

## 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 2020 г. составило 1033,7 млрд кВт·ч, что на 2,4% меньше объёма потребления в 2019 г. Потребление электроэнергии в целом по России в 2020 г. составило 1050,4 млрд кВт·ч, что на 2,3% меньше, чем в 2019 г. Без учёта влияния дополнительного дня 2020 високосного года электропотребление по ЕЭС России и по России в целом уменьшилось на 2,7 и 2,6% соответственно.

Выработка электроэнергии в России в 2020 г. составила 1063,7 млрд кВт·ч, что на 3,0% меньше, чем в 2019 г. Электростанции ЕЭС России выработали 1047,0 млрд кВт·ч, что на 3,1% меньше, чем в 2019 г. Без учёта влияния дополнительного дня високосного года снижение выработки электроэнергии составило 3,4% по ЕЭС России и 3,3% по России в целом.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в 2020 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 555,5 млрд кВт·ч, что на 9,9% меньше, чем в 2019 г. Выработка ГЭС за 2020 г. составила 207,4 млрд кВт·ч (на 9,0% больше, чем в 2019 г.). АЭС в 2020 г. выработано 215,5 млрд кВт·ч, что на 3,3% больше объёма электроэнергии, выработанного в 2019 г. Электростанции промышленных предприятий за 2020 г. выработали 65,2 млрд кВт·ч (на 3,1% больше, чем в 2019 г.).

Потребление электроэнергии в Единой энергосистеме России в декабре 2020 г. составило 103,3 млрд кВт·ч, что на 2,2% больше объёма потребления за декабрь 2019 г. Потребление электроэнергии в декабре 2020 г. в целом по России составило 104,9 млрд кВт·ч, что так же на 2,2% больше, чем в декабре 2019 г.

В декабре 2020 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 106,6 млрд кВт·ч, что на 2,0% больше, чем в декабре 2019 г. Электростанции ЕЭС России в декабре 2020 г. выработали 104,9 млрд кВт·ч электроэнергии, что так же на 2,0% больше выработки в декабре 2019 г.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в декабре 2020 г. несли ТЭС, выработ-

ка которых составила 60,7 млрд кВт·ч, что на 2,6% меньше, чем в декабре 2019 г. Выработка ГЭС за декабрь 2020 г. составила 17,1 млрд кВт·ч (на 4,0% больше, чем в декабре 2019 г.), АЭС – 20,8 млрд кВт·ч (на 15,2% больше, чем в декабре 2019 г.), выработка электростанций промышленных предприятий – 6,1 млрд кВт·ч (на 1,0% больше показателя декабря 2019 г.).

Максимум потребления электрической мощности в ЕЭС России в декабре 2020 г. зафиксирован 25 декабря в 17:00 по московскому времени. Его значение составило 150 434 МВт, что на 1227 МВт (0,8%) меньше аналогичного показателя 2019 г.

Декабрьский максимум потребления мощности является также и максимумом потребления в 2020 г.

Среднемесячная температура воздуха в декабре 2020 г. по ЕЭС России составила –10,4°C, что на 4,5°C ниже её значения в том же месяце 2019 г.

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

Данные за декабрь и 2020 г. представлены в таблице.

#### Заседание Наблюдательного совета ассоциации «Совет производителей энергии»

Председатель правления АО «СО ЕЭС» Борис Аюев принял участие в состоявшемся 15 декабря в формате видеоконференции заседании Наблюдательного совета ассоциации «Совет производителей энергии», на котором обсуждались отраслевые итоги 2020 г., перспективы и вызовы в сфере электроэнергетики в наступающем 2021 г. В мероприятии участвовали входящие в состав Наблюдательного совета ассоциации руководители российских и иностранных энергокомпаний, представители Министерства энергетики, Министерства экономического развития, Министерства

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч		Потребление, млрд кВт·ч	
	Декабрь 2020 г.	2020 г.	Декабрь 2020 г.	2020 г.
Востока (с учётом изолированных систем)	4,7 (–1,0)	43,9 (0,2)	4,5 (–1,0)	40,7 (1,0)
Сибири (с учётом изолированных систем)	20,5 (0,8)	207,0 (–0,8)	20,6 (1,2)	209,4 (–1,0)
Урала	23,7 (–3,2)	246,8 (–7,1)	23,7 (–1,6)	246,3 (–5,4)
Средней Волги	10,4 (–0,3)	109,4 (–0,8)	10,5 (2,4)	104,6 (–4,2)
Центра	25,4 (11,3)	230,8 (–2,3)	24,5 (6,1)	239,9 (–0,8)
Северо-Запада	10,1 (–6,0)	106,3 (–5,7)	9,1 (0,9)	92,2 (–2,9)
Юга	10,2 (8,8)	102,9 (–0,2)	10,4 (7,1)	100,7 (–0,6)

Примечание. В скобках приведено изменение показателя в процентах относительно аналогичного периода 2019 г.

строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, ассоциации “НП Совет рынка”.

В ходе обсуждения перспектив развития отрасли и актуальных задач в сфере электроэнергетики Борис Аюев подчеркнул важность ведущейся в отрасли цифровизации и отметил, что принятая в 2020 г. новая Энергетическая стратегия РФ предусматривает переход к 2035 г. на 100%-ное автоматическое дистанционное управление режимами работы объектов электрической сети 220 кВ и выше и генерирующих объектов 25 МВт и выше. Он сообщил, что в ближайшие годы Системный оператор особое внимание будет уделять внедрению дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА электросетевых объектов, а также технологии цифрового дистанционного управления графиками нагрузки электрических станций из диспетчерских центров.

Дистанционное управление оборудованием сетевых объектов позволяет повысить надёжность и эффективность электроэнергетических режимов энергосистемы, в частности, радикально сократить длительность неоптимальных электроэнергетических режимов за счёт ускорения оперативных переключений в электроустановках. В свою очередь, прямое дистанционное управление графиками нагрузки электростанций позволяет повысить стабильность функционирования ЕЭС России благодаря повышению оперативности регулирования нагрузки генерирующего оборудования и снижению вероятности ошибочных действий оперативного персонала электростанций.

Ещё одним из ключевых направлений деятельности АО “СО ЕЭС” в наступающем году станет развитие технологий экономического управления спросом, сообщил глава Системного оператора. Модель агрегаторов управления спросом, созданная Системным оператором в рамках дорожной карты Национальной технологической инициативы “Энерджинет”, даёт потребителям розничного рынка электроэнергии возможность участвовать в механизме ценозависимого снижения потребления в ЕЭС России. Стартовавший в июне 2019 г. пилотный проект доказал эффективность новой модели управления спросом розничных потребителей. Более 70 компаний приняли участие в проекте в качестве агрегаторов. В общей сложности охвачено свыше 300 объектов управления в 51 регионе России. За полтора года объём управляемой нагрузки увеличился более чем в 10 раз – с 50 до 600 МВт.

Благодаря агрегаторам в краткосрочной перспективе отрасль может получать положительный экономический эффект за счёт замещения неэффективной генерации ресурсами управления спросом и формирования более низких цен на электроэнергию, а в долгосрочной – за счёт учёта объёмов управления спросом в рынке мощности.

## Международный форум “Сто лет электричества”

*Председатель Правления АО “СО ЕЭС” Борис Аюев принял участие в сессии “Россия в технологических революциях XXI века в электроэнергетике: наблюдатель или участник?” в рамках состоявшегося 17 декабря в онлайн-формате Международного форума “Сто лет электричества”.* В дискуссии участвовали заместитель министра энергетики Российской Федерации Евгений Грабчак, генеральный директор ООО “Вестас РУС” Кимал Юсупов, вице-президент по операционной деятельности ОАО “Фортум” Парвиз Абдушукуров. Модератором дискуссии выступил спецпредставитель Президента Российской Федерации по связям с международными организациями для достижения целей устойчивого развития Анатолий Чубайс.

Большое внимание в ходе дискуссии было уделено использованию в ЕЭС России накопителей энергии. Борис Аюев подчеркнул, что Системный оператор выступает за развитие гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) как наиболее отработанной и эффективной на сегодняшний день технологии накопления энергии. Он отметил, что в развитых

мировых энергосистемах она активно применяется в процессе управления режимами энергосистем. В настоящее время за рубежом функционирует более 400 гидроаккумулирующих электростанций ГАЭС, ещё около 40 находятся на различных этапах проектирования и строительства. Общая установленная мощность ГАЭС в мире составляет более 150 ГВт. Они хорошо зарекомендовали себя как экономически эффективное средство для балансирования мощности при наличии в энергосистеме большой доли генерирующих объектов, использующих ВИЭ, с переменным или заведомо циклическим характером выработки.

При обсуждении опыта использования современных цифровых технологий в ЕЭС России Борис Аюев отметил, что усилия Системного оператора в первую очередь направлены на внедрение решений с реальным эффектом для потребителей и всей энергосистемы. Кроме реализованных за последние годы на десятках объектов в ЕЭС России и показавших высокую эффективность проектов цифрового дистанционного управления оборудованием, Системный оператор успешно развивает технологии экономического управления спросом и системы мониторинга запаса устойчивости (СМЗУ).

Модель агрегаторов управления спросом, разработанная и созданная Системным оператором, доказала свою эффективность в рамках ведущегося сейчас пилотного проекта. Более 70 компаний приняли участие в проекте в качестве агрегаторов. За полтора года реализации “пилота” объём управляемой нагрузки увеличился более чем в 10 раз – с 50 до 600 МВт. Благодаря агрегаторам отрасль может получать положительный экономический эффект за счёт замещения неэффективных генерирующих объектов ресурсами управления спросом и формирования более низких цен на электроэнергию в часы пиковой нагрузки.

СМЗУ, обеспечивающие дополнительные возможности по использованию пропускной способности электрической сети, позволяют загружать наиболее экономически эффективные тепловые и гидравлические электростанции.

Форум “Сто лет электричества”, организованный Европейским университетом в Санкт-Петербурге совместно с фондом “Сколково”, был посвящён развитию электроэнергетической индустрии в России и в мире в XXI в. и её долгосрочным трендам.

## Развитие отраслевой стандартизации

*Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) приказами от 24 ноября 2020-г. утвердило два новых национальных стандарта Российской Федерации в составе серии “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики”. ГОСТ Р 58651.3 “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели линий электропередачи и электросетевого оборудования напряжением 110 – 750 кВ” и ГОСТ Р 58651.4 “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели генерирующего оборудования” разработаны АО “СО ЕЭС” по Программе национальной стандартизации в рамках деятельности подкомитета ПК-7 “Интеллектуальные технологии в электроэнергетике” технического комитета по стандартизации ТК 016 “Электроэнергетика” в соответствии с планом мероприятий по созданию и развитию российской единой информационной модели, утверждённым Минэнерго России и предназначены для формирования отраслевого информационного пространства.*

Требования стандартов распространяются на участвующих в автоматизированном информационном обмене органы государственной власти Российской Федерации, осуществ-

ляющие государственное регулирование и контроль в электроэнергетике, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии, проектные и научные организации.

Принятые документы расширяют основополагающие стандарты серии ГОСТ Р 58651.1 и ГОСТ Р 58651.2, установившие основные положения и базисный профиль информационной модели электроэнергетики и утверждённые Росстандартом в ноябре 2019 г. Дополнительно к уже утверждённым четырём национальным стандартам в ТК 016 “Электроэнергетика” до конца 2022 г. планируется разработать ещё семь национальных стандартов, расширяющих базисный профиль информационной модели.

Унификация формата информационного обмена между субъектами электроэнергетики является одной из основных задач в рамках цифровой трансформации отрасли. Использование общей информационной модели позволит получить значительный положительный эффект в части повышения качества используемой информации, снижения её разнородности и одновременности обновления, сокращения сроков и стоимости внедрения цифровых автоматизированных систем, а также обеспечения совместимости информационных продуктов, разрабатываемых независимо разными производителями.

Принятие и использование субъектами отрасли национальных стандартов серии “Информационная модель электроэнергетики” позволяет стандартизировать и унифицировать обмен технологической информацией и обеспечить однозначную интерпретацию передаваемых и получаемых данных всеми его участниками. В целом применение стандартов будет способствовать повышению эффективности взаимодействия субъектов энергетики, формированию единого доверенного информационного пространства в масштабах отрасли, а также достижению технологической целостности ЕЭС России и соблюдению установленных параметров надёжности её работы.

Национальные стандарты вводятся в действие с 1 января 2021 г. После издания официальный текст стандартов будет доступен для ознакомления на сайте Росстандарта, а также для заказа в интернет-магазине уполномоченной организации ФГУП “Стандартинформ”.

## Мероприятия по обеспечению надёжной работы ЕЭС России

*Системный оператор представил результаты функционирования устройств релейной защиты и автоматики в ЕЭС России за 1 – 3 кварталы 2020 г.* Согласно опубликованной на официальном сайте АО “СО ЕЭС” отчётной информации, с 1 января по 30 сентября 2020 г. в ЕЭС России было зафиксировано 46 343 случая срабатываний устройств РЗА. Число правильных срабатываний составило 44 736 случаев, или 96,53% их общего количества.

Максимальное число случаев некорректной работы устройств РЗА в отчётном периоде было связано с неприятием или несвоевременным принятием мер по продлению срока службы или замене аппаратуры РЗА и её вспомогательных элементов (20,18 %), конструктивными недостатками устройств технологической защиты или дефектами в процессе их изготовления (10,45 %), а также ошибочными действиями персонала (10,27 %). Основными техническими причинами неправильных срабатываний устройств РЗА стали дефекты или неисправности вторичных цепей РЗА (15,98 %) и электромеханической аппаратуры (15,90 %), а также физический износ оборудования (10 %).

Отчёты сформированы на основании анализа работы более 150 тыс. систем технологических защит на объектах электроэнергетики класса напряжения 110 кВ и выше в соответствии с требованиями Правил технического учёта и анализа функционирования устройств релейной защиты и автоматики, утверждённых 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, выявлении характерных причин неправильных срабатываний, выработке оптимальных решений по устранению недостатков и совершенствованию систем технологических защит как важнейшего механизма для поддержания надёжности и живучести ЕЭС России.

Очередные отчёты об итогах функционирования устройств РЗА в ЕЭС России в третьем квартале 2020 года доступны в специальном разделе официального сайта АО “СО ЕЭС”.

## Цифровизация отрасли

*Филиал АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва” (Красноярское РДУ) приступил к контролю максимально допустимых перетоков активной мощности (МДП) в контролируемых сечениях “Ачинское” и “Правобережное” с использованием цифровой системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ).* Использование СМЗУ для определения МДП при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва (Красноярской энергосистемы) позволит увеличить степень использования пропускной способности электрической сети в контролируемых сечениях “Ачинское” и “Правобережное” на 25% и обеспечит возможность дополнительного использования до 50 и 70 МВт их пропускной способности соответственно без снижения уровня надёжности электроснабжения потребителей. Применение цифровой системы также позволит снизить количество диспетчерских команд на изменение топологии электрической сети в Западном и Центральном энергорайонах Красноярской энергосистемы, минимизировать объём ограничений потребления электроэнергии в послеаварийных режимах, увеличить допустимую нагрузку Красноярской ТЭЦ-1 и Красноярской ТЭЦ-2.

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 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 эффек-

тивных моделей управления технологическими и бизнес-процессами.

В настоящее время в ОЭС Сибири СМЗУ используется на 26 контролируемых сечениях (на 24-х контролируемых сечениях ОДУ Сибири и 2-х контролируемых сечениях Красноярского РДУ).

В операционной зоне Красноярского РДУ в 2021 г. планируется ввод СМЗУ для ещё пяти контролируемых сечений. Ожидаемый эффект – повышение использования пропускной способности электрической сети и минимизация объемов ограничений потребления в послеварийных режимах.

**7 декабря 2020 г. филиалы АО “СО ЕЭС” “Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири” (ОДУ Сибири), “Региональное диспетчерское управление энергосистемами Новосибирской области, Алтайского края и Республики Алтай” (Новосибирское РДУ) совместно с группой компаний “Хевел” ввели в промышленную эксплуатацию системы дистанционного управления режимами работы Чемальской, Ининской и Усть-Коксинской солнечных электростанций (СЭС).** Системы дистанционного управления СЭС из диспетчерского центра Новосибирское РДУ введены в работу после успешного завершения их опытной эксплуатации, которая проводилась с 16 ноября по 6 декабря 2020 г.

Внедрение дистанционного управления режимами работы Чемальской, Ининской и Усть-Коксинской СЭС (установленные мощности 10, 25 и 40 МВт соответственно) из диспетчерского центра Системного оператора – второй этап реализации этого цифрового проекта. Пилотным стал проект по внедрению этой технологии на Майминской СЭС в 2019 г.

Дистанционное управление активной и реактивной мощностью электростанций увеличивает скорость реализации управляющих воздействий по приведению параметров электроэнергетического режима энергосистемы в допустимые пределы при предотвращении развития и ликвидации аварий в энергосистеме, по регулированию напряжения в контрольных пунктах, а также позволит осуществить оперативное обслуживание СЭС оперативно-выездной бригадой без постоянного дежурства оперативного персонала на объекте.

Для реализации проектов дистанционного управления мощностью Чемальской, Ининской и Усть-Коксинской СЭС был совместно разработан совместный план-график его выполнения, проведены испытания, а также опытная эксплуатация дистанционного управления из Новосибирского РДУ. Опытная эксплуатация систем проводилась в соответствии с утверждёнными программами, предусматривающими операции по изменению активной и реактивной мощности СЭС.

Дистанционное управление режимами работы СЭС наряду с развитием дистанционного управления оборудованием подстанций, внедрением в ЕЭС России систем мониторинга запасов устойчивости и централизованных систем противоаварийной автоматики третьего поколения, а также другими проектами, реализуемыми Системным оператором, является ещё одним реальным шагом к цифровизации энергетики.

Суммарная установленная мощность СЭС в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края на конец 2020 г. составляет 120 МВт, из них 100 МВт управляются с использованием систем дистанционного управления Новосибирского РДУ, что сопоставимо с установленной мощностью небольшой тепловой электростанции.

При дальнейшем увеличении количества и суммарной доли генерирующих объектов на базе ВИЭ в электроэнергетическом балансе ЕЭС России значимость дистанционного управления режимами работы таких электростанций будет возрастать. Новосибирское РДУ с группой компаний “Хевел” планируют дальнейшее распространение технологии дистанционного управления режимами работы СЭС в энергосистеме Республики Алтай и Алтайского края, как на уже действующих, так и на строящихся СЭС.

**8 декабря 2020 директор Филиала АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Татарстан” (РДУ Татарстана) Андрей Большаков принял участие в открытии мультифункционального центра компетенций “Точка кипения”, созданного на базе Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ).** В ходе круглого стола “Модель компетенций EnergyNet”, состоявшегося в рамках открытия мультифункционального центра, Андрей Большаков рассказал о приоритетных направлениях цифровой трансформации электроэнергетики и цифровых проектах, реализуемых Системным оператором совместно с энергокомпаниями в энергосистеме Республики Татарстан.

Директор РДУ Татарстана отметил, что одним из приоритетных направлений цифровизации электроэнергетики является организация дистанционного управления оборудованием и устройствами электросетевых объектов из диспетчерских центров Системного оператора и центров управления сетями (ЦУС) сетевых компаний. Он подчеркнул, что среди российских регионов Республика Татарстан занимает лидирующие позиции в развитии этой технологии.

Одним из главных партнёров АО “СО ЕЭС” в работе по внедрению цифровой технологии дистанционного управления в энергосистеме Республике Татарстан выступает АО “Сетевая компания”. Результатом двустороннего сотрудничества, в частности, стала реализация в 2016 г. первого в истории ЕЭС России проекта по организации дистанционного управления оборудованием энергообъекта класса напряжения 500 кВ – ПС Щёлоков из РДУ Татарстана и ЦУС ОАО “Сетевая компания”. Ранее аналогичные проекты реализовывались лишь на подстанциях класса напряжения 220 и 330 кВ.

Ещё одним совместным инновационным пилотным цифровым проектом, реализованным впервые в ЕЭС России, стал ввод в работу в 2020 г. совместно с дистанционным управлением оборудованием дистанционного управления устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА) ПС 220 кВ Зеленодольская имени 100-летия ТАССР из РДУ Татарстана и ЦУС АО “Сетевая компания”. Дистанционное управление устройствами РЗА обеспечивает выполнение автоматизированных программ переключений (АПП) без перерывов на необходимые операции во вторичных цепях.

Андрей Большаков отметил, что дистанционное управление оборудованием и устройствами РЗА подстанций позволяет повысить надёжность работы и качество управления электроэнергетическим режимом энергосистемы Республики Татарстан за счёт существенного, в 5 – 10 раз, сокращения времени производства оперативных переключений, снижения риска ошибочных действий диспетчерского и оперативного персонала, увеличения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети, в том числе при ликвидации аварий в энергосистеме.

Внедрение дистанционного управления в ЕЭС России осуществляется Системным оператором совместно с субъектами электроэнергетики в рамках реализации Энергетической стратегии РФ, предусматривающей переход оперативно-диспетчерского управления до 2035 г. на 100%-ное автоматическое дистанционное управление режимами работы объектов электрической сети 110 кВ и выше и генерирующих объектов выше 25 МВт в ЕЭС России.

Наряду с внедрением технологии дистанционного управления к числу ключевых направлений деятельности Системного оператора в регионе относятся развитие механизмов управления распределённой генерацией и обеспечения её полноценной интеграции в ЕЭС России, а также внедрение цифровых систем, позволяющих более эффективно использовать существующую электроэнергетическую инфраструктуру – системы мониторинга запасов устойчивости в контролируемых диспетчерскими центрами сечениях, системы монито-

ринга переходных режимов, автоматизированной системы мониторинга устройств релейной защиты и автоматики.

В завершение, Андрей Большаков подчеркнул, что для достижения общесистемного эффекта от цифровизации необходима координация деятельности энергокомпаний в этой сфере, а также открытое обсуждение технологических инициатив внутри профессионального сообщества при участии профильных вузов с целью определения наиболее эффективных моделей управления электроэнергетическим комплексом страны.

**Филиал АО “СО ЕЭС” “Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири” (ОДУ Сибири) ввёл в эксплуатацию программное обеспечение (ПО) Барс-МДП, позволяющее выполнять расчёт максимально допустимых перетоков (МДП) в контролируемых сечениях ОЭС Сибири при планировании на сутки вперед с использованием технологии СМЗУ (СМЗУ – система мониторинга запасов устойчивости).** Разработанное АО “НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление” совместно с ОДУ Сибири программное обеспечение Барс-МДП внедрено для шести контролируемых сечений в Объединенной энергосистеме (ОЭС) Сибири.

При проведении конкурентного отбора в рынке на сутки вперед объёмы выработки электростанций определяются с в том числе с учётом максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях, актуализируемых (определяемых) в соответствии с Положениями по управлению режимами работы энергосистем (ПУР) и Методическими указаниями по устойчивости энергосистем для наиболее неблагоприятных схемно-режимных условий функционирования энергосистем.

ПО Барс-МДП обеспечивает расчёт и ввод в расчётную модель РСВ значений МДП, определённых для прогнозируемых на период планирования условий функционирования энергосистем, с использованием технологии СМЗУ, что обеспечивает максимальное использование пропускной способности сетевых транзитов.

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

Сейчас, помимо ОЭС Сибири, цифровые системы мониторинга запасов устойчивости используются как цифровые онлайн-системы для управления электроэнергетическим режимом в ОЭС Центра, ОЭС Юга, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Урала, ОЭС Востока, ОЭС Средней Волги, Кольской, Красноярской и Тюменской энергосистемах, в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя. В опытной эксплуатации находятся СМЗУ в Нижегородской и Пермской энергосистемах.

**Филиалы АО “СО ЕЭС” “Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Юга” (ОДУ Юга) и “Региональное диспетчерское управление энергосистем Ростовской области и Республики Калмыкия” (Ростовское РДУ) совместно с Фондом развития ветроэнергетики (совместный инвестиционный фонд “Фортум” и РОСНАНО) успешно провели комплексные испытания и ввели в работу автоматизированные системы дистанционного управления из диспетчерского центра активной мощностью Целинской, Салынской и Казачьей ветровых электростанций (ВЭС).** Таким образом, общая мощность ветровых электростанций,

на которых введены в работу цифровые системы дистанционного управления мощностью в операционной зоне Ростовского РДУ достигла 548,4 МВт. Ранее в 2020 г. в энергосистемах Ростовской области и Республики Калмыкия аналогичные проекты дистанционного управления были реализованы на Гуковской, Каменской, Сулинской ВЭС.

Дистанционное управление активной мощностью электростанций на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) является важным условием эффективной интеграции этих энергообъектов в энергосистему, так как они имеют переменные малопредсказуемые графики нагрузки, но могут оказывать существенное влияние на электроэнергетический режим в аварийной ситуации. Использование этой цифровой технологии увеличивает скорость реализации управляющих воздействий по приведению параметров электроэнергетического режима энергосистемы в допустимые пределы при предотвращении развития и ликвидации аварий и позволяет диспетчерскому центру Системного оператора при необходимости максимально оперативно снижать мощность ВЭС для предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима в энергосистеме. С 2019 г. дистанционным управлением оснащаются солнечные электростанции в ЕЭС России.

Ввод в работу системы дистанционного управления Гуковской, Каменской и Сулинской ВЭС установленной мощностью по 98,8 МВт каждая, Целинской и Салынской – по 100 МВт каждая, а также Казачьей ВЭС установленной мощностью 50,4 МВт повышает надёжность функционирования и качество управления электроэнергетическим режимом работы энергосистем Ростовской области, Республики Калмыкия и Объединённой энергосистемы Юга в целом.

Внедрение дистанционного управления нагрузкой электростанций на ВИЭ наряду с развитием дистанционного управления оборудованием подстанций и распределительных устройств электростанций, внедрением в ЕЭС России систем мониторинга запасов устойчивости и централизованных систем противоаварийной автоматики третьего поколения, а также рядом других проектов, реализуемых Системным оператором, является ещё одним реальным шагом к цифровизации энергетики в рамках построения цифровой экономики в Российской Федерации.

В ходе реализации проекта дистанционного управления активной мощностью электростанций ВИЭ специалисты ОДУ Юга и Ростовского РДУ принимали участие в подготовке и согласовании технического задания на проектирование ВЭС, рассмотрении и согласовании проектной документации, включающей технические решения по реализации дистанционного управления оборудованием, а также участвовали в разработке программы комплексных испытаний. Кроме того, были реализованы дополнительные меры по обеспечению информационной безопасности Ростовского РДУ, ветровых электростанций и задействованных каналов связи.

При подготовке к комплексным испытаниям, предшествующим вводу в эксплуатацию системы дистанционного управления активной мощностью, специалисты АО “СО ЕЭС” провели необходимую настройку оперативно-информационного комплекса (ОИК) в Ростовском РДУ, протестировали телеметрические системы обмена информацией между электростанциями ВИЭ и диспетчерским центром Системного оператора. Ростовским РДУ также реализован комплекс режимных мероприятий для обеспечения проведения испытаний систем дистанционного управления.

## АО “Атомэнергомаш”

*Петрозаводский филиал компании “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом”) – Атомэнергомаш и Карельское региональное отделение СоюзМаш России) изготовил и отгрузил ком-*

плект корпусов главных циркуляционных насосных агрегатов (ГЦНА) для энергоблока № 1 атомной электростанции Руппур (Народная Республика Бангладеш). Масса одного сферического корпуса – более 31 т при высоте 3,5 м и ширине свыше 3 м. Вместе с элементом крепления – проставкой – масса груза достигает почти 50 т. Из Петрозаводска изделия отправляют автомобильным транспортом в морской порт Санкт-Петербурга для погрузки на судно.



В процессе изготовления корпуса ГЦНА подвергают различным видам контроля, включая рентгеновский. Также проводится комплекс испытаний, наиболее важными из которых являются финальные гидравлические испытания, во время которых собранное изделие в течение 10 мин выдерживают под давлением 24,5 МПа. После получения положительного заключения по результатам всех проверок и испытаний на предприятии проводят контрольную сборку сферического корпуса с проставкой и внутренним конусом. Заказчику отгружают сборочные единицы отдельно, комплектуя крепежом и сопроводительной документацией.

ПАО «ЗиО-Подольск» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – АО «Атомэнергомаш») изготовил и отгрузил комплект основного оборудования для АЭС Руппур. В Республику Бангладеш отправлен второй комплект емкостей системы аварийного охлаждения зоны реактора (САОЗ). Оборудование предназначено для оснащения реакторного зала второго энергоблока атомной станции.



Ёмкости аварийного охлаждения зоны входят в состав реакторной установки, по одной на каждую петлю теплоносителя первого контура. САОЗ предназначена для автоматической подачи охлаждающего раствора борной кислоты в активную зону реактора в случае утечки теплоносителя и включается в работу при аварийной разгерметизации первого контура.

Общая масса отгруженной продукции составил 156 т. Оборудование имеет 50-летний ресурс эксплуатации. Аппараты доставляются железнодорожным транспортом в морской порт Санкт-Петербурга, где их перегружают на баржу и отправляют в Бангладеш уже морским путем.

Конструкторская документация разработана специалистами Департамента оборудования атомного машиностроения ПАО «ЗиО-Подольск», они же осуществляют авторское сопровождение за изготовлением.

АО «ЗиО-Подольск» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – АО «Атомэнергомаш») приступил к отгрузке котельного оборудования для второго завода по переработке отходов в энергию компании «РТ-Инвест», строящегося в Наро-Фоминском районе Московской области вблизи деревни Мозутово. На строительную площадку отгружены одни из основных элементов парового котла П-152: шесть блоков пароперегревателей, тыльные и потолочные экраны топки, экраны 4-го прохода горизонтального газохода, а также два подогревателя конденсата. Общая масса отгруженного оборудования составила порядка 393 т.

Рабочая и конструкторская документация разработана специалистами Управления тепловой энергетики АО «ЗиО-Подольск» и Обособленного подразделения АО «ЗиО-Подольск» в г. Таганроге.



Изготовление оборудования осуществляется по контрактам с дочерними компаниями АО «РТ-Инвест» АГК-1 и АГК-2, реализующими проект «Энергия из отходов». Технологическое и материаловедческое сопровождение проекта осуществляет главный материаловедческий центр Госкорпорации «Росатом» – АО «НПО «ЦНИИТМАШ».

Напомним, второй завод, строящийся в Наро-Фоминском городском округе Московской области, будет запущен в эксплуатацию в 2023 г. Ежегодно предприятие сможет перерабатывать до 700 тыс. т оставшихся после сортировки отходов и обеспечивать электроэнергией около 400 тыс. жителей Подмосковья.

Заводы по переработке отходов строятся по технологии японско-швейцарской компании Hitachi Zosen INOVA. Это одна из самых референтных на текущий момент технологий в Европе с жесткими требованиями к экологическим параметрам работы оборудования. Завод «ЗиО-Подольск» – один из крупнейших изготовителей подобного оборудования в стране.

В Волгодонском филиале АО «АЭМ-технологии» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) состоялась контрольная сборка корпуса реактора ВВЭР-ТОИ с внутрикорпусными устройствами (ВКУ) и крышкой реактора. Изделие изготавливают для первого блока Курской АЭС-2. Это уже третья контрольная сборка корпуса реактора за 2020 г. Напомним, завод изготовил и отгрузил реакторные установки для первых блоков

АЭС Руппур (Бангладеш), Аккую (Турция). Сегодня на завершающих этапах изготовление нового типа реактора ВВЭР-ТОИ для Курской АЭС-2.

Контрольная сборка проводилась в подземном стенде-кессоне. Сначала специалисты с помощью крана грузоподъемностью 600 т установили 11-метровый корпус реактора ВВЭР-ТОИ в проектное положение. Затем подобно матрице поочередно опустили внутрь 10-метровую внутрикорпусную шахту массой 73 т, выгородку – 38 т и блок защитных труб – 68 т. Далее закрыли атомный реактор штатной крышкой. Общий вес изделия в сборе составил 603 т.



В ходе сборки сотрудники установили на корпус реактора шпонки крепления, зафиксировали приспособления для центровки крышки реактора. При контрольной сборке изделия полностью повторяют свое проектное положение. Это значительно сокращает сроки и упрощает монтаж реакторной установки на площадке строительства АЭС.

Реактор – изделие первого класса безопасности. Представляет собой вертикальный цилиндрический корпус с эллиптическим днищем. Внутри корпуса размещается активная зона и внутрикорпусные устройства. Сверху реактор герметично закрыт крышкой с установленными на ней приводами механизмов и органов регулирования и защиты реакторов и патрубками для вывода кабелей датчиков внутриреакторного контроля.

Энергоблоки ст. №1 и 2 Курской АЭС-2 поколения “3+” являются пилотными, сооружаемыми по проекту ВВЭР-ТОИ (водо-водяной энергетический реактор типовой оптимизированный информатизированный), и соответствуют самым современным требованиям МАГАТЭ в области безопасности. Проектирование и строительство объекта осуществляет Инжиниринговый дивизион ГК “Росатом”. Это новый проект, созданный российскими проектировщиками на базе технических решений проекта АЭС с ВВЭР-1200. Они обладают повышенной мощностью и улучшенными технико-экономическими показателями.

**Петрозаводский филиал компании “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом” – Атомэнергомаш) завершил наплавку трубных заготовок для главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ) энергоблока ст. № 2 АЭС Аккую (Турция).** Завод первым в России освоил технологию изготовления бесшовных плакируемых труб для атомных станций. Антикоррозионный слой на внутреннюю поверхность заготовок наносится методом электрошлаковой наплавки. Операция была завершена на

всех поковках труб, составляющих главный циркуляционный трубопровод энергоблока: на 20 деталях для прямых участков ГЦТ и на 14 заготовках для изогнутых участков, так называемых “коленах”. Суммарная длина наплавленных заготовок составляет 146 м.

Петрозаводскмаш изготавливает оборудование для четырёх энергоблоков АЭС Аккую. Для блока ст. № 2 завод производит корпуса главных циркуляционных насосов и компенсатор давления.

**АО “ОКБМ Африкантов” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – АО “Атомэнергомаш”) совместно с АО “НИИЭФА им. Ефремова” успешно завершило опытно-промышленные испытания криогенного электронасоса для перекачивания сжиженного природного газа, разработанного и созданного по заказу и в сотрудничестве с ПАО “НОВАТЭК”.** Это первый в истории российской нефтегазохимии высоковольтный крупнотоннажный насос для перекачивания сжиженного природного газа, самостоятельно разработанный и изготовленный отечественным производителем. Электронасос будет использоваться для отгрузки сжиженного природного газа на танкеры-газовозы. Ранее Атомэнергомаш освоил производство среднетоннажных спиральновитых теплообменников СПГ и систем очистки бурового раствора для нефтегазового сектора.

Насос для перекачивания СПГ был испытан на специально доработанном азотном стенде АО “НИИЭФА”, затем прошел опытно-промышленные испытания на площадке ОАО “Ямал СПГ” в штатных условиях на сжиженном природном газе. После успешной отработки в течение более 700 ч (количество пусков – 68) насос был принят заказчиком и продолжает эксплуатироваться на объекте.

## ПАО “РусГидро”

**Ввод в эксплуатацию Барсучковской МГЭС.** В Ставропольском крае РусГидро ввело в эксплуатацию Барсучковскую малую ГЭС. Новая станция мощностью 5,25 МВт к 30 ноября успешно прошла все комплексные испытания и получила с 1 декабря 2020 г. разрешение на работу на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Ежегодно малая ГЭС будет вырабатывать более 24 млн кВт·ч экологически чистой, возобновляемой электроэнергии.



Барсучковская МГЭС расположена вблизи города Невинномысска, на Большом Ставропольском канале. Для создания напора воды на турбинах станция использует плотину выравнивающего водохранилища Кубанской ГЭС-4, обеспечивающего водоснабжение Невинномысской ГРЭС. Такое конструктивное решение позволило снизить затраты на строительство станции и повысить эффективность использования водных ресурсов – для своей работы Барсучковская МГЭС использует воду, которая раньше просто пропусклась через водосброс гидроузла. Генеральным проектировщиком строительства станции выступил “Институт Гидропроект”, строительство велось компаниями “Гидроремонт-ВКК” и “Чиркей-ГЭСстрой”. Все они входят в Группу РусГидро.

На Барсучковской МГЭС установлены три гидроагрегата мощностью по 1,75 МВт каждый, с поворотно-лопастными турбинами, работающими на расчётном напоре 12,7 м. Электроэнергия выдается в энергосистему по линии электропередачи напряжением 35 кВ.

Барсучковская МГЭС – одна из семи малых гидроэлектростанций, проекты строительства которых РусГидро реализует или запланировало к реализации на территории Северо-Кавказского федерального округа. Здесь существуют наиболее благоприятные природные условия для малой гидроэнергетики. Все проекты прошли конкурсный отбор инвестпроектов по строительству генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии с заключением договоров о предоставлении мощности на оптовый рынок, что обеспечивает их окупаемость.

**Ввод в эксплуатацию ветродизельного комплекса в п. Тикси.** 22 декабря 2020 г. в арктическом поселке Тикси в Республике Саха (Якутия) РусГидро ввело в эксплуатацию не имеющий аналогов в России ветродизельный комплекс (ВДК) мощностью 3900 кВт.

В церемонии пуска, прошедшей в формате видеоконференции, приняли участие исполняющий обязанности председателя правления – генерального директора РусГидро Виктор Хмарин, глава Республики Саха (Якутия) Айсен Николаев, чрезвычайный и полномочный посол Японии в России Тоёхиса Кодзуки, председатель японской организации по развитию новых энергетических и промышленных технологий (NEDO) Хироаки Исидзука, представители японских компаний “Такаоко Токо” и “Мицуи”.

Ветродизельный комплекс состоит из ветроэлектростанции мощностью 900 кВт, дизельной электростанции мощностью 3000 кВт и системы аккумулирования энергии мощностью 1000 кВт. Все элементы комплекса объединены автоматизированной системой управления производством и распределением электроэнергии. В год ВДК будет вырабатывать более 12 млн кВт·ч электроэнергии, обеспечивая надёжное энергоснабжение заполярного поселка Тикси с пяти тысячным населением. Эксплуатировать ВДК будет АО “Сахаэнерго” (дочернее общество ПАО “Якутскэнерго”, входит в Группу РусГидро).

Входящие в состав комплекса ветроэлектроустановки были введены в эксплуатацию в ноябре 2018 г. и за два года подтвердили проектные параметры работы. Одновременно велось проектирование и строительство дизельной электростанции и системы накопления энергии. Только по Северному морскому пути в Тикси было доставлено более 10 тыс. т грузов.



Использование ветроустановок и современных эффективных дизельных агрегатов позволит снизить расход топлива более чем на 500 т в год, что обеспечит существенный положительный как экономический, так и экологический эффект от реализации проекта. Все оборудование ВДК адаптировано к работе в суровых условиях Заполярья. Ветроустановки работают при температуре до  $-50^{\circ}\text{C}$  и способны выдержать ветер скоростью до 70 м/с. Высота каждой из трёх ветроустано-

вок – 41,5 м, диаметр лопастей – 33 м. Оборудование произведено японской компанией Komaihaltec.

Три дизельных агрегата японской фирмы Yanmar могут использовать в качестве топлива сырую нефть, которая значительно дешевле дизельного топлива.

Старт проекту по возведению ВДК был дан в сентябре 2017 г. в рамках Восточного экономического форума. В феврале 2018 г. РусГидро, Правительство Республики Саха (Якутия) и NEDO подписали соглашение о строительстве ветродизельного комплекса в Тикси. Сразу же после подписания документов начались проектные работы, а в поселке приступили к подготовке площадки.

**Модернизация гидроэлектростанций РусГидро.** В рамках реализации Программы комплексной модернизации (ПКМ) РусГидро приступило к модернизации гидроагрегата ст. № 20 на Саратовской ГЭС. Он станет 17-м по счёту обновлённым гидроагрегатом из 24-х, установленных на электростанции.

В ходе работ, которые планируется завершить в 2022 г., отработавшую нормативный срок службы гидротурбину заменят на новую, с улучшенными техническими характеристиками. Модернизация позволит увеличить мощность гидроагрегата на 10% – до 66 МВт. Помимо гидроагрегата ст. № 20, в настоящее время ведётся замена гидротурбин на гидроагрегатах ст. № 2, 3 и 7.

Оборудование для модернизации гидротурбин поставляют заводы компании Voith Hydro, производственные мощности которой расположены в нескольких странах. Часть узлов турбины гидроагрегата ст. № 20 изготавливается в России, на заводе ООО “ФойтГидро” в г. Балаково Саратовской обл. Основные монтажные работы выполнял сотрудник дочернего общества РусГидро – АО “Гидроремонт-ВКК”.



Инвестиционный проект по замене гидротурбин Саратовской ГЭС – один из крупнейших в Программе комплексной модернизации ГЭС РусГидро, он предусматривает замену 22 вертикальных поворотно-лопастных гидротурбин. С 2013 г. в результате модернизации установленная мощность станции уже увеличилась на 67 МВт (с 1360 до 1427 МВт). В перспективе в результате замены всех гидротурбин установленная мощность станции возрастет до 1505 МВт.

Также в рамках ПКМ на Новосибирской ГЭС завершена замена основного оборудования открытого распределительного устройства (ОРУ) напряжением 110 кВ. В ходе модернизации ОРУ-110 заменены все 20 выключателей, 46 разъединителей, две системы шин, введена функция дистанционного управления разъединителями, что повышает надёжность и безопасность переключений. Ранее на ОРУ-110 находились 20 масляных выключателей, смонтированных еще в 1957 – 1959 г. За время эксплуатации они достигли высокой степени износа и морально устарели, в связи с чем было принято решение о комплексной модернизации распределительного устройства с использованием современного элегазового оборудо-



вания. Новые выключатели значительно компактнее, надёжны и просты в обслуживании, имеют более длительный межремонтный период.

В полном объёме модернизация ОРУ-110 будет завершена в 2021 г. после окончания пуско-наладочных работ по автоматизации приводов разъединителей. Программа комплексной модернизации Новосибирской ГЭС предусматривает поэтапную замену всего устаревшего и изношенного оборудования. Помимо оборудования ОРУ-110, уже заменены все семь гидротурбин станции, что позволило увеличить установленную мощность ГЭС с 455 до 490 МВт. Смонтирован новый главный щит управления станцией, использующий современные цифровые технологии. Запланирована модернизация ОРУ 220 кВ.

## Уральский турбинный завод

*Уральский турбинный завод по заказу ПАО “Т Плюс” изготовил турбину Т-60/66-10,2 для Пермской ТЭЦ-9. Это первая из двух турбин, выпускаемых для этой станции. Работа над второй турбиной (Тн-124-12,8-NG) идёт полным ходом, машину планируется поставить к июлю 2021 г. Напомним, по договорам с ПАО “Т Плюс” Уральский турбинный завод изготавливает турбины для двух станций компании: две машины для Пермской ТЭЦ-9 и одну – для Ижевской ТЭЦ-2. Проекты реализуются в рамках программы ДПМ-2. Ввод оборудования намечен на 2022 – 2023 гг.*

Турбина Т-60/66-10,2 на Пермской ТЭЦ-9 будет работать в блоке с газотурбинной установкой ГТЭ-160. Таким образом, будет завершён масштабный проект перевода одного из паросиловых блоков ТЭЦ на парогазовый цикл. Ранее на станции была установлена газовая турбина мощностью 165 МВт и котёл-утилизатор. Оснащение блока паровой турбиной производства УТЗ позволит создать полноценный блок ПГУ.

Турбина Т-60 является усовершенствованным одноцилиндровым агрегатом для применения в ПГУ. Конструкция турбины позволяет организовать необходимые станции теплофикационные отборы, с обеспечением тепловой нагрузки до 143 Гкал/ч.

## НПО “ЭЛСИБ”

*В декабре 2020 г. на испытательном стенде НПО “ЭЛСИБ” успешно завершились приёмо-сдаточные испытания турбогенератора ТФ-80-2УХЛЗ. Результаты испытаний показали полное соответствие машины заявленным техническим показателям. Новый турбогенератор с воздушным охлаждением мощностью 80 МВт изготовлен в рамках федеральной программы модернизации тепловых электростанций ДПМ-2 для Пермской ТЭЦ-9, входящей в состав энергокомпании ПАО “Т Плюс”. Установленная электрическая мощность Пермской ТЭЦ-9 – 525 МВт, тепловая – 1352,8 Гкал/ч.*

Кроме того в производстве ЭЛСИБ находятся ещё два турбогенератора ТФ-130-2УХЛЗ, которые будут поставлены на объекты “Т Плюс” в рамках этой программы модернизации девятого блока Пермской ТЭЦ-9 и четвертого блока Ижевской ТЭЦ-2.

Турбогенераторы серии ТФ с воздушным охлаждением поставляются на объекты “Т Плюс” взамен выработавших свой ресурс турбогенераторов с водородным охлаждением – это соответствует тенденциям развития энергомашиностроения и технической политики этой генерирующей компании. На сегодняшний день НПО “ЭЛСИБ” разработана и освоена в производстве линейка турбогенераторов серии ТФ с воздушным охлаждением до 160 МВт. Основными преимуществами

этих генераторов являются их маневренность, простота обслуживания на электростанциях и пожаробезопасность.



*На испытательном стенде НПО “ЭЛСИБ” завершились испытания головного образца турбогенератора ТФ-130-2УЗ. Сняты основные характеристики турбогенератора, проведены тепловые режимы работы машины и ряд специализированных опытов для определения энергетических параметров. Результаты испытаний показали полное соответствие параметров турбогенератора заявленным техническим показателям. Новая машина с воздушным охлаждением мощностью 130 МВт изготовлена в рамках технического перевооружения Автовской ТЭЦ, которая является крупнейшим энергоисточником в юго-западной части Санкт-Петербурга. По установленной мощности станция находится на пятом месте в системе ПАО “ТГК-1”, по тепловой мощности – на третьем месте. Обеспечивает электрической и тепловой энергией промышленные предприятия, жилые и общественные здания Адмиралтейского, Московского, Кировского и Красносельского районов Санкт-Петербурга.*



По словам Андрея Чирикова, технического директора НПО “ЭЛСИБ”, – новый турбогенератор ТФ-130 спроектирован и изготовлен специально для сопряжения с новыми турбинами повышенной мощности 130 МВт. Он принципиально отличается от своего предшественника ТФ-125 не только геометрической формой, но и конструктивно. Изменена система охлаждения для увеличения интенсивности теплообмена активных элементов с охлаждающей средой. Вместо шести газоохладителей, встроенных в корпус, здесь использованы четыре, они собираются конструктивно с генератором при проведении монтажа. Это позволило снизить монтажную массу машины. ТФ-130 без доработок встаёт на фундамент генераторов предыдущих модификаций 110 – 125 МВт.

Ранее предельной мощностью турбогенераторов с воздушным охлаждением на напряжение 10,5 кВ была мощность 125 МВт, что напрямую связано с условиями соблюдения транспортного габарита при перевозке по железной дороге. Проведенные испытания показали, что при необходимости, под специальные требования заказчика возможно создание турбогенераторов и более высоких мощностей на напряжении 10,5 кВ. На данном этапе турбогенератор ТФ-130 оправдал все наши ожидания.