

С 20

ДОСТИЖЕНИЙ, ИЗМЕНИВШИХ  
ЭНЕРГОСИСТЕМУ СТРАНЫ



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

2002–2022





### **Дорогие друзья!**

Двадцать лет – значимый рубеж в жизни любой компании, предполагающий подведение некоторых итогов. За это время пройден большой путь, появились новые задачи, расширились функции и изменилась сама роль Системного оператора в российской электроэнергетике.

Изначально независимый от других субъектов отрасли Системный оператор был создан как «технологический гарант» начавшихся масштабных преобразований, однако по мере успешного решения этой задачи и разворачивания энерго-реформы компания естественным образом встроилась в множество происходящих в отрасли системных процессов, связанных с обеспечением текущей и перспективной надежности ЕЭС России. Одновременно коллектив Системного оператора напряженно решал задачи собственных структурных преобразований – создания и настройки единой трехуровневой иерархии оперативно-диспетчерского управления, формирования унифицированной технологической инфраструктуры,

отвечающей высоким требованиям безопасности и надежности, налаживания систем подготовки и воспроизводства кадров.

Сейчас Системный оператор – неотъемлемая часть электроэнергетики. Не просто круглосуточный диспетчерский центр, управляющий электроэнергетическим режимом ЕЭС России, но и инфраструктурная основа отрасли – опора для ее важнейших механизмов и процессов. Таких, как оптовый рынок электроэнергии, перспективное планирование, противоаварийное управление, технический контроллинг, цифровая и экологическая трансформация энергосистемы.

На пороге третьего десятилетия мы, оглядываясь назад и оценивая то, что уже сделано, ставим перед собой еще более масштабные цели и с уверенностью смотрим в будущее. Опираясь на внушительный перечень достижений, с которым компания встречает новые времена, на накопленный опыт и сформированные уникальные компетенции, Системный оператор продолжает играть ключевую роль в российской энергетике, оставаясь гарантом надежности энергосистемы, катализатором отраслевого технологического прогресса и связующим звеном для множества происходящих в энергетике процессов.

В этом буклете мы собрали основные вехи и победы с момента основания компании. Предлагаю вспомнить, как проходило становление, и отметить основные достижения коллектива за 20 лет, повлиявшие и на управление Единой энергосистемой России, и электроэнергетику в целом.

Председатель Правления АО «СО ЕЭС»

**Ф.Ю. Опадчий**

# ДОСТИЖЕНИЯ

1	Формирование системы централизованного оперативно-диспетчерского управления в условиях рыночных реформ .....	3
2	Обновление технологической инфраструктуры диспетчерского управления .....	7
3	Построение нового экономического уклада оперативно-диспетчерского управления .....	10
4	Создание эффективной и актуальной нормативно-правовой базы функционирования электроэнергетики .....	15
5	Развитие базы национальных стандартов и системы добровольной сертификации .....	18
6	Формирование централизованной системы планирования развития электроэнергетики .....	20
7	Обеспечение устойчивой работы синхронной зоны .....	23
8	Создание и обеспечение функционирования рынка системных услуг .....	28
9	Запуск программы модернизации тепловой генерации .....	30
10	Развитие централизованных систем противоаварийной автоматики .....	32
11	Внедрение систем мониторинга запасов устойчивости .....	34
12	Разработка цифровой информационной модели ЕЭС России .....	36
13	Переход на цифровое дистанционное управление объектами диспетчеризации .....	39
14	Развитие механизмов управления спросом .....	41
15	Интеграция ВИЭ в Единую энергосистему .....	44
16	Организация технического контроллинга в новых условиях функционирования отрасли .....	46
17	Расширение ЕЭС России .....	49
18	Обеспечение энергонезависимости Калининградской области .....	52
19	Налаживание международного обмена опытом .....	54
20	Построение системы подготовки кадров в оперативно-диспетчерском управлении .....	59



## ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В УСЛОВИЯХ РЫНОЧНЫХ РЕФОРМ

Наряду с управлением режимами работы ЕЭС России самой первой задачей Системного оператора сразу после его основания стало создание новой системы централизованного оперативно-диспетчерского управления, соответствующей изменившимся экономическим реалиям электроэнергетики. Новые условия предусматривали передачу всех функций по оперативно-диспетчерскому управлению специально созданной для этой цели государственной компании, независимой от интересов субъектов электроэнергетики, – Системному оператору – в целях обеспечения надежного функционирования и развития ЕЭС России в изменившихся экономических условиях и создания технологической платформы для эффективного функционирования энергетических рынков.

При разработке новой модели был изучен опыт крупнейших стран, энергетика которых также прошла преобразования. Именно тогда был предложен уникальный вариант, сочетающий в себе трехуровневую организационную иерархию диспетчерских центров с распределением между ними функций по оперативно-диспетчерскому управлению.

# СТРУКТУРА АО «СО ЕЭС»

1

Главный диспетчерский центр (ГДЦ, г. Москва)

7

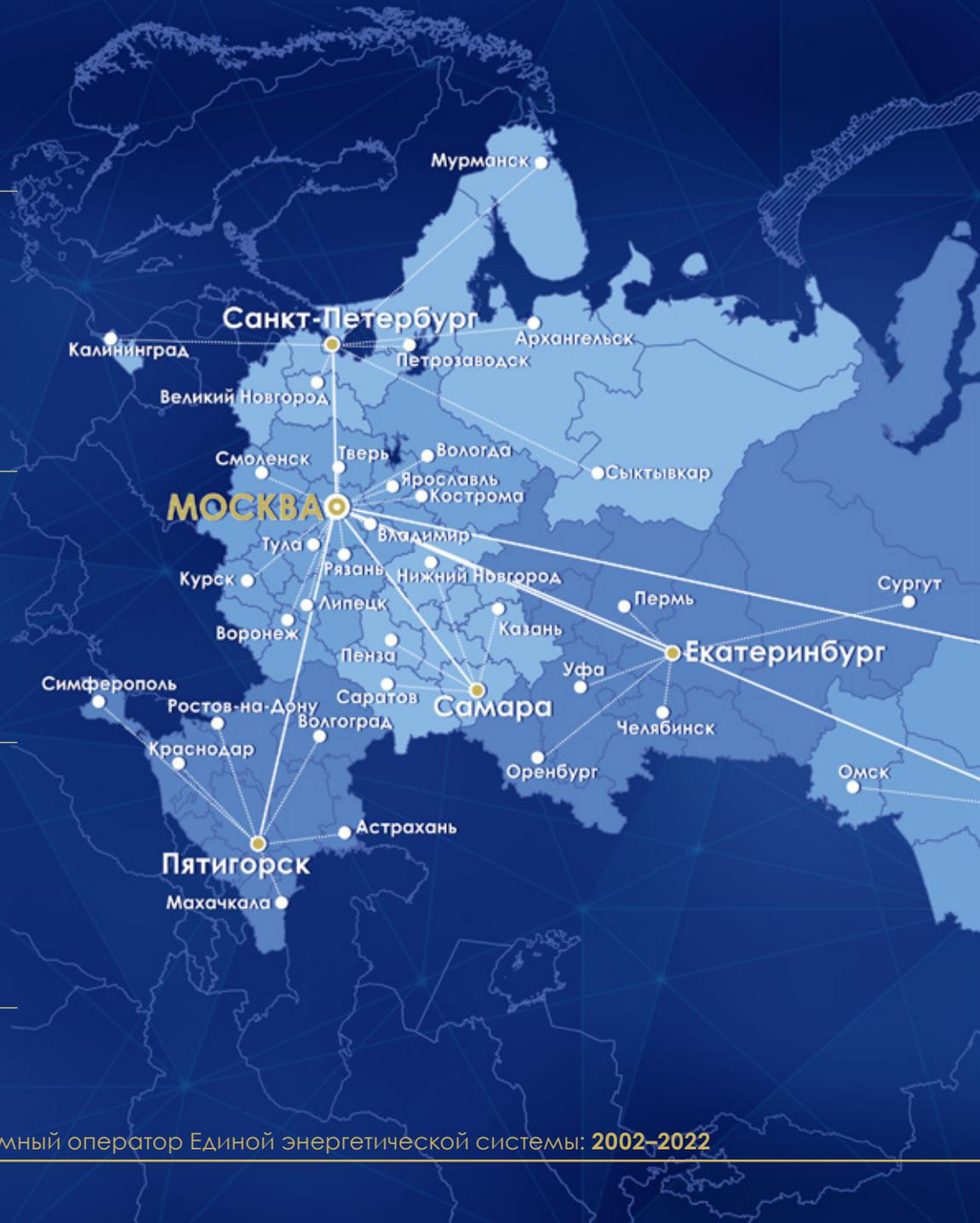
Объединенных диспетчерских управлений (ОДУ)

49

Региональных диспетчерских управлений (РДУ)

16

Представительств в субъектах РФ



# ЕДИНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РОССИИ

71 7 911 246,6 ГВт

Региональная энергосистема

Объединенных энергетических систем (ОЭС)

Электростанций установленной мощностью выше 5 МВт

Установленная мощность электростанций

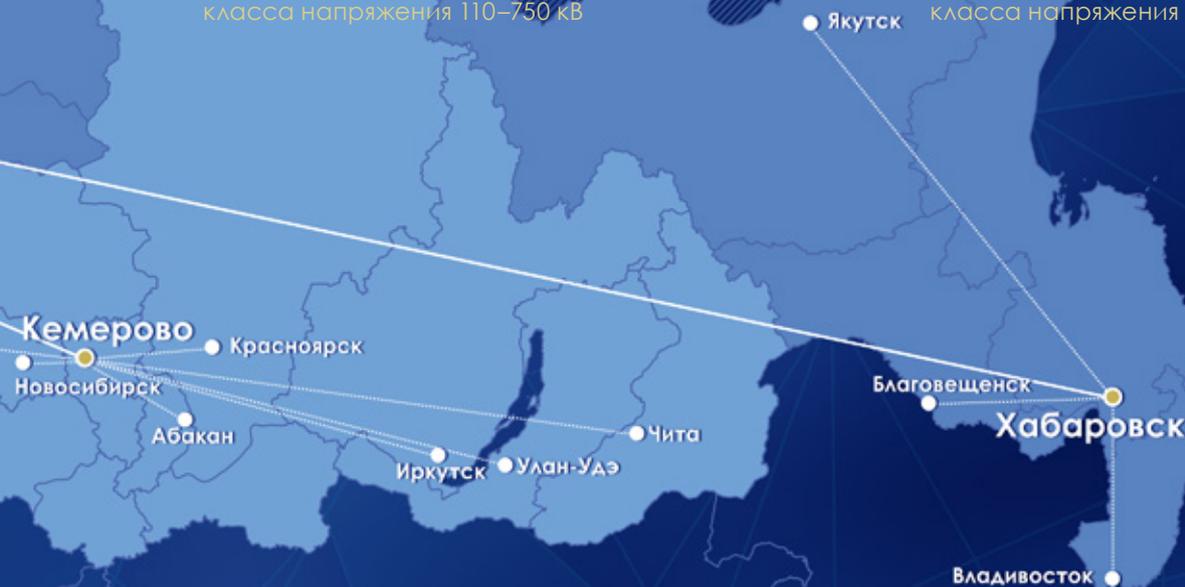
Более

Более

10 000 490 000 км

Электрических подстанций класса напряжения 110–750 кВ

Протяженность линий электропередачи класса напряжения 110–750 кВ



Многое начинали «с нуля». Необходимо было не только осуществить передачу функций по управлению режимами от прежней системы оперативно-диспетчерского управления, но и решать новые задачи по обеспечению технологического функционирования рынков, перспективному развитию ЕЭС России, технического контроллинга, а также обеспечить формирование нормативной базы, создать материальную базу, необходимую для успешного решения стратегических задач, стоящих перед вновь созданной компанией, выстраивать взаимоотношения с другими субъектами отрасли и внутренние деловые процессы, по которым компании предстояло работать в условиях масштабной трансформации отрасли и далее – после окончания реформы. Эти стратегические задачи были решены в первые годы работы.

Формирование организационной структуры Системного оператора, соответствующей принципам трехуровневой иерархии оперативно-диспетчерского управления, было в целом завершено уже в 2003 году. Впоследствии

**СОЗДАННАЯ  
СИСТЕМА ОПЕРАТИВНО-  
ДИСПЕТЧЕРСКОГО  
УПРАВЛЕНИЯ ПОЗВОЛИЛА  
СОХРАНИТЬ ЦЕЛОСТНОСТЬ  
ЕЭС РОССИИ  
ПРИ РЕФОРМИРОВАНИИ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

структура была оптимизирована с целью выравнивания загрузки филиалов, концентрации высококвалифицированных кадров и укрупнения относительно небольших региональных филиалов при сохранении неизменного уровня надежности управления. Сейчас в составе АО «СО ЕЭС» семь филиалов объединенных диспетчерских управлений, 49 филиалов региональных диспетчерских управлений и 16 представительств, созданных для взаимодействия с субъектами электроэнергетики, органами исполнительной власти субъектов РФ, территориальными органами Ростехнадзора, МЧС России в тех регионах, энергосистемами которых управляют укрупненные региональные диспетчерские управления, расположенные на территории других субъектов РФ.

Итак, в первые годы работы компании была выстроена четко работающая вертикаль оперативно-диспетчерского управления, сформирована единая нормативно-техническая база, единая политика технологического оснащения филиалов. Новая система оперативно-диспетчерского управления позволила обеспечить повышение надежности функционирования ЕЭС России в условиях реформирования электроэнергетики с разделением на виды деятельности и созданием новых экономических отношений между субъектами отрасли.



## ОБНОВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Первые годы работы Системного оператора характеризовались активным формированием филиальной сети региональных диспетчерских управлений. Естественно, что одной из важнейших задач компании стало создание технологической инфраструктуры диспетчерского управления в регионах. Условия работы диспетчеров должны были отвечать высоким стандартам Системного оператора – по технологической оснащенности, безопасности, организации труда. И если объединенные диспетчерские управления традиционно располагались в собственных зданиях, что позволяло обеспечить качество, надежность и безопасность работы инженерных систем и диспетчерских центров в целом, то у региональных диспетчерских управлений ситуация оказалась гораздо сложнее. Первоначально, в качестве временного решения, в большинстве регионов удалось взять в аренду у АО-энерго действующие диспетчерские пункты и офисные помещения для размещения технологических и нетехнологических служб РДУ. Такие условия работы не соответствовали технической политике и требованиям безопасности оперативно-диспетчерского управления в стратегически важной отрасли.

Во второй половине 2000-х началась реализация территориальных инвестиционных проектов по созданию инфраструктуры и технологическому переоснащению диспетчерских центров в регионах.

# ИНФРАСТРУКТУРА ДИСПЕТЧЕРСКОГО ЦЕНТРА\*

\* на примере ОДУ Урала

140

инженерных рабочих мест  
со специализированным  
ПО

170 единиц

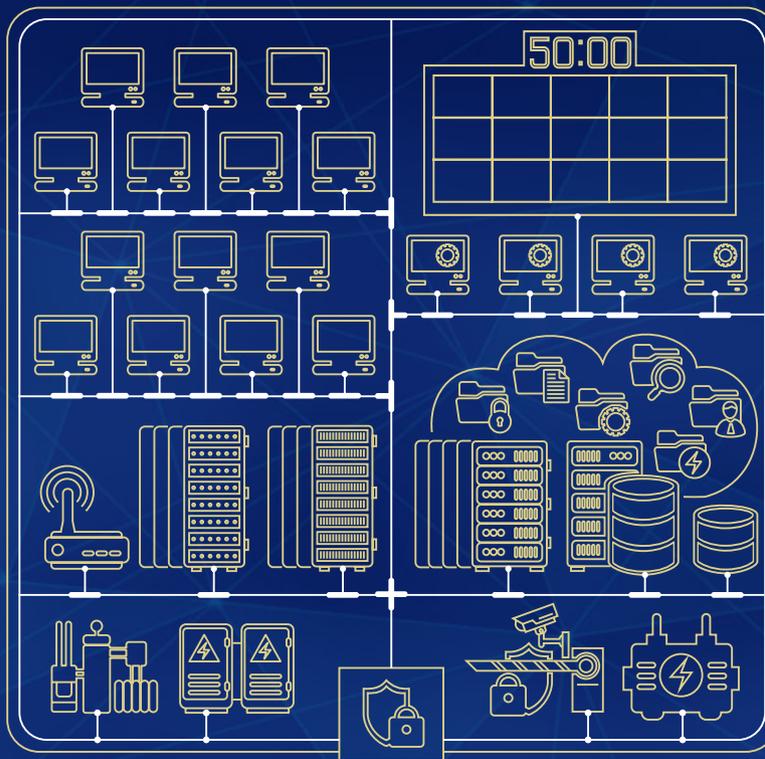
телекоммуникационного  
оборудования,  
собственная станция  
диспетчерской связи

5

систем информационной  
безопасности,  
инженерные системы

198

прямых каналов связи  
с энергообъектами



44 м<sup>2</sup>

площадь видеостены

22

рабочих места  
диспетчерского  
и оперативного  
персонала

220

информационных  
систем

350

Более серверов

6

региональных  
диспетчерских  
управлений



Все новые здания спроектированы и построены с учетом специфики круглосуточной деятельности РДУ, на основе передовых инженерно-строительных технологий и технологических достижений в оперативно-диспетчерском управлении. Мнемонические мозаичные щиты уступили место видеопроекционным, а в более поздних проектах и жидкокристаллическим, – все это обеспечивает максимальный объем, точность и оперативность получения и обработки информации о состоянии объектов электроэнергетики. Все новые диспетчерские центры Системного оператора оснащены интегрированной системой безопасности и системой мониторинга функционирования инженерного оборудования. Диспетчерская связь и передача данных осуществляются по волоконно-оптическим линиям связи, обеспечивающим высокую скорость и надежность передачи данных. Для непрерывного и эффективно-го управления энергосистемой в любых нестандартных ситуациях в зданиях предусмотрено бесперебойное гарантированное энергоснабжение от автономного источника питания технологического оборудования средств диспетчерского и технологического управления и автоматизированной системы диспетчерского управления, включая диспетчерский щит и рабочие места сотрудников диспетчерских центров.

Для подготовки и повышения квалификации специалистов во всех диспетчерских центрах

**ЗДАНИЯ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЦЕНТРОВ СПРОЕКТИРОВАНЫ И ПОСТРОЕНЫ С УЧЕТОМ СПЕЦИФИКИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, НА ОСНОВЕ ПЕРЕДОВЫХ ИНЖЕНЕРНО-СТРОИТЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ДОСТИЖЕНИЙ В ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОМ УПРАВЛЕНИИ**

Системного оператора оборудованы центры и пункты тренажерной подготовки персонала, которые позволяют проводить не только обучение специалистов технологического блока и противоаварийные тренировки диспетчеров филиала, но и общесистемные и межсистемные тренировки с участием оперативного персонала субъектов электроэнергетики. В оснащение центров и пунктов тренажерной подготовки компанией было вложено много усилий и средств, разработано специальное программное обеспечение – компьютерные режимные тренажеры, тренажеры по отработке переключений и др., позволяющее отрабатывать переключения, действия в аварийных режимах и проводить дистанционные тренировки.

К 20-летию Системного оператора из 49 региональных диспетчерских управлений 31 работают в новых либо реконструированных, специально созданных для этого зданиях диспетчерских центров.

# 3

## ПОСТРОЕНИЕ НОВОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО УКЛАДА ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Одним из важнейших достижений Системного оператора стало его активное участие в разработке модели оптового рынка электроэнергии и мощности и последующее внедрение в отрасли рыночных механизмов и процедур. Оптовый рынок в новых реалиях реформируемой отрасли стал экономическим каркасом электроэнергетики, скрепляющим воедино технологии производства и передачи электроэнергии, управление энергосистемой и отношения между независимыми друг от друга субъектами.

Уже в первый год работы Системного оператора были разработаны первые регламентирующие документы, необходимые для запуска рынка – его так называемой «переходной модели», ставшие нормативной базой для поэтапного внедрения новых рыночных механизмов.

В ноябре 2003 года в отрасли появился конкурентный сектор торговли электроэнергией, названный «Сектор 5–15», где производитель мог продать по нерегулируемым ценам от 5 до 15 % выработанной электроэнергии. В 2006 году была запущена новая модель оптового рынка, основанная на двухсторонних регулируемых договорах, встроенных в узловую модель свободного ценообразования на рынке на сутки вперед. Доля поставок электроэнергии по регулируемым договорам с 2007 года постоянно сокращалась. С 2011 года продажа электроэнергии по регулируемым ценам (тарифам) для коммерческих потребителей в ценовых зонах ЕЭС России была полностью прекращена за исключением регулируемых договоров, направленных на сдерживание тарифов для населения, а также в регионах, для которых Правительством РФ установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков.

20 октября 2005 года в ЕЭС России появился балансирующий рынок, пришедший на смену временному «сектору отклонений» и завершивший формирование полноценной модели рынка электроэнергии со свободным ценообразованием. Системный оператор разработал технологию расчета предварительного плана балансирующего рынка, охватывающую все три уровня диспетчерского управления, и уже с февраля 2006 года перешел к внутрисуточным расчетам плана. За последующее десятилетие внутрисуточные расчеты постепенно стали ежедневными. Важной особенностью реализованной модели балансирующего рынка стали принятые принципы ценообразования, создающие для участников однозначные экономические стимулы следовать плановым графикам и исполнять команды диспетчера, минимизируя отклонения от плана. Таким образом, рыночные процедуры в ЕЭС России стали важнейшим фактором технологической дисциплины – основы надежности энергосистемы. При этом сама организация рынка, в котором фактическое планирование загрузки электростанций и формирование диспетчерских графиков осуществляется по результатам конкурентного отбора ценовых заявок с использованием формализованных математических алгоритмов, обеспечивает максимально эффективное использование имеющихся ресурсов генерации и минимизацию стоимости электроэнергии для потребителей.

В 2007 году, благодаря Системному оператору, рынок дополнился технологией выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) – эффективной и прозрачной процедурой, предшествующей работе рынка на сутки вперед. Она позволяет определить, какие энергоблоки необходимо ввести

в работу, а какие остановить в резерв с учетом актуальных прогнозов потребления, плановых ремонтов и технологических ограничений. Запуск ВСВГО потребовал разработки специальных регламентов рынка и создания еще одной «сквозной» технологии, охватывающей все филиалы Системного оператора и поддерживающей значительный информационный обмен с электростанциями и Администратором торговой системы.

Началом перехода к целевой модели рынка стал стартовавший в сентябре 2006 года рынок мощности – изначально как «новый рынок электроэнергии и мощности» НОРЭМ, на котором отрабатывались технологические, экономические и ИТ-решения, – завершившийся запуском в 2011 году целевой модели рынка мощности, в рамках которой мощность стала товаром, а ее поставка на оптовый рынок рассчитывается исходя из выполнения требований по обеспечению готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии. Таким образом, рынок мощности стал важным экономическим и технологическим механизмом, обеспечивающим наличие необходимых мощностей в энергосистеме в средне- и долгосрочной перспективе.

# РАЗВИТИЕ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ



## РЕГУЛИРУЕМЫЙ РЫНОК

# 1 995

единиц  
генерирующего  
оборудования

Ежечасный мониторинг

фактической готовности к выработке электроэнергии\*



794 млрд руб

Рынок мощности\*\*

702 млрд руб

Рынок электроэнергии\*\*

1,6 млрд руб

Рынок системных услуг\*\*

\* на 01.01.2022 года

\*\* за 2020 год

Рынок системных услуг

03.03.2010

01.01.2011

01.05.2014

01.01.2016

20.07.2016

24.07.2017

07.02.2019

01.06.2019

«Целевая»  
модель ОРЭМ

Новая  
технология  
ВСВГО

Долгосрочные  
конкурентные  
отборы  
мощности (КОМ)  
на 4 года

Ценозависимое  
снижение  
потребления

Конкурентный  
отбор мощности  
новых  
генерирующих  
объектов  
(КОМ НГО)

Отборы  
проектов  
модернизации

Управление  
спросом  
розничных  
потребителей  
(агрегация)

КОНКУРЕНТНЫЙ РЫНОК

Для обеспечения работоспособности новой модели Системный оператор разработал специальную методологию и закрепляющие ее нормативные документы, подробно устанавливающие процедуры определения готовности оборудования и фактически поставляемых объемов мощности.

Как и балансирующий рынок, рынок мощности также создал систему экономических стимулов, направленных на выполнение технологических требований и поддержание диспетчерской дисциплины независимыми участниками рынка, что является важным условием обеспечения надежности работы ЕЭС в современных условиях.

В 2011 году Системный оператор запустил рынок системных услуг, создавший экономические механизмы для привлечения субъектов электроэнергетики к участию в поддержании требуемого уровня надежности и качества функционирования ЕЭС России.

Чтобы подготовиться к управлению режимами ЕЭС в рыночных условиях, был реализован комплекс мероприятий, включавший

## **РЫНОЧНЫЕ ПРОЦЕДУРЫ В ЕЭС РОССИИ СТАЛИ ВАЖНЕЙШИМ ФАКТОРОМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ДИСЦИПЛИНЫ – ОСНОВЫ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ**

создание и внедрение автоматизированных систем управления на базе современных высокопроизводительных серверов и специально разработанных инструментов математического моделирования и оптимизации электроэнергетических режимов. К 2005 году Системный оператор полностью поменял автоматизированную систему оперативно-диспетчерского управления, внедрил унифицированный оперативно-информационный комплекс и создал новую информационно-вычислительную систему сбора и обработки данных о параметрах работы энергосистемы. К 2007 году – внедрил новую систему прогнозирования потребления и планирования режимов на основе электрической расчетной схемы сети, давшую мощный толчок развитию методов математического моделирования для планирования и управления режимами. Были внедрены цифровые каналы связи, каналобразующее и коммутационное оборудование, созданы автоматизированные системы диспетчерского управления ЕЭС России, комплексы противоаварийной и режимной автоматики.

# 4

## СОЗДАНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ И АКТУАЛЬНОЙ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЙ БАЗЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

После распада СССР в российской электроэнергетике не существовало единой нормативной базы, регулирующей весь комплекс экономических и технологических отношений, связанных с функционированием отрасли. Нормативное регулирование в электроэнергетике в основном осуществлялось при помощи корпоративных актов РАО «ЕЭС России» и ведомственных документов. Однако требования, инструкции и регламенты советских времен, на которые во многом продолжали опираться компании отрасли, уже не подходили для регулирования новых отношений в электроэнергетике.

Каркасом современной нормативной базы отрасли стал Федеральный закон «Об электроэнергетике», который определил основы и принципы работы электроэнергетики в рыночных условиях, организационную структуру отрасли, функции и основы взаимодействия организаций технологической и коммерческой инфраструктуры между собой и с другими субъектами электроэнергетики и потребителями электроэнергии, установил полномочия органов власти по регулированию и контролю в электроэнергетике и пределы их реализации. Положения закона регулярно обновляются и совершенствуются с учетом новых потребностей и реалий работы отрасли. Немалую роль в таком обновлении играют законодательные инициативы, подготовленные Системным оператором или при его непосредственном участии.

Основными принятыми в развитие норм Федерального закона нормативными актами Правительства РФ, в разработке которых самое деятельное участие приняли работники Системного оператора, стали:

- Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- Правила оптового рынка электрической энергии и мощности;
- Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии;
- Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям;
- Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики;
- Правила утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;
- Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации;

- Правила расследования причин аварий в электроэнергетике и многие другие.

Активная позиция Системного оператора, убеждавшего руководство страны и отрасли в необходимости формирования новой системы нормативного регулирования технологической деятельности в электроэнергетике, помогла начать разработку общеобязательных Правил технологического функционирования электроэнергетических систем (ПТФ ЭЭС). Подобный базовый документ был безусловно необходим для существования в новых условиях такого технологически сложного объекта, как энергосистема.

Работа над проектом Правил, их обсуждение и согласование с широким кругом органов власти и организаций велась несколько лет. Наши специалисты были задействованы в этой работе на всех этапах. Усилия увенчались успехом: в августе 2018 года постановлением Правительства РФ Правила были утверждены.

ПТФ ЭЭС – фундамент нормативного регулирования технологических отношений в отрасли. Документ включил описание структуры энергосистемы, ее характеристик, электроэнергетических режимов, требования к устойчивости, надежности и живучести энергосистемы, к релейной защите и автоматике, информационно-технологической инфраструктуре, оперативно-диспетчерскому и оперативно-технологическому управлению, взаимодействию субъектов отрасли, эксплуатации энергетических объектов и ряду других важнейших составляющих надежности энергосистемы.

В концепцию документа была заложена дальнейшая работа по пересмотру и актуализации всего массива нормативно-технической документации

в электроэнергетике, связанная с разработкой и принятием на уровне Минэнерго России нескольких десятков нормативных актов.

Необходимая основа для узаконной работы сформирована

с принятием Федерального закона № 196-ФЗ от 23.06.2016 и постановления Правительства РФ № 244 от 02.03.2017, предусматривающих создание в области электроэнергетики системы нормативных правовых актов,

устанавливающих требования к обеспечению надежности

и безопасности электроэнергетических

систем и объектов электроэнергетики. Это позволило впервые за несколько десятков лет переработать, актуализировать и утвердить на государственном уровне такие основополагающие для отрасли документы, как Правила переключений в электроустановках, Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, Методические указания по устойчивости энергосистем, Правила работы с персоналом, Требования к оснащению устройствами РЗА, Правила технического обслуживания, настройки, создания и модернизации устройств РЗА, Нормы технологического проектирования отдельных видов объектов электроэнергетики и множество других документов, не пересматривавшихся со времен СССР.

Тем самым в электроэнергетике удалось решить задачу, оказавшуюся непосильной для реформы технического регулирования, над которой в ряде других отраслей бьются до сих пор. Во многом

это – результат ежедневной работы и заслуга специалистов Системного оператора.

Система нормативно-правового обеспечения

российской электроэнергетики продолжает обновляться и совершенствоваться.

Работа по пересмотру и дальнейшему формированию всего массива нормативно-правовых актов разного уровня, необходимого для нормального функционирования и развития отрасли, – одно из наиболее важных направлений деятельности Системного оператора.

**СИСТЕМА НОРМАТИВНО-ПРАВОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ПРОДОЛЖАЕТ ОБНОВЛЯТЬСЯ И СОВЕРШЕНСТВОВАТЬСЯ**



## РАЗВИТИЕ БАЗЫ НАЦИОНАЛЬНЫХ СТАНДАРТОВ И СИСТЕМЫ ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ

Важнейшее достижение Системного оператора – развитие базы национальных стандартов как одной из основных составляющих системы нормативного регулирования отрасли.

Эта работа ведется компанией в Техническом комитете по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика» Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт). ТК 016 создан в 2006 году, а в сентябре 2014-го был значительно усилен путем реорганизации ряда технических комитетов по стандартизации в области электроэнергетики. В него вошли представители федеральных органов исполнительной власти, общероссийских общественных организаций и объединений, научных и производственных предприятий электроэнергетики, профильных вузов. Методическое руководство работой ТК 016, координацию его деятельности с деятельностью других технических комитетов и контроль осуществляет Росстандарт. Системный оператор является базовой организацией ТК 016, возглавляет его и выполняет функции по ведению секретариата.

Всего в ТК 016 к 2022 году разработано свыше 120 национальных и межгосударственных стандартов. Специалисты Системного оператора подготовили более трети из них. Эти документы установили требования к организации оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления в ЕЭС России, функционированию различного оборудования электрических станций и сетей, процессам планирования развития энергосистем, информационной модели электроэнергетики.

Помимо совершенствования и развития системы национальной стандартизации в электроэнергетике, ТК 016 выполняет функции постоянно действующего национального органа в Межгосударственном техническом комитете МТК 541 «Электроэнергетика», секретариат которого также ведет Системный оператор.

В состав МТК 541 входят государства – члены ЕАЭС, а также Республика Узбекистан, Азербайджанская Республика и Республика Молдова. На международном уровне ТК 016 обеспечивает исполнение обязательств Российской Федерации в зеркальных по тематике технических комитетах Международной электротехнической комиссии (МЭК). Более 100 экспертов от ТК 016 представляют Российскую Федерацию в работе технических органов МЭК.

В 2019 и 2020 годах ТК 016 «Электроэнергетика» вошел в тройку лидеров ежегодного рейтинга по эффективности деятельности среди более 200 национальных технических комитетов Росстандарта.

Развитие базы национальных стандартов, детально регламентирующих отдельные вопросы функционирования и развития энергосистем, является логичным продолжением работы по совершенствованию нормативно-технической базы в электроэнергетике. Эта работа содействует определению унифицированных подходов к эксплуатации и модернизации энергообъектов и проведению согласованной технической политики в отрасли, в том числе достижению технологической совместимости оборудования на принадлежащих различным собственникам энергообъектах.

Большая часть национальных стандартов, разработанных Системным оператором, базируется на опыте корпоративной стандартизации

и применения стандартов организации, в том числе на различные виды устройств противоаварийной автоматики. Корпоративные стандарты на нормы участия генерирующего оборудования разного типа электростанций в регулировании частоты регламентируют условия его участия в рынке системных услуг. Для организации системы подтверждения соответствия Системным оператором создана система добровольной сертификации. Она позволяет проводить оценку соответствия как серийных экземпляров, так и экспериментальных образцов энергооборудования требованиям стандартов организации АО «СО ЕЭС», национальных стандартов, нормативно-правовых актов. По состоянию на начало 2022 года к системе добровольной сертификации допущено 16 инженеринговых и научно-исследовательских организаций, которые осуществляют сертификацию генерирующего оборудования, устройств режимной и противоаварийной автоматики, а также устройств системы мониторинга переходных режимов.

**ЗА ВРЕМЯ РАБОТЫ  
ТЕХНИЧЕСКОГО  
КОМИТЕТА 016  
«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»  
СПЕЦИАЛИСТАМИ  
СИСТЕМНОГО ОПЕРАТОРА  
ПОДГОТОВЛЕНО БОЛЕЕ  
40 НАЦИОНАЛЬНЫХ  
И МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫХ  
СТАНДАРТОВ  
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

# 6

## ФОРМИРОВАНИЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СИСТЕМЫ ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Энергосистема не может устойчиво и сбалансированно развиваться без эффективной системы перспективного планирования, обеспечивающего скоординированное развитие генерации, сетей, систем и устройств противоаварийной автоматики и средств диспетчерского технологического управления. К началу реформирования отрасли и появлению Системного оператора старая советская система централизованного планирования уже не могла работать в возникающих рыночных условиях, а новая, предусматривающая актуальные экономические отношения субъектов электроэнергетики, еще только начинала создаваться.

По поручению руководства отрасли Системный оператор в течение нескольких лет формировал основы новой системы перспективного планирования, обеспечивающей синхронизацию строительства и ввода генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры, которые теперь принадлежали разным собственникам, а также технологическую совместимость новых объектов.

Специалисты компании разработали методику прогнозирования потребления на перспективу до семи лет, в сотрудничестве с ОАО «НИИПТ» создали перспективную расчетную модель ЕЭС России на 10 лет и запустили ежегодный процесс ее актуализации. Разработали единые подходы к определению мероприятий, обеспечивающих технические возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств и генерирующих объектов к электрическим сетям.

Новая система планирования развития ЕЭС России была запущена в 2009 году постановлением Правительства РФ. Она предусматривала разработку и утверждение трех основных документов: Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики (на 15 лет), Схемы и программы развития ЕЭС России, включающей в себя Схему развития Единой национальной электрической сети (на семь лет), Схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ (на пять лет).

**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР  
СФОРМИРОВАЛ  
ОСНОВЫ НОВОЙ  
СИСТЕМЫ ПЕРСПЕКТИВНОГО  
ПЛАНИРОВАНИЯ,  
ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕЙ  
СИНХРОНИЗАЦИЮ СТРОИТЕЛЬСТВА  
И ВВОДА ГЕНЕРАЦИИ И СЕТЕЙ,  
А ТАКЖЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ  
СОВМЕСТИМОСТЬ НОВЫХ  
ОБЪЕКТОВ**

В рамках Генеральной схемы определяется долгосрочный спрос на электроэнергию и мощность, оптимальная структура генерирующих мощностей для обеспечения перспективного баланса производства и потребления в энергосистеме страны с учетом планов развития отраслей экономики, экологической повестки, а также необходимости выполнения требований надежного и безопасного функционирования энергосистем.

Схема и программа развития ЕЭС на среднесрочном горизонте планирования определяет прогноз спроса на электрическую энергию и мощность с учетом информации о местах размещения и параметрах реализуемых инвестиционных проектов в различных секторах экономики, обеспечивает синхронизацию и оптимизацию планов развития магистральных электрических сетей, генерирующих источников и точек роста спроса на электрическую энергию в масштабах ЕЭС России.

Региональные Схемы и программы развития определяют необходимый и достаточный объем строительства распределительного сетевого комплекса для обеспечения надежного энергоснабжения потребителей с учетом решений, принятых в Схеме и программе развития ЕЭС России.

Системный оператор принимает участие в разработке, рассмотрении, согласовании и регулярной актуализации Генеральной схемы и Схемы и программы развития ЕЭС, осуществляя прогнозирование потребления, разработку балансов электроэнергии и мощности, выполнение расчетов электроэнергетических режимов и устойчивости с использованием перспективной расчетной модели ЕЭС России. Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики регионов разрабатываются органами исполнительной власти на местах.

В 2021 году по инициативе Министерства энергетики начата модернизация системы перспективного планирования в отрасли, в частности предусматривающая централизацию системы принятия решений по развитию. Согласно планам, с 2023 года все обязанности по проектированию развития энергосистем в стране будет

выполнять Системный оператор. Координировать эту работу в исполнительном аппарате, филиалах и дочерних обществах АО «СО ЕЭС» будет специально созданная дирекция по развитию ЕЭС. Централизация функций перспективного планирования позволит ликвидировать дисбалансы и диспропорции в развитии энергосистемы, обеспечить принятие взвешенных решений по строительству и реконструкции объектов электроэнергетики, скоординировать инвестиционные программы различных собственников.



## ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ СИНХРОННОЙ ЗОНЫ

ЕЭС России работает в синхронном режиме с единой частотой электрического тока с энергосистемами Беларуси, Казахстана, Латвии, Литвы, Эстонии, Азербайджана, Грузии и Монголии. Через энергосистему Казахстана параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана и Киргизии. Энергосистемы этих государств и ЕЭС России вместе образуют синхронную зону – энергообъединение ЕЭС/ОЭС. Кроме того, от электрических сетей России осуществляется электроснабжение выделенных районов Китая, через вставку постоянного тока поставляется электроэнергия в энергосистему Китая, совместно с ЕЭС России через устройства Выборгского преобразовательного комплекса работает энергосистема Финляндии.

# СОВМЕСТНАЯ РАБОТА ЕЭС РОССИИ С ЗАРУБЕЖНЫМИ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ

10 стран

22 575 тыс. км<sup>2</sup>  
площадь территории

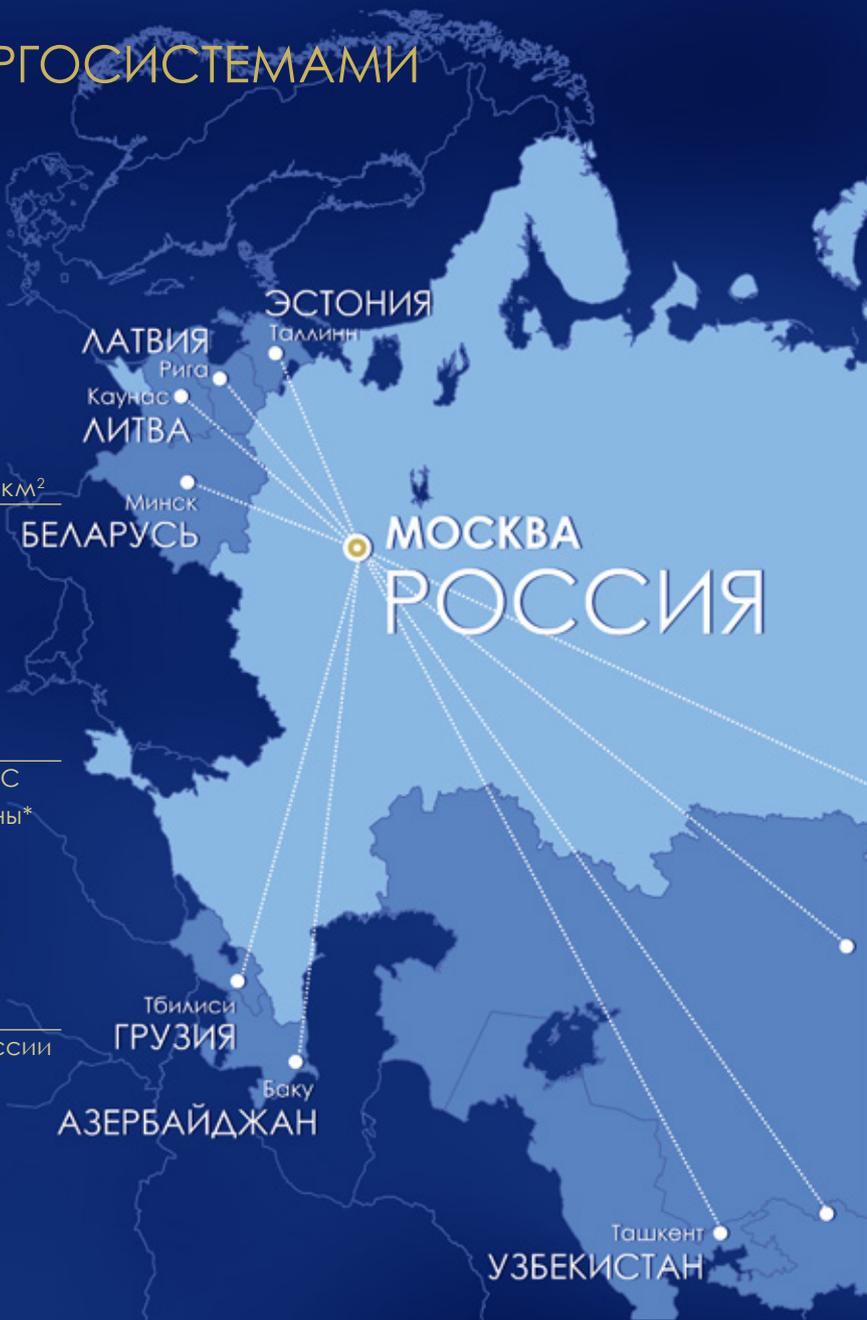
314 ГВт

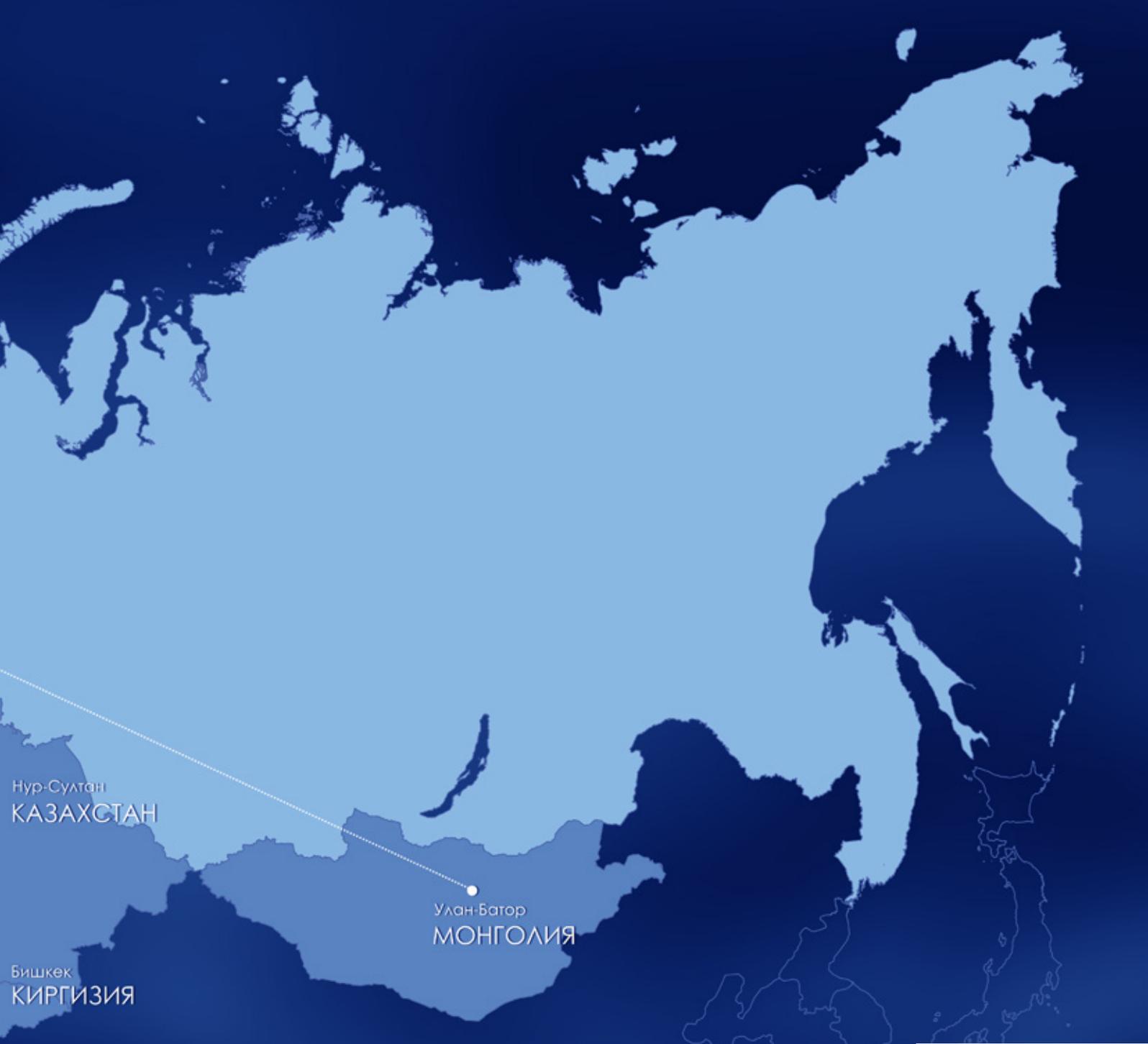
установленная мощность электростанций ЕЭС  
России и энергосистем стран синхронной зоны\*

1 313 ТВт·ч

годовое потребление электроэнергии в ЕЭС России  
и энергосистемах стран синхронной зоны\*

\*без учета энергосистемы Монголии





Нур-Султан  
КАЗАХСТАН

Бишкек  
КИРГИЗИЯ

Улан-Батор  
МОНГОЛИЯ

**20 достижений**, изменивших энергосистему страны

Совместное функционирование энергосистем, различ- ных по составу генериру- ющего оборудования, потреблению мощ- ности и топологии электрической сети требует координа- ции всех аспектов параллельной рабо- ты энергообъедине- ния ЕЭС/ОЭС.

В феврале 1992 года межправи- тельственным соглашением создан Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств (ЭЭС СНГ) – межгосу- дарственный отраслевой орган, решающий системообразующие задачи. В их числе – формирова- ние принципов и направлений ин- теграции государств – участников СНГ в области электроэнергетики, разработка предложений по эко- номическим и правовым условиям обеспечения совместной работы энергообъединения, формирование общей нормативной и технической документации параллельной рабо- ты электроэнергетических систем. В 2021 году ЭЭС СНГ избрал своим Президентом министра энергети- ки Российской Федерации Николая Шульгинова.

**СВЯЗУЮЩИМ ЗВЕНОМ,  
ОБЕСПЕЧИВАЮЩИМ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ  
ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ  
ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ  
ЕЭС/ОЭС, ЯВЛЯЕТСЯ КОМИССИЯ  
ПО ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ  
КООРДИНАЦИИ СОВМЕСТНОЙ  
РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ СТРАН  
СНГ И БАЛТИИ, ВОЗГЛАВЛЯЕМАЯ  
СИСТЕМНЫМ ОПЕРАТОРОМ**

С целью формирования единых принципов работы энергообъ- единения ЕЭС/ОЭС и управ- ления режимами входя- щих в него энергосистем Электроэнергетический Совет СНГ в 1993 году образовал свой рабо- чий орган – Комиссию по оперативно-техно- логической координа- ции совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК). Члены КОТК – представители энерго- компаний, осуществляющих

эксплуатацию национальных электри- ческих сетей и/или оперативно-диспетчерское управление энергосистемами СНГ, Балтии и Грузии. С 2003 года должность Председателя КОТК неизмен- но занимал Председатель Правления АО «СО ЕЭС». Председателем КОТК на 2021–2022 годы назначен Председатель Правления Системного оператора Федор Опадчий. Представители АО «СО ЕЭС» воз- главляют рабочие группы КОТК.

За почти 20 лет КОТК разработаны Основные технические требования к параллельно рабо- тающим энергосистемам стран СНГ и Балтии в составе 12 документов, подготовка которых ве- лась с 2005 года. Для унификации и формирования документационной базы оперативно-диспетчерско- го управления приняты типовые формы документов по вопросам организации оперативно-диспетчерско- го управления, обмена технологической информаци- ей, регламентации порядка и условий организации

безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных ЛЭП, действий по предотвращению развития и ликвидации нарушений параметров допустимых режимов параллельной работы энергосистем синхронной зоны и другие. Таким образом, была сформирована технологическая база координации совместной работы энергосистем – своеобразный «сетевой кодекс» энергообъединения ЕЭС/ОЭС, уникальный набор нормативно-технических документов, выделяющий это объединение среди других мировых аналогов.

В условиях энергетического перехода и реакции на текущие вызовы в ближайшие годы КОТК планирует проанализировать особенности работы генерации на базе ВИЭ в энергосистемах – участницах ЕЭС/ОЭС и сформировать технические требования к ней и ее функционированию.

Кроме этого, вопросы параллельной работы обсуждаются в рамках двухсторонних отношений с компаниями электроэнергетической отрасли зарубежных стран. Оперативно-диспетчерское управление, планирование режимов параллельной работы энергосистем, информационный обмен и другие аспекты регламентированы соответствующими двусторонними документами.

Для координации параллельной работы ЕЭС России и ОЭС Центральной Азии с 1 января 2022 года АО «СО ЕЭС» получил статус наблюдателя при Координационном Электроэнергетическом Совете Центральной Азии.

# 8

## СОЗДАНИЕ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЫНКА СИСТЕМНЫХ УСЛУГ

Одним из важнейших механизмов поддержания необходимого уровня надежности и качества функционирования ЕЭС России в рыночных условиях стал рынок услуг по обеспечению системной надежности, или рынок системных услуг (PCY). Запуск этого нового для России рыночного сегмента Системный оператор осуществил в 2011 году. PCY стал значимым экономическим и технологическим механизмом, обеспечивающим заинтересованность участников рынка в несении расходов на поддержание системной надежности. В частности, в рамках PCY собственникам компенсируются расходы на оснащение принадлежащих им энергообъектов оборудованием, напрямую не связанным с производством электроэнергии – устройствами регулирования частоты и перетоков активной мощности.

Инициированная Системным оператором и разработанная при его активном участии модель PCY включает в себя оказание трех видов услуг: по нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ), автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) энергоблоками тепловых станций, а также регулированию реактивной мощности без производства электроэнергии (РРСК).

Появившееся в ЕЭС России благодаря рынку системных услуг НПРЧ – часть общего первичного регулирования частоты. НПРЧ осуществляется системами автоматического регулирования частоты и активной мощности электростанций. Этот способ поддержания устойчивости энергосистемы используется при аварийных отклонениях частоты от заданного значения. При возникновении небаланса мощности в любой части энергосистемы НПРЧ ограничивает отклонения частоты, удерживая их в допустимых пределах.

Задачу восстановления нормального уровня частоты решает автоматическое вторичное регулирование частоты и мощности. Запуск РСУ создал необходимые условия для привлечения тепловых электростанций к участию в автоматическом вторичном регулировании, ранее осуществлявшемся только при помощи ГЭС.

Поддержание требуемых уровней напряжения в узлах электрической сети обеспечивает регулирование реактивной мощности без производства электроэнергии. Вне РСУ эту функцию традиционно выполняют генераторы электростанций в режиме производства электрической энергии и устройства компенсации реактивной мощности, установленные в электрических сетях и на электроустановках потребителей. Однако в некоторых схемно-режимных ситуациях необходимо привлекать к этому виду регулирования генерирующее оборудование, работающее в режиме синхронного компенсатора, что осуществляется через услугу РРСК.

Системный оператор осуществляет отбор субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, заключает долгосрочные договоры на их оплату, контролирует качество и объем предоставленных услуг, а также координирует действия участников РСУ. Средства на оплату услуг поступают от покупателей оптового рынка в соответствии с установленным Федеральной

антимонопольной службой специальным тарифом.

Порядок отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих такие услуги, а также правила их оказания и механизмы ценообразования определены Правительством РФ.

Услуги, оказываемые в рамках РСУ, доказали свою востребованность. С момента запуска РСУ количество участников НПРЧ и регулировочный диапазон выросли в несколько раз. В периоды сильных паводков передача функции по автоматическому вторичному регулированию частоты на ТЭС позволила оптимизировать использование гидроресурсов и тем самым повысить эффективность функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности.

**РЫНОК СИСТЕМНЫХ  
УСЛУГ СТАЛ  
ЭКОНОМИЧЕСКИМ  
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ  
МЕХАНИЗМОМ,  
ОБЕСПЕЧИВАЮЩИМ  
ЗАИНТЕРЕСОВАННОСТЬ  
ЭНЕРГОКОМПАНИЙ В НЕСЕНИИ  
РАСХОДОВ НА ПОДДЕРЖАНИЕ  
СИСТЕМНОЙ НАДЕЖНОСТИ**



## ЗАПУСК ПРОГРАММЫ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ

В 2019 году Правительством РФ принято решение о запуске программы модернизации тепловой генерации для продления паркового ресурса генерирующего оборудования тепловых электростанций.

В основе программы лежит механизм привлечения инвестиций, основанный на принципе гарантированного возврата инвестиционных затрат через платежи на рынке мощности. Активное участие в его разработке приняли специалисты Системного оператора. Механизм получил название конкурентного отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций – КОММод. При подготовке к его запуску специалисты Системного оператора разработали методологические подходы по определению допустимых объемов вывода оборудования из работы на период модернизации на территориях выделенных энергорайонов и энергосистем. Приняли участие в разработке регламентов оптового рынка, включая математическую модель отбора. Разработали и внедрили электронную систему взаимодействия с участниками отборов, обеспечивающую прием ценовых заявок и доведение итогов отбора до участников. Провели имитационный отбор проектов, результаты которого послужили основой для разрабатываемой Минэнерго программы модернизации.

В обязанности Системного оператора на протяжении всего срока реализации программы входит ее технологическое сопровождение – проведение конкурентных отборов проектов, оценка возможности вывода оборудования из работы в модернизацию с учетом актуальной режимно-балансовой ситуации в энергосистеме, подтверждение выполнения заявленных мероприятий по модернизации в отношении турбинного оборудования и аттестация вводимого в эксплуатацию после модернизации оборудования.

Главным критерием отбора является эффективность представленного проекта, рассчитываемая на основании заявленных технических и ценовых параметров.

По результатам отборов проектов поставщики принимают на себя обязательства по поставке мощности в течение 16 лет, обеспечивающие надежность работы энергосистемы, а также по обязательному использованию в проектах модернизации локализованного оборудования.

В 2019 году проведен первый «залповый» отбор проектов модернизации на 2022–2024 годы и второй отбор на 2025 год с суммарной мощностью отобранных проектов более 14 ГВт. В 2020 и 2021 годах прошли отборы на 2026 и 2027 годы соответственно. В 2021 году также прошел дополнительный отбор проектов, предусматривающих установку инновационных газовых турбин отечественного производства.

**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР  
ОБЕСПЕЧИВАЕТ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ  
СОПРОВОЖДЕНИЕ  
ПРОГРАММЫ МОДЕРНИЗАЦИИ  
ТЕПЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ,  
НАПРАВЛЕННОЙ  
НА ПРОДЛЕНИЕ ЕЕ  
ПАРКОВОГО РЕСУРСА**

По результатам проведенных отборов отобрано 127 проектов совокупной установленной мощностью 26,8 ГВт. В общей сложности программа предусматривает замену либо реконструкцию основного оборудования 46,5 ГВт мощностей ТЭС.

1 января 2022 года на оптовый рынок вышло первое оборудование, реконструированное по программе модернизации тепловой генерации – энергоблока Костромской ГРЭС, Омской ТЭЦ-4 и Невинномысской ГРЭС.

# 10

## РАЗВИТИЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

В ЕЭС России длительное время функционируют уникальные, не имеющие мировых аналогов централизованные системы противоаварийной автоматики (ЦСПА). В период появления в отрасли первых ЭВМ в 1960-х годах именно Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы стало идеологом создания и развития ЦСПА, надежность и эффективность которых были доказаны многолетней успешной эксплуатацией. В начале 2000-х годов эстафету развития и совершенствования этого важнейшего противоаварийного барьера энергосистемы взял на себя Системный оператор.

ЦСПА – программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий в автоматическом режиме сохранение устойчивости энергосистемы при возникновении в ней аварийных ситуаций. Система обеспечивает минимально необходимый объем противоаварийного управления, сокращает избыточность управляющих воздействий. Использование таких систем позволяет минимизировать число отключенных потребителей при авариях и уменьшить последствия аварий для потребителей. Каждая ЦСПА имеет двухуровневую структуру: программно-аппаратные комплексы верхнего уровня устанавливаются в диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС», а «низовые» устройства, обеспечивающие отключение энергетического оборудования или нагрузки потребления, – на объектах электроэнергетики.

Совершенствование ЦСПА как неотъемлемого элемента современной модели противоаварийного управления является для Системного оператора одной из ключевых задач в области развития цифровых технологий. И важнейшим достижением компании в этой сфере стали разработка и повсеместное использование ЦСПА нового поколения, обеспечивающих не только статическую, но и динамическую устойчивость энергосистемы – то есть ее стабильность непосредственно в процессе аварийных возмущений. Фактически этой цели удалось достичь лишь в XXI веке, благодаря интенсивному развитию информационных технологий.

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЦСПА – ОДНА ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ЗАДАЧ СИСТЕМОГО ОПЕРАТОРА В ОБЛАСТИ РАЗВИТИЯ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

Внедряемые в настоящее время в ЕЭС России ЦСПА третьего поколения имеют расширенный функционал, включающий более совершенный алгоритм расчета статической устойчивости энергосистемы, а также алгоритм выбора управляющих воздействий по условиям обеспечения динамической устойчивости и новый алгоритм оценки состояния электроэнергетического режима энергосистемы. Сейчас они уже успешно функционируют в ОЭС Востока, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Юга, ОЭС Средней Волги, ОЭС Урала и энергосистеме Тюменской области. В 2021 году начались работы по переводу программно-технического комплекса верхнего уровня ЦСПА на отечественное программное обеспечение. Первой из таких систем стала ЦСПА ОЭС Сибири, успешно выполняющая свои функции после перевода на операционную систему и базу данных российской разработки.



## ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ

Определение МДП И АДП – максимально допустимого и аварийно допустимого перетока активной мощности в системообразующей сети – одна из важнейших повседневных задач, решаемых Системным оператором для обеспечения надежности ЕЭС. При этом чем точнее расчет МДП, тем эффективнее использование имеющейся пропускной способности линий электропередачи, меньше необходимое резервирование и сетевые ограничения, больше возможностей для реализации экономических интересов участников рынка электроэнергии и мощности.

В 2013 году Системный оператор в рамках программы цифровизации начал работу по созданию и внедрению в энергообъединениях цифровых систем мониторинга запаса устойчивости (СМЗУ). Это разработанный АО «НТЦ ЕЭС» совместно с АО «СО ЕЭС» программно-технический комплекс, выводящий процесс расчета МДП на принципиально новый уровень.

Система предназначена для расчета величины МДП в режиме реального времени, что позволяет учитывать текущие изменения схемно-режимной ситуации, настройки противоаварийной автоматики и тем самым дает дополнительные возможности по использованию пропускной способности электрической сети без снижения уровня надежности энергосистемы. Использование СМЗУ позволяет выбрать оптимальный алгоритм управления режимами энергосистемы, одновременно обеспечивая высокий уровень надежности ее работы.

Величина перетоков активной мощности по ЛЭП и сечениям – один из ключевых параметров, контролируемых диспетчерами Системного оператора при управлении электроэнергетическим режимом ЕЭС России. Для обеспечения устойчивой работы ЕЭС специалисты компании рассчитывают величину МДП для различных схемно-режимных ситуаций. До внедрения СМЗУ такие расчеты не проводились в автоматизированном режиме, поэтому требовали значительного времени и осуществлялись только для наиболее тяжелых режимных условий, в связи с чем эффективность использования пропускной способности электросетевой инфраструктуры в повседневном нормальном режиме предсказуемо снижалась. В новой цифровой системе расчет МДП проводится циклически с интервалом 2–10 минут в зависимости от сложности энергосистемы. Эту функцию осуществляет специальное программное обеспечение, установленное на информационно-вычислительных серверах филиалов Системного оператора – объединенных и региональных диспетчерских управлений. Для обработки поступающей информации и расчетов в СМЗУ используются уникальные, специально созданные программы, современные цифровые технологии математического моделирования режима энергосистемы, оценки ее состояния и достоверизации информации.

В ЕЭС России технология СМЗУ внедрена в более чем 120 контролируемых сечениях, ее используют Главный диспетчерский центр и свыше

**СМЗУ ПОЗВОЛИЛА  
УВЕЛИЧИТЬ  
ДОПУСТИМЫЙ  
ПЕРЕТОК МОЩНОСТИ  
В КОНТРОЛИРУЕМЫХ  
СЕЧЕНИЯХ ДО 10–20 %  
И ОБЕСПЕЧИТЬ  
ОПТИМАЛЬНУЮ ЗАГРУЗКУ  
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

20 филиалов Системного оператора – объединенных и региональных диспетчерских управлений. Расширение применения СМЗУ в ЕЭС России проводится постоянно. Применение СМЗУ позволило увеличить допустимый переток мощности в контролируемых сечениях в среднем до 10–20 % и обеспечило оптимальную загрузку электростанций.

В Главном диспетчерском центре Системного оператора и филиалах ОДУ Сибири и ОДУ Юга цифровая система мониторинга запасов устойчивости применяется еще и в качестве технологического инструмента оптового рынка при планировании электрических режимов. Результаты расчетов системы используются в процессе актуализации расчетной модели оптового рынка – для проведения расчетов на рынке на сутки вперед и балансирующем рынке. Таким образом, применение СМЗУ стало дополнительным фактором повышения эффективности работы оптового рынка, обеспечивая за счет более полного использования пропускной способности сети возможность загрузки наиболее эффективных электростанций.

# 12

## РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ЕЭС РОССИИ

Усложнение и интеллектуализация технологий управления современными энергосистемами в последние десятилетия привели к беспрецедентному росту объема данных, используемых в технологических процессах электроэнергетики. Для полноценного структурирования обмена этой информацией, интеграции разнообразных автоматизированных систем, оптимизации затрат на их эксплуатацию и внедрение требуется единая доверенная информационная среда, основанная на современных цифровых технологиях. Системный оператор выступает инициатором создания в электроэнергетике такого единообразно понимаемого «языка технологического общения», столь необходимого в актуальных условиях развития ЕЭС России и цифровизации электроэнергетики.

Таким «языком» во всем мире является Общая информационная модель (Common Information Model, CIM) – закрепленная группой стандартов Международной электротехнической комиссии МЭК 61970 и МЭК 61968 цифровая модель, описывающая основные элементы электроэнергетической системы, их свойства и связи между ними в виде общепризнанных и одинаково понимаемых определений и понятий.

Концепция CIM позволяет обеспечить совместимость информационных продуктов, разрабатываемых для автоматизации информационного обмена в электроэнергетике, используемых в смежных задачах управления как внутри одной компании, так и в отрасли в целом.

Системный оператор в своей основной деятельности оперирует большими массивами данных, используемых на трех уровнях диспетчерского управления в 57 диспетчерских центрах, расположенных по всей России. С целью структурирования основных данных, обеспечения их единства, целостности и непротиворечивости создана и эксплуатируется Единая информационная модель ЕЭС России, основанная на CIM, что существенным образом упрощает интеграционные процессы. Исследования применения Общей информационной модели начаты Системным оператором в 2007 году. В 2012 году компания приступила к активной фазе реализации проекта по созданию Единой информационной модели с одновременным переводом части деловых процессов

## **СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР – ИНИЦИАТОР ПРИМЕНЕНИЯ ОБЩЕЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ УНИФИКАЦИИ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБМЕНА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

на использование «общих» данных и интеграцией основных автоматизированных систем в соответствии со стандартами CIM. После ввода в промышленную эксплуатацию в 2016 году модель постоянно совершенствуется, расширяется сфера ее применения. В настоящее время она включает в себя свыше 7 млн объектов и используется в исполнительном аппарате и всех 56 филиалах Системного оператора при расчетах электрических режимов, оценке состояния энергосистем, формировании перечней объектов диспетчеризации, согласовании плановых графиков ремонтов, управлении оперативными диспетчерскими заявками и решении ряда других задач.

На базе Единой информационной модели реализован проект по созданию нового поколения оперативного информационного комплекса – основного программного продукта, при помощи которого осуществляется оперативное управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

Опыт, полученный Системным оператором в рамках

унификации информационного обмена в 57 диспетчерских центрах посредством применения международных стандартов CIM, доказал возможность и целесообразность тиражирования выработанных подходов в масштабах всей электроэнергетики и поставил вопрос о формировании соответствующего нормативно-правового фундамента. В рамках деятельности ТК 016 «Электроэнергетика» Росстандарта утверждены разработанные Системным оператором базовые нормативные документы в рамках новой серии национальных стандартов, описывающих общую структуру информационной модели электроэнергетики. В разработке стандартов активное участие принимают и другие субъекты электроэнергетики: ПАО «РусГидро», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», АО «Техническая инспекция ЕЭС».

В период с 2019 по 2021 годы запущены совместные пилотные проекты по организации информационного обмена на основе CIM с АО «Янтарьэнерго», АО «Екатеринбургская электросетевая компания», АО «Россети Тюмень», АО «Концерн «Росэнергоатом» и ОАО «Сетевая компания» (Татарстан). В 2021 году начала интеграция информационных

моделей со всеми ДЗО ПАО «Россети», а в 2022 году – с ПАО «РусГидро». Предварительные результаты пилотов подтвердили положительный эффект внедрения технологии в части упорядочивания информационных потоков между предприятиями, повышения качества используемых данных, снижения их разнородности и разновременности обновления. Одним из главных итогов внедрения технологии стало снижения числа осуществляемых вручную операций и существенное сокращение фактора недостоверности информации, передаваемой в процессе управления энергосистемой.

Разработанные в сотрудничестве с ПАО «Россети» предложения по порядку создания и ведения Единой цифровой модели электроэнергетики как иерархически взаимосвязанной совокупности цифровых моделей всех субъектов отрасли направлены на рассмотрение в Минэнерго России.

# 13

## ПЕРЕХОД НА ЦИФРОВОЕ ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ОБЪЕКТАМИ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

Системный оператор, отвечающий за стабильное и надежное функционирование энергосистемы страны, выступает идеологом, инициатором и координатором развития цифрового дистанционного управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием ЛЭП, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, в том числе устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), а также режимами работы электростанций ЕЭС России. Эти проекты реализуются совместно с субъектами электроэнергетики.

В 2020 году Правительство РФ признало развитие такой технологии одним из приоритетных направлений цифровизации электроэнергетики. Положение о применении дистанционного управления включено в Энергетическую стратегию Российской Федерации на период до 2035 года.

Для достижения этой цели новые объекты 220 кВ и выше должны строиться с учетом возможности осуществления дистанционного управления их оборудованием из диспетчерских центров Системного оператора и Центров управления сетями сетевых организаций. К 2022 году в ЕЭС России диспетчерскими центрами Системного оператора уже осуществляются функции дистанционного управления оборудованием 110 кВ и выше на 66 подстанциях класса напряжения 110–500 кВ, а на ряде подстанций – и устройствами РЗА. Начата аналогичная работа в отношении оборудования распределительных устройств электростанций. Реализованы проекты дистанционного управления мощностью более чем на двух десятках солнечных и ветровых электростанций.

Активно внедряется система доведения плановой мощности (СДПМ) – цифровое дистанционное управление графиками нагрузки электростанций из диспетчерских центров Системного оператора. Нарботанный опыт внедрения этой технологии на ГЭС

**ПРОЕКТЫ  
ДИСТАНЦИОННОГО  
УПРАВЛЕНИЯ  
ОБОРУДОВАНИЕМ СЕТЕВЫХ  
ОБЪЕКТОВ И РЕЖИМАМИ  
РАБОТЫ ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ  
РЕАЛИЗУЮТСЯ СИСТЕМНЫМ  
ОПЕРАТОРОМ СОВМЕСТНО  
С СУБЪЕКТАМИ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

позволяет применить ее и на объектах тепловой генерации. К 2022 году к СДПМ уже подключены 21 ГЭС и одна ТЭЦ. Масштабное внедрение технологий дистанционного управления существенно повышает надежность работы и эффективность управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, сокращает время нахождения оборудования в ремонте и связанные с этим ограничения, а также увеличивает скорость реализации управляющих воздействий по изменению топологии сети и сокращает время ликвидации аварий и длительность обесточения потребителей электрической энергии.

## РАЗВИТИЕ МЕХАНИЗМОВ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ

Системный оператор последовательно внедряет в ЕЭС России механизмы управления спросом (в зарубежной терминологии – Demand Response). Этот инструмент используется во многих крупных энергосистемах мира в качестве дополнительного средства регулирования электрического баланса. В России технология нашла применение в виде концепции управления спросом на электрическую энергию: в пиковые часы на основании расчета в рамках рынка на сутки вперед потребители добровольно снижают нагрузку и получают за это прямую экономическую выгоду. Это позволяет оптимизировать загрузку генерации, сократить использование наиболее дорогих мощностей, и, тем самым, повысить эффективность оптового рынка.

С января 2017 года технология ценозависимого потребления (так называется управление спросом для потребителей оптового рынка электроэнергии и мощности) стала доступной для участников оптового рынка электроэнергии и мощности. «Зеленую улицу» для расширения проекта на розницу открыло его включение в дорожную карту Национальной технологической инициативы по направлению «Энерджинет». В рамках дорожной карты Системным оператором была предложена концепция создания нового типа участников энергорынка – агрегаторов управления спросом. Главная задача этих компаний состоит в консолидации ресурсов по снижению потребления единичных, относительно небольших потребителей до значимых в масштабах энергосистемы величин.

В марте 2019 года по решению Правительства РФ стартовал пилотный проект по привлечению потребителей розничного рынка электроэнергии к управлению спросом. В задачи проекта входило формирование пула розничных потребителей, готовых предоставлять эту услугу, а также отработка технологических, организационных, экономических параметров работы нового рыночного механизма.

На время «пилота» новая услуга по управлению спросом была временно включена в перечень услуг по обеспечению системной надежности, а за Системным оператором закреплена роль координатора между агрегаторами и субъектами оптового рынка электроэнергии и мощности, обеспечивающего интеграцию ресурсов управления спросом розничных потребителей в механизмы ОРЭМ.

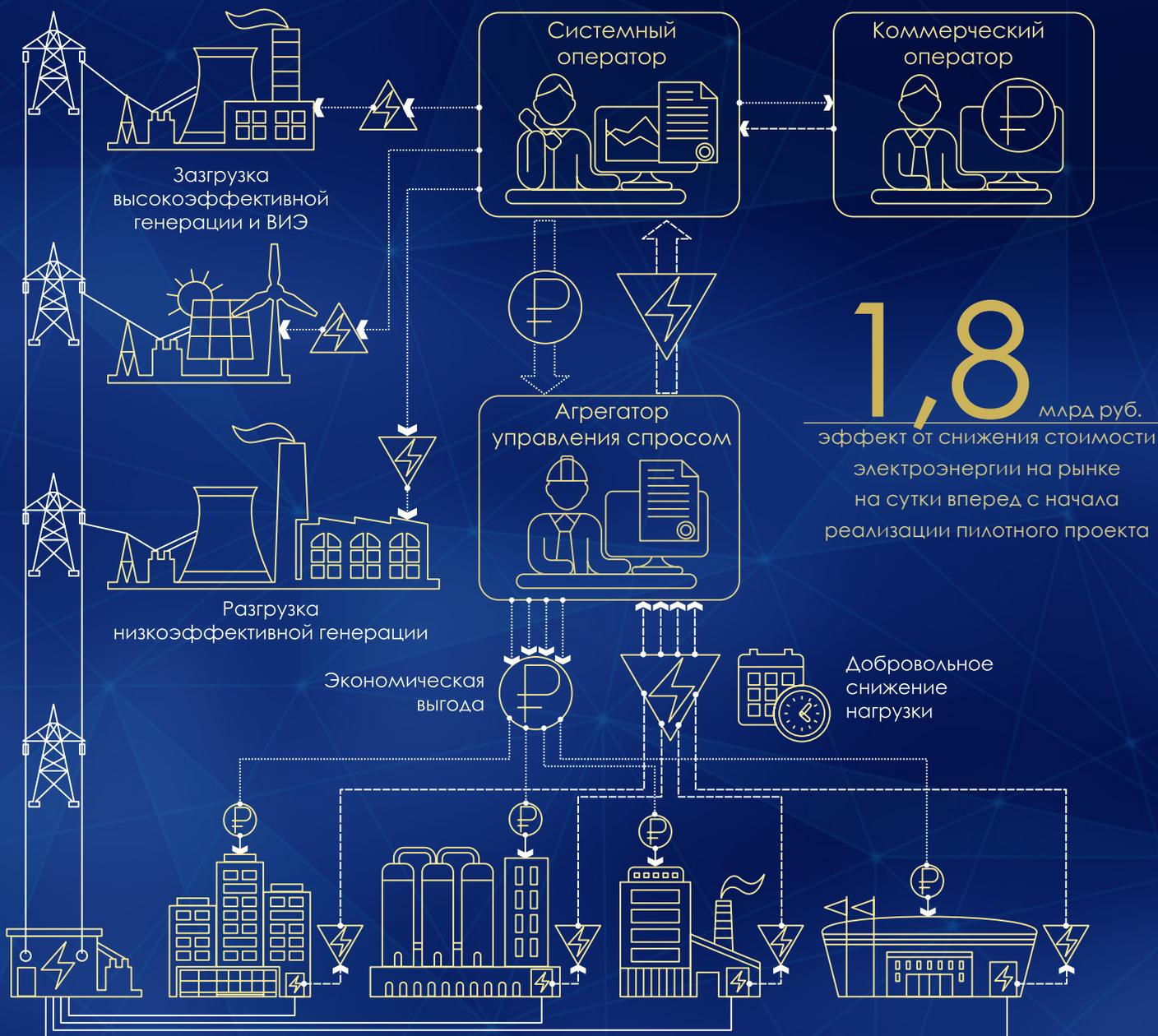
Новый механизм регулирования баланса спроса и предложения электроэнергии подтвердил свою работоспособность и продемонстрировал высокую заинтересованность в развитии этого инструмента со стороны потребителей розничного рынка электроэнергии и организаций электроэнергетической отрасли. В «пилоте» приняли участие предприятия самого широкого круга отраслей. Их интересы представляли около 70 компаний-агрегаторов. С момента старта проекта в июле 2019 года ежеквартальный объем ресурсов управления спросом увеличился больше чем в 20 раз и превысил 1 ГВт.

### **С ЗАПУСКОМ ЦЕЛЕВОЙ МОДЕЛИ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕСУРСА УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ ВОЗРАСТЕТ**

Запуск целевой модели управления спросом намечен на начало 2023 года. Она предполагает, что в перечень услуг оптового рынка будет включена услуга по управлению изменением потребления электроэнергии. За агрегаторами управления спросом будет закреплён статус субъектов оптового рынка, а учет ресурсов потребителей к снижению нагрузки будет осуществляться на всех стадиях планирования.

С запуском целевой модели экономическая эффективность использования ресурса управления спросом возрастет. Учет объемов управления спросом в ВСВГО позволит оптимизировать состав включаемого генерирующего оборудования, а учет ресурсов управления спросом в долгосрочном конкурентном отборе (КОМ) позволит получать долгосрочный эффект за счет оптимизации структуры генерирующих мощностей. В дальнейшем управление спросом может стать одним из инструментов повышения гибкости энергосистемы и обеспечения эффективной интеграции в ЕЭС растущих объемов ВИЭ-генерации. В перспективе использование регулировочных ресурсов потребителей позволяет оптимизировать работу энергосистемы за счет снижения загрузки низкоэффективной и повышения выработки высокоэффективной генерации, а также содействовать решению задачи декарбонизации отрасли.

# УПРАВЛЕНИЕ СПРОСОМ В ЕЭС РОССИИ



# 15

## ИНТЕГРАЦИЯ ВИЭ В ЕДИНУЮ ЭНЕРГОСИСТЕМУ

Повсеместное внедрение возобновляемых источников энергии стало причиной революционных изменений в мировой энергетике. Рост объемов генерации с нестабильной нагрузкой заставил по-другому взглянуть на принципы оперативно-диспетчерского управления и требования к электростанциям ВИЭ, работающим в составе энергосистемы. Системный оператор находится на острие процесса. На выполнение его основных задач по управлению энергосистемой напрямую влияет объем работающих в ней электростанций ВИЭ, их размещение, регулирование их участия в выработке электроэнергии. Поэтому специалисты компании принимали и принимают самое непосредственное участие в оценке развития возобновляемой энергетики в России и влияния ВИЭ на работу энергосистемы, разработке принципов и механизмов нормативно-технического регулирования этой сферы электроэнергетики для наилучшей интеграции возобновляемых источников энергии в ЕЭС России.

В рамках принятой Правительством России программы поддержки развития возобновляемой энергетики ДПМ ВИЭ-1, рассчитанной на 2014–2024 годы, в Единой энергосистеме из запланированных 5,43 ГВт уже введено более половины мощностей «зеленой» генерации, большая часть которых приходится на ОЭС Юга.

Для успешной интеграции такого объема ВИЭ-генерации в энергосистему необходимо было прежде всего решить вопросы стандартизации технических требований к вводимому оборудованию ВИЭ. В частности, автоматика ограничения снижения и повышения напряжения и частоты должна соответствовать параметрам энергосистемы, а реакция генерирующего оборудования разных производителей на отклонения частоты электрического тока должна быть одинаковой.

Помимо вопроса стандартизации технических требований к оборудованию ВИЭ для надежной работы энергосистем со значительным объемом ВИЭ необходимо развивать системы прогнозирования выработки ВИЭ, поскольку в отсутствие достоверных прогнозов их работы в энергосистеме необходимо постоянно поддерживать существенные дополнительные резервы, что фактически означает необходимость дополнительного включения тепловой генерации и ее работы в неэкономичных режимах и/или резервирования пропускной способности электрических сетей.

**ДЛЯ  
ЭФФЕКТИВНОЙ  
ИНТЕГРАЦИИ ВИЭ В ЕЭС  
РОССИИ СИСТЕМНЫЙ  
ОПЕРАТОР ПРИНИМАЕТ  
УЧАСТИЕ В ОЦЕНКЕ РАЗВИТИЯ  
ВИЭ, ВЛИЯНИЯ ИХ НА РАБОТУ  
ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, РАЗРАБОТКЕ  
ПРИНЦИПОВ И МЕХАНИЗМОВ  
НОРМАТИВНО-  
ТЕХНИЧЕСКОГО  
РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Системный оператор провел предварительные исследования в ОЭС Юга, где планируется строительство основных объемов ВИЭ-генерации. Они показали, что существует как минимум три области, в которых потребуются проведение специальных мероприятий, чтобы планируемые объемы ВИЭ были эффективно интегрированы в работу ОЭС Юга. Речь идет о совершенствовании системы прогнозирования нагрузки ВИЭ, привлечении ресурсов регулирования традиционной генерации для компенсации нестабильной нагрузки ВИЭ, а также развитии инструментов накопления – при условии их экономической эффективности.

# 16

## ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО КОНТРОЛЛИНГА В НОВЫХ УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОТРАСЛИ

Многие годы в отрасли существовала ведомственная система технического надзора, осуществлявшая анализ, раннее выявление проблем, разработку и контроль за реализацией комплекса мероприятий по повышению надежности функционирования энергосистемы. В процессе реформирования отрасли эти важнейшие функции перешли в Системный оператор, при образовании которого была разработана и в сентябре 2002 года внедрена собственная система внутреннего технического аудита. За два десятилетия она получила значительное развитие, выйдя за рамки компании, и оказала влияние на формирование отраслевой системы технического контроллинга.

Кроме проведения внутреннего аудита, касающегося технической деятельности диспетчерских центров Системного оператора, одной из основных задач на начальном этапе работы подразделений технического аудита Системного оператора стал анализ текущего состояния надежности и разработка противоаварийных мероприятий, что потребовало создания корпоративной системы получения и анализа оперативной информации об авариях в ЕЭС России. На ее основе в 2009 году была создана система оперативного информирования об авариях в электроэнергетике, охватывающая как организации отрасли, так и государственные структуры, регулирующие деятельность в сфере электроэнергетики.

Подразделения технического аудита Системного оператора контролируют топливообеспечение ТЭС, определяют риски снижения эксплуатационных запасов топлива на электростанциях, проводят оценку обоснованности предложений электростанций по установлению нормативных запасов топлива. Для технического и аналитического сопровождения этих задач в Системном операторе введена в эксплуатацию автоматизированная система мониторинга топливообеспечения ТЭС.

Одной из функций подразделений технического аудита Системного оператора стало обеспечение работы центральной и специализированных экзаменационных комиссий по проверке знаний, проведение предаттестационной подготовки и государственной аттестации лиц, осуществляющих деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике.

В 2008 году, при завершении реформы отрасли, была упразднена ведомственная система технического надзора РАО «ЕЭС России». Появление

в электроэнергетике большого количества независимых собственников энергообъектов, ведущих собственную техническую политику, потребовало организации механизма технического контроля, независимого от интересов отдельных компаний и при этом признаваемого всеми субъектами электроэнергетики. Системный оператор начал активную деятельность по подготовке нормативных документов, которые легли в основу этого механизма. Первоочередной задачей стала разработка новых подходов к расследованию и учету аварий в отрасли. В 2009 году постановлением Правительства РФ № 846 были утверждены Правила расследования причин аварий в электроэнергетике, в соответствии с которыми расследование особо крупных аварий и аварий с существенными последствиями для потребителей проводится Ростехнадзором с обязательным участием Системного оператора.

В 2011 году Системный оператор разработал единый специализированный программный комплекс учета и анализа аварийности в электроэнергетике Российской Федерации. Он позволяет наряду с вводом, хранением и систематизацией информации об авариях

в ЕЭС России проводить анализ данных для выявления причин возникновения и развития аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики и вырабатывать меры для снижения угроз нарушения электроснабжения. Системным оператором под руководством Министерства энергетики РФ организовано внедрение субъектами электроэнергетики автоматизированных рабочих мест, интегрированных с единым специализированным программным комплексом учета и анализа аварийности в электроэнергетике, оформление результатов расследования с использованием данных автоматизированных рабочих мест и представление результатов расследования в единый комплекс.

В целях совершенствования анализа аварийности генерирующего и электросетевого оборудования разработаны Методики расчета показателей надежности генерирующего оборудования электростанций и показателей надежности ЛЭП 110 кВ и выше. Результаты автоматизированного расчета показателей с применением разработанного программного комплекса позволяют объективно оценить уровень

## **СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО КОНТРОЛЛИНГА – ОДИН ИЗ ВАЖНЕЙШИХ ЭЛЕМЕНТОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЕЭС РОССИИ**

надежности работы блочного генерирующего оборудования и каждой ЛЭП с учетом их конструктивного исполнения и климатических условий эксплуатации.

Система технического контроллинга АО «СО ЕЭС» является важным элементом обеспечения надежной работы ЕЭС России. Подразделения технического контроллинга компании осуществляют мониторинг соблюдения субъектами электроэнергетики нормативных требований, обеспечивающих надежное функционирование Единой энергосистемы, принимают участие в расследовании и проводят анализ причин аварий на объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках потребителей электрической энергии, участвуют в рассмотрении инвестиционных программ субъектов электроэнергетики и программ повышения надежности электроснабжения потребителей в субъектах Российской Федерации в части необходимости реализации противоаварийных мероприятий на объектах электроэнергетики и осуществляют подготовку сведений, необходимых для проведения оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в осенне-зимний период.

# 17

## РАСШИРЕНИЕ ЕЭС РОССИИ

В последнее десятилетие в состав Единой энергосистемы России вошли энергосистема Республики Крым и г. Севастополя, два крупнейших энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) и энергорайон г. Салехарда (Ямало-Ненецкий автономный округ). При непосредственном участии Системного оператора были проведены все подготовительные и организационно-технические мероприятия, необходимые для максимально эффективного и безопасного включения их на параллельную работу с ЕЭС России, а также сформирована законодательная и нормативно-техническая база, обеспечивающая их работу в составе ЕЭС России.

Одним из наиболее ответственных для Системного оператора проектов стала интеграция Крымской энергосистемы в состав ЕЭС России. Работники компании приняли непосредственное участие в разработке реализованных под руководством Минэнерго России мероприятий, направленных на обеспечение энергетической безопасности энергосистемы Крымского полуострова и дальнейшую модернизацию крымской энергетики, в числе которых строительство электростанций на полуострове и сооружение энергомоста в составе четырех кабельно-воздушных линий 220 кВ из Кубанской энергосистемы с частичной прокладкой по дну Керченского пролива.

На начальном этапе реализации проекта временной меры по покрытию дефицита электроэнергии в Крыму было использовано 13 мобильных газотурбинных электростанций (МГТЭС). Отдельной важной задачей для Системного оператора стали разработка и реализация мероприятий, обеспечивающих непрерывную работу МГТЭС в качестве основных источников генерации в энергосистеме: внесение значительных изменений в настройку систем регулирования этих электростанций, проведение натуральных испытаний, перерасчет настроек РЗА в энергосистеме и других. Одновременно велось строительство энергомоста Кубань – Крым, включение первой очереди которого состоялось в декабре 2015 года. В процессе сооружения системных связей Крыма с ЕЭС России работниками Системного оператора выполнялись необходимые расчеты электрических режимов, токов короткого замыкания, параметров настройки и алгоритмов функционирования устройств (комплексов) РЗА, а также создание режимных условий для всех проводившихся работ.

**ПРИСОЕДИНЕНИЕ  
КРЫМСКОЙ И ЧАСТИ  
ЯКУТСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ  
СТАЛО ОЧЕРЕДНЫМ  
ВАЖНЫМ ШАГОМ  
НА ПУТИ К РАСШИРЕНИЮ  
СИНХРОННОЙ ЗОНЫ  
ЕЭС РОССИИ НА ВСЮ  
ТЕРРИТОРИЮ СТРАНЫ**

Для обеспечения надежного управления электроэнергетическим режимом энергосистемы Крыма был создан филиал АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ, в декабре 2016 года принявший на себя функции оперативно-диспетчерского управления энергосистемой.

Полностью стратегический план по развитию новой энергосистемы был завершён в 2019 году с вводом Таврической ТЭС мощностью 490,2 МВт и Балаклавской ТЭС мощностью 496,8 МВт и модернизацией Сакской ТЭЦ мощностью 145,3 МВт.

Благодаря усилиям Системного оператора в Крымской энергосистеме стали применяться все рыночные механизмы, работающие в ЕЭС России.

Знаковым событием для российской энергетики стало также присоединение Западного и Центрального районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) к ЕЭС России. 28 декабря 2018 года функции оперативно-диспетчерского управления указанными энерго-районами были приняты Филиалом АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ от ПАО «Якутскэнерго».

Предпосылки для присоединения ко второй синхронной зоне ЕЭС России двух изолированно работавших энергорайонов создало сооружение магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). Реализация столь масштабного экономического проекта сопряжена со строительством электросетевой инфраструктуры, необходимой для электроснабжения в первую

очередь электрических подстанций нефтеперекачивающих станций. При этом новые сети создали отличную возможность для присоединения изолированных энергорайонов на параллельную работу с Объединенной энергосистемой Востока, что позволило решить в них ряд проблем, в том числе связанных с обеспечением надежного электроснабжения потребителей. Несмотря на избыточность генерации в Западном и Центральном районах энергосистемы Якутии, схемно-режимная ситуация в них была такова, что даже единичные отключения генерирующего оборудования зачастую приводили к отключению потребителей.

В подготовке к присоединению изолированных энергорайонов к ОЭС Востока самое активное участие принимали специалисты Системного оператора. Обширная, совместная с властями региона и энергетическими компаниями работа включала в себя определение основных характеристик, показателей и режимных условий параллельной синхронной работы новых районов с ОЭС Востока, разработку и реализацию мероприятий по организации параллельной работы, внесение новых объектов электроэнергетики в схемы и программы развития ЕЭС России и Республики Саха (Якутия), а также в инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, обеспечивших их строительство. По окончании строительства Системный оператор организовал комплексное опробование новых объектов, обеспечил режимное сопровождение их включения в работу и провел натурные испытания параллельной работы, доказавшие на практике надежность выбранных решений.

Присоединение Крымской и части Якутской энергосистем стало очередным важным шагом

на пути к расширению синхронной зоны ЕЭС России на всю территорию страны. В планах Системного оператора – принятие функций оперативно-диспетчерского управления теми региональными энергосистемами, которые пока остаются технологически изолированными, что позволит обеспечить единство подходов в организации оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России и изолированных энергосистем, повысив устойчивость их функционирования и надежность энергоснабжения потребителей.

# 18

## ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГОНЕЗАВИСИМОСТИ КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

В 1991 году Калининградская область была изолирована от остальной территории России сухопутными границами иностранных государств и международными морскими водами. Связь энергосистемы эксклава с ЕЭС России могла осуществляться только через электрические сети стран – участниц межгосударственного энергообъединения, получившего название Электрическое кольцо БРЭЛЛ (Белоруссия – Россия – Эстония – Латвия – Литва). В конце 2000-х – начале 2010-х годов энергосистема страны оказалась на пороге перемен, связанных с новыми планами партнеров России по Соглашению о параллельной работе энергосистем Электрического кольца БРЭЛЛ. Прибалтийские участники энергокольца заявили о намерении перевода своих энергосистем на синхронную работу со странами Европы. Для России это означало разрыв связей Калининградской энергосистемы с основной частью ЕЭС, переход ее к работе в изолированном режиме и существенные риски для надежности электроснабжения целого региона. Проблема требовала комплексного, продуманного и взвешенного решения.

Первым на эту ситуацию обратил внимание Системный оператор, который в силу специфики своей работы видит все «узкие места» и другие проблемные зоны в энергосистеме. Руководство компании еще в 2013 году заявило о том, что Калининградская энергосистема не сможет устойчиво функционировать в изолированном режиме при имеющемся составе генерирующего оборудования. Под руководством Минэнерго была проведена масштабная работа по техническому проектированию новой конфигурации энергосистемы региона, и в 2015 году вышло в свет решение Правительства РФ с перечнем ключевых мероприятий, необходимых для обеспечения энергетической безопасности региона.

В результате нескольких лет напряженной работы Системного оператора, сетевых, газотранспортных и генерирующих компаний, органов исполнительной власти проблема была решена. Проектирование и строительство новой генерации, ЛЭП 110, 330 кВ, расчет параметров и установка новых, а также замена сотен существующих устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики – далеко не полный перечень проделанной работы, во всех этапах которой специалисты АО «СО ЕЭС» принимали непосредственное участие. Парк генерации Калининградской энергосистемы в 2018 году пополнился Маяковской ТЭС установленной мощностью 160 МВт и Талаховской ТЭС мощностью 161 МВт, в 2019 году – Прегольской ТЭС мощностью 463 МВт, а в 2020 году – Приморской ТЭС мощностью 195 МВт. Вместе с уже имевшейся там Калининградской ТЭЦ-2 после реконструкции сетевой инфраструктуры, перенастройки систем регулирования турбин, организации комплексной системы противоаварийной автоматики новые станции обеспечили стабильное регулирование частоты в Калининградской энергосистеме в изолированном от ЕЭС России режиме.

Финальным этапом масштабного преобразования энергосистемы, в результате которого она приобрела новые свойства и характеристики, стали проведенные Системным оператором натурные

**В РЕЗУЛЬТАТЕ  
МАСШТАБНОГО  
ПРЕОБРАЗОВАНИЯ  
ЭНЕРГОСИСТЕМА  
КАЛИНИНГРАДСКОЙ  
ОБЛАСТИ ПРИОБРЕЛА НОВЫЕ  
СВОЙСТВА И ХАРАКТЕРИСТИКИ,  
ПОЗВОЛЯЮЩИЕ ЕЙ  
ПОСТОЯННО РАБОТАТЬ  
В ИЗОЛИРОВАННОМ  
РЕЖИМЕ**

испытания с проверкой всех новых технических решений. По итогам испытаний была подтверждена возможность устойчивой работы Калининградской энергосистемы в изолированном режиме и способность автоматического регулирования частоты газотурбинными установками Маяковской, Талаховской и Прегольской ТЭС в этих условиях. Успешное прохождение испытаний доказало правильность принятых технологических решений, расчетов по устойчивости энергосистемы, проведенных специалистами АО «СО ЕЭС», настроек систем регулирования турбин, защит и противоаварийного управления. Фактически, на этом была поставлена точка в вопросе энергонезависимости Калининградской области, которая теперь готова функционировать автономно и при этом удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к надежности и устойчивости территориальных электроэнергетических систем.

# 19

## НАЛАЖИВАНИЕ МЕЖДУНАРОДНОГО ОБМЕНА ОПЫТОМ

Системный оператор с первых лет работы является активным членом авторитетных профессиональных международных ассоциаций, благодаря чему компания имеет доступ к передовому опыту управления крупнейшими энергосистемами мира, техническим решениям и научным разработкам зарубежных коллег. Этот опыт компания активно применяет в своей деятельности, консолидируя и адаптируя его к специфике ЕЭС России.

Одна из крупнейших международных неправительственных некоммерческих организаций в области электроэнергетики – Международный совет по большим электрическим системам высокого напряжения (Conseil International des Grands Réseaux Électriques, CIGRE). В 2008 году, после прекращения деятельности ПАО «ЕЭС России», функции по организации представительства российской электроэнергетики в CIGRE перешли к Системному оператору, который является коллективным членом CIGRE со времени своего основания в 2002 году. Пост Председателя Российского национального комитета СИГРЭ с 2009 по 2015 год занимал Председатель Правления АО «СО ЕЭС» Борис Ильич Аюев.

Системный оператор стал ведущим научно-техническим партнером и базовой организацией для исследовательских подкомитетов в рамках РНК СИГРЭ: В5 «Релейная защита и автоматика» и С2 «Функционирование и управление энергосистем». Активное участие в работе организации дает возможность вести диалог с ведущими зарубежными специалистами, получать из первых рук новейшую информацию о тенденциях и путях развития электроэнергетики, своевременно учитывать накопленный мировой опыт в своей работе.

В 2005 году российский Системный оператор вступил в международную Ассоциацию системных операторов крупнейших энергосистем GO15 (официальное наименование – VLPGO, Very Large Power Grid Operators). Созданная в октябре 2004 года по инициативе американского системного оператора PJM Interconnection, французской компании RTE и японской компании TEPCO в ответ на серию блэкаутов в ряде крупных энергосистем мира, она стала площадкой для профессионального обмена опытом

решения сходных проблем в энергосистемах разных государств. В рамках GO15 системные операторы крупнейших энергосистем помогают друг другу решать задачи по обеспечению устойчивого функционирования и развития электроэнергетики в условиях постоянного расширения и усложнения энергосистем и повышения зависимости общественного и экономического благополучия от надежности электроснабжения. На сегодняшний день GO15 объединяет системных операторов из 19 государств мира, в совокупности обеспечивающих более 75 % мирового электропотребления.

В 2019 году российская сторона возглавляла GO15, президентские полномочия были возложены на Председателя Правления (в то время – заместителя Председателя Правления) АО «СО ЕЭС» Федора Опадчего. Под его председательством в качестве основных направлений исследований GO15 разрабатывались такие стратегические темы, как «Интеграция распределенных энергетических ресурсов», «Надежность и отказоустойчивость» и «Новые бизнес-модели».

Ассоциация GO15 стала не только площадкой для

# ЧЛЕНЫ GO15

## PJM Interconnection

Соединенные Штаты Америки

## Midcontinent Independent System Operator

Соединенные Штаты Америки

## California Independent System Operator

Соединенные Штаты Америки

## Operador Nacional do Sistema Elétrico

Бразилия

## Eia Group

Бельгия / Германия

## National Grid Electricity System Operator

Великобритания

## Réseau de Transport d'Electricité

Франция

## Terna

Италия

19

государств

75

более  
мирового  
электропотребления



Системный оператор  
Единой энергетической  
системы

Россия

Tokyo Electric Power  
Company

Япония

Korea Power Exchange

Республика Корея

State Grid Corporation  
of China

Китай

China Southern Power  
Grid Company

Китай

Power System Operation  
Corporation Limited

Индия

Gulf Cooperation Council  
Interconnection Authority

Королевство Бахрейн /  
Катар / Кувейт / ОАЭ /  
Оман / Саудовская Аравия

Eskom

Южно-Африканская Республика

многостороннего сотрудничества, но и эффективной платформой для двустороннего взаимодействия системных операторов, имеющих сходные интересы. Так, АО «СО ЕЭС» начало выстраивать двусторонние партнерские отношения с системным оператором Бразилии ONS, закрепленные в подписанном в 2018 году соглашении о сотрудничестве и обмене опытом. Результатом выстраивания сотрудничества с Государственной электросетевой корпорацией Китая стало подписание в 2021 году Меморандума о взаимопонимании, направленного на развитие двусторонних отношений и стратегического партнерства в области электроэнергетики, включая изучение ключевых принципов и подходов к управлению крупными энергосистемами.

Выстраивая долгосрочные партнерские отношения с крупнейшими профессиональными организациями, поддерживая постоянный обмен опытом с зарубежными коллегами по ключевым вопросам

**ДОЛГОСРОЧНЫЕ  
ПАРТНЕРСКИЕ  
ОТНОШЕНИЯ  
С КРУПНЕЙШИМИ  
ПРОФЕССИОНАЛЬНЫМИ  
ОРГАНИЗАЦИЯМИ МИРА  
ПОЗВОЛЯЮТ СИСТЕМНОМУ  
ОПЕРАТОРУ КОНСОЛИДИРОВАТЬ  
ЛУЧШИЕ МИРОВЫЕ  
ПРАКТИКИ, АДАПТИРУЯ ИХ  
ПОД СОБСТВЕННЫЕ ЗАДАЧИ  
И ВНЕДРЯЯ С УЧЕТОМ  
СПЕЦИФИКИ  
ЕЭС РОССИИ**

функционирования электроэнергетики, АО «СО ЕЭС» имеет возможность консолидировать лучшие мировые практики, адаптируя их под собственные задачи и внедряя с учетом специфики ЕЭС России, и в свою очередь предлагать вниманию мирового электроэнергетического сообщества собственные уникальные решения и разработки в области обеспечения управления и развития энергосистем.

# 20

## ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ КАДРОВ В ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОМ УПРАВЛЕНИИ

Уже в начале своей истории Системный оператор комплексно подошел к вопросу организации специализированной подготовки кадров для оперативно-диспетчерского управления.

В компании с первых лет работы действует комплексная система профессиональной подготовки и повышения квалификации персонала, включающая в себя постоянное обучение, регулярные противоаварийные тренировки, решение теоретических и практических режимных задач с применением различных типов тренажеров, тестирование, проверку знаний и аттестацию. Для проведения тренировок и обучения диспетчерского персонала созданы пункты тренажерной подготовки в каждом РДУ, центры тренажерной подготовки в каждом ОДУ и Главном диспетчерском центре, оснащенные самым современным оборудованием и режимными тренажерами нового поколения. В целях повышения уровня профессиональной подготовки диспетчерского персонала Системным оператором разработано первое специализированное учебное пособие «Электроэнергетические системы», не имеющее аналогов в русскоязычной учебной литературе.

Важнейшей составляющей корпоративной системы подготовки кадров являются соревнования профессионального мастерства. Для диспетчерского персонала ОДУ и РДУ соревнования проводятся раз в три года. Программа каждого соревнования формируется с учетом самых актуальных тенденций развития технологий оперативно-диспетчерского управления, требований к надежности функционирования современной энергосистемы, ее способности обеспечить стабильное электроснабжение потребителей. Кроме того, компания проводит соревнования профессионального мастерства ИТ-специалистов, в том числе администраторов оперативно-информационных комплексов и администраторов локальных вычислительных сетей и мультисервисной сети связи. За два десятилетия существования Системного оператора регулярно проводимые соревнования профессионального мастерства доказали свою эффективность и зарекомендовали себя как действенный инструмент повышения квалификации персонала.

С целью обеспечения потребности технологического функционального блока в высококвалифицированных молодых

специалистах Системный оператор создал собственную систему непрерывной профессиональной подготовки «Школа – Вуз – Предприятие», охватывающую этапы профориентации школьников, обучения студентов по специализированным программам в вузах, повышения квалификации, наставничества и передачи опыта внутри компании.

Деятельность по профессиональной ориентации старших школьников направлена на информирование школьников и их родителей о видах профессиональной деятельности в электроэнергетике, условиях труда, перспективах профессионального и карьерного роста в Системном операторе. Преподаватели вузов-партнеров проводят для учащихся 10 и 11 классов занятия по дисциплинам «Математика», «Физика», «Прикладная информатика» и «Введение в специальность». Обучение в «энергетических группах», экскурсии на предприятия энергетики и лекции от ведущих экспертов технологических служб Системного оператора, участие в конкурсах инженерных решений и чемпионатах кейсов способствуют осознанному выбору будущей профессии. Дополнительным эффектом деятельности по профессиональной ориентации являются высокие результаты ЕГЭ выпускников школ, а также высокий уровень успеваемости при обучении в профильных вузах.

Взаимодействие с вузами по профессиональной подготовке студентов ведется в двух направлениях: обучение групп магистрантов в вузах-партнерах по дополнительной профессиональной программе «Управление режимами электроэнергетических систем», разработанной ведущими экспертами Системного оператора, и работа с профильными

# СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ КАДРОВ АО «СО ЕЭС»

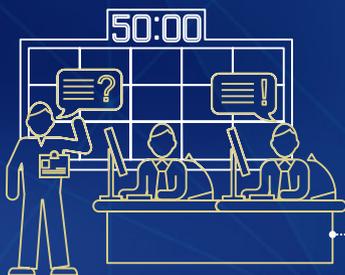


8

центров тренажерной  
подготовки персонала

49

пунктов тренажерной  
подготовки персонала



1 500

более человек  
ежегодно обучаются в собственных  
обучающих центрах



30

программ  
обучения

120

курсов



11 570

учебных и контрольных тренировок  
диспетчеров в год



23

вуза,  
с которыми заключены  
соглашения  
о сотрудничестве

4

в т. ч. вуза-партнера,  
реализующие подготовку  
магистрантов по дополнительным  
программам АО «СО ЕЭС»

вузами, расположенными в городах присутствия филиалов, в рамках соглашений о сотрудничестве. Соглашения между АО «СО ЕЭС» и высшими учебными заведениями предусматривают не только взаимовыгодное сотрудничество по профессиональной ориентации и обучению студентов, но и подготовку, повышение квалификации и профессиональную переподготовку кадров, а также учебно-методическую деятельность, направленную на совершенствование образовательных программ, включают участие в формировании учебных программ по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника», совместное систематическое проведение дней открытых дверей, дней карьеры, круглых столов, тематических экскурсий, вовлечение студентов, аспирантов и молодых ученых в научную и инновационную деятельность.

С 2017 года совместно с Томским политехническим университетом (НИ ТПУ) реализуется уникальный проект – обучение

**СИСТЕМНЫЙ  
ОПЕРАТОР СОЗДАЛ  
СОБСТВЕННУЮ СИСТЕМУ  
ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ  
ПОДГОТОВКИ,  
ОХВАТЫВАЮЩУЮ  
ЭТАПЫ ПРОФОРИЕНТАЦИИ  
ШКОЛЬНИКОВ, ОБУЧЕНИЯ  
ПО СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫМ  
ПРОГРАММАМ В ВУЗАХ,  
ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ,  
НАСТАВНИЧЕСТВА И  
ПЕРЕДАЧИ ОПЫТА ВНУТРИ  
КОМПАНИИ**

магистрантов одновременно по двум образовательным магистерским программам: «Управление режимами электроэнергетических систем» и «Информационные технологии в электроэнергетике». В компании действует система наставничества, призванная обеспечить преемственность знаний и опыта, передачу молодежи ключевых компетенций от более опытных сотрудников. В целом, за 20 лет существования

Системным оператором сформирована эффективная и работоспособная система повышения квалификации и профессиональной подготовки для обеспечения системы оперативно-диспетчерского управления компетентными молодыми специалистами, способными соответствовать высоким стандартам профессии и успешно решать весь спектр стоящих перед компанией задач.





[t.me/so\\_ups\\_official](https://t.me/so_ups_official)



[www.so-ups.ru](http://www.so-ups.ru)