18 генерирующих компаний, приняли участие руководители крупнейших российских и иностранных энергокомпаний, компаний машиностроительной отрасли, депутаты Государственной Думы, члены Совета Федерации, представители федеральных министерств и ведомств, а также ведущие эксперты в сфере электроэнергетики.

Участники мероприятия обсудили новые условия функционирования национальной энергосистемы, вопросы скорейшего достижения технологического суверенитета в сфере энергомашиностроения, реализацию программ импортозамещения, перезагрузку низкоуглеродной повестки, вопросы дальнейшего совершенствования оптового рынка электроэнергии и мощности.

Заседание Федерального штаба по вопросам подготовки к отопительному сезону 2022/2023 года

Председатель правления АО «СО ЕЭС» Фёдор Опадчий выступил с докладом на заседании Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федерального штаба), посвящённом подготовке к прохождению отопительного сезона 2022/2023 г. в Центральном федеральном округе (ЦФО). Заседание Федерального штаба состоялось в Тамбове под руководством министра энергетики РФ Николая Шульгина. В мероприятии участвовали руководители региональных штабов ЦФО и электроэнергетических компаний, а также представители федеральных и региональных органов власти.

Основная часть доклада была посвящена подготовке энергосистем ЦФО к отопительному сезону 2022/2023 г. Фёдор Опадчий представил анализ динамики потребления электроэнергии и мощности в Объединенной энергосистеме Центра (ОЭС Центра). За 7 месяцев (ОЭЗ г. энергопотребление в ОЭС Центра увеличилось на 1,0% относительно того же периода прошлого года. По прогнозам Системного оператора, в предстоящий ОЗП сохранится положительная динамика потребления электроэнергии на уровне 1,2%. Потребление мощности ожидается на уровне 40 ГВт, что соответствует показателю прошлого года.

Отдельно глава Системного оператора остановился на вопросе эксплуатации парогазовых и газотурбинных установок иностранного производства. Он подчеркнул, что в ЦФО в предстоящем ОЗП отсутствуют риски нарушения надёжного энергоснабжения потребителей, обусловленные выводом из

работы данных энергообъектов. Фёдор Опадчий отметил целесообразность ускорить решение вопроса по экономии ресурса отдельных газовых турбин до момента урегулирования вопросов их техобслуживания – во избежание в дальнейшем потенциальных проблем, связанных с риском несвоевременной поставки запасных частей и расходных материалов.

В ходе выступления председатель правления Системного оператора коснулся проблемы повышения уровней напряжения выше наибольших рабочих значений в сети 220 – 500 кВ в операционной зоне ОДУ Центра в часы минимальных нагрузок. Он отметил, что проведенные ПАО «Мозэнерго» при участии АО «Техническая инспекция ЕЭС» испытания генераторов позволили расширить суммарный диапазон регулирования реактивной мощности на энергообъектах собственника на 440 Мвар. В результате за июнь – июль 2022 г. на электростанциях ПАО «Мосэнерго» отмечено существенное сокращение случаев превышения напряжения выше максимального рабочего, а также зафиксировано снижение их суммарной продолжительности в 3,5 раза – с 21,8 ч в июне – июле 2021 г. до 6,3 ч за аналогичный период 2022 г. Он отметил, что для сокращения случаев работы с повышенными уровнями напряжения необходимо продолжить проектно-исследовательские работы по установке средств компенсации реактивной мощности на подстанциях 22 – 500 кВ ПАО «Россети», обеспечить возможность корректировки диапазона регулирования реактивной мощности на генерирующем оборудовании Конаковской ГРЭС ПАО «Энел Россия», а также завершить испытания для установления технически обоснованного диапазона регулирования реактивной мощности генераторов электростанций ПАО «Мосэнерго».

В продолжение доклада Фёдор Опадчий перечислил основные вводы генерирующего и электросетевого оборудования в энергосистемах ЦФО в 2022 г. В числе наиболее значимых проектов по развитию генерирующих мощностей он назвал ввод в работу энергоблока ст. № 9 ТЭЦ-22 установленной мощностью 295 МВт в Московской области и завершение модернизации энергоблока ст. № 4 Костромской ГРЭС установленной мощностью 330 МВт. В электросетевом комплексе до конца текущего года планируется завершить комплексную реконструкцию ПС 500 кВ Пахра и Ногинск (Московская область).

Одной из ключевых тем доклада руководителя Системного оператора стал обзор изменений в ФЗ «Об электроэнергетике», принятых в июне 2022 г. Согласно новой редакции документа, с 1 января 2023 г. Системный оператор будет обеспечивать централизованное проектирование развития энергосистем. В функции компании войдут разработка генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики и схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), включая решения по развитию ЕЭС России и электроэнергетики регионов.

Докладчик подчеркнул важную роль органов исполнительной власти субъектов РФ в процедуре разработки СиПР ЭЭС России. В числе их основных задач Фёдор Опадчий отметил проведение оценки реализуемости наиболее крупных перспективных проектов по технологическому присоединению новых потребителей (более 50 МВт), участие в представлении Системному оператору необходимых исходных данных и предложений по развитию электросетевого комплекса 110 кВ от собственников, рассмотрение вынесенного на общественное обсуждение проекта СиПР ЭЭС России и внесение предложений по его доработке.

Завершая доклад, руководитель Системного оператора сообщил, что по состоянию на 9 августа диспетчерскими центрами Системного оператора на территории ЦФО мероприятия по подготовке к ОЗП 2022/2023 г. выполняются в строгом соответствии с утверждённым планом, организационные и технологические риски нарушения хода подготовки к отопительному сезону отсутствуют.

Первый заместитель председателя правления Системного оператора Сергей Павлушко принял участие в заседании Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федерального штаба), посвящённом вопросам подготовки к работе в отопительный сезон 2022/2023 г. субъектов электроэнергетики и объектов ЖКХ в Уральском Федеральном округе (УФО). Заседание состоялось в Салехарде под руководством заместителя министра энергетики Евгения Грабчака. Сергей Павлушко по видео-конференц-связи сделал доклад о текущей режимно-балансовой ситуации в региональных энергосистемах в пределах территории УФО – Челябинской, Курганской, Свердловской и Тюменской. Он отметил увеличение потребления электроэнергии с начала 2022 г., обусловленное ростом потребления предприятиями добывающей промышленности, в основном – нефтедобычи. Так, при сопоставимых температурных условиях потребление по энергосистемам УФО с начала января по 25 августа увеличилось на 2,7% по сравнению с аналогичным периодом 2021 г.

Прогноз потребления электроэнергии по энергосистемам УФО на предстоящий осенне-зимний период 2022/2023 г. – 96,2 млрд кВт*ч, что на 1,6 млрд кВт*ч, или на 1,7% больше электропотребления в прошлом ОЗП.

Первый зампред правления доложил заместителю министра и членам штаба о готовности диспетчерских центров Системного оператора в регионах УФО к работе в отопительный сезон 2022/2023 г. Оценка готовности проводилась в соответствии с утверждённой Минэнерго РФ Методикой проведения оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон. Он подчеркнул, что подготовка ведется в соответствии с утвержденными планами, и рисков невыполнения показателей готовности нет.

Сергей Павлушко рассказал участникам Федерального штаба о новой системе перспективного планирования в электроэнергетике, вводимой в отрасли с начала 2023 г. в соответствии с принятыми 11 июня этого года изменениями в Федеральный закон “Об электроэнергетике” и отдельные законодательные акты Российской Федерации”.

Предусматривается переход от трёхуровневой к двухуровневой системе планирования за счёт включения схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов РФ в единую Схему и программу развития электроэнергетических систем (СиПР ЭЭС), разрабатываемую Системным оператором. В новой СиПР, которая приравнивается к отраслевым документам стратегического планирования РФ для целей подготовки документов территориального планирования, будут отражены все планируемые и строящиеся объекты класса напряжения 110 кВ и выше, а в технологически изолированных энергосистемах 35 кВ и выше, оказывающие влияние на работу энергосистем. Кроме СиПР ЭЭС Системный оператор будет разрабатывать Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики на долгосрочную перспективу.

Вместе с усилением централизации планирования новая система предполагает унификацию процедур за счёт расширения методологической базы разработки программных документов и её унификации с опорой на перспективную расчетную модель ЕЭС России. Также предусмотрено усиление прозрачности процедур планирования за счет общественного обсуждения документов.

Сергей Павлушко рассказал о ведущейся в настоящее время интенсивной работе по обновлению нормативной базы для имплементации новой системы планирования в отрасли. План-график подготовки нормативных правовых актов утверждён заместителем Председателя Правительства РФ Александром Новаком. Так, в развитие Федерального закона от 11.06.2022 № 174-ФЗ планируется принять 24 нормативно-правовых акта, 10 из них напрямую затрагивают деятельность органов исполнительно власти субъектов РФ. Он под-

робно осветил участие региональных органов исполнительной власти в процедуре разработки СиПР ЭЭС. Предусматривается их важнейшая роль на стадии прогнозирования перспективных потребностей регионов в электроэнергии и мощности, а также на этапе рассмотрения проекта разработанного документа – в оценке реализуемости перспективных проектов по технологическому присоединению новых потребителей и координации СиПР со схемами теплоснабжения населенных пунктов.

Расширение зоны диспетчерской ответственности Системного оператора на территории ТИТЭС

Председатель правления АО “СО ЕЭС” Фёдор Опадчий и генеральные директора подконтрольных обществ ПАО “РусГидро” – ПАО “Камчатскэнерго”, ПАО “Магаданэнерго”, ПАО “Сахалинэнерго” и АО “Чукотэнерго” – подписали совместные приказы и утвердили планы мероприятий по подготовке и принятию Системным оператором функций оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах. Документы приняты в развитие заключённого между АО “СО ЕЭС” и ПАО “РусГидро” в июне соглашения о сотрудничестве по расширению зоны диспетчерской ответственности Системного оператора на территории находящихся в Дальневосточном федеральном округе (ДФО) технологически изолированных энергосистем Камчатского края, Чукотского автономного округа, Магаданской и Сахалинской областей.

Передача функций предусмотрена принятыми в Федеральный закон “Об электроэнергетике” изменениями, согласно которым с 1 января 2024 г. Системный оператор будет обеспечивать единоличное оперативно-диспетчерское управление в пределах технологически изолированных территориальных энергосистем.

Планы разработаны на переходный период до 1 января 2024 г. и предусматривают совместную реализацию ряда организационных и технических мероприятий, включая все необходимые подготовительные мероприятия по передаче от подконтрольных “РусГидро” компаний Хабаровскому РДУ функций оперативно-диспетчерского управления в энергосистемах Камчатского края, Магаданской и Сахалинской областей, Чукотского автономного округа, а также по размещению персонала удалённых подразделений Хабаровского РДУ в Магадане, Южно-Сахалинске и Петропавловске-Камчатском. Предусмотрено расширение численности персонала Хабаровского РДУ и организация обмена технологической информацией между Хабаровским РДУ, подконтрольными “РусГидро” обществами, объектами электроэнергетики и синхронизация используемых для этого информационно-управляющих систем (ИУС).

К числу важнейших мероприятий подготовительного периода относятся установление перечней объектов диспетчеризации Хабаровского РДУ на территориях технологически изолированных энергосистем, определение структуры оперативно-диспетчерского управления и осуществляемого “Камчатскэнерго”, “Магаданэнерго”, “Сахалинэнерго” и “Чукотэнерго” оперативно-технологического управления, актуализация документации, необходимой для принятия Хабаровским РДУ новых функций, а также внесение изменений в технологические информационно-управляющие системы и эксплуатируемую Системным оператором Единую информационную модель электроэнергетических систем.

Мероприятия по обеспечению обмена технологической информацией между Хабаровским РДУ и подконтрольными “РусГидро” компаниями, объектами электроэнергетики включают определение перечня и обеспечение ввода в эксплуатацию ИУС в удалённых подразделениях Хабаровского РДУ для решения задач централизованного оперативно-диспетчерского управления, а также совместимых с используемыми

Системным оператором ИУС в “Камчатскэнерго”, “Магаданэнерго”, “Сахалинэнерго” и “Чукотэнерго”.

Запланированы мероприятия по организации каналов связи для ведения оперативных переговоров и передачи телеинформации с объектов электроэнергетики технологически изолированных территориальных энергосистем Камчатского края, Магаданской области, Чукотского автономного округа, Сахалинской области в диспетчерские центры Системного оператора.

Предусмотрена разработка совместных планов-графиков передачи Хабаровскому РДУ функций расчёта и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, а также реализации Хабаровским РДУ функций технического контроллинга в энергосистемах Камчатского края, Магаданской и Сахалинской областей, Чукотского автономного округа.

Также предусмотрено заключение двусторонних соглашений, устанавливающих порядок технологического и информационного взаимодействия ОДУ Востока, Хабаровского РДУ и подконтрольных “РусГидро” компаний в переходный период, состав документов информационного обмена, порядок и сроки их представления, формы и порядок участия Хабаровского РДУ в деловых процессах “Камчатскэнерго”, “Магаданэнерго”, “Сахалинэнерго” и “Чукотэнерго” по оперативно-диспетчерскому управлению в технологически изолированных энергосистемах.

Кроме того, в соответствии с планом, до конца 2023 г. стороны должны утвердить ряд совместных документов, регламентирующих взаимодействие Хабаровского РДУ и подконтрольных “РусГидро” компаний при осуществлении Системным оператором функций оперативно-диспетчерского управления в энергосистемах Камчатского края, Магаданской и Сахалинской областей, Чукотского автономного округа, технологическом присоединении к электрическим сетям и строительстве, реконструкции, техническом перевооружении объектов электроэнергетики.

К началу 2024 г. должно быть обеспечено уведомление органов исполнительной власти, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии энергосистем Камчатского края, Магаданской и Сахалинской областей и Чукотского автономного округа, а также других заинтересованных организаций о принятии Системным оператором функций оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных энергосистемах ДФО.

Председатель правления АО “СО ЕЭС” Фёдор Опадчий и генеральный директор дочернего предприятия ГМК “Норильский никель” – АО “Норильско-Таймырская энергетическая компания” (АО “НТЭК”) Сергей Липин подписали совместный приказ и план мероприятий по подготовке и принятию Системным оператором функций оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа. Документ принят в развитие заключенного между АО “СО ЕЭС” и ГМК “Норильский никель” в июне соглашения о сотрудничестве по расширению зоны диспетчерской ответственности Системного оператора на территорию Норильско-Таймырской энергосистемы в Красноярском крае.

Передача функций предусмотрена принятыми в Федеральный закон “Об электроэнергетике” изменениями, согласно которым с 1 января 2024 г. Системный оператор будет обеспечивать единое оперативно-диспетчерское управление в пределах технологически изолированных территориальных энергосистем, в том числе Норильско-Таймырской энергосистемы.

План разработан на переходный период до 1 января 2024 г. и предусматривает совместную реализацию ряда организационных и технических мероприятий. Он включает в себя все необходимые подготовительные мероприятия, непо-

средственно мероприятия по передаче от АО “НТЭК” в Красноярское РДУ функций оперативно-диспетчерского управления в Норильско-Таймырской энергосистеме, а также мероприятия по организации обмена технологической информацией между АО “НТЭК”, объектами электроэнергетики Норильско-Таймырской энергосистемы и Красноярским РДУ и унификации используемых для этого информационно-управляющих систем.

К числу важнейших мероприятий подготовительного периода относятся установление перечня объектов диспетчеризации Красноярского РДУ на территории Норильско-Таймырской энергосистемы, определение структуры оперативно-диспетчерского управления и осуществляемого АО “НТЭК” оперативно-технологического управления, актуализация документации, необходимой для принятия Красноярским РДУ новых функций, а также внесение изменений в технологические информационно-управляющие системы и эксплуатируемую Системным оператором Единую информационную модель электроэнергетических систем (ЕИМ).

Мероприятия по обеспечению обмена технологической информацией между АО “НТЭК”, объектами электроэнергетики Норильско-Таймырской энергосистемы и Красноярским РДУ включают организацию каналов связи и обмена технологической информацией для передачи телеинформации и ведения оперативных переговоров между Красноярским РДУ и АО “НТЭК”, объектами электроэнергетики Норильско-Таймырской энергосистемы, ввод в эксплуатацию в АО “НТЭК” информационно-управляющей системы для решения задач централизованного оперативно-диспетчерского управления, а также системы обмена технологической информацией.

Предусмотрена разработка совместных планов-графиков передачи от АО “НТЭК” Красноярскому РДУ функций расчёта и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, а также реализации Красноярским РДУ функций технического контроллинга в Норильско-Таймырской энергосистеме.

Определить порядок технологического и информационного взаимодействия ОДУ Сибири, Красноярского РДУ и АО “НТЭК” в переходный период, установить состав документов информационного обмена, порядок и сроки их представления, а также формы и порядок участия Красноярского РДУ в деловых процессах АО “НТЭК” по оперативно-диспетчерскому управлению в Норильско-Таймырской энергосистеме в переходный период должно двустороннее соглашение, заключение которого предусмотрено планом.

Кроме того, в соответствии с планом до конца 2023 г. стороны должны утвердить ряд совместных документов, регламентирующих взаимодействие Красноярского РДУ и АО “НТЭК” при осуществлении Системным оператором функций оперативно-диспетчерского управления в Норильско-Таймырской энергосистеме, технологическом присоединении к электрическим сетям и строительстве, реконструкции, техническом перевооружении объектов электроэнергетики, а также при техническом и оперативном обслуживании средств диспетчерского и технологического управления.

Также к началу 2024 г. должно быть обеспечено уведомление органов исполнительной власти, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии Норильско-Таймырской энергосистемы, а также других заинтересованных организаций о принятии Системным оператором от АО “НТЭК” функций оперативно-диспетчерского управления в Норильско-Таймырской энергосистеме

Мероприятия по обеспечению надёжной работы ЕЭС России

Изменение схемы сети 330 – 220 кВ Санкт-Петербурга с замыканием кабельно-воздушной линии электропередачи (КВЛ) 220 кВ Восточная – Чесменская на подстанцию (ПС) 330 кВ Южная позволяет повысить экономичность

работы тепловых электростанций северной столицы и снять ограничения на загрузку эффективных генерирующих мощностей. Замыкание этой линии позволяет увеличить допустимый переток мощности между левобережной и правобережной частями Санкт-Петербурга на величину до 300 МВт в нормальной схеме. Это поможет снизить величину требуемого резерва на тепловых электростанциях северной части Санкт-Петербурга и за счёт этого повысить экономичность их работы, оптимизировать загрузку генерирующего оборудования.

Комплекс мероприятий по изменению схемы выполнили специалисты филиалов Системного оператора ОДУ Северо-Запада и Ленинградское РДУ (осуществляют оперативно-диспетчерское управление соответственно ОЭС Северо-Запада и энергосистемой Санкт-Петербурга и Ленинградской области) совместно с Филиалом ПАО «Россети ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада.

В ходе реализации проекта специалисты Системного оператора принимали участие в разработке логики и настройки противоаварийной автоматики на подстанциях Восточная и Южная, разработке мероприятий по изменению топологии электрической схемы энергорайона в соответствии с новым режимом работы кабельно-воздушной линии, рассчитали электроэнергетические режимы и токи короткого замыкания для корректной работы релейной защиты и противоаварийной автоматики сети 330 – 110 -кВ.

Согласно опубликованной на официальном сайте АО «СО ЕЭС» отчётной информации, с 1 января по 30 июня 2022 г. в ЕЭС России было зафиксировано 24 302 случая срабатывания устройств РЗА. Число правильных срабатываний составило 23 259, или 95,71%.

Максимальное число случаев некорректной работы устройств РЗА в отчётном периоде было связано с принятием или несвоевременным принятием мер по продлению срока службы или замене аппаратуры РЗА и её вспомогательных элементов (19,67%), дефектами (недостатками) конструкции, изготовления (10,80%), а также ошибочными действиями персонала (8,35%). Основными техническими причинами неправильных срабатываний устройств РЗА стали дефекты или неисправности электромеханической аппаратуры (16,58%) и вторичных цепей РЗА (13,88%), а также физический износ оборудования (7,46%).

Отчёты сформированы на основании анализа работы более 150 тыс. устройств РЗА на объектах электроэнергетики класса напряжения 110 кВ и выше в соответствии с требованиями Правил технического учёта и анализа функционирования устройств релейной защиты и автоматики, утвержденных Приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 80. Согласно установленным в документе принципам предоставления данных, результаты функционирования устройств РЗА сгруппированы по типам оборудования в отдельности, случаи неправильных срабатываний дополнительно классифицированы по видам организационных и технических причин.

Мониторинг условий эксплуатации и результатов функционирования устройств релейной защиты и автоматики входит в число ключевых деловых процессов Системного оператора и осуществляется в рамках оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению ЕЭС России. Основная цель инициативы Системного оператора по открытию общего доступа к результатам анализа функционирования устройств РЗА в масштабах ЕЭС России – содействие организациям электроэнергетики в оценке эффективности используемых систем релейной защиты и автоматики, представляющих собой важнейший механизм для поддержания надежности и живучести ЕЭС России, выявлении характерных причин неправильных срабатываний, а также выработке оптимальных решений по устранению недостатков и совершенствованию устройств РЗА.

Агрегаторы управления спросом

Системный оператор провел конкурентный отбор субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по управлению спросом на электрическую энергию в октябре – декабре 2022 г. Отбор проводился в рамках пилотного проекта по управлению спросом потребителей розничного рынка электроэнергии с участием специализированных организаций – агрегаторов управления спросом. Заявки были поданы 38 компаниями в отношении 189 объектов управления. По итогам процедуры отобраны заявки 31 участника в отношении 163 объектов агрегированного управления.

Плановый совокупный объём снижения потребления, отобранный по результатам отбора составил 866,2 МВт, в том числе в первой ценовой зоне оптового рынка 636,6 МВт и во второй ценовой зоне оптового рынка – 229,6 МВт.

По итогам конкурентного отбора средневзвешенная цена оказания услуг в первой ценовой зоне составила 434575,26 руб/МВт в месяц, во второй ценовой зоне – 397398,40 руб/МВт в месяц.

Среди агрегаторов – энергосбытовые компании и гарантирующие поставщики, электросетевые и генерирующие компании, а также независимые агрегаторы. Потребители розничного рынка электроэнергии, чья способность снижать потребление будут представлять агрегаторы, относятся к различным отраслям экономики – металлургии, информационным технологиям, машиностроению, пищевой промышленности, нефтедобыче и транспорту, телекоммуникациям, сельскому хозяйству, также в их числе офисные и торговые центры и другие разновидности потребителей электроэнергии. Среди них есть государственные и частные компании, а также бюджетные организации.

Предельный объём услуг по управлению спросом на электрическую энергию на 2022 г. составляет 1,0% спроса на мощность в соответствующей ценовой зоне оптового рынка электроэнергии: для первой ценовой зоны оптового рынка – 1479,82 МВт, для второй ценовой зоны оптового рынка – 421,26 МВт.

Отбор агрегаторов управления спросом проводился на новой электронной торговой площадке АО «СО ЕЭС» с повышенной производительностью и дополнительными функциональными возможностями.

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

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

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

Правительства от 8 февраля 2021 г. № 132 и от 27 декабря 2021 г. № 2492 действие пилотного проекта продлено до 31.12.2022 г.

Цифровизация отрасли

Филиал АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Омской области” (Омское РДУ) внедрил цифровую систему мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) ещё в двух контролируемых сечениях Омской энергосистемы. СМЗУ введена в контролируемых сечениях (совокупностях линий электропередачи) Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская и Октябрьская – Омская ТЭЦ-3, расположенных в энергорайоне ПС 110 кВ Октябрьская и обеспечивающих передачу мощности для электроснабжения потребителей города Омска.

Технология СМЗУ в автоматическом режиме рассчитывает объём максимально допустимого перетока активной мощности (МДП) в текущий момент времени с учётом сложившейся схемно-режимной ситуации. Использование получаемых расчётных данных диспетчерами при управлении электроэнергетическим режимом Омской энергосистемы позволяет увеличить степень использования пропускной способности электрической сети в контролируемом сечении Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская на 12% (на 30 МВт), в контролируемом сечении Октябрьская – Омская ТЭЦ-3 на 8% (на 10 МВт) без снижения уровня надёжности электроснабжения потребителей и оптимизировать загрузку Омских ТЭЦ.

Ввод СМЗУ в контролируемых сечениях Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская и Октябрьская – Омская ТЭЦ-3 стал третьим подобным проектом Системного оператора в энергосистеме Омской области. В операционной зоне Омского РДУ технология СМЗУ была внедрена в декабре 2021 г. для контролируемого сечения “Сальдо Омска” и в мае 2022 г. для контролируемого сечения Московка – Октябрьская.

Применение СМЗУ для расчёта МДП последовательно внедряется в Объединенной энергосистеме Сибири с 2018 г. В настоящее время технология используется уже в 81 контролируемых сечениях (в 26 контролируемых сечениях ОДУ Сибири и 55 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 пропускной способностью ЛЭП 330 – 500 кВ.

Система мониторинга запасов устойчивости (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.

Филиал АО “СО ЕЭС” – Новгородское РДУ (осуществляет оперативно-диспетчерское управление энергосисте-

мами Новгородской и Псковской областей) совместно с ПАО “ТГК-2” ввели в эксплуатацию цифровую систему дистанционного управления оборудованием открытого распределительного устройства (ОРУ) 330 кВ Новгородской ТЭЦ из диспетчерского центра Системного оператора. Дистанционное управление оборудованием энергообъекта осуществляется с использованием автоматизированных программ переключений (АПП). АПП – это представленная в виде компьютерного алгоритма последовательность действий при переключениях. Она обеспечивает выполнение переключений, посылая команды непосредственно в автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУТП) управляемого энергетического объекта, а также осуществляет контроль правильности исполнения команд в автоматическом режиме.

Эта цифровая технология позволит улучшить качество управления электроэнергетическим режимом, а также снизить суммарные затраты потребителей электроэнергии за счёт сокращения времени производства оперативных переключений, снижения риска ошибочных действий оперативного персонала энергообъектов, увеличения скорости реализации команд по изменению топологии электрической сети.

В рамках реализации проекта распределены функции дистанционного управления между АО “СО ЕЭС” и Новгородской ТЭЦ, выполнена необходимая настройка АСУТП объекта и оперативно-информационных комплексов в Новгородском РДУ и Новгородской ТЭЦ, протестирована система сбора и передачи телеметрической информации в диспетчерский центр. Приняты меры по обеспечению информационной безопасности, проведено дополнительное обучение диспетчерского и оперативного персонала.

Ранее в операционной зоне Новгородского РДУ совместно с ПАО “Россети” подобная технология была внедрена на ПС 330 кВ Старорусская и ПС 110 кВ Завеличье. До 2025 г. планируется перевод на такую же схему управления ПС 330 кВ Чудово, ПС 330 кВ Новгородская, ПС 110 кВ Псков и ПС 110 кВ Заболотье.

Новгородская ТЭЦ введена в эксплуатацию в 1968 г., в 2011 г. введены в эксплуатацию блок ст. № 1 мощностью 221 МВт и ОРУ 330 кВ в схеме выдачи его мощности. На сегодняшний день установленная мощность Новгородской ТЭЦ составляет 361 МВт.

15 сентября ОДУ Центра приступил к выполнению функций дистанционного управления оборудованием коммутационного распределительного устройства с элеазовой изоляцией (КРУЭ-500) и распределительного устройства (РУ) 500 кВ Загорской ГАЭС ПАО “РусГидро”. В результате реализации совместного проекта Системного оператора и ПАО “РусГидро” диспетчерский персонал ОДУ Центра получил возможность дистанционного управления коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями КРУЭ-500, и коммутационными аппаратами РУ-500 электростанции как при производстве плановых переключений, так и при ликвидации нарушений нормального режима работы энергосистемы.

Внедрение дистанционного управления оборудованием распределительных устройств Загорской ГАЭС повышает надёжность работы и качество управления электроэнергетическим режимом ОЭС Центра за счёт сокращения времени производства оперативных переключений, снижения риска ошибочных действий диспетчерского и оперативного персонала, увеличения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети, а также уменьшения длительности режимных ограничений при производстве оперативных переключений.

В ходе реализации проекта специалисты ОДУ Центра принимали участие в подготовке и согласовании технического задания на проектирование, рассмотрении и согласовании проектной документации, включающей технические решения

по созданию дистанционного управления оборудованием КРУЭ 500 кВ и РУ 500 кВ Загорской ГАЭС, а также участвовали в разработке программы комплексных испытаний новой системы.

В рамках проекта для обеспечения наблюдаемости технологического режима работы и эксплуатационного состояния электросетевого оборудования Загорской ГАЭС организована передача дополнительной телеметрической информации в ОДУ Центра. На Загорской ГАЭС проведена модернизация АСУТП, в том числе установлены дополнительные контроллеры и средства связи. После проведения пусконаладочных работ успешно проведены комплексные испытания системы. Для персонала ОДУ Центра и оперативного персонала Загорской ГАЭС организовано дополнительное обучение, итогом которого стало проведение совместной противоаварийной тренировки по отработке действий при производстве переключений в условиях планового вывода в ремонт электросетевого оборудования и ликвидации аварий с применением дистанционного управления.

Результаты проведённых комплексных испытаний, а также успешная противоаварийная тренировка подтвердили выполнение проектных решений в части дистанционного управления оборудованием КРУЭ-500 и РУ-500 Загорской ГАЭС и готовность ОДУ Центра к осуществлению функций дистанционного управления.

Оснащение диспетчерских центров Системного оператора автоматизированными системами производства переключений, а энергообъектов – современными АСУТП, поддерживающими возможность применения автоматизированных программ переключений (АПП), 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.

Загорская ГАЭС – крупнейшая гидроаккумулирующая электростанция России. Расположена на реке Кунья вблизи поселка Богородское Сергиево-Посадского района Московской области. К основным задачам Загорской ГАЭС относятся производство электроэнергии, выравнивание суточной неоднородности графика нагрузок в ОЭС Центра, участие в регулировании частоты и перетоков активной мощности. Уникальность станции заключается в том, что она способна не только производить (турбинный режим), но и аккумулировать (насосный режим) электроэнергию. Установленная мощность Загорской ГАЭС в турбинном режиме составляет 1200 МВт, в насосном режиме – 1320 МВт. Среднегодовая выработка электроэнергии – 1900 млн кВт·ч. В машинном зале станции установлены 6 обратимых гидроагрегатов.

Международное сотрудничество

14 сентября в Москве на 41-м заседании Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) её члены предложили Координационному совету ЭЭС СНГ назначить председателем правления АО “СО ЕЭС” Фёдора Опадчего председателем комиссии на 2022 – 2024 г. Фёдор Опадчий занимает эту должность с 30 июня 2021 года. Кандидатура внесена в связи с истечением срока полномочий в 2022 г.

Начальник Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики АО “СО ЕЭС”, руководитель рабочих групп КОТК “Регулирование частоты и мощности” и “Противоаварийное управление” Евгений Сацук ознакомил участников встречи с результатами мониторинга и анализа качества регулирования частоты и перетоков активной мощности при аварийных отключениях в энергосистемах стран СНГ, Балтии и Грузии. Также он представил для согласования на заседании КОТК проект Методики определения и распределения

объёмов резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков активной мощности.

По итогам обсуждения члены КОТК приняли решение согласовать представленный документ и поручить председателю КОТК Фёдору Опадчему вынести его на рассмотрение Электроэнергетического Совета СНГ. Также в рамках этого вопроса члены КОТК утвердили новые значения параметров регулирования частоты и перетоков активной мощности, необходимых величин резервов первичного и вторичного регулирования, актуализированные в связи изменением состава синхронной зоны.

В продолжение заседания Евгений Сацук рассказал о ходе работ по актуализации “Общих положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС”.

Участники заседания приняли решение одобрить обновлённый проект общих положений и вынести его на окончательное согласование КОТК после утверждения нового межгосударственного стандарта 34045 “Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования”. В настоящее время выпущена версия ГОСТ, переработанная по замечаниям, полученным по результатам общественного обсуждения. Данная версия направляется на голосование. Утверждение ГОСТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ планируется в начале следующего года.

Отдельно было отмечено, что актуализация “Технических требований к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС” в данный момент целесообразна, поскольку проект Общих положений и ГОСТ 34045 содержат положения, дублирующие положения “Технических требований к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС”. Членами КОТК предложено исключить данное мероприятия из Плана работы КОТК на 2022 – 2023 гг.

Также Евгений Сацук проинформировал собравшихся о ходе разработки основных принципов организации системы мониторинга запасов устойчивости в государствах – участниках параллельной работы.

На заседании члены КОТК рассмотрели информацию о влиянии работы генерирующих объектов на ВИЭ на режимы работы энергосистем энергообъединения стран СНГ и Балтии, обменялись информацией о работе по сопряжению централизованных систем противоаварийной автоматики в сопредельных энергосистемах, а также обсудили вопросы, возникшие в процессе разработки карт-схем энергосистем государств – участников параллельной работы.

Также члены КОТК обсудили подготовку энергосистем государств – участников параллельной работы к осенне-зимнему периоду 2022/2023 г. О подготовке ЕЭС России рассказал советник директора по управлению режимами ЕЭС АО “СО ЕЭС” Александр Бондаренко. Он отметил, что по результатам восьми месяцев текущего года рост потребления электроэнергии в Единой энергосистеме составил 2,0%. Прогнозируемый рост потребления электроэнергии с октября 2022 г. по март 2023 г. составляет 2,7% по сравнению с предыдущим периодом осенне-зимнего максимума нагрузок. Также Александр Бондаренко доложил об основных фактических и ожидаемых до конца 2022 г. вводах в эксплуатацию нового генерирующего и электросетевого оборудования, рассказал о ходе реализации пилотного проекта по управления спросом розничных потребителей и работе по развитию нормативно-технической базы в электроэнергетике.

Отдельная часть доклада представителя Системного оператора была посвящена изменениям в системе перспективного планирования в электроэнергетике. Он ознакомил присутствующих с новым функционалом Системного оператора и особенностями взаимодействия компании с федеральными и

региональными органами власти, субъектами отрасли при разработке генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики и Схемы и программы развития электроэнергетических систем (СиПР ЭЭС) на среднесрочную перспективу.

Говоря о приоритетных направлениях цифровизации отрасли, Александр Бондаренко подчеркнул, что АО «СО ЕЭС» уделяет особое внимание внедрению систем мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), предназначенных для определения допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в режиме реального времени. Он представил основные преимущества использования технологии и рассказал о динамике её внедрения в ЕЭС России. Так, до конца 2025 г. число контролируемых сечений, оснащённых СМЗУ, увеличится более, чем в 2 раза – с текущих 170 до 403, а число диспетчерских центров, использующих новую технологию, вырастет в 1,5 раза – с 24 до 37.

Члены КОТК согласовали внесение изменения в план работы комиссии на 2022 – 2023 гг., актуализировали состав комиссии, а также утвердили обновлённый состав постоянных рабочих групп «Планирование и управление», «Регулирование частоты и мощности» и «Противоаварийное управление». В соответствии с поручением ЭЭС СНГ в план работы КОТК включено изучение мирового опыта и применяемых в энергосистемах стран СНГ методик прогнозирования выработки электроэнергии на энергообъектах, работающих на ВИЭ.

Всего на заседании рассмотрено 12 вопросов. В 41-м заседании КОТК приняли участие представители Азербайджана, Армении, Белоруссии, Казахстана, Кыргызстана, России, Таджикистана, Узбекистана, а также Координационного диспетчерского центра энергосистем Центральной Азии «Энергия» и Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ. Очередное, 42-е заседание Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии состоится в марте 2023 г. в заочном формате.

Праздничные даты

15 сентября 1992 г. решением Регистрационной палаты Мэрии г. Санкт-Петербурга № 1479 зарегистрировано государственное предприятие Объединённое диспетчерское управление Северо-Запада (ОДУ Северо-Запада) – самое молодое объединённое диспетчерское управление Единой энергетической системы. После выхода в 1991 году из состава СССР прибалтийских республик диспетчерский центр, располагавшийся с 1961 г. в Риге, прекратил свою деятельность. Встал вопрос о создании не только нового диспетчерского центра, но фактически и новой структуры оперативно-диспетчерского управления на северо-западе России.

Функции диспетчерского управления, изменившегося энергообъединения, которое теперь состояло из Кольской, Карельской, Ленинградской, Псковской и Новгородской энергосистем, в 1992 г. была возложена на диспетчерскую службу Ленэнерго. Несмотря на отсутствие опыта управления режимом ОЭС и сложные условия работы с постоянно увеличивающимся объёмом поступающей в диспетчерский центр информации, коллектив диспетчеров Ленэнерго обеспечил надёжное функционирование вновь создаваемой Объединённой энергосистемы Северо-Запада. Параллельно первый начальник ОДУ Северо-Запада Виктор Решетов, ранее возглавлявший ОДУ Казахстана, создавал коллектив будущего диспетчерского центра, технологическую инфраструктуру, занимался строительством собственного здания ОДУ Северо-Запада.

Первый диспетчерский центр ОДУ Северо-Запада был временно размещён в Научно-исследовательском институте по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»). В ноябре 1994 г. ОДУ Северо-Запада приняло функции оперативно-диспетчерского управления объединённой энергосистемой. До 2000 г. были заверше-

ны работы по строительству и введению в эксплуатацию первой очереди здания ОДУ Северо-Запада, а также произведено доукомплектование ОДУ персоналом. Это позволило ОДУ Северо-Запада принять функции оперативно-диспетчерского управления ещё двумя энергосистемами – Архангельской и Республики Коми, а в дальнейшем и Калининградской энергосистемой.

Масштабные преобразования неразрывно связаны с именем Василия Синянского, который возглавлял ОДУ Северо-Запада с 1999 по 2016 г. Под его руководством прошла передача функций оперативно-диспетчерского управления территориальными энергосистемами в создаваемые в операционной зоне филиалы Системного оператора – региональные диспетчерские управления, был создан Центр тренажёрной подготовки персонала, шло непрерывное обновление технологической и инженерной инфраструктуры ОДУ Северо-Запада.

Сегодня в операционную зону ОДУ Северо-Запада входят энергосистемы десяти субъектов Российской Федерации: г. Санкт-Петербург, Мурманская, Калининградская, Ленинградская, Новгородская, Псковская и Архангельская области, республики Карелия и Коми, Ненецкий автономный округ.

Как отметил генеральный директор ОДУ Северо-Запада Сергей Шишкин, за прошедшие годы ОДУ Северо-Запада стало без преувеличения главным центром компетенций, объединяющим всех представителей электроэнергетической отрасли.

«Мы нередко спорим с коллегами из генерирующих и сетевых компаний по поводу тех или иных решений, но всегда приходим к лучшему и единственно правильному решению, которое в конечном счете направлено на повышение надёжности энергосистемы Северо-Запада, а значит – на развитие промышленности и социальной сферы регионов, повышение качества жизни людей», – отметил генеральный директор ОДУ Северо-Запада.

В числе наиболее значимых, имеющих стратегическое государственное значение проектов последнего времени, которые не могли бы состояться без участия специалистов ОДУ Северо-Запада, Сергей Шишкин назвал строительство линий электропередачи, связывающих Северо-Запад с центральными регионами России в обход стран Балтии, проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию второй цепи Кольско-Карельского транзита, обеспечение готовности Калининградской энергосистемы к работе в изолированном режиме, проекты по совершенствованию систем противоаварийной автоматики и внедрению дистанционного управления оборудованием энергообъектов непосредственно из диспетчерских центров Системного оператора.

Поздравления в адрес ОДУ Северо-Запада направили руководители субъектов РФ в Северо-Западном федеральном округе, главы генерирующих и электросетевых сетевых компаний, входящих в Объединённую энергосистему Северо-Запада.

АО «Атомэнергомаш»

ЦКБМ (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) завершило отгрузку шести бессальниковых электронасосов вертикального исполнения для Тяньваньской АЭС. В прошлом месяце были отгружены ещё два насоса в Китай. Бессальниковый электронасос является вспомогательным насосом, входящим в комплектацию главного циркуляционного насосного агрегата. Электронасос устанавливается в контуре охлаждения радиально-осевого подшипника (РОП) ГЦНА для обеспечения циркуляции охлаждающей жидкости и надёжной работы РОП. Запасной комплект из восьми электронасосов был изготовлен для восьми ГЦНА-1391, работающих на третьем и четвертом энерго-

блоках Тяньваньской АЭС. ГЦНА-1391 для двух энергоблоков были изготовлены в ЦКБМ в 2015 г.



В настоящий момент ЦКБМ разрабатывает рабочую конструкторскую документацию для ГЦНА-1391, которыми будут укомплектованы строящиеся седьмой и восьмой энергоблоки АЭС Тяньвань.

В Вологодском филиале АО “АЭМ-технологии” “Атоммаш” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – “Атомэнергомаш”) завершили местную термообработку швов приварки днища парогенератора для энергоблока № 7 АЭС Тяньвань (Китай). Так как объёмную термообработку в печи невозможно проводить из-за установленных внутри корпуса тонкостенных нержавеющей теплообменных труб, специалисты проводят местную термообработку замыкающих сварных швов.

В зоне сварных швов устанавливаются гибкие электрические нагревательные элементы. Далее производится плавный нагрев до температуры выдержки 620 – 660°C, при этом скорость нагрева и выдержки регулируется программированием 12 зон нагрева сварного шва. Специалисты фиксируют температуру каждые полчаса. Градиент температур по всем контролируемым зонам нагрева не должен превышать 40 °C в процессе нагрева и 20°C в процессе выдержки.

Местная термическая обработка включает в себя плавный нагрев шва и плавное охлаждение сварного соединения и околошовной зоны. Полностью процесс занимает около четырёх суток.

Сначала работы проводили на одном шве, затем специалисты усовершенствовали стенд: перешли на отечественные комплектующие и полностью автоматизировали систему. Теперь работы проводят одновременно на двух швах, что сокращает время термообработки в три раза.

Далее парогенератору предстоит пройти контрольные операции: вакуумные и гелиевые испытания, а также вихревой контроль теплообменных трубок.

Петрозаводский филиал компании “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом” – Атомэнергомаш) приступил к отгрузке гидроёмкостей системы пассивного залива активной зоны (СПЗАЗ), которые предназначены для энергоблока № 2 строящейся в Бангладеш первой атомной станции – АЭС Руппур. На один энергоблок устанавливают 8 ёмкостей СПЗАЗ – толстостенных сосудов объёмом 120 м³ каждый, изготовленных из нержавеющей стали. Диаметр одного изделия – более 4 м, высота – 10,5 м, масса – около 78 т.

Первая партия в составе пяти гидроёмкостей была отгружена из Петрозаводска по воде. Пройдя Онежское и Ладжское озёра по системе каналов, сухогруз доставит оборудование в порт Санкт-Петербурга, где груз примет на борт морское судно.

СПЗАЗ – важнейший элемент системы безопасности АЭС, относится ко второй ступени пассивных систем и предназначена для отвода остаточных тепловыделений теплоносителя первого контура реактора. Во время эксплуатации ёмкости заполняют водным раствором борной кислоты. При падении давления в первом контуре ниже определённого уровня происходит автоматическая подача жидкости в реактор и охлаждение активной зоны.

АЭС Руппур проектируется и строится по российскому проекту. Проектирование и строительство объекта осуществляет Инжиниринговый дивизион ГК “Росатом”. Станция будет состоять из двух энергоблоков с реакторами типа ВВЭР, жизненный цикл которых составляет 60 лет с возможностью продления срока работы ещё на 20 лет. Мощность каждого блока составит 1200 МВт. Компания “АЭМ-технологии” изготавливает для двух энергоблоков станции основное оборудование реакторного зала.

АО “ЗиО-Подольск” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом” – АО “Атомэнергомаш”) изготовил и отгрузил пятый модуль испарителя парогенератора ПГН-200М. Оборудование предназначено для замены аналогичных элементов на третьем энергоблоке Белоярской АЭС с реактором БН-600. Модернизация модулей позволит продлить ресурс работы реакторной установки до 60 лет.

Модуль представляет собой кожухотрубный теплообменник с прямыми вертикальными трубами и линзовым компенсатором на корпусе. Изготавливается из легированной стали перлитного класса. Модули вырабатывают пар, который вращает турбины для получения электроэнергии. Масса одного аппарата – 20 т, длина – 17 м, диаметр – 1 м. Срок службы 15 лет.



В ходе ремонта третьего блока Белоярской АЭС необходимо заменить ещё 16 таких модулей, которые уже изготавливаются на “ЗиО-Подольск”. Они будут производить 660 т/ч пара высокого давления.

“ЗиО-Подольск” – единственный в стране изготовитель модулей парогенераторов для реакторов на быстрых нейтронах. Впервые данное оборудование было изготовлено заводом в 70-е годы прошлого века, в период строительства третьего блока Белоярской АЭС.

Сотрудники АО ОКБ “ГИДРОПРЕСС” (компания машиностроительного дивизиона Росатома – “Атомэнергомаш”) приняли участие в регулярной Международной научно-практической конференции по физике ядерных реакторов “Волга-2022”, которая прошла в Тверской области на базе НИЯУ МИФИ в сентябре 2022 г. при поддержке Ядерного общества России. В работе конференции приняли участие заместитель начальника отдела вероятностного анализа безопасности и программных средств, начальник группы Максим Увакин, ведущий инженер-конструктор отдела стационарной теплогидравлики Михаил Сулов и инженер отде-

ла вероятностного анализа безопасности и программных средств, студент 6-го курса НИЯУ МИФИ Геннадий Рябов.

Доклады специалистов АО ОКБ “ГИДРОПРЕСС” были представлены на пленарном заседании и в двух тематических секциях. Основной целью докладов была демонстрация и обсуждение актуальных научно-технических результатов ОКБ “ГИДРОПРЕСС” в области расчётного обоснования проектов РУ ВВЭР.

Особый интерес участников вызвал пленарный доклад, посвящённый развитию методики выполнения анализов безопасности РУ ВВЭР с учётом маневренных режимов. Данная методика была специально разработана в ОКБ “ГИДРОПРЕСС”. В настоящее время методика активно развивается авторским коллективом. Наиболее значимым направлением развития является внедрение модели нейронной сети, позволяющей использовать математические методы машинного обучения для нахождения решений, которые ранее делались на основе экспертной оценки. Как отметил один из инициаторов и авторов этой работы Максим Увакин: “Развитие методов обоснования маневренных режимов является весьма трудоемким процессом в силу невероятного многообразия возможных сценариев протекания аварий. Внедрение современных информационных технологий в расчётные методы позволяет не только решать такую задачу наиболее эффективным образом, но и приобрести знания и опыт в данном направлении, которые в дальнейшем могут применяться для целого ряда других задач”.

ПАО “РусГидро”

Строительство Усть-Среднеканской ГЭС

“РусГидро” ввело в работу последний, четвёртый, гидроагрегат на крупнейшей строящейся гидроэлектростанции России – Усть-Среднеканской ГЭС, расположенной на реке Колыме в Магаданской области. В результате суммарная мощность гидроагрегатов станции выросла с 427,5 до 570 МВт. Усть-Среднеканская ГЭС расположена ниже по течению от Колымской ГЭС и является второй ступенью Колымского каскада. Гидроэнергетический объект возведён в чрезвычайно сложных природных условиях: толщина вечной мерзлоты в месте расположения станции достигает 300 м, а температура воздуха зимой снижается до минус 60°C.

Сооружения станции включают в себя земляную плотину длиной 2100 м и высотой 65 м, три бетонные плотины общей длиной 325 м и высотой 74 м, здание ГЭС с четырьмя гидроагрегатами мощностью по 142,5 МВт. Турбины и генераторы Усть-Среднеканской ГЭС изготовлены российской компанией АО “Силовые машины”.



В среднем в год станция будет вырабатывать 2,55 млрд кВт·ч экологически чистой, возобновляемой электроэнергии. Строительство станции позволило значительно повысить

надёжность энергоснабжения в изолированной Магаданской энергосистеме, обеспечило электроэнергией новые производства, такие как крупнейший проект по золотодобыче в России – Наталкинский ГОК. Работая в составе каскада, Усть-Среднеканская ГЭС обеспечит судоходство на Колыме и снимет ограничения на режимы работы расположенной выше по течению крупнейшей электростанции Магаданской области – Колымской ГЭС.

Проект строительства Усть-Среднеканской ГЭС был разработан институтом “Ленгидропроект” в 80-х годах прошлого века. Подготовка площадки началась в 1991 г., однако из-за недостаточного финансирования работы шли низкими темпами. В 2008 г. после передачи станции компании “РусГидро” строительство станции было ускорено.

В 2011 г. была перекрыта река Колыма. В 2013 г. были введены в эксплуатацию первые два гидроагрегата с временными рабочими колесами, работающие на пониженном напоре, мощностью 84 МВт каждый. В 2019 г. был пущен третий гидроагрегат мощностью 142,5 МВт. В 2021 г. временные рабочие колёса первых гидроагрегатов были заменены на штатные, что позволило увеличить мощность станции ещё на 117 МВт. Строительство электростанции ведёт подконтрольная компания “РусГидро” – АО “Усть-СреднеканГЭСстрой”. Полное завершение строительства Усть-Среднеканской ГЭС намечено на 2023 г.

Строительство Башенной МГЭС

В Чеченской Республике начата проходка деривационного тоннеля Башенной малой ГЭС. Проект строительства станции “РусГидро” реализует в рамках государственной программы поддержки возобновляемой энергетики России. Деривационный тоннель – наиболее крупное и сложное сооружение Башенной МГЭС, его длина составит 1449 м, ширина и высота – 5 м, что примерно соответствует высоте и ширине тоннеля метро. Пропускная способность будущего тоннеля – 30 м³/с, он предназначен для пропуска части стока реки Аргун от головного водозаборного узла к зданию ГЭС.

Старт работ по строительству Башенной МГЭС был дан в августе 2021 г. За прошедшее время выполнены работы подготовительного этапа: проложены дороги, построен временный переезд на левый берег реки, создана база строительства, к строительной площадке подведена электроэнергия. Было законтрактовано гидросиловое оборудование – турбины и генераторы, их произведут российские предприятия. Ввод в эксплуатацию Башенной МГЭС запланирован на 2024 г.



Малая ГЭС Башенная возводится на реке Аргун (бассейн реки Терек) в Итум-Калинском районе вблизи села Гучум-Кале. На этом участке река обладает большим перепадом высот (40 м на протяжении 1,4 км), что повышает эффективность будущей гидроэлектростанции. Своё название станция полу-

чила от Ушкалойских башен-близнецов XII века, которые расположены выше по течению.

Новая гидроэлектростанция станет крупнейшим объектом гидроэнергетики в Чеченской Республике и первым проектом “РусГидро” в регионе. Проектная мощность Башенной МГЭС составит 10 МВт, в год станция будет вырабатывать 52,7 млн кВт·ч возобновляемой электроэнергии, которая будет направляться в энергосистему республики.

Специалисты входящего в Группу “РусГидро” института “Гидропроект” спроектировали эффективную станцию с минимальным воздействием на окружающую среду. Башенная МГЭС создаётся по деривационной схеме, что исключает затопление земель. В состав сооружений новой гидроэлектростанции войдут головной водозаборный узел, деривационный тоннель, напорный бассейн, напорные водоводы и здание ГЭС с двумя гидроагрегатами.

Модернизация Сенгилеевской ГЭС

На Сенгилеевской ГЭС Каскада Кубанских ГЭС будет построено новое здание гидроэлектростанции. Работы ведутся в рамках Программы комплексной модернизации ГЭС “РусГидро”. Сенгилеевская ГЭС расположена на территории Шпаковского района Ставропольского края, на 55-м километре Невинномысского канала. Мощность станции составляет 15 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии – 72,6 млн кВт·ч. Особенностью Сенгилеевской ГЭС является отсутствие плотины, напор на турбинах создается при помощи деривационного канала и трубопровода.



Станция была введена в эксплуатацию почти 70 лет назад, в 1953 г. Результаты обследований показали, что железобетонные конструкции здания ГЭС находятся в неудовлетворительном состоянии, а гидросиловое оборудование станции не соответствует современным требованиям, в связи с чем было принято решение о демонтаже существующего здания и строительстве нового. Работы будут идти в несколько этапов, уже начат демонтаж оборудования, после чего будут разобраны строительные конструкции, а затем возведено новое здание и смонтировано современное оборудование.

Особенностью Сенгилеевской ГЭС является использование гидроагрегатов разной мощности с турбинами двух типов – пропеллерными и радиально-осевыми. К настоящему времени оборудование станции устарело и достигло высокой степени износа. Гидросиловое оборудование в новом здании

будет унифицировано, оно будет включать в себя три одинаковых гидроагрегата с радиально-осевыми гидротурбинами. Мощность станции увеличится до 17,85 МВт, что на 19% больше текущего значения.

НПО “ЭЛСИБ”

НПО “ЭЛСИБ” принял участие в 69 Научно-технической сессии, посвящённой вопросам создания, освоения производства и локализации энергетических газовых турбин в России, состоявшейся в сентябре в Санкт-Петербурге. Организаторы: АО “Невский завод” совместно с Комиссией по газовым турбинам РАН и ОАО “ВТИ”.

НПО “ЭЛСИБ” представил Павел Королёв, начальник отдела продаж генераторов.

В рамках сессии были рассмотрены вопросы инновационных разработок в газовой отрасли, научно-технические решения оптимальных схем, параметров и материалов современных газотурбинных и парогазовых установок для энергетики и газовой отрасли. А также текущее состояние и перспективы развития отечественных технологий производства газотурбинного оборудования, импортозамещение и локализация производства газовых турбин и их компонентов в России.

В сессии приняли участие руководители и ведущие специалисты проектных организаций, машиностроительных предприятий, генерирующих компаний.

По итогам сессии между участниками состоялся продуктивный диалог, обмен опытом работы в области проектирования отечественных газотурбинных установок, рассмотрены вопросы освоения производства газотурбинного оборудования.

Для участников сессии была организована экскурсия на производственные площадки Невского Завода. Гости ознакомились с современным производственным комплексом одного из старейших машиностроительных предприятий Санкт-Петербурга, увидели этапы изготовления, сборки и испытаний современного энергетического оборудования.

Уральский турбинный завод

Уральский турбинный завод (холдинг РОТЕК) завершил стендовую сборку и успешно провёл валоповоротные испытания паровой турбины ПТ-150/160-12,8. Уральская машина отправится на Краснодарскую ТЭЦ, которая является основным источником тепла и электроэнергии для г. Краснодара и Кубани. Это вторая турбина из трёх, которые УТЗ изготавливает для модернизации Краснодарской станции.

“С заказчиком мы вместе работаем уже не один год – мощный парогазовый блок с турбиной УТЗ был запущен на станции в 2012 г. Реконструкция, которая почти наполовину обновит мощности станции была доверена Уральскому турбинному заводу. Большая и интересная работа, для этого проекта мы разработали совершенно новую машину”, – отметил председатель совета директоров АО “РОТЕК” Михаил Лифшиц.