

СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ



В оформлении использованы фотографии работников,
удостоенных занесения на Доску Почета АО «СО ЕЭС» в 2018 году

Большее века отделяет нас от начала активного использования электрической энергии в повседневной жизни. Стремительно пройдя стадии чуда, научного опыта и технической новинки, электричество стало потребляться в промышленных масштабах, что привело к активному строительству электростанций, соединению их с приемными подстанциями потребителей и между собой линиями электропередачи – образованию электроэнергетических систем.

Одновременно с появлением первых энергосистем возникла потребность в оперативно-диспетчерском управлении, обеспечивающем возможность согласованной совместной работы соединенных между собой генерирующих источников, сетевых объектов и подстанций потребителей электрической энергии.

Постоянное развитие, обусловленное возрастанием сложности, увеличением масштаба и мощности энергосистемы, совершенствованием технологий производства и передачи электрической энергии, ростом требований к эффективности, устойчивости и качеству работы энергетических объектов, выдвинуло оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике России на передний край отрасли.

С 2002 года АО «Системный оператор Единой энергетической системы» обеспечивает планирование, расчет, анализ и управление электроэнергетическими режимами работы ЭЭС России, технологическую основу функционирования рынков электроэнергии, мощности и системных услуг, планирование перспективного развития отечественной энергосистемы.

То, что удалось реализовать за эти годы благодаря усилиям, компетенции и активной позиции Системного оператора, поддержанной руководством отрасли и страны, уже сегодня обеспечивает стабильную работу и служит фундаментом устойчивости российской электроэнергетики.

За 17 лет работы главными достижениями Системного оператора стали:

- единая прозрачная технология планирования и управления электроэнергетическими режимами, включая автоматическое режимное и противоаварийное управление, формирование прогнозных и фактических балансов, планирование ремонтных кампаний и рассмотрение диспетчерских заявок, определение принципов действия и настройки устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики, позволяющая добиться устойчивой и эффективной работы объектов электроэнергетики и энергосистем на уровне регионов, крупных энергообъединений и страны в целом;
- органичное внедрение современных рыночных принципов в сформировавшуюся на протяжении более 90 лет модель взаимоотношений в отрасли, позволившее экономически стимулировать субъектов энергетики к действиям в интересах устойчивой работы энергосистемы, увязать управление электроэнергетическими режимами с оптимизацией затрат потребителей;
- стройная система управления перспективным развитием ЭЭС России, объединяющая ответственность регионов за достоверный прогноз роста потребления, инвестиционные программы крупнейших энергетических компаний, компетенцию Системного оператора, отвечающего за разработку схем и программ развития ЭЭС России, и стратегические планы руководства отрасли и страны в отношении электроэнергетического комплекса;
- создание системы технического контроллинга как инструмента мониторинга состояния надежности функционирования ЭЭС России.

Представляем вашему вниманию издание, рассказывающее об основных задачах и функциях, истории и современных достижениях, технологиях и людях Системного оператора, обеспечивающего стабильность и развитие одной из крупнейших энергосистем мира.



Оглавление

О компании	3
Задачи и функции	7
Ключевые деловые процессы АО «СО ЕЭС»	8
Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России	12
Обеспечение перспективного развития ЕЭС России	18
Обеспечение работы оптовых рынков в электроэнергетике	20
Автоматическое управление энергосистемой в нормальных и аварийных режимах	26
Технический контроллинг	31
Развитие международной диспетчеризации	33
Нормативное обеспечение технологической деятельности	35
Команда руководителей	37
Объект управления – ЕЭС России	39
Подготовка персонала	43
Филиалы	45
Восток	46
Сибирь	48
Урал	50
Средняя Волга	52
Юг	54
Центр	56
Северо-Запад	58
История	61
Справочная информация	65
Нормативно-правовая база	66
Термины и определения	68
Контактная информация	71

О КОМПАНИИ



Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС») – специализированная инфраструктурная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе России. Функции и задачи Системного оператора в электроэнергетике установлены на законодательном уровне и закреплены рядом федеральных законов и постановлений Правительства Российской Федерации, приведенных в разделе «Нормативная база». Полномочия, обязанности, функции и особый статус Системного оператора установлены Федеральным законом от 26.03.03 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», определяющим основы организации оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

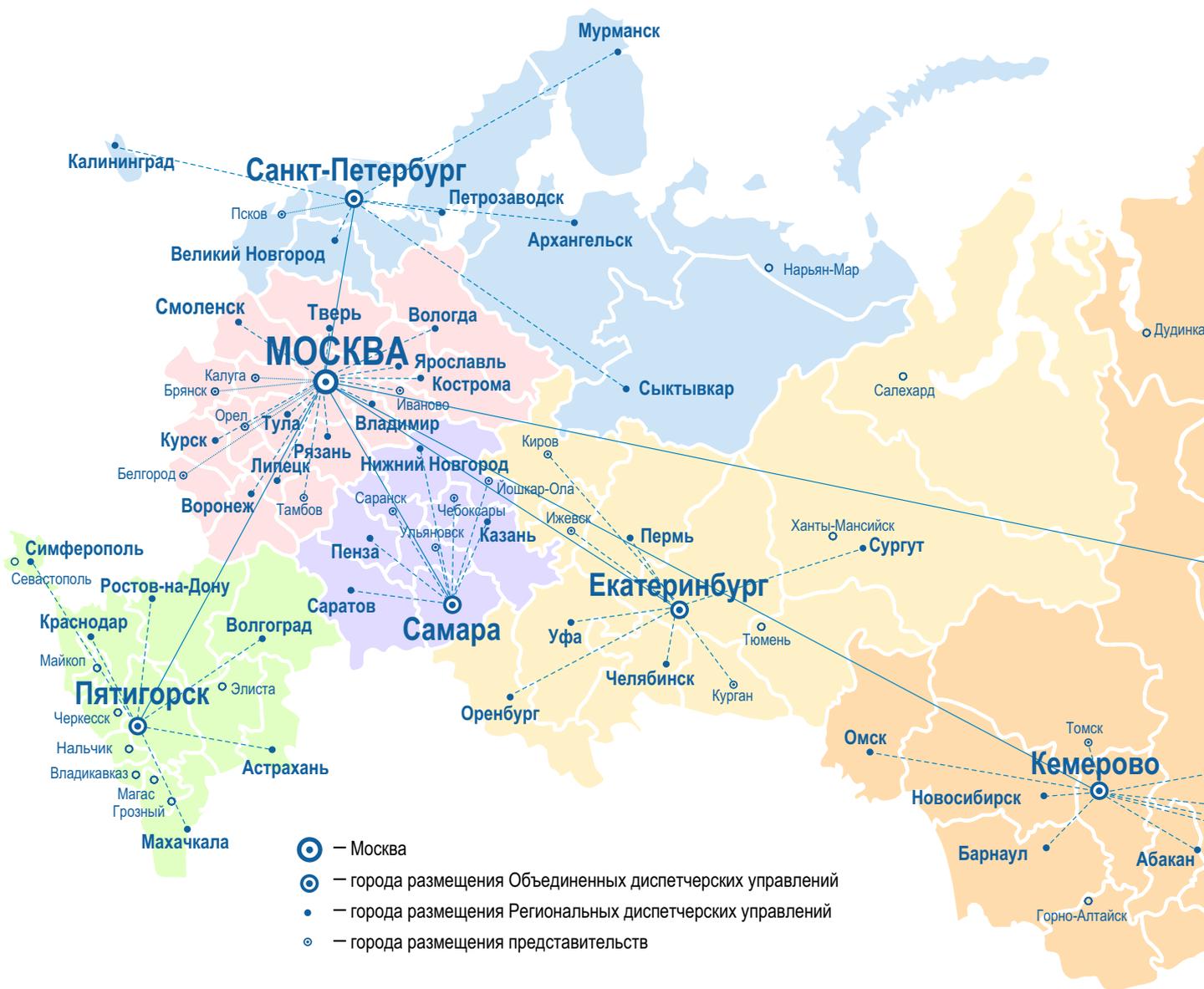
Единая система оперативно-диспетчерского управления образует технологическую основу функционирования электроэнергетики. Кроме того, Системный оператор обеспечивает функционирование технологической инфраструктуры оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности.

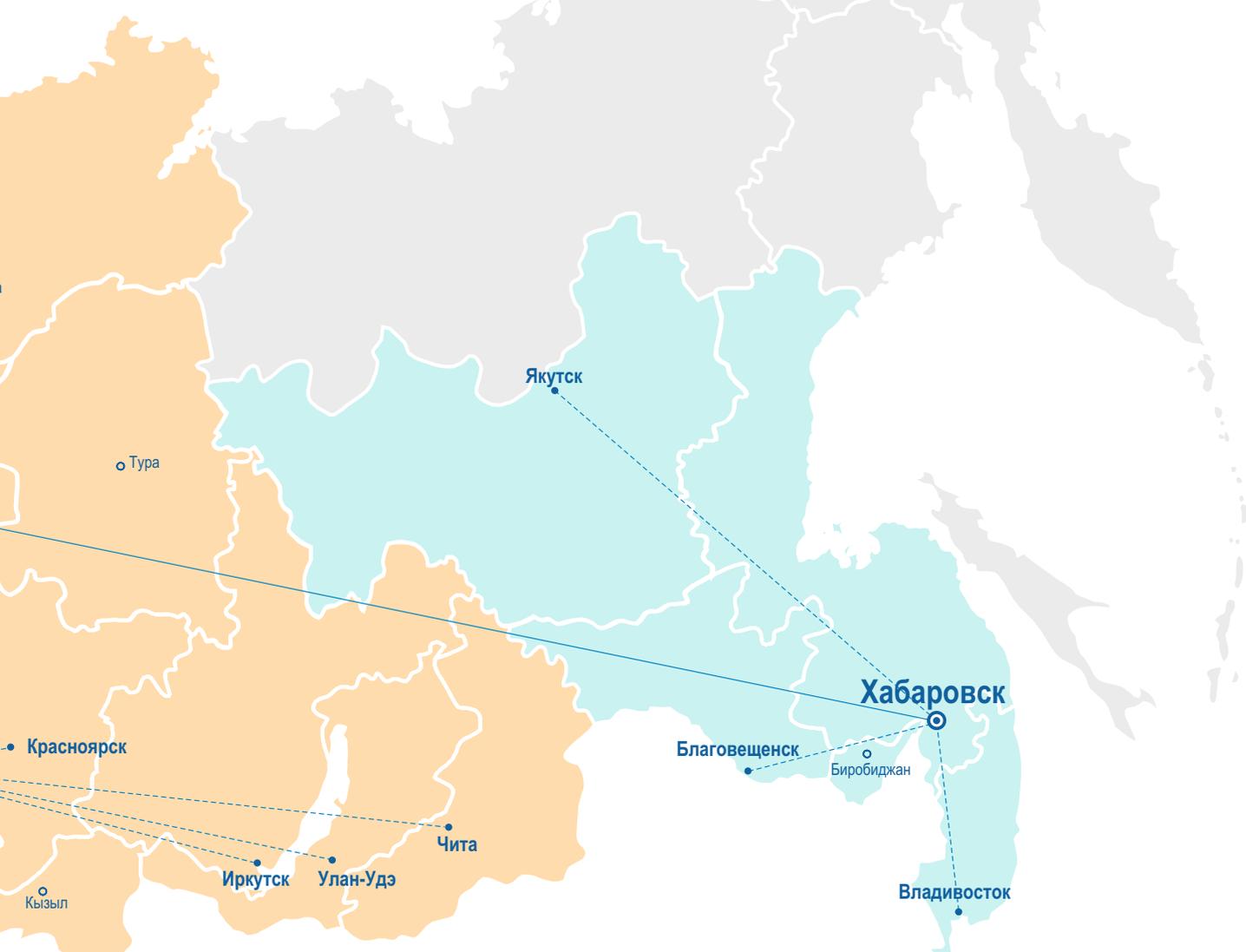
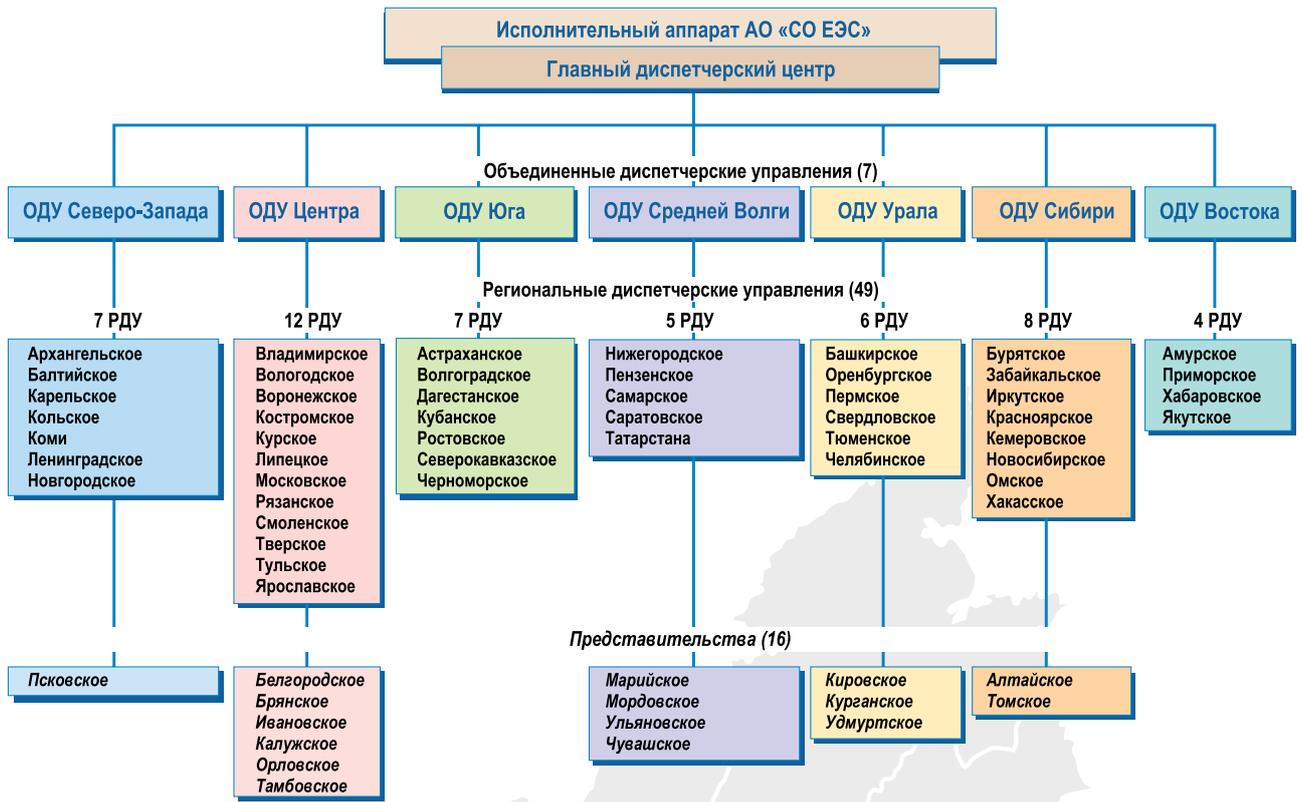
Контроль за основной деятельностью Системного оператора и ее регулирование осуществляет Министерство энергетики Российской Федерации. Соблюдение требований безопасности в электроэнергетике при осуществлении оперативно-диспетчерского управления контролируется Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор).

АО «СО ЕЭС» – компания со 100-процентным государственным капиталом, входит в перечень стратегических предприятий России.

Полномочия Общего собрания акционеров Общества осуществляет Федеральное агентство по управлению государственным имуществом (Росимущество), решения единственного акционера Общества оформляются распоряжениями Росимущества.

Состав Совета директоров компании определяет Правительство Российской Федерации.





В соответствии с законодательством, АО «СО ЕЭС» не ведет коммерческую деятельность и не имеет собственных коммерческих интересов в отрасли. Единственным источником финансирования деятельности Системного оператора является регулируемый тариф, размер которого ежегодно утверждает Федеральная антимонопольная служба.

АО «СО ЕЭС» (до 06.02.08 г. – ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС») образовано 17 июня 2002 года на базе Центрального диспетчерского управления ЕЭС России и семи диспетчерских управлений объединенных энергосистем. В последующие шесть лет в состав АО «СО ЕЭС» на правах филиалов вошли созданные на базе диспетчерских служб энергокомпаний диспетчерские управления региональных энергосистем.

Структура Системного оператора в соответствии с иерархическим принципом оперативно-диспетчерского управления в ЕЭС России представляет собой единую трехуровневую вертикаль с четким разделением полномочий.

Верхний уровень – главный диспетчерский центр в Москве, который осуществляет оперативно-диспетчерское управление всей Единой энергетической системой России. С этого уровня координируется работа объединенных энергосистем и совместная работа с зарубежными энергосистемами, а также обеспечивается планирование развития ЕЭС России.

Второй уровень – 7 филиалов компании – объединенных диспетчерских управлений (ОДУ), управляющих режимами работы объединенных энергосистем, генерирующими и сетевыми объектами, существенно влияющими на электроэнергетический режим работы энергообъединения, и координирующих деятельность региональных диспетчерских управлений.

Третий уровень вертикали – 49 филиалов компании – региональных диспетчерских управлений (РДУ), осуществляющих оперативно-диспетчерское управление энергосистемами одного или нескольких субъектов Российской Федерации. В их число вошли два новых филиала Системного оператора: Якутское РДУ, принявшее 1 января 2019 года функции по оперативно-диспетчерскому управлению Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) в составе ОЭС Востока, и Черноморское РДУ, приступившее к оперативно-диспетчерскому управлению энергосистемой Крыма и Севастополя с 29 декабря 2016 года.

Для взаимодействия АО «СО ЕЭС» с субъектами электроэнергетики, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, территориальными органами Ростехнадзора, МЧС России в регионах, режимы энергосистем которых существуют только во взаимосвязи с соседними энергосистемами и управляются укрупненными РДУ, созданы 16 представительств АО «СО ЕЭС». Представительства функционируют в Алтайском крае и Республике Алтай, Белгородской, Брянской, Ивановской, Калужской, Курганской, Орловской, Псковской, Тамбовской, Ульяновской, Кировской, Томской областях, Республиках Марий Эл, Мордовия, Чувашской Республике – Чувашии и Удмуртской Республике.

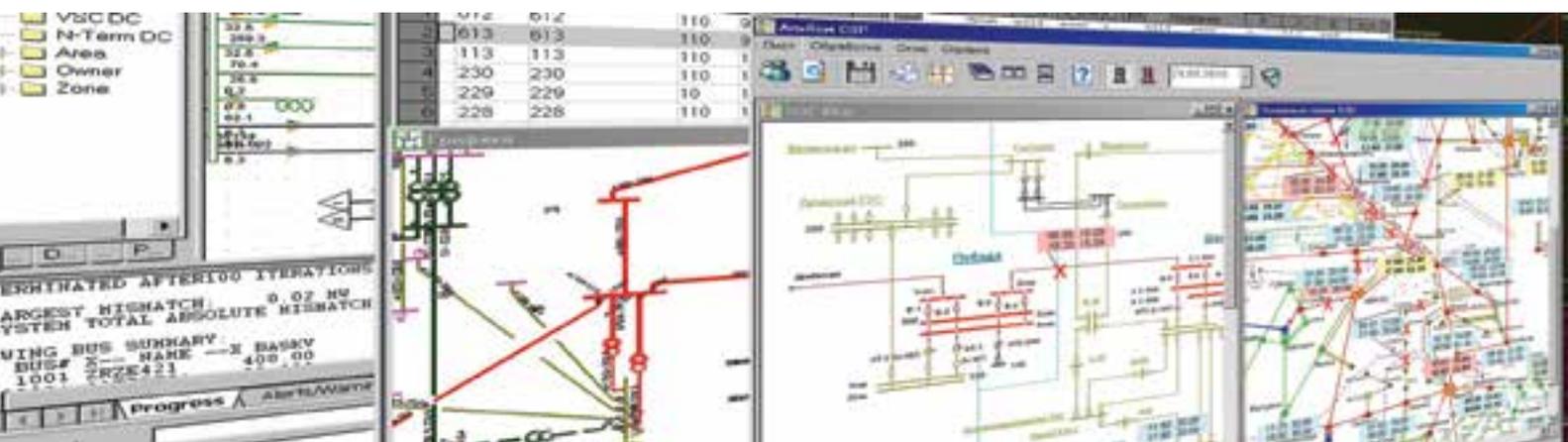
ГОВОРУН Михаил Николаевич

Директор
по управлению режимами ЕЭС –
главный диспетчер
АО «СО ЕЭС»



Коллектив компании составляют профессионалы, способные организовать надежное оперативно-диспетчерское управление энергосистемами, выполнить точный расчет и анализ режимов их работы, обеспечить координацию эксплуатации и развития устройств и комплексов релейной защиты и противоаварийной автоматики, четко спрогнозировать потребление и производство электрической энергии и мощности, организовать процесс планирования перспективного развития энергосистем, обеспечить эффективную работу рынков электроэнергии, мощности и услуг по обеспечению системной надежности, анализировать и выявлять причины аварий, в том числе системных, разрабатывать противоаварийные мероприятия. Все вместе они обеспечивают ответственное и качественное выполнение функций Системного оператора, возложенных на него государством.

ЗАДАЧИ И ФУНКЦИИ





Ключевые деловые процессы АО «СО ЕЭС»

1

Создание и сопровождение математических моделей энергосистемы

- Сбор и актуализация информации о параметрах оборудования, электрических схемах объектов электроэнергетики.
- Совместное с субъектами электроэнергетики проведение контрольных, внеочередных и иных видов замеров потокораспределения, напряжения, мощности, нагрузок.
- Формирование и поддержание в актуальном состоянии математических моделей энергосистемы для расчетов:
 - установившихся режимов и предельных по статической устойчивости режимов;
 - оптимизированного суточного графика нагрузки станций;
 - электромеханических переходных процессов и динамической устойчивости;
 - оценки состояния энергосистемы на основе телеметрической информации;
 - режимов коротких замыканий и несимметричных режимов.

2

Определение области допустимых электроэнергетических режимов энергосистемы

- Проведение расчетов статической устойчивости для определения предельных режимов.
- Определение наиболее тяжелых нормативных возмущений, возможных в планируемой схемно-режимной ситуации. Проведение расчетов динамической устойчивости для этих возмущений с учетом действия автоматики.
- Определение величин максимально и аварийно допустимых перетоков мощности на основании результатов расчетов статической и динамической устойчивости, с учетом допустимых токовых нагрузок и уровней напряжения.
- Проведение расчетов электромеханических переходных процессов с учетом настройки систем автоматического регулирования возбуждения на электростанциях.

3

Формирование информации о фактическом электроэнергетическом режиме энергосистемы на основе первичных сведений о технологическом режиме работы ЛЭП, оборудования и устройств

- Прием и обработка телеметрической информации, формирование текущей модели энергосистемы для:
 - управления электроэнергетическим режимом энергосистемы;
 - эффективной работы рынков электроэнергии, мощности и услуг по обеспечению системной надежности.

4

Разработка балансов электрической энергии и мощности на неделю, месяц, год и долгосрочную перспективу с учетом результатов анализа фактических показателей балансов

- Сбор и обработка данных о перспективах ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации генерирующего оборудования, подключении новых потребителей.
- Прогнозирование потребления электрической энергии и мощности на планируемую неделю, месяц, осенне-зимний период, летний период экстремально высоких температур, год и долгосрочную перспективу до 7 лет.
- Расчет рабочей мощности ТЭС, ГЭС и АЭС с учетом графика ремонтов.
- Расчет и формирование прогнозного баланса электрической энергии и мощности на неделю, месяц, год и долгосрочную перспективу. Формирование отчетных балансов и анализ причин отклонений от прогнозов.

5

Формирование скоординированных сводных месячных и годовых графиков ремонта ЛЭП и оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ на основе предложений собственников

- Получение предложений собственников о включении ЛЭП, оборудования и устройств в месячные и годовые сводные графики ремонтов, оценка обоснованности сроков ремонта.
- Определение допустимости электроэнергетических режимов работы энергосистемы с учетом прогнозируемых балансов электроэнергии, мощности и реализации предложений по ремонтам.
- Утверждение сводных графиков ремонта, представление мотивированного разъяснения по изменению сроков и условий ремонта.
- Мониторинг выполнения сводных графиков ремонта.
- Подготовка заключений о возможности вывода из эксплуатации объектов диспетчеризации.

6

Рассмотрение диспетчерских заявок на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы ЛЭП, оборудования и устройств с учетом месячных графиков ремонта и реальной схемно-режимной ситуации

- Получение диспетчерских заявок на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объектов диспетчеризации (с указанием срока, длительности, уточнением планируемых схем, уточнением состава генерирующего оборудования, состояния устройств РЗА).
- Определение допустимости электроэнергетических режимов работы энергосистемы с учетом прогнозируемых балансов электроэнергии и мощности, реализации разрешенных диспетчерских заявок.
- Разрешение диспетчерских заявок для их последующей реализации.



КОРБ Константин Иосифович

Заместитель начальника
Оперативно-диспетчерской службы
АО «СО ЕЭС»

7

Подготовка режимных указаний с учетом плановых и внеплановых ремонтов ЛЭП, оборудования и устройств, аварийных отключений

- Анализ режимных последствий рассматриваемых диспетчерских заявок, изучение планируемой схемно-режимной ситуации, прогноз балансов на рассматриваемый период.
- Разработка мероприятий, обеспечивающих возможность вывода в ремонт.
- Разработка на особо сложные ремонты оперативных указаний для диспетчера, определяющих порядок действий по вводу послеаварийного режима в допустимую область.

8

Разработка оптимального диспетчерского графика

- Получение данных о предлагаемом составе и параметрах генерирующего оборудования на сутки, формирование состава включенного генерирующего оборудования.
- Формирование актуальной расчетной модели энергосистемы на основе прогноза потребления, параметров генерирующего оборудования, топологии сети и сетевых ограничений.
- Оптимизация диспетчерского графика на основе полученной расчетной модели по критерию минимизации стоимости электроэнергии.

9

Автоматическое управление электроэнергетическим режимом посредством централизованных систем автоматического регулирования частоты и активной мощности (ЦС АРЧМ)

- Определение принципов и алгоритмов автоматического управления объектами генерации.
- Определение и задание настроек ЦС АРЧМ (уставок по частоте и перетокам активной мощности, интенсивности действия автоматических регуляторов, величин и скоростей изменения задания вторичной мощности регулирующих электростанций, коэффициентов их участия в регулировании и др.).
- Размещение вторичных резервов на электростанциях, управляемых от ЦС АРЧМ.
- Контроль функционирования ЦС АРЧМ в процессе управления электроэнергетическим режимом.

10

Определение и выдача оптимальных управляющих воздействий (диспетчерских команд и распоряжений) для изменения электроэнергетического режима энергосистемы

- Выявление факторов, которые могут вызвать необходимость коррекции электроэнергетического режима:
 - отклонение потребления, изменение состава или параметров генерирующего и электросетевого оборудования и ЛЭП от учтенных в диспетчерском графике;
 - необходимость проведения переключений в электроустановках.
- Определение необходимых мест и объемов управляющих воздействий.
- Выдача диспетчерских команд и распоряжений.
- Осуществление контроля за выполнением команд и распоряжений.

11

Производство переключений в электроустановках

- Определение унифицированных подходов к производству переключений в электроустановках на всех уровнях оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления в ЕЭС России.
- Выдача диспетчерских команд на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы линий электропередачи и устройств РЗА, находящихся в управлении диспетчера.
- Дистанционное (теле-) управление оборудованием объектов электроэнергетики.

12

Задание объемов графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), контроль за реализацией

- Формирование прогнозного баланса энергосистемы на период прохождения предстоящего осенне-зимнего периода (ОЗП).
- Определение возможных аварийных возмущений, проведение расчетов балансов и электрических режимов для определения мест и объемов ввода аварийных ограничений.
- Выдача заданий на разработку ГАО.
- Согласование разработанных ГАО перед их утверждением сетевыми организациями.
- Контрольные и внеочередные замеры для определения фактически отключаемой нагрузки по ГАО.



ФЕДОСЕЕВА
Наталья Максимилиановна

Начальник
Службы электрических режимов
Филиала АО «СО ЕЭС»
Приморское РДУ

13

Определение принципов действия, разработка технических решений, расчет параметров настройки (уставок) и обеспечение координации настройки релейной защиты и автоматики (РЗА)

- Анализ электрических режимов.
- Расчеты аварийных режимов электрооборудования (коротких замыканий, сложных несимметричных повреждений, неполнофазных режимов).
- Расчеты аварийных режимов энергосистем для выбора объемов необходимых управляющих воздействий для устройств и комплексов ПА (расчеты статической и динамической устойчивости в послеаварийном режиме).
- Разработка технических требований к функционированию РЗА, включая требования к осуществлению сертификации устройств ПА, РА и РАСП.
- Расчеты параметров настройки (уставок) устройств РЗА.
- Разработка и выдача субъектам электроэнергетики заданий на создание или модернизацию устройств РЗА, согласование проектных решений.
- Координация работ по модернизации и внедрению новых устройств, в том числе систем противоаварийного автоматического управления, рассчитывающих величину управляющих воздействий в режиме реального времени, адаптивно учитывая изменение режима и схемы энергосистемы (централизованная система противоаварийной автоматики).
- Определение вероятных аварийных ситуаций, проведение расчетов балансов и электрических режимов для определения необходимых объемов автоматического отключения потребителей. Задание объемов и уставок АЧР, частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ).

- Организация работ по применению синхронизированных векторных измерений в задачах автоматического и оперативно-диспетчерского управления.

14

Разработка и контроль противоаварийных мероприятий по повышению надежности работы ЕЭС России по результатам анализа аварийности

- Мониторинг соблюдения требований надежности функционирования ЕЭС России и аварийности на объектах электроэнергетики ЕЭС России.
- Расследование причин аварий в составе комиссий Ростехнадзора или собственников объектов электроэнергетики.
- Организация ведения отраслевой базы аварийности в электроэнергетике.
- Анализ показателей аварийности на оборудовании электрических станций установленной мощностью 25 МВт и более, ЛЭП и оборудования 110 кВ в электрических сетях.
- Разработка противоаварийных мероприятий по повышению надежности работы ЕЭС России и контроль за их выполнением.

15

Подготовка обоснований по реконструкции существующих и сооружению новых объектов электроэнергетики с определением приоритетов в реализации проектов

- Подготовка исходной информации о перспективном развитии ЕЭС:
 - расчет прогноза потребления;
 - сбор данных о присоединяемой нагрузке потребителей, вводах, демонтаже, реконструкции и модернизации электросетевого и генерирующего оборудования.
- Определение параметров сетевого и генерирующего оборудования для включения в математическую модель энергосистемы.
- Расчет балансов мощности энергосистемы для характерных режимов (зима/лето, максимум/минимум).
- Расчет характерных режимов работы энергосистемы на каждый год планируемого периода.
- Формирование перспективных расчетных моделей ЕЭС с необходимым уровнем детализации.
- Расчеты установившихся режимов, статической и динамической устойчивости для поиска «опасных» сечений на планируемый период и определение допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях.
- Подготовка предложений и определение приоритетов по реконструкции существующих и сооружению новых объектов электроэнергетики, направленных на устранение выявленных перспективных ограничений и узких мест.

16

Создание и развитие автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) для всех иерархических уровней диспетчерского управления, образующих единую АСДУ АО «СО ЕЭС»

- Разработка технических заданий на создание и модернизацию компонентов АСДУ всех уровней диспетчерского управления.
- Реализация проектов создания и модернизации компонентов АСДУ, испытания компонентов и ввод их в эксплуатацию.
- Обеспечение непрерывного функционирования компонентов АСДУ.

17

Осуществление тренажерной подготовки диспетчерского персонала

- Разработка и проведение противоаварийных тренировок.
- Разработка и эксплуатация программных средств: режимных тренажеров, тренажеров оперативных переключений и автоматизированных обучающих систем.
- Проведение курсов повышения квалификации.



Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России

Понятие «электроэнергетический режим» характеризует состояние электроэнергетической системы в каждый момент времени.

Режим зависит от состава включенных элементов энергосистемы – генераторов электростанций, подстанций, ЛЭП – и их нагрузок. Процесс производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии определяется значениями напряжения, мощности, частоты и силы тока. Эти значения называются параметрами режима.

Первые диспетчерские центры в энергосистеме создавались в 20-е годы XX века. Уже на заре реализации плана ГОЭЛРО стало понятно, что организовать совместную эксплуатацию станций, объединенных в энергосистему, может только специальный оперативный орган. Этому органу – оперативно-диспетчерской службе – было поручено выполнение функций, необ-

ходимых для безаварийной совместной работы генерирующих и электросетевых объектов:

- составление диспетчерских графиков несения нагрузки электрическими станциями,
- распределение нагрузки между генераторами в режиме реального времени,
- контроль регулирования напряжения и частоты,
- проведение переключений в электрических сетях,
- координация вывода оборудования в ремонт,
- координация ввода в работу нового и реконструированного генерирующего и сетевого оборудования,
- предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима, создание надежных послеаварийных схем,
- эксплуатация диспетчерской связи и телесигнализации,
- расчет настроек релейной защиты и автоматики.

По мере развития энергосистем, укрупнения энергообъединений, образования связей между ними увеличивался объем ответственности и возрастала сложность оперативно-диспетчерского управления, но его основные функции остались неизменными.

Сегодня функции оперативно-диспетчерского управления в Единой энергетической системе России единолично выполняет АО «СО ЕЭС». С этой целью Системный оператор наделен уникальными правами:

- определять перечень объектов диспетчеризации – перечень ЛЭП, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, изменять технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых нельзя без его решения;
- планировать режимы работы электрических станций и электрических сетей ЕЭС России;
- отдавать субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии обязательные для исполнения команды и разрешения.

Одна из особенностей электрической энергии состоит в том, что она не поддается накоплению в экономически значимых промышленных объемах и передается практически мгновенно – со скоростью распространения электромагнитного поля, то есть потребляется в момент производства.

Поэтому в каждый момент времени должно производиться ровно столько электроэнергии, сколько могут использовать потребители, и она должна быть доставлена от всех точек производства в каждую точку потребления. При этом передаваемая электрическая мощность не должна превышать пропускной и нагрузочной способности ЛЭП и трансформаторных подстанций.

В единый процесс производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии в масштабах Единой энергосистемы России вовлечены одновременно сотни электростанций, тысячи линий электропередачи, электрических подстанций и миллионы потребителей. Обязанность и ответственность Системного оператора, обладающего необходимым инструментарием, технологиями и компетенцией, – заблаговременно рассчитать и спланировать режимы работы объектов электроэнергетики, а затем в реальном времени решить задачу управления непрерывным производством, передачей, распределением и потреблением электроэнергии так, чтобы обеспечить в каждый момент времени в каждой точке энергосистемы равенство между производством и потреблением электроэнергии и мощности.

Переходный режим энергосистемы – переход от одного установившегося режима к другому установившемуся режиму, вызванный аварийными возмущениями или изменением технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок, оборудования, устройств. Переходный режим заканчивается или стабилизацией параметров электроэнергетического режима с переходом энергосистемы к установившемуся режиму, или неконтролируемым нарастанием изменений, распространением переходного процесса с последующим нарушением устойчивости.

Устойчивость – свойство энергосистемы сохранять синхронную работу электрических станций в ее составе. Расчет **статической устойчивости** выявляет способность сохранять совместную работу электрических станций и обеспечивать возврат к установившемуся режиму после переходного процесса, вызванного малым возмущением (например, изменением нагрузки потребления или генерации). Расчет **динамической устойчивости** позволяет оценить способность сохранять совместную работу электростанций после значительных аварийных возмущений (отключения ЛЭП, электросетевого или генерирующего оборудования с коротким замыканием).

Для эффективного и безопасного управления ЕЭС России Системный оператор осуществляет расчеты допустимых электроэнергетических режимов ЕЭС России и ее составных частей: объединенных и региональных энергосистем, отдельных энергорайонов и энергоузлов.

Точность расчетов, от которых зависит устойчивая и надежная работа электроэнергетического оборудования, достигается путем математического моделирования реальных физических процессов, происходящих в энергосистеме при различных событиях.

Специалисты всех диспетчерских центров Системного оператора:

- для обеспечения надежного функционирования ЕЭС:

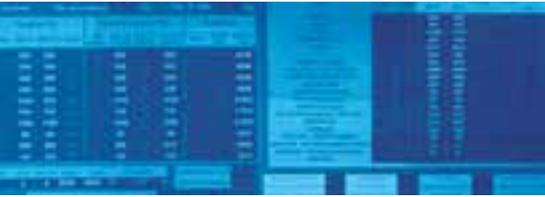
- ежедневно актуализируют детальную расчетную математическую модель, описывающую состояние энергосистемы. В модели учитываются: топология электрической сети, состав электросетевого оборудования, состав и параметры генерирующего оборудования, величины допустимых перетоков активной мощности и токовых нагрузок и другие показатели;

- выполняют расчеты установившихся режимов и статической устойчивости, на основании которых определяют возможность возникновения перегрузок в электрической сети, недопустимых изменений напряжения на шинах электрических станций, подстанциях и энергообъектах потребителей. На основании расчетов разрабатывают мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима и рекомендации по действиям диспетчеров;

- выполняют расчеты электромеханических переходных процессов и динамической устойчивости генерирующего оборудования электрических станций с подробным моделированием систем регулирования и управления. Таким образом определяются условия устойчивой работы генерирующего оборудования в энергосистеме при аварийных событиях;

- на основании расчетов установившихся режимов, статической и динамической устойчивости определяют максимально допустимые и аварийно допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях, формируют инструктивные материалы и диспетчерскую документацию диспетчерских центров, разрабатывают требования к логике действия и настройке устройств противоаварийной и режимной автоматики.

- для обеспечения перспективной надежности ЕЭС анализируют среднесрочные прогнозные электроэнергетические режимы для определения перечня мероприятий, реализация которых обеспечит надежное функционирование энергосистем при подключении новых потребителей, вводе в эксплуатацию нового генерирующего и сетевого оборудования, а также осуществляют проверку корректности технических решений, разрабатываемых проектными организациями.



Планирование электроэнергетических режимов работы энергосистем

Планирование производится на период от каждого получаса внутри суток до 7 лет. При планировании учитываются факторы, способные повлиять на работу энергосистемы, среди которых:

- уровень потребления электрической энергии (мощности),
- характеристики генерирующего и сетевого оборудования, как действующего и находящегося в резерве, так и планируемого к вводу,
- заявки на ввод оборудования в работу, вывод его в ремонт и из эксплуатации,
- заданные Федеральным агентством водных ресурсов режимы работы водохранилищ ГЭС,
- ценовые заявки производителей,
- плановые экспортные поставки.

Объект диспетчеризации – ЛЭП, оборудование электрических станций и электрических сетей, устройства РЗА, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, иное оборудование объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне ДЦ, а также параметры технологического режима работы оборудования в операционной зоне диспетчерского центра, включенные соответствующим диспетчерским центром в перечень таких объектов с распределением их по способу управления.

В основе планирования режимов лежит четкое прогнозирование потребностей в электроэнергии и мощности. Оно, в свою очередь, является результатом многофакторного анализа, основанного на применении современных технологий, накопленной статистической базы, знании зависимости величины потребления от климатических условий, собственной и внешней прогнозной информации о динамике изменения потребления субъектов РФ и крупнейших потребителей.

Собственная статистическая база, формируемая в рамках текущей деятельности, содержит информацию о потреблении, производстве и перетоках электроэнергии, фактических режимах работы объектов электроэнергетики, энергосистем субъектов Российской Федерации, ОЭС и ЕЭС России в целом.

Расчетная модель ЕЭС на 1 января 2019 г. включает 9 588 узлов, 15 104 ветви, 2 562 энергоблока на 781 электростанции, 1 161 сечение.

Годовой горизонт планирования электроэнергетических режимов используется при разработке режимных условий и координации вывода в ремонт объектов электросетевого хозяйства и генерации, а также ввода в эксплуатацию новых и реконструированных энергообъектов.

Системный оператор составляет скоординированные с владельцами оборудования годовые планы ремонта, определяя возможность обеспечения устойчивой работы энергосистемы при отключении и включении каждой единицы оборудования. При месячной корректировке план уточняется в зависимости от фактического и прогнозируемого электроэнергетического режима.

Суточный диспетчерский график – основной инструмент управления энергосистемой – является завершающим этапом процесса планирования режимов на сутки.

КОЖЕМЯКИН Юрий Михайлович

Начальник Службы энергетических режимов, балансов и развития Филиала АО «СО ЕЭС» Омское РДУ





Управление в режиме реального времени

Непрерывное управление электроэнергетическими режимами ЕЭС России – исключительное право Системного оператора – реализуется через уникальный по сложности и уровню ответственности труд диспетчеров.

Результаты всей подготовительной работы, моделирования, расчетов, применения знаний и многолетнего опыта управления генерирующими и сетевыми объектами максимально концентрируются в тот момент, когда диспетчеру в ответ на изменение в энергосистеме необходимо проанализировать ситуацию, принять решение и отдать команду. Его решения определяют работу энергосистемы.

Управляя электроэнергетическим режимом, диспетчеры Системного оператора непрерывно следят по данным телеметрии за контролируемыми параметрами функционирования Единой энергетической системы России: частотой электрического тока, уровнями напряжения, перетоками активной мощности, токовой нагрузкой ЛЭП и оборудования, используя соответствующие системы мониторинга и анализа параметров электроэнергетического режима в автоматизированных системах диспетчерского управления.

Со времени появления первых серийных образцов промышленных ЭВМ в начале 1960-х годов информационные технологии являются неотъемлемой частью процессов управления электроэнергетическим режимом. Оперативно-диспетчерское управление стало одной из первых в стране сфер промышленного применения вычислительной техники, дав импульс развитию смежных областей, таких как автоматическое управление, математическое моделирование, технологии сбора и передачи информации. Накопленный в отечественном оперативно-диспетчерском управлении многолетний опыт цифровизации протекающих в энергосистеме процессов в наши дни стал основой для реализации Системным оператором проектов цифровой трансформации отрасли. Все эти проекты – дистанционное управление оборудованием подстанций, мониторинг запасов устойчивости и переходных режимов, централизованные системы противоаварийной автоматики, автоматизированное регулирование частоты, ценозависимое потребление – несут в себе несомненный положительный эффект для энергосистемы и потребителей в виде повышения надежности и эффективности функционирования ЕЭС России.

Диспетчеры постоянно реагируют на изменения в энергосистеме и передают оперативному персоналу объектов электроэнергетики команды на загрузку и разгрузку генерирующего оборудования, восстановление резервов активной и реактивной мощности, изменение конфигурации электрической сети.

Ежедневно в ЕЭС России происходит в среднем около 50 аварий. Около 81,5 % из них приходится на объекты электросетевого хозяйства 110 кВ и выше, остальные – на электростанции установленной мощностью 25 МВт и выше.

Управление режимом в реальном времени основано на точном выполнении субъектами электроэнергетики диспетчерского графика и выполнении команд диспетчера.

Оперативный персонал объектов электроэнергетики обязан выполнять команды диспетчера Системного оператора. Согласно российскому законодательству, отказ от исполнения диспетчерских команд недопустим.

При управлении энергосистемой диспетчеры обязаны учитывать множество условий, среди которых ограничения пропускной способности сетевых элементов и контролируемых сечений, допустимая скорость изменения нагрузки и допустимый диапазон регулирования режимов работы электрических станций, требования к водному режиму ГЭС, наличие, объем и места размещения резервов мощности, многие другие факторы.



Объекты диспетчеризации АО «СО ЕЭС»



Воздушные ЛЭП



Кабельные ЛЭП



Кабельно-воздушные ЛЭП



Турбогенераторы с паровой или газовой турбиной



Гидрогенераторы



Энергоблоки атомных электрических станций



Системы шин



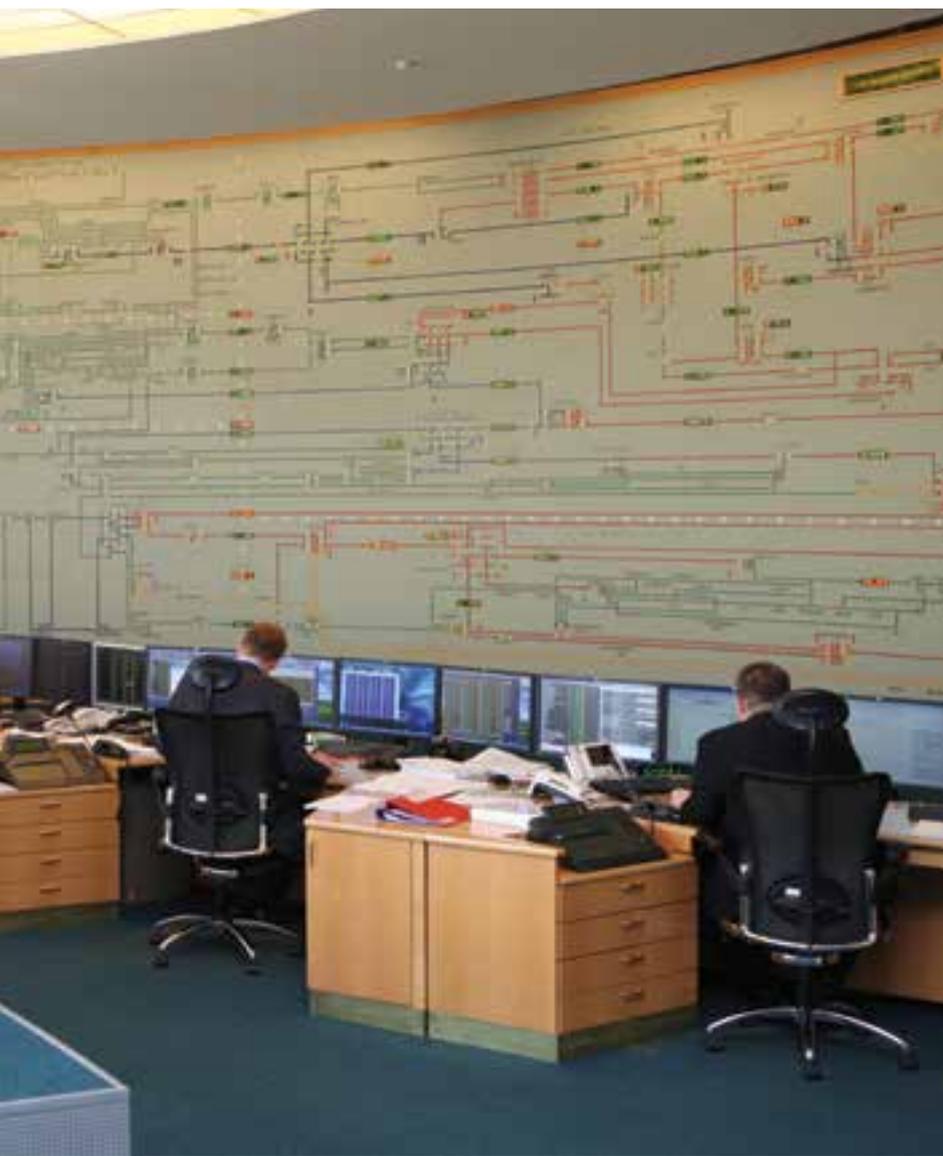
Устройства связи и телемеханики



АСУТП энергосистем и энергообъектов



Устройства регистрации аварийных событий и процессов



Устройства противоаварийной и режимной автоматики



Устройства релейной защиты и сетевой автоматики



Батареи статических конденсаторов



Синхронные компенсаторы



Высоковольтные выключатели



Трансформаторы, автотрансформаторы



Шунтирующие реакторы



Обеспечение перспективного развития Единой энергетической системы России

Для своевременного развития и обеспечения в будущем надежного функционирования Единой энергосистемы России необходима разработка сбалансированных планов перспективного развития генерирующих и электросетевых объектов.

Увеличение установленной генерирующей мощности Единой энергосистемы России в 2018 году за счет вводов нового, а также модернизации действующего оборудования электростанций составило 5086,9 МВт.

Объем новых вводов генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС – 4792,1 МВт. При этом 355 МВт мощности было введено за счет строительства возобновляемых источников энергии (СЭС и ВЭС). Выведено из эксплуатации 1950,4 МВт неэффективного и устаревшего генерирующего оборудования.

В 2018 году в ЕЭС России введена в работу 71 линия электропередачи напряжением 220 кВ и выше, в том числе:

- 1 ЛЭП напряжением 750 кВ
- 9 ЛЭП напряжением 500 кВ
- 15 ЛЭП напряжением 330 кВ
- 46 ЛЭП напряжением 220 кВ

Введено в эксплуатацию 16 подстанций напряжением 220 кВ.

Потребность в генерирующих и электросетевых объектах определяется перспективным спросом на электроэнергию и мощность, в основе которого лежат прогнозы потребления электроэнергии и мощности в ЕЭС России и субъектах Российской Федерации, разрабатываемые Системным оператором.

Необходимость сооружения конкретных генерирующих и электросетевых объектов требует проведения расчетов перспективных электроэнергетических режимов, осуществляемых Системным оператором с использованием перспективной расчетной модели ЕЭС России.



МИХАЙЛИК Александр Юрьевич

Начальник отдела
Службы перспективного развития
АО «СО ЕЭС»

Указанные выше действия проводятся в рамках разработки Схемы и программы развития ЕЭС России на семилетний период, ответственным за формирование которой в соответствии с Постановлением

Правительства РФ от 17.10.2009 № 823 является Системный оператор совместно с Федеральной сетевой компанией. Помимо этого, Системный оператор принимает непосредственное участие в рассмотрении и согласовании Схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, разрабатываемых органами исполнительной власти в регионах.

Схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации используются в качестве основы для:

- разработки схем выдачи мощности электростанций;
- разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний;
- формирования для субъектов Российской Федерации предложений по определению зон свободного перетока электрической энергии (мощности) с использованием перспективной расчетной модели;
- исходных данных, учитываемых при проведении конкурентного отбора мощности, анализе технологических параметров функционирования ЕЭС России и прогнозируемой пропускной способности сетей.

Помимо разработки Схемы и программы развития ЕЭС России и согласования Схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации Системный оператор принимает участие и в других важнейших направлениях перспективного развития, таких как:

- рассмотрение инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;
- рассмотрение и согласование технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей и объектов по производству электрической энергии к электрическим сетям;
- рассмотрение и согласование проектной и рабочей документации на сооружение и реконструкцию объектов электроэнергетики;
- рассмотрение и согласование работ по технико-экономическому обоснованию объектов, схем внешнего электроснабжения присоединяемых крупных потребителей и схем выдачи мощности сооружаемых электростанций.

Реализация вышеприведенных функций позволяет обоснованно принять технические решения, обеспечивающие техническую возможность технологического присоединения к электрическим сетям, допустимые параметры перспективных электроэнергетических режимов, скоординированность инвестиционных программ различных собственников и, как следствие, возможность своевременного ввода в эксплуатацию генерирующих и электросетевых объектов в соответствии с требованиями, предъявляемыми к работе в составе ЕЭС России.

РЕДИН Сергей Валериевич

Заместитель главного диспетчера
по режиму Филиала АО «СО ЕЭС»
Тюменское РДУ



Проводимый комплекс мероприятий по перспективному развитию в отношении каждого объекта электроэнергетики завершается процедурой ввода объекта в работу после проведения комплексного опробования вновь вводимого оборудования.

При реализации указанных процедур специалисты АО «СО ЕЭС» выполняют расчеты электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания, параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА технологически связанных объектов ЕЭС. Выполняемые расчеты позволяют учесть все возможные схемно-режимные ситуации и осуществить весь комплекс работ по вводу нового оборудования без перерывов в электроснабжении потребителей и нарушения графиков ремонта оборудования электросетевых и генерирующих компаний.



Обеспечение работы оптовых рынков в электроэнергетике

Основной механизм взаимодействия между крупнейшими потребителями и производителями в ЕЭС России – оптовый рынок.

Рыночные механизмы экономически стимулируют субъектов электроэнергетики действовать в интересах устойчивого функционирования энергосистемы – поддерживать баланс производства и потребления электроэнергии и мощности при нормальном режиме работы электросетевых объектов.

Условием существования энергосистемы является обеспечение баланса производства и потребления электрической энергии и мощности – постоянного равенства между генерацией и потреблением в любой момент времени. Одновременность процессов производства и потребления при постоянном изменении мощности нагрузки и генерации, невозможность накопления запасов электроэнергии в промышленном масштабе приводят к тому, что для поддержания баланса в энергосистеме необходимы резервы генерирующих мощностей и пропускной способности электрических сетей.

Соблюдение Системным оператором основного рыночного принципа – первоочередного задействования наиболее экономичных источников электроэнергии и мощности при повышении нагрузки потребителей и разгрузки наиболее «дорогих» генераторов при ее снижении – вместе с учетом технологических ограничений обеспечивает надежную и эффективную работу энергосистемы.

Правила, в соответствии с которыми осуществляется оптовая торговля электроэнергией и мощностью в ЕЭС, утверждены постановлением Правительства Российской Федерации.

Рыночные процедуры проводятся более чем на 80 % территории ЕЭС России. На остальной территории условия для конкурентного ценообразования отсутствуют и действует тарифное регулирование.

Основу работы оптового рынка электроэнергии и мощности составляют технологические процессы, выполняемые Системным оператором:

- подготовка расчетных моделей для проведения конкурентных отборов рынка на сутки вперед,
- формирование детальных математических моделей, описывающих энергосистему,
- выбор состава включенного генерирующего оборудования,
- отборы ценовых заявок для балансирования системы,
- конкурентные отборы мощности (КОМ),
- расчет объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности и показателей соблюдения объема и сроков проведения ремонтов объектов генерации и электросетевого хозяйства.

КИРИЧЕНКО Александр Анатольевич

Директор
Филиала АО «СО ЕЭС»
Ростовское РДУ





Рынки электроэнергии

Рынок на сутки вперед

Рынок на сутки вперед (РСВ) – конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов на каждый час наступающих суток.

На РСВ цена зависит от часа суток, дня недели, периода года. Главный критерий, по которому отбираются поставщики электроэнергии на ближайшие сутки, – конкурентоспособность ценовых заявок. Это дает поставщикам электроэнергии прямую экономическую заинтересованность в использовании всех своих технологических возможностей для снижения стоимости.

Отбор заявок проводит коммерческий оператор – АО «Администратор торговой системы». Системный оператор отвечает за формирование актуализированной расчетной модели для проведения коммерческим оператором конкурентного отбора и обеспечивает функционирование системы расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования.

Балансирующий рынок

Все изменения уровня потребления, сетевых ограничений, состояния генерирующего оборудования невозможно спрогнозировать заранее с абсолютной точностью. При управлении режимом работы энергосистемы в реальном времени необходимо компенсировать возникающие отклонения от режима, запланированного сутки назад. Расчет и доведение до электростанций графиков генерации при фактическом управлении ЕЭС в режиме реального времени реализуются в рамках балансирующего рынка.

Запущенная в 2005 году модель балансирующего рынка изначально предполагала один внутрисуточный расчет планов загрузки мощностей на 12-часовой интервал. Для того чтобы увеличить эффективность модели, Системный оператор постоянно совершенствовал ее.

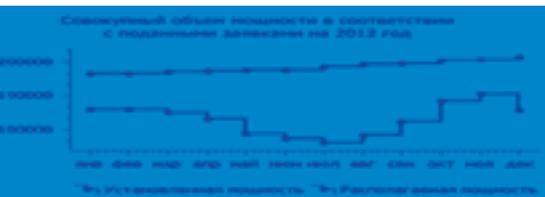
В 2009 году произошел переход на трехчасовые расчеты, в 2012-м – на двухчасовые. В 2016 году цикл расчета планов балансирующего рынка сократился до одного часа, что стало завершающим этапом внедрения целевой модели проведения расчетов балансирующего рынка.

*Переход к ежечасным расчетам позволил увеличить точность моделирования актуального состояния ЕЭС, более точно и оперативно учитывать актуальное состояние ЛЭП, электросетевого и генерирующего оборудования ЕЭС России, а также оперативные ценопринимающие заявки субъектов электроэнергетики, что обеспечило максимальное соответствие ценовых сигналов рынка актуальному режиму работы энергосистемы. Переход стал возможным благодаря проведенной глубокой модернизации технологических комплексов и деловых процессов Системного оператора, задействованных в расчетах **планов балансирующего рынка (ПБР)**.*

В течение суток Системный оператор многократно проводит формирование прогнозов потребления, актуализацию расчетной модели, с учетом изменившихся системных условий. На основании данной информации проводятся конкурентные отборы ценовых заявок поставщиков, обеспечивающие экономическую эффективность загрузки станций и требования к надежности.

Управление режимами в реальном времени основано на минимизации стоимости поставки электроэнергии, а также мерах, делающих невыгодными самовольные отклонения от плановых значений и стимулирующих выполнение команд диспетчера.

На балансирующем рынке при возникновении отклонений фактического потребления или выработки от плановых значений участники рынка «штрафуются», если отклонения обусловлены собственной инициативой, или «премируются», если они являются следствием исполнения команды Системного оператора.



РЫНОК МОЩНОСТИ

По результатам КОМ у собственников генерирующего оборудования формируются на предстоящий год обязательства своевременно ввести новые и поддерживать в готовности к работе действующие генерирующие мощности в обмен на обязательства их оплаты со стороны потребителей.

Оплата осуществляется в объеме фактически поставленной на оптовый рынок за месяц мощности, определяемой АО «СО ЕЭС» с учетом выполнения технических требований, включая участие в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ), предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, участие ГЭС в регулировании частоты, состояние систем связи, соблюдение состава и параметров генерирующего оборудования.

Результаты проведенного в 2019 году КОМ на 2022–2024 годы

Год КОМ	Ценовая зона	Спрос, МВт		Заявки на ЦЗСП, МВт	Отобрано, МВт	Цена КОМ, руб./МВт в месяц
		в 1-й точке	во 2-й точке			
2022	1 ЦЗ	147 205	164 870	5	158 499	167 750,92
	2 ЦЗ	41 900	46 928	85	42 259	264 222,92
	Итого	189 106	211 798	89	200 785	
2023	1 ЦЗ	148 294	166 090	5	158 557	171 123,03
	2 ЦЗ	42 062	47 110	85	42 269	266 698,79
	Итого	190 357	213 199	89	200 826	
2024	1 ЦЗ	149 559	167 506	5	158 796	182 047,59
	2 ЦЗ	42 202	47 267	85	42 394	278 586,78
	Итого	191 762	214 773	89	201 190	

Рынок предусматривает меры, делающие невыгодной для поставщиков неготовность к выдаче в любой момент времени всей законтрактованной мощности и стимулирующие заблаговременное уведомление Системного оператора о фактах неготовности генерирующего оборудования к работе.

КОМ НГО

В марте 2018 года Системным оператором успешно проведен конкурентный отбор мощности новых генерирующих объектов (КОМ НГО) на территории Юго-Западного энергорайона энергосистемы Краснодарского края. КОМ НГО проводится на основании решения Правительства РФ на территориях, на которых определен дефицит активной мощности, не покрываемый с использованием генерирующих объектов, отобранных по итогам долгосрочных конкурентных отборов мощности. По результатам КОМ НГО отобрана ценовая заявка, поданная ООО «ВО «Технопромэкспорт»», обеспечивающая покрытие требуемого объема мощности 465 МВт, а также выполнение установленных распоряжением Правительства РФ от 22.12.2017 № 2903-р технических требований.

ПРОСКУРИН Виталий Сергеевич

Директор по развитию технологий
диспетчерского управления
Филиала АО «СО ЕЭС»
ОДУ Средней Волги



С 2016 года долгосрочный конкурентный отбор мощности проводится в штатном режиме новой целевой модели долгосрочных отборов – один отбор на год Х+4. Спрос на КОМ задается наклонной кривой спроса – максимальная цена соответствует прогнозируемому объему потребления мощности с минимальным необходимым резервом мощности, при увеличении отбираемых объемов общая цена КОМ снижается.

КОММод

В 2019 году был внедрен новый механизм – конкурентный отбор проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций (КОММод). В апреле 2019 года Системным оператором успешно проведен отбор на 2022–2024 годы. Отбор осуществляется по критерию эффективности заявленного проекта, рассчитываемого на основании заявленных технических и ценовых параметров и характеризующего одноставочную цену в период поставки мощности модернизированного объекта.

Было подано 127 ценовых заявок (в т.ч. на 2022 год – 45 заявок, на 2023 год – 37 заявок, на 2024 год – 45 заявок) 28 участниками отбора в отношении 64 электростанций. Отобрано 30 наиболее эффективных проектов модернизации с установленной мощностью 8,6 ГВт на 18 электростанциях, расположенных в 13 субъектах Российской Федерации. В первой ценовой зоне европейской части страны отобрано 18 проектов, работающих на газе, мощностью 6,9 ГВт, во второй ценовой зоне Сибири отобрано 12 проектов на угле мощностью 1,7 ГВт.

Кроме того, в итоговый перечень проектов модернизации включены 15 проектов мощностью 1,8 ГВт, отобранные по итогам работы Правительственной комиссии. В результате в ближайшее время в 20 регионах России начнется модернизация 45 объектов общей установленной мощностью 10,4 ГВт.

По итогам 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, вкладывая деньги в российское энергетическое машиностроение, совокупные инвестиции в которое по итогам первых отборов составят порядка 142 млрд рублей.

Всего в рамках КОММод планируется обновление более 40 ГВт тепловой генерации.

В 2016 году впервые в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 20.07.2016 г. № 699 «О внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности» в состав инструментов регулирования баланса в ЕЭС России включен механизм ценозависимого потребления.

Правилами и регламентами оптового рынка установлен порядок участия потребителей электроэнергии и мощности в регулировании баланса в ЕЭС России путем снижения потребления электроэнергии в пиковые часы нагрузки, а также установлены количественные параметры ценозависимого потребления в ЕЭС и введена финансово-экономическая ответственность за неисполнение обязательств. Разработка и утверждение регламентов оптового рынка осуществлялись при непосредственном участии АО «СО ЕЭС».



Рынок системных услуг

Рынок системных услуг позволяет экономически стимулировать владельцев к модернизации электростанций и оснащению их оборудованием со специфическими, не обязательными для всех объектов характеристиками. Рынок системных услуг формирует источник для возмещения затрат участников рынка на поддержание надежности, связанных с такими мероприятиями, как размещение резервов активной мощности, первичное и вторичное регулирование частоты, регулирование напряжения, и прочими действиями, которые не могут быть компенсированы в рамках рынков электроэнергии и мощности.

По итогам конкурентного отбора услуги по НПРЧ в первой половине 2019 года будут оказывать 13 субъектов электроэнергетики: АО «Интер РАО – Электрогенерация», АО «Нижневартовская ГРЭС», ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ», АО «Татэнерго», ПАО «Фортум», ПАО «Юнипро», ООО «Башкирская генерирующая компания», ПАО «Мосэнерго», ПАО «ОГК-2», ПАО «Т Плюс», ПАО «Энел Россия», АО «ЕвроСибЭнерго» и ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация». Для оказания услуг по НПРЧ отобрано 79 энергоблоков на 30 тепловых электростанциях и два гидрогенератора на гидроэлектростанциях с величиной совокупного объема резервов первичного регулирования $\pm 1489,455$ МВт, что полностью удовлетворяет спрос на услуги по НПРЧ.

По итогам отбора в оказании услуг по РПСЧ будут участвовать 33 гидрогенератора на девяти электростанциях трех генерирующих компаний: ПАО «РусГидро», ПАО «ТГК-1», АО «ЕвроСибЭнерго». Отбор субъектов электроэнергетики для оказания услуг по РПСЧ осуществлен путем запроса предложений у субъектов электроэнергетики о готовности оказывать услуги.

Для оказания услуг по АВРЧМ в 2019 году отобрано 27 энергоблоков тепловых станций четырех субъектов электроэнергетики: ПАО «ОГК-2», АО «Татэнерго», ООО «БГК» и АО «Интер РАО – Электрогенерация». Плановая величина резервов вторичного регулирования по результатам отбора составила $\pm 388,06$ МВт.

Системный оператор осуществляет отбор субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, заключение с такими субъектами договоров и оплату услуг, а также координацию действий участников рынка. Средства на оплату услуг поступают от покупателей оптового рынка в соответствии с установленным ФАС специальным тарифом.

Виды услуг по обеспечению системной надежности, порядок отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих такие услуги, а также правила их оказания и механизмы ценообразования определены постановлением Правительства Российской Федерации.

В настоящее время в ЕЭС России осуществляется оказание следующих видов системных услуг:

- нормированное первичное регулирование частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций (НПРЧ);
- автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций (АВРЧМ);
- регулирование реактивной мощности без производства электрической энергии (РПСЧ).

НЕДВИЖАЕВ
Владимир Константинович

Заместитель главного диспетчера
Филиала АО «СО ЕЭС»
ОДУ Юга





Управление спросом

Экономическое управление спросом (англ. – Demand Response) подразумевает добровольное снижение потребления электроэнергии конечным потребителем при определенных экономических сигналах рынка электроэнергии с получением экономической выгоды за осуществление такого снижения потребления.

Ценозависимое управление спросом оптовых потребителей

Механизм ценозависимого потребления впервые включен в состав инструментов регулирования баланса в ЕЭС России в 2016 году после выхода Постановления Правительства РФ от 20.07.2016 г. № 699 «О внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности». Постановление регламентирует порядок участия потребителей электроэнергии и мощности в регулировании баланса в ЕЭС России путем снижения потребления электроэнергии в пиковые часы нагрузки, а также устанавливает количественные параметры ценозависимого потребления в ЕЭС России.

С начала 2017 года механизм ценозависимого потребления используется четырьмя крупными оптовыми покупателями электроэнергии и мощности во второй ценовой зоне ЕЭС России: АО «РУСАЛ Новокузнецкий алюминиевый завод», АО «РУСАЛ Саяногорский алюминиевый завод», ОАО «РУСАЛ Братский алюминиевый завод» и ООО «РУСАЛ Энерго».

В настоящий момент применение механизма ценозависимого потребления обеспечивает повышение регулировочной способности энергосистемы, в перспективе будет использоваться для создания экономически эффективного ресурса, компенсирующего часть потребности в пиковых мощностях.



НУРИАХМЕТОВ Вадим Рамилевич

Начальник
Оперативно-диспетчерской службы
Филиала АО «СО ЕЭС»
ОДУ Северо-Запада

Ценозависимое управление спросом розничных потребителей

Значительные ресурсы управления спросом имеются и на розничном рынке. Работа в этом направлении ведется специалистами АО «СО ЕЭС» в процессе продвижения разработанной ими концепции агрегаторов управления спросом на электроэнергию, реализуемой в рамках Национальной технологической инициативы «Энерджинет». Проект предусматривает создание специализированных организаций нового типа – агрегаторов управления спросом, обеспечивающих участие потребителей розничного рынка электроэнергии в ценозависимом снижении потребления и оказании услуг по обеспечению системной надежности. Активное присутствие розничных потребителей на оптовом рынке достигается благодаря современным цифровым технологиям, позволяющим создавать новые сервисы и модели взаимодействия между потребителями, инфраструктурными организациями и другими участниками рынка.

В рамках реализации дорожной карты «Энерджинет» 20 марта 2019 года Правительство РФ приняло Постановление № 287, регулирующее проведение и дающее старт реализации пилотного проекта по управлению спросом потребителей розничного рынка с участием агрегаторов. В рамках пилотного проекта Системным оператором был проведен отбор исполнителей услуг по управлению спросом на розничном рынке в четвертом квартале 2019 года. По его итогам определено 19 агрегаторов управления спросом, представляющих 47 объектов потребления конечных потребителей розничного рынка электроэнергии в 27 регионах страны. Потребители представляют различные отрасли экономики – машиностроение, пищевая промышленность, телекоммуникации, сельское хозяйство, офисы, торговые центры и многие другие. Реализация пилотного проекта продолжится в 2020 году.



Автоматическое управление энергосистемой в нормальных и аварийных режимах

Для достижения требуемой надежности работы ЕЭС России Системный оператор разрабатывает и осуществляет единую техническую политику по вопросам развития и повышения надежности функционирования релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, координируя действия субъектов электроэнергетики по этому направлению.

Важную роль в этом процессе занимает интеграция в основную деятельность Системного оператора и компаний отрасли проектов по цифровизации – создание информационно-телекоммуникационной инфраструктуры и аппаратно-программных средств на базе новейших технологий, связанных с анализом больших объемов данных, их достоверизацией, прогнозированием «поведения» технологически сложных систем и управления такими системами.

Использование в электроэнергетике передовых цифровых технологий позволяет получить значительный положительный эффект за счет построения на их базе более эффективных моделей управления технологическими и бизнес-процессами.



Релейная защита

Устройства релейной защиты ЛЭП и электрооборудования электрических станций и подстанций позволяют выявлять повреждения элементов энергосистемы при коротких замыканиях и отключать их от остальной – неповрежденной – части энергосистемы. Релейная защита также сигнализирует дежурному персоналу о возникновении недопустимого режима работы оборудования, который может привести к его повреждению с последующим его отключением.

При возникновении коротких замыканий в энергосистеме релейная защита обеспечивает быстрое действие локализации места повреждения и тем самым способствует сохранению устойчивости энергосистемы, а также сокращает объемы повреждения ЛЭП и электрооборудования при коротких замыканиях на них, а устройства сетевой автоматики обеспечивают высокую надежность электрических сетей, восстанавливая схемы электроснабжения потребителей электроэнергии и собственных нужд электрических станций и подстанций.

АО «СО ЕЭС» разрабатывает технические требования к оснащению объектов электроэнергетики устройствами релейной защиты и сетевой автоматики и определяет параметры их настройки. Это обеспечивает оптимальное, с точки зрения надежности, построение и функционирование системы релейной защиты ЕЭС России.

В настоящее время Системный оператор совместно с ФСК работает над созданием нового проекта в сфере цифровизации – автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования устройств релейной защиты и автоматики (АСМ РЗА). Новая разработка обеспечивает качественное повышение управляемости сети за счет использования всех преимуществ активно внедряемых микропроцессорных устройств РЗА. Ожидаемый эффект – снижение аварийности на энергообъектах по причине неправильной работы РЗА, оперативное информирование о результатах анализа аварийных событий и оценки правильности работы устройств РЗА, ранняя диагностика неисправностей устройств РЗА.

Пилотные проекты по внедрению АСМ РЗА реализуются на трех подстанциях ОЭС Юга: ПС 220 кВ Псоу, ПС 220 кВ Черноморская и ПС 220 кВ Поселковая.



Противоаварийная автоматика

Противоаварийная автоматика предназначена для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы. Централизованные системы, локальные устройства и комплексы противоаварийной автоматики обеспечивают:

- предотвращение нарушения устойчивости энергосистемы;
- ликвидацию асинхронных режимов;
- ограничение снижения и повышения частоты и напряжения;
- предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.

АО «СО ЕЭС», решая задачи обеспечения надежности работы энергосистемы, определяет идеологию построения противоаварийной автоматики в ЕЭС России, разрабатывает нормативно-методическую базу.

Для повышения эффективности противоаварийного управления и минимизации управляющих воздействий Системный оператор создает централизованные системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) в объединенных и крупных региональных энергосистемах.

В настоящее время Системный оператор внедряет ЦСПА третьего поколения. Они функционируют в энергообъединениях Востока, Северо-Запада, Юга, Средней Волги и Тюменской энергосистеме. В ОЭС Центра функционируют ЦСПА второго поколения. Выполняется модернизация ЦСПА ОЭС Урала и ОЭС Сибири с целью их перевода на платформу ЦСПА третьего поколения.

ПРОКОПОВИЧ Андрей Анатольевич

Начальник отдела
Службы релейной защиты
и автоматики
Филиала АО «СО ЕЭС»
ОДУ Юга



Система мониторинга переходных режимов

В середине 2000-х годов Системный оператор начал внедрение в ЕЭС России системы мониторинга переходных режимов (СМПР) на основе широко применяемой в мировой энергетике технологии векторных измерений WAMS. СМПР позволяет проводить анализ аварийных событий, оценку состояния энергосистемы и, таким образом, является основным инструментом сбора информации об электромеханическом переходном режиме, необходимой для верификации динамической цифровой модели энергосистемы. Работы по развитию СМПР ЕЭС России ведутся в соответствии с утвержденной АО «СО ЕЭС» в 2016 году Концепцией развития и применения технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) параметров электроэнергетического режима для повышения качества и надежности управления электроэнергетическими режимами в ЕЭС России.



Система мониторинга запасов устойчивости

Система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) предназначена для определения максимально допустимых перетоков активной мощности в заданных контролируемых сечениях по условиям обеспечения статической и динамической устойчивости и допустимой токовой нагрузки элементов электрической сети с учетом действия устройств и комплексов противоаварийной автоматики (ЛАПНУ, АОСН, АРПМ) в режиме реального времени.

СМЗУ является эффективным средством анализа и оценки диспетчерами АО «СО ЕЭС» текущей схемно-режимной ситуации в энергосистеме и предназначена для повышения эффективности и надежности управления электроэнергетическим режимом.

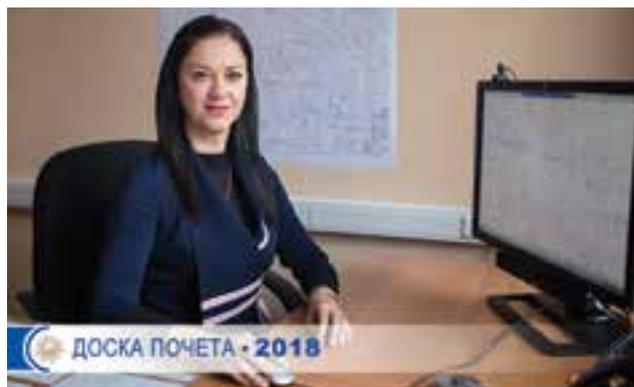
Максимально допустимые перетоки активной мощности, определенные СМЗУ, используются в централизованных системах автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности для поддержания заданных значений перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

АО «СО ЕЭС» разработана и внедрена в эксплуатацию СМЗУ в диспетчерских центрах ОДУ Северо-Запада и Кольского РДУ, ОДУ Юга и Черноморского РДУ, ОДУ Сибири, ОДУ Востока, ОДУ Урала и Тюменского РДУ.

С 2018 года Системный оператор начал применять цифровую технологию СМЗУ на оптовом рынке электроэнергии в процессе актуализации расчетной модели ценовых зон. На сегодняшний день в качестве инструмента оптового рынка СМЗУ применяется в ОЭС Сибири и ОЭС Юга при определении значений максимально допустимых перетоков для расчетов РСВ и БР.

ВЕДУНОВА Елена Анатольевна

Ведущий эксперт
Службы релейной защиты
и автоматики
Филиала АО «СО ЕЭС»
Самарское РДУ



Выбор параметров настройки и алгоритмов функционирования устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики

Устройства релейной защиты и устройства противоаварийной автоматики размещаются непосредственно на объектах электроэнергетики.

Специалисты АО «СО ЕЭС» проводят необходимые расчеты, на основе которых осуществляют выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования для этих устройств, а также систематически проверяют соответствие заданных ранее настроек текущим схемам и режимам работы энергосистемы. Расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования проводится при реконструкции и модернизации энергообъектов, технических комплексов релейной защиты и противоаварийной автоматики, при вводе в работу нового генерирующего и сетевого оборудования, актуализируется при изменении схемно-режимных условий работы сети.

Выбранные параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования направляются собственникам объектов электроэнергетики или иным законным владельцам объектов электроэнергетики, которые отвечают за реализацию этих настроек в устройствах релейной защиты и противоаварийной автоматики, а также за работоспособность этих устройств.



Централизованные системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности

Централизованные системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (ЦС АРЧМ) предназначены для поддержания заданных значений частоты и перетоков активной мощности, ограничения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

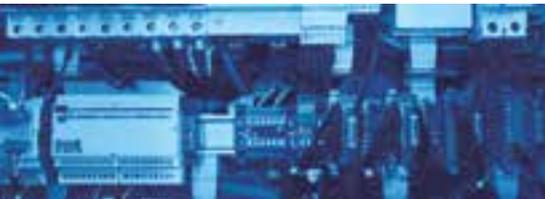
АО «СО ЕЭС», решая задачи автоматизации управления электроэнергетическими режимами по частоте и перетокам активной мощности, определяет идеологию построения ЦС АРЧМ в ЕЭС России, разрабатывает соответствующую нормативно-методическую базу, выполняет подключение электростанций под управление ЦС АРЧМ.

В настоящее время в ЕЭС России функционируют ЦС АРЧМ в ОЭС Востока, Сибири, Урала, Юга, Северо-Запада и Кольской энергосистеме, Центральная координирующая система (ЦКС) АРЧМ ЕЭС. С 2013 года для управляющих вычислительных комплексов ЦС (ЦКС) АРЧМ в диспетчерских центрах используется единое унифицированное программное обеспечение, обладающее расширенными функциональными возможностями, включающими расчет управляющих воздействий по условиям минимизации фактического отклонения суточной выработки ГЭС от планового, а также предусмотрена функция управления вставками постоянного тока.



СЕВОСТЬЯНОВ Антон Олегович

Заместитель начальника
Службы электрических режимов
Филиала АО «СО ЕЭС»
ОДУ Центра



Автоматизированное дистанционное управление

Дистанционное управление оборудованием подстанций с применением автоматизированной программы переключений

Дистанционное управление оборудованием подстанций из диспетчерских центров Системного оператора и центров управления сетями сетевых организаций позволяет повысить надежность работы Единой национальной электрической сети и качество управления электроэнергетическим режимом объединенных и региональных энергосистем за счет сокращения времени производства оперативных переключений, снижения риска ошибочных действий оперативного персонала энергообъектов, увеличения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети. На первом этапе внедрения технологии переключения совершались диспетчером Системного оператора, затем эти операции стали выполняться с применением автоматизированных программ переключений (АПП).

По итогам успешной реализации проектов, разработки и утверждения регламентирующих документов по дистанционному управлению Системным оператором совместно с ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС» сформирован план по развитию дистанционного управления в ЕЭС России до 2025 года. В него включены 117 подстанций ПАО «ФСК ЕЭС» и МРСК, расположенных в разных регионах страны и во всех объединенных энергосистемах. Системный оператор и сетевые компании планируют расширять сферу применения технологии. В перспективе – ее внедрение в так называемых вторичных цепях, то есть цепях управления релейной защитой и противоаварийной автоматикой.

Дистанционное управление солнечной генерацией

Реализованы пилотные проекты по организации дистанционного управления режимом работы Бугульчанской солнечной электростанции (СЭС), Грачевской СЭС и Бурибаевской СЭС в ОЭС Урала, а также Майминской СЭС в ОЭС Сибири. В стадии реализации находится проект на Исянгуловской СЭС в Башкирской энергосистеме.

Технология позволяет обеспечить дистанционное управление мощностью солнечной электростанции, что в условиях отсутствия постоянного оперативного персонала на объекте увеличивает скорость реализации управляющих воздействий по приведению параметров электроэнергетического режима энергосистемы в допустимые пределы при предотвращении развития и ликвидации аварий в энергосистеме.

Дистанционное управление вспомогательным режимным оборудованием

В 2018 году АО «СО ЕЭС» совместно с ПАО «ФСК ЕЭС» впервые в ЕЭС России реализовано дистанционное управление режимом работы управляемого шунтирующего реактора (УШР) на ПС 330 кВ Старорусская в ОЭС Северо-Запада. Новая технология позволяет без промежуточных звеньев напрямую из диспетчерского центра управлять уровнями напряжения в контрольных пунктах по напряжению как в нормальных, так и аварийных режимах работы энергосистем.

Дистанционное управление гидрогенерацией

АО «СО ЕЭС» совместно с ПАО «РусГидро» реализует пилотные проекты по внедрению системы доведения плановой мощности (СДПМ), обеспечивающей управление мощностью гидроэлектростанций посредством передачи плановых графиков и диспетчерских команд по каналам ЦКС/ЦС АРЧМ – ГРАМ ГЭС.

В 2018 году проведены успешные комплексные испытания на Чиркейской ГЭС, Саратовской ГЭС, Волжской ГЭС и Камской ГЭС. Разработан и утвержден план внедрения СДПМ на 2019 год, который предусматривает поэтапное подключение к СДПМ 17 гидроэлектростанций в пяти диспетчерских центрах Системного оператора. В качестве пилотных, помимо указанных ГЭС, определены также Нижегородская ГЭС и Жигулевская ГЭС.



Технический контроллинг

Объективным следствием высокой сложности энергосистемы, разнородности составляющих ее элементов и непредсказуемости внешних факторов воздействия является возникновение аварий и иных нештатных ситуаций. Подразделения технического контроллинга Системного оператора участвуют в расследовании аварий на объектах электроэнергетики в комиссиях, организуемых Ростехнадзором и собственниками объектов, проводят анализ причин их возникновения. Профессиональный анализ и расследование позволяют выявить первопричины возникновения и развития аварии, а также разработать необходимые противоаварийные мероприятия для предотвращения их повторения.

Для систематизации результатов расследований аварий и анализа причин аварийности в ЕЭС России, а также для контроля выполнения противоаварийных мероприятий разработан ПАК «База аварийности в электроэнергетике».

К ПАК «База аварийности в электроэнергетике» подключены 755 организаций электроэнергетики.

В 2017 году создан новый комплекс «Показатели аварийности объектов электроэнергетики», позволивший автоматизировать и повысить качество и оперативность проведения расчетов показателей, характеризующих надежность работы объектов электроэнергетики в составе энергосистем.

Актуальная информация о работе энергетических объектов, получаемая Системным оператором в процессе управления электроэнергетическим режимом, и компетенция его работников в вопросах оперативно-диспетчерского управления и технической эксплуатации генерирующих и электросетевых объектов повышают эффективность расследования.

Выполняемые специалистами технического контроллинга в тесном взаимодействии с другими производственно-технологическими службами систематизация и анализ результатов расследования схожих аварий на различных объектах позволяют определить системные мероприятия для включения в программы развития и производственные программы организаций электроэнергетики, направленные на повышение надежности функционирования ЕЭС России и отдельных объектов электроэнергетики.

Для мониторинга оперативной обстановки, выполнения оперативного анализа оперативной информации о чрезвычайных ситуациях и авариях в энергосистеме, прогнозирования развития ситуаций и выработки вариантов решений и мер по предотвращению нарушения электроснабжения и ликвидации последствий нештатных ситуаций на объектах электроэнергетики организовано информационное взаимодействие с дежурными службами региональных штабов, органов исполнительной власти, Минэнерго России, МЧС России, ОАО «Российские железные дороги», АО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «Россети», ПАО «Интер РАО» и другими организациями при возникновении и ликвидации системных аварий и иных нештатных ситуаций в ЕЭС России.

Совместной рабочей группой ОАО «РЖД» и АО «СО ЕЭС» сформирован перечень мероприятий по повышению надежности объектов ОАО «РЖД» с объемами реконструкции первичного оборудования РУ 110–220 кВ, модернизации устройств РЗА и обеспечением наблюдаемости на период 2018–2025 годов.

В перечень мероприятий по повышению надежности объектов ОАО «РЖД» на период 2018–2025 годов вошли более 600 объектов РЖД.

Реализация мероприятий позволит повысить надежность электроснабжения объектов электросетевого хозяйства ОАО «РЖД» и, как следствие, снизит риски сбоя в движении поездов на электрифицированных дистанциях железной дороги, а также обеспечит надежное электроснабжение потребителей и стабильное функционирование ЕЭС России в целом.

В целях повышения надежности работы ЕЭС и снижения рисков нарушения электроснабжения потребителей из-за аварийных отключений ВЛ по причине образования гололеда на проводах и грозозащитных тросах АО «СО ЕЭС» проводится совместная с сетевыми компаниями работа по анализу гололедообразования на линиях электропередачи и разработке мероприятий по повышению надежности работы ВЛ 110–500 кВ, подверженных гололедообразованию.

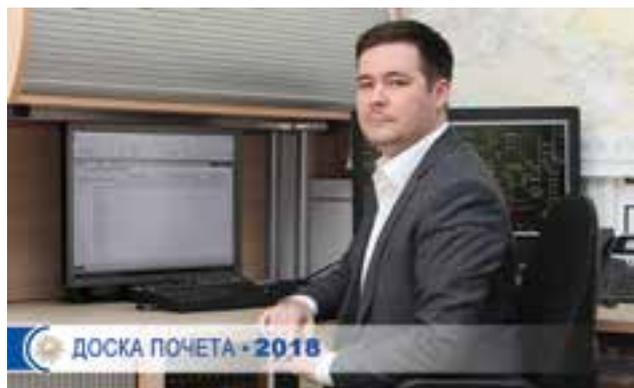
Для повышения надежности функционирования ЕЭС России в процессе расследования и анализа причин аварий, а также в процессе мониторинга работы объектов электроэнергетики осуществляется контроль фактического эксплуатационного состояния оборудования и анализ готовности генерирующего оборудования к несению нагрузки и функционированию в составе энергосистемы.

Обязанности по участию Системного оператора в расследовании крупных и системных аварий и систематизации результатов расследования всех аварий определены Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 28.10.2009 № 846.

Одной из важных задач, выполняемых для повышения надежности функционирования энергосистемы, является контроль выполнения технических условий на технологическое присоединение новых и реконструируемых объектов электроэнергетики. При проверке выполнения технических условий на технологическое присоединение или основных технических решений (при собственном строительстве электроустановок и присоединении их к собственным электрическим сетям сетевой организацией) проверяется соответствие фактически реализованной первичной схемы основного оборудования, технических характеристик основного оборудования, устройств РЗА и технологического управления установленным нормативным требованиям и согласованной проектной документации. Участие Системного оператора в проверке выполнения технических условий на технологическое присоединение построенных или реконструированных электроустановок и осмотрах (обследованиях), проводимых Ростехнадзором для выдачи разрешений на допуск к эксплуатации, определено Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861.

БАГАЕВ Евгений Николаевич

Ведущий эксперт
Департамента технического контроля
АО «СО ЕЭС»



Контроль исполнения диспетчерскими центрами Системного оператора нормативно-технических и организационно-распорядительных документов АО «СО ЕЭС», направленных на повышение надежности и качества оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом, также является одной из важных задач, решаемых подразделениями технического контроллинга.

При планировании и управлении электроэнергетическим режимом ЕЭС России необходима достоверная информация об обеспечении тепловых электростанций топливом, включая наличие запасов топлива в объемах, соответствующих утвержденным нормативным значениям, мониторинг исполнения которых осуществляется подразделениями технического контроллинга Системного оператора. Для оперативного контроля топливообеспечения на ТЭС используется АС «Топливо ТЭС».

К АС «Топливо ТЭС» подключены все 369 ТЭС ЕЭС России установленной мощностью более 25 МВт, суммарной мощностью 157 ГВт



Развитие международной диспетчеризации

ЕЭС России работает в синхронном режиме с единой частотой электрического тока (параллельно) с энергосистемами Беларуси, Украины, Казахстана, Латвии, Литвы, Эстонии, Азербайджана, Грузии и Монголии. Через энергосистему Казахстана параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана и Киргизии, а через энергосистему Украины – энергосистема Молдавии. По линиям электропередачи переменного тока осуществляется обмен электроэнергией с энергосистемой Абхазии и передача электроэнергии в энергосистему Южной Осетии. Совместно с ЕЭС России через устройства Выборгского преобразовательного комплекса работает энергосистема Финляндии. От электрических сетей России, в том числе через вставку постоянного тока, осуществляется электроснабжение выделенных районов Китая. Параллельно с энергосистемой Финляндии работают отдельные генераторы Северо-Западной ТЭЦ и ГЭС Ленинградской и Кольской энергосистем, а с энергосистемой Норвегии – отдельные генераторы ГЭС Кольской энергосистемы.

АО «СО ЕЭС», являясь координатором параллельной работы энергосистем, обеспечивает регулирование частоты в энергообъединении стран – участниц синхронной зоны.

Важнейшими условиями обеспечения устойчивой совместной работы является наличие общей нормативно-технической базы и обязательность выполнения установленных условий и правил всеми энергосистемами.

Обязательность исполнения условий совместной работы достигается путем заключения двух- и многосторонних договоров в виде межправительственных соглашений об обеспечении параллельной работы энергосистем. В настоящее время подписаны и действуют четыре межправительственных соглашения о мерах по обеспечению параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем (Украина, Беларусь, Казахстан и Азербайджан), а также меморандум о взаимопонимании между Министерством энергетики Российской Федерации и Министерством энергетики Грузии о мерах по обеспечению параллельной работы Единой энергетической системы России и энергетической системы Грузии.

Системный оператор ЕЭС России совместно с зарубежными системными операторами разрабатывает новые и актуализирует действующие нормативно-технические документы.

С момента создания компании в 2002 году при участии АО «СО ЕЭС» разработано:

- *11 правовых документов в области электроэнергетики, утвержденных Советом глав правительств СНГ и правительствами государств – участников Евразийского экономического союза (ЕАЭС)*
- *более 60 правовых и технических документов, утвержденных Электроэнергетическим Советом СНГ*
- *14 технических документов в рамках Соглашения о параллельной работе энергосистем БРЭЛЛ*
- *более 50 трех- и двусторонних документов, определяющих условия совместной работы ЕЭС России с энергосистемами зарубежных государств, а также три межгосударственных стандарта, утвержденных Межгосударственным советом по стандартизации и сертификации СНГ.*

Ввод в работу вновь сооружаемых (реконструируемых) объектов электросетевого хозяйства для выдачи мощности электростанций и усиления межсистемных связей, определяющих изменение схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации в синхронной зоне, развитие электроэнергетических рынков, продолжающиеся реформы электроэнергетики государств, энергосистемы которых работают синхронно с ЕЭС России, требуют регулярного обновления нормативно-технических документов.

Технологической основой обеспечения совместной работы энергосистем являются совместимые технологии управления электроэнергетическими режимами в реальном времени, скоординированное планирование электроэнергетических режимов на базе общих расчетных моделей, использование современных цифровых средств диспетчерского и технологического управления и диспетчерско-технологической связи, обмена статистической и оперативной телеметрической и диспетчерской информацией, проведение международных противоаварийных тренировок оперативно-диспетчерского персонала.

Реализацию всех указанных мероприятий АО «СО ЕЭС» осуществляет во взаимодействии с Минэнерго России, ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети», ПАО «Интер РАО» и системными операторами энергосистем сопредельных государств в рамках межправительственных органов, международных отраслевых и научно-технических организаций, постоянного двух- и многостороннего рабочего взаимодействия.

Работы в данном направлении проводятся в рамках:

- Электроэнергетического Совета СНГ (ЭЭС СНГ) и Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) – рабочего органа, сформированного ЭЭС СНГ.
- Комитета энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии, Литвы (Комитета ЭС БРЭЛЛ) – рабочего органа, сформированного Сторонами Соглашения о параллельной работе энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы (БРЭЛЛ) от 7 февраля 2001 года.
- Евразийской экономической комиссии (ЕЭК) – постоянно действующего регулирующего органа Евразийского экономического союза (ЕАЭС).

Заседание Административного
совета ассоциации GO15,
2016 год



- Сотрудничества АО «СО ЕЭС», ПАО «ФСК ЕЭС» и Fingrid Oyj – системного оператора и владельца магистральных электрических сетей энергосистемы Финляндии, предоставляющего услуги по передаче электроэнергии для всех участников электроэнергетического рынка Финляндии, в законодательном порядке отвечающего за функционирование и надежность всей энергосистемы Финляндии.
- Сотрудничества АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» с системными операторами энергосистем Азербайджана, Грузии, Казахстана, Китая и Монголии.

Системный оператор участвует в разработке новых вариантов и направлений электрических соединений ЕЭС России с зарубежными энергосистемами для развития международного энергетического сотрудничества. Проектные решения о сооружении новых, модернизации и реконструкции существующих энергетических и электросетевых объектов, влияющих на режимы параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем, подлежат обязательному согласованию Системным оператором ЕЭС России на стадии принятия решений о строительстве, модернизации или реконструкции.

Активное участие в работе международных организаций, объединяющих ученых и специалистов в области электроэнергетических систем, – CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Electriques – Международный Совет по большим электрическим системам высокого напряжения) и GO15 (ранее – Very Large Power Grid Operators, VLPGO – ассоциация системных операторов крупнейших энергосистем) – дает Системному оператору возможность вести заинтересованный диалог с ведущими специалистами других государств и международных организаций, получать «из первых рук» новейшую информацию о существующих тенденциях и путях развития электроэнергетики, своевременно учитывать накопленный мировой опыт в своей работе.



Нормативное обеспечение технологической деятельности

Система нормативно-технического обеспечения в российской электроэнергетике переживает сегодня комплексное обновление и совершенствование. Системный оператор играет ключевую роль в этом процессе, так как в силу своих функций, знаний и опыта является единственным в отрасли центром компетенции по вопросам обеспечения технологической целостности Единой энергосистемы и соблюдения установленных параметров надежности ее работы.



Правила технологического функционирования электроэнергетических систем

Знаковым событием в области нормативно-технического регулирования отрасли стало утверждение Правительством РФ в августе 2018 года Правил технологического функционирования электроэнергетических систем (ПТФ ЭЭС). Разработка этого документа осуществлялась экспертной рабочей группой, состоящей из руководителей и сотрудников подразделений технологического блока Системного оператора, представителей Минэнерго России, крупнейших энергокомпаний, проектных и научно-исследовательских организаций. Впервые в новейшей истории отечественной электроэнергетики в документе комплексно, системно и в полном объеме сформулированы правила функционирования электроэнергетической системы как единого технологического комплекса, включающие описание ее структуры и характеристик, электроэнергетических режимов, требований к устойчивости, надежности и живучести энергосистемы, к релейной защите и автоматике, информационно-технологической инфраструктуре.

В целях дальнейшей регламентации технологической деятельности концепцией Правил предусмотрена системная работа по корректировке существующего массива нормативно-технической документации. На первом этапе требуется разработать и утвердить 35 нормативных актов. Данная деятельность ведется под руководством Минэнерго и с непосредственным участием специалистов Системного оператора. К настоящему моменту разработано и утверждено пять документов: Правила переключений в электроустановках, Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики, Методические указания по устойчивости энергосистем, Методические указания по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима, а также изменения в Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики.



Национальные стандарты

Развитие базы национальных стандартов, детально регламентирующих отдельные вопросы функционирования и развития энергосистем, является логичным продолжением работы по гармонизации нормативно-технической базы в электроэнергетике и проведению согласованной технической политики в отрасли.

Данная работа ведется Системным оператором в рамках деятельности технического комитета по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика» Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт). ТК 016 сформирован в сентябре 2014 путем реорганизации ряда технических комитетов по стандартизации в области электроэнергетики. Одной из главных задач комитета является эффективное использование национальных стандартов для проведения единой технической политики в электроэнергетике, достижения технологической совместимости оборудования на объектах электроэнергетики, в электросетевом комплексе и Единой энергетической системе России в целом для обеспечения ее надежного функционирования и развития. ТК 016 сформирован из представителей федеральных органов исполнительной власти, организаций в электроэнергетике, общероссийских общественных организаций и объединений, научных и производственных организаций и предприятий электроэнергетики, профильных высших учебных заведений. Методическое руководство работой ТК 016, координацию его деятельности с деятельностью других технических комитетов по стандартизации и контроль за его работой осуществляет Росстандарт. Базовой организацией ТК 016 является АО «СО ЕЭС», на которое возложены функции по ведению секретариата комитета.

В рамках деятельности ТК 016 Системным оператором разработано более 20 национальных и межгосударственных стандартов.



Система добровольной сертификации

Систему национальных стандартов дополняет система добровольной сертификации (СДС) АО «СО ЕЭС», созданная в 2005 году как механизм подтверждения соответствия оборудования и устройств объектов электроэнергетики требованиям стандартов Системного оператора. Объектами сертификации СДС является оборудование энергообъектов, в том числе энергоблоки (энергоблоки ТЭС, генерирующее оборудование ТЭС с поперечными связями, ГТУ, ПГУ, гидроагрегаты ГЭС и ГАЭС, энергоблоки АЭС), устройства релейной защиты и автоматики, а также алгоритмы их функционирования.

В последние годы СДС СО ЕЭС получила существенное развитие за счет сертификации новых типов устройств противоаварийной автоматики. Так, сертификаты соответствия СДС СО ЕЭС выданы на устройства автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР), микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР), автоматики ограничения повышения частоты (АОПЧ), автоматики разгрузки при коротких замыканиях (АРКЗ), фиксации тяжести короткого замыкания (ФТКЗ). В 2018 году в перечень объектов сертификации включены также устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования и концентраторы синхронизированных векторных данных.

КОМАНДА РУКОВОДИТЕЛЕЙ





Аюев Борис Ильич
Председатель Правления



Павлушко Сергей Анатольевич
Заместитель Председателя Правления

Организация и управление производственно-технологической деятельностью Общества



Опадчий Федор Юрьевич
Заместитель Председателя Правления

Развитие инноваций, информационных технологий, обеспечение работы рынков электроэнергетики, вопросы внешних связей



Полоус Андрей Григорьевич
Заместитель Председателя Правления

Вопросы безопасности Общества, финансово-экономическая деятельность.



Ильенко Александр Владимирович
Член Правления, Директор по управлению развитием ЕЭС

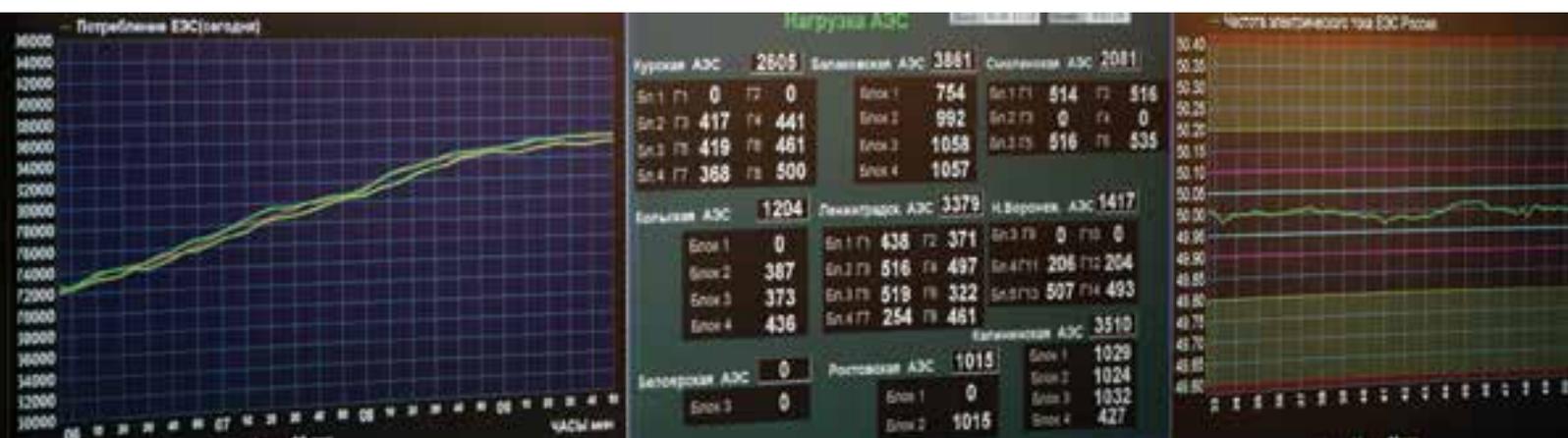
Управление развитием ЕЭС России, развитие международной диспетчеризации



Говорун Михаил Николаевич
Директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер

Управление режимами ЕЭС России

ОБЪЕКТ УПРАВЛЕНИЯ – ЕЭС РОССИИ



Единая энергетическая система России по своим количественным и качественным характеристикам представляет собой одно из крупнейших и уникальных энергообъединений, созданных в мировой электроэнергетике.

Территория, занимаемая объектами ЕЭС России, охватывает девять часовых зон. На площади порядка 15 млн кв. км проживает свыше 146 млн человек. В электроэнергетический комплекс по состоянию на 1 января 2019 года входит 805 электростанций мощностью свыше 5 МВт. Суммарная установленная мощность всех электростанций ЕЭС России составляет 243 243,2 МВт. В 2018 году электростанции ЕЭС выработали 1070,9 млрд кВт·ч электроэнергии. Электросетевое хозяйство ЕЭС России насчитывает более 10 700 линий электропередачи класса напряжения 110–1150 кВ. Значительная часть электроэнергетических объектов ЕЭС России работает в сложных климатических условиях Севера и Крайнего Севера.

Важной особенностью системообразующей электрической сети ЕЭС России является большое количество протяженных ЛЭП, в ряде случаев имеющих недостаточную пропускную способность. Стабильная работа энергосистемы, имеющей слабые межсистемные связи в некоторых районах, требует широкого применения систем противоаварийной и режимной автоматики, оперативно-диспетчерское управление которыми осуществляет Системный оператор.

Единая энергосистема России включает 71 региональную энергосистему. С 2017 года полноценной составной частью ЕЭС России является Крымская энергосистема. В 2018 году в состав ЕЭС России вошли Центральный и Западный энергорайоны Якутии. Региональные энергосистемы образуют семь объединенных энергетических систем: ОЭС Центра, Урала, Средней Волги, Северо-Запада, Юга, Сибири и Востока. Энергообъединения связаны между собой межсистемными линиями электропередачи.



Энергетическими режимами объединенных энергосистем управляют семь филиалов Системного оператора – Объединенных диспетчерских управлений.

Энергосистемы Камчатского края, Сахалинской области, Магаданской области и Чукотского АО работают обособленно, их электроэнергетические режимы не оказывают влияния на ЕЭС России. До тех пор, пока они изолированы от Единой энергосистемы, функции оперативно-диспетчерского управления в них выполняют региональные энергетические компании.

Климатические условия и наличие в стране разведанных природных запасов топлива, необходимых для тепловой генерации, определили развитие отечественной электроэнергетики.

По данным на 1 января 2019 года 67,66 % установленной мощности ЕЭС России – это тепловые электростанции (ТЭС), работающие на органическом топливе. Многие ТЭС являются теплоэлектроцентралями (ТЭЦ), обеспечивающими потребителей централизованным теплоснабжением.

На долю атомных электростанций, имеющих более низкую себестоимость вырабатываемой электроэнергии, приходится 11,98 % установленной мощности всей ЕЭС России.

В составе генерирующего оборудования ЕЭС России находит отражение и большой гидроэнергетический потенциал России: на ГЭС приходится 19,94 % совокупной установленной мощности Единой энергосистемы. Гидрогенерация также выполняет важнейшую дополнительную функцию – обеспечивает функционирование системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в ЕЭС России, необходимой для постоянного поддержания баланса производства и потребления электроэнергии.

Ежегодно растет доля объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии. По итогам 2018 года на СЭС приходится 0,34 %, на ВЭС – 0,08 % установленной мощности ЕЭС.

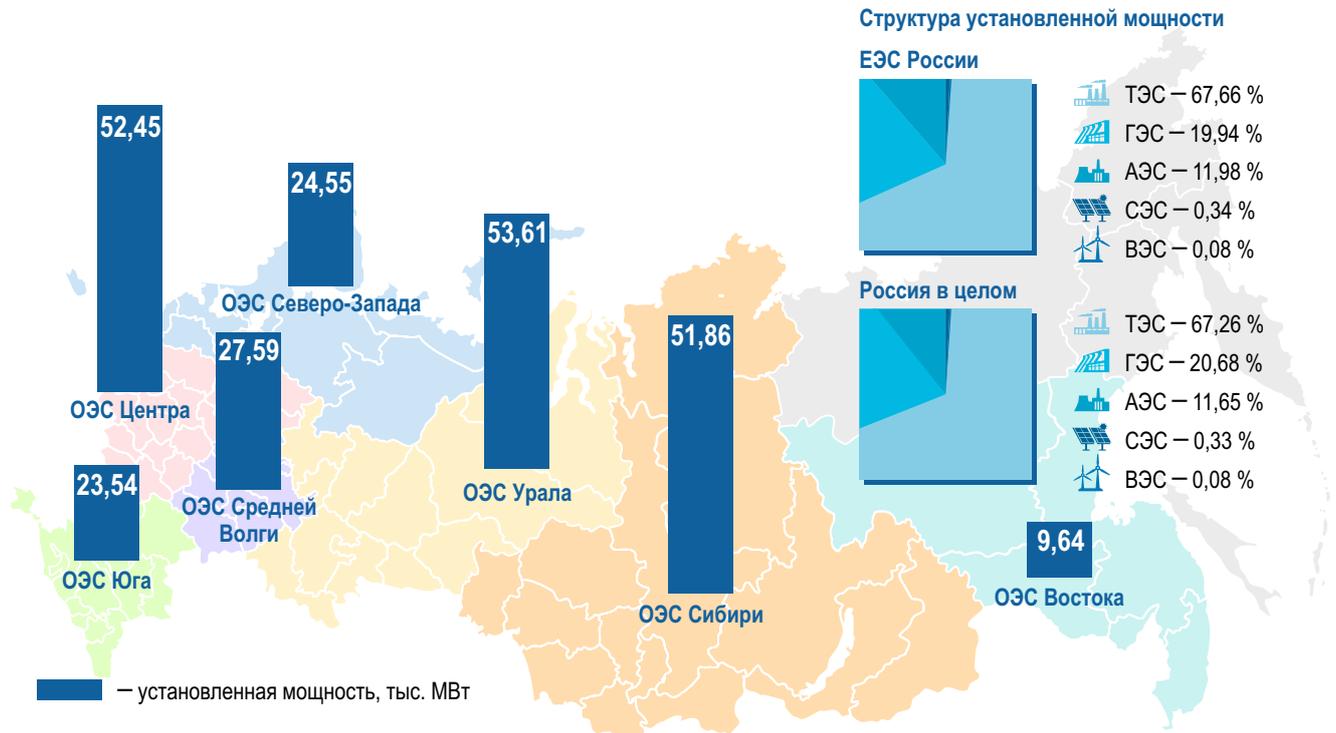


ЕЭС России:

- суммарная установленная мощность электростанций на 01.01.2019 г. — 243,24 тыс. МВт

Россия в целом:

- суммарная установленная мощность электростанций на 01.01.2019 г. — 250,44 тыс. МВт

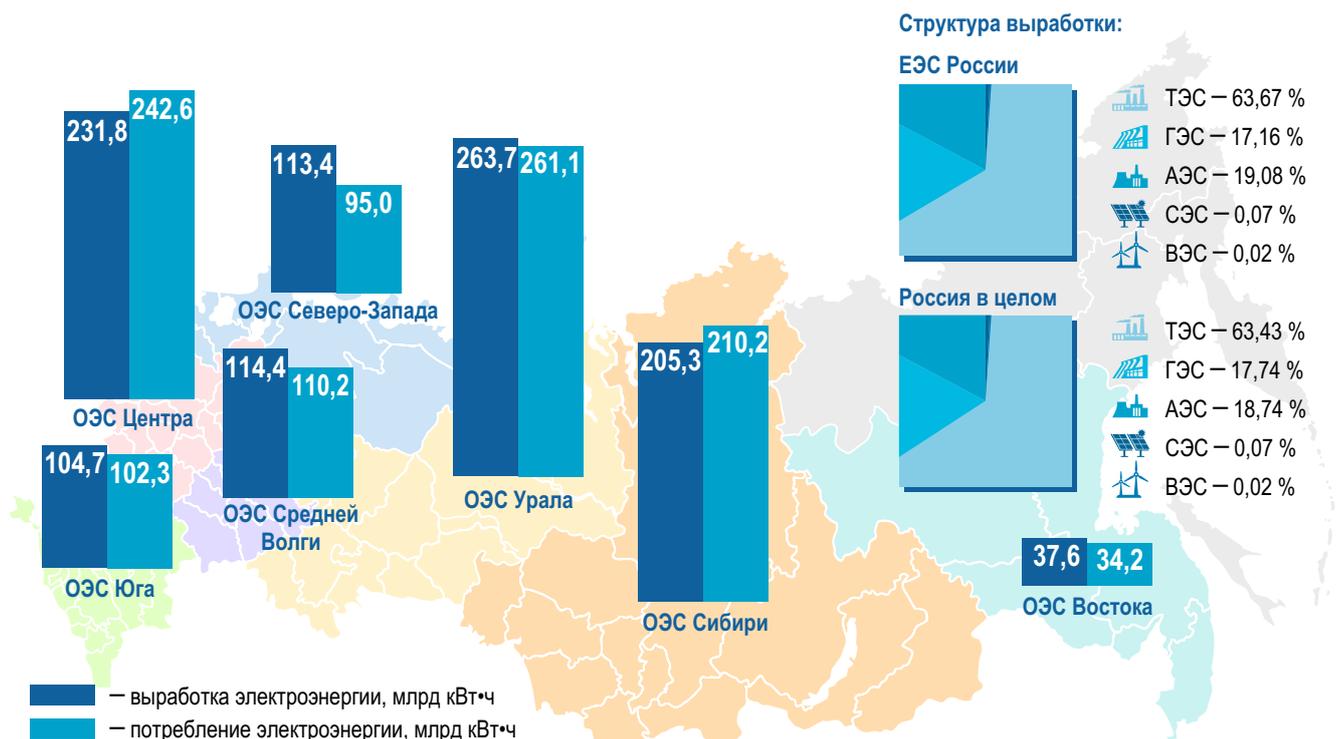


ЕЭС России:

- выработка электроэнергии за 2018 год — 1 070,9 млрд кВт•ч
- суммарное потребление электроэнергии за 2018 год — 1 055,6 млрд кВт•ч

Россия в целом:

- выработка электроэнергии за 2018 год — 1 091,7 млрд кВт•ч
- суммарное потребление электроэнергии за 2018 год — 1 076,2 млрд кВт•ч



ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА



Процессы непрерывного мониторинга состояния объектов электроэнергетики, оценки и расчета электроэнергетических режимов выполняются с использованием специализированных вычислительных комплексов Системного оператора, однако ответственность за окончательное решение и выдачу диспетчерской команды несет человек.

Действия каждого диспетчера оказывают значительное влияние на состояние ЕЭС России, поэтому надежность ее работы находится в прямой зависимости от квалификации персонала Системного оператора. Диспетчер – специалист, обладающий огромным объемом базовых знаний и оперативной информации, обязанный в кратчайшие сроки оценить ситуацию и, на основании полученных данных, принять единственно правильное решение. Для выполнения этой работы необходимо обладать тремя качествами. Первое – аналитические способности для быстрой и точной оценки сложившейся ситуации, понимания произошедшего и оценки возможных последствий. Второе – умение постоянно держать в голове значительный объем инструкций и нормативных документов, мгновенно выбрать из них подходящие к конкретной ситуации. Третье – способность сосредоточиться и выполнять работу в критической ситуации.

Все специалисты технологических служб кроме глубоких знаний в области физики, теоретических основ электротехники, электродинамики, управления крупными энергосистемами и навыков выполнения больших объемов расчетных работ в условиях ограниченного времени должны обладать самой высокой в отрасли компетенцией в вопросах своей профессиональной сферы, среди которых расчет и анализ режимов работы энергетических систем, функционирование генерирующих и сетевых объектов, релейная защита и противоаварийная автоматика, прогнозирование производства и потребления электроэнергии, гидроэнергетические режимы, информационные технологии, функционирование электроэнергетических рынков. При этом они обязаны постоянно актуализировать свои знания, анализировать и учитывать в работе передовой научный и практический опыт.

Для поддержания этих способностей на должном уровне сотрудники Системного оператора периодически проходят подготовку в учебных центрах. К примеру, регулярная подготовка диспетчеров в текущем режиме включает в себя участие в учебных противоаварийных и противопожарных тренировках, решение теоретических и практических режимных задач с применением различных типов тренажеров, инструктажи по вопросам соблюдения правил технической эксплуатации, производственных и должностных инструкций, тестирование по всем этим направлениям, участие в разработке программ противоаварийных тренировок для оперативного персонала энергообъектов и нижестоящих диспетчерских центров. Не реже одного раза в два месяца диспетчеры проходят техническую учебу – лекции и семинары по различным вопросам функционирования энергосистемы. Контрольные тренировки, предназначенные для оценки готовности диспетчерского персонала к ликвидации технологических нарушений, проводятся каждые три месяца. Не реже одного раза в два года диспетчеры проходят периодическое ознакомление с особенностями функционирования подведомственных энергообъектов, один раз в три года предусмотрены плановые курсы повышения квалификации.

Шестые Всероссийские соревнования
профессионального мастерства
диспетчеров филиалов
АО «СО ЕЭС» ОДУ,
г. Пятигорск, 2018 год



Одной из форм поддержания квалификации и оценки уровня профессиональной подготовки персонала Системного оператора являются региональные, всероссийские и международные соревнования профессионального мастерства диспетчеров, каждые из которых устраиваются один раз в три года.

Тренировки и обучение диспетчерского персонала проводятся в Пунктах тренажерной подготовки в каждом РДУ, Центрах тренажерной подготовки в каждом ОДУ и главном диспетчерском центре. Учебные центры максимально воссоздают условия рабочего места диспетчера.

В связи с особым характером работы, высоким уровнем ответственности и полномочий при управлении режимами работы крупных электроэнергетических объектов, около 900 сотрудников Системного оператора, выполняющих функции диспетчеров и организующих их работу, обязаны не только постоянно подтверждать свою квалификацию в процессе тренировок, но и регулярно проходить аттестацию в Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзору). Допуск к работе осуществляется только после успешного прохождения аттестации.

ФИЛИАЛЫ

ОЭС Северо-Запада	27.05.19 11:00:00	2919,15	1727,24	196,72	0,00	995
ОЭС Центра	27.05.19 22:00:00	2249,48	1842,42	93,20	47,69	266
ОЭС Юга	27.05.19 22:00:00	1834,73	1130,34	307,36	0,00	397
ОЭС Средней Волги	27.05.19 22:00:00	4495,28	2767,38	1727,90	0,00	0
ОЭС Урала	27.05.19 21:00:00	2418,96	2038,93	28,99	0,00	351
ОЭС Сибири	27.05.19 19:00:00	4570,80	2553,90	1881,60	0,00	135
ОЭС Востока	27.05.19 14:00:00	284,70	284,70	0,00	0,00	0
			78,73	36,00	0,00	66



Объединенная энергетическая система Востока

Операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Востока»

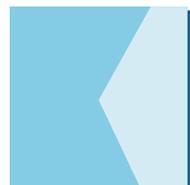


Операционные зоны региональных диспетчерских управлений

1. Амурского — энергосистемы Амурской области и южной части Республики Саха (Якутия)
2. Приморского — энергосистема Приморского края
3. Хабаровского — энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области
4. Якутского — Западный и Центральный районы энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Количество объектов диспетчеризации

- в ОДУ — 2 167
- в каждом РДУ — от 1 128 до 2 535



Структура выработки:

- ГЭС — 11 929,4 млн кВт·ч (31,7 %)
- ТЭС — 25 715,4 млн кВт·ч (68,3 %)



Структура расхода топлива:

- Газ — 2 916,9 млн м³ (29,2 %)
- Уголь — 16 195,3 тыс. т (70,3 %)
- Мазут — 34,3 тыс. т (0,4 %)
- Дизельное топливо — 10,3 тыс. т (0,1 %)

Генеральный директор — Сунгуров Виталий Леонидович
Заместитель генерального директора — Колесников Станислав Александрович
Директор по управлению режимами — главный диспетчер —
Воронов Алексей Владимирович



Установленная мощность электростанций: 9 641,9 МВт
Доля в ЕЭС России: 3,9 %



Выработка электроэнергии: 37,6 млрд кВт·ч
Доля в ЕЭС России: 3,5 %



Потребление электроэнергии: 34,2 млрд кВт·ч
Доля в ЕЭС России: 3,2 %



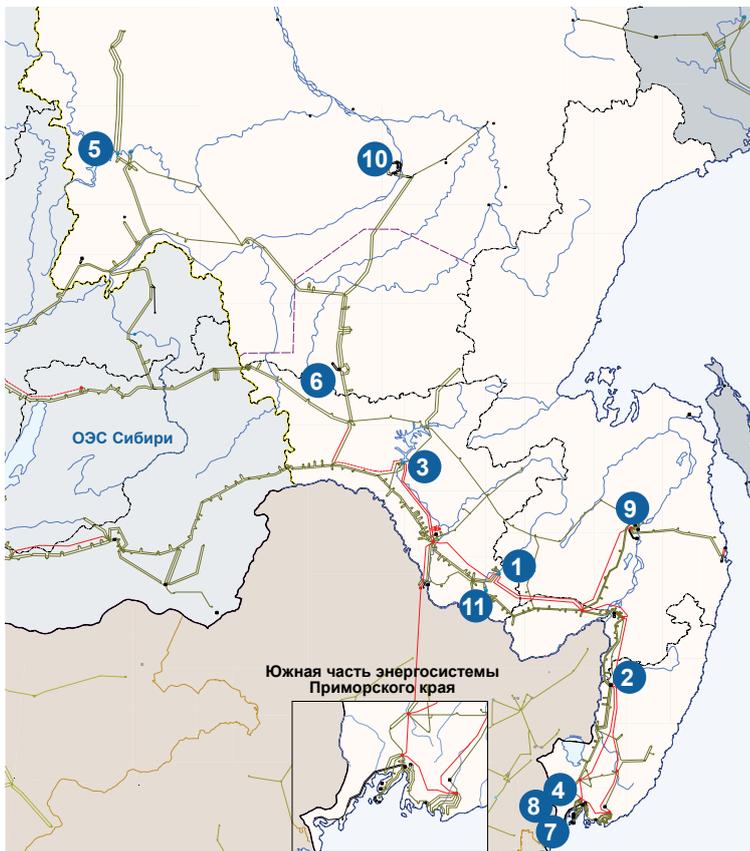
Количество электростанций 5 МВт и выше: 21
Доля в ЕЭС России: 2,6 %



Количество электрических подстанций 110–500 кВ: 545
Доля в ЕЭС России: 3,5 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–150 кВ: 627
Доля в ЕЭС России: 3,7 %
Протяженность (в одноцепном исчислении): 26 342 км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ДЗО ПАО «РусГидро» АО «ДГК»
- ПАО «РусГидро»
- Филиал ДЗО ПАО «Россети» ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока
- ДЗО ПАО «ДЭК» АО «ДРСК»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Бурейская ГЭС (2010 МВт, ПАО «РусГидро»)
2. Приморская ГРЭС (1467 МВт, АО «ДГК»)
3. Зейская ГЭС (1330 МВт, ПАО «РусГидро»)
4. Хабаровская ТЭЦ-3 (720 МВт, АО «ДГК»)
5. Каскад Вилюйских ГЭС (680 МВт, ПАО «Якутскэнерго»)
6. Нерюнгринская ГРЭС (570 МВт, АО «ДГК»)
7. Владивостокская ТЭЦ-2 (497 МВт, АО «ДГК»)
6. Хабаровская ТЭЦ-1 (435 МВт, АО «ДГК»)
8. Артемовская ТЭЦ (400 МВт, АО «ДГК»)
9. Комсомольская ТЭЦ-3 (360 МВт, АО «ДГК»)
10. Якутская ГРЭС (356 МВт, ПАО «Якутскэнерго»)
11. Нижне-Бурейская ГЭС (320 МВт, ПАО «РусГидро»)



Важнейшие электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Амурская, Чугуевка-2, Хабаровская, Комсомольская, Хехцир-2, Лозовая, Дальневосточная, Владивосток
- ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, 2, Амурская – Хэйхэ, Лозовая – Чугуевка-2, Амурская – Бурейская ГЭС, Бурейская ГЭС – Хабаровская № 1, 2, Хабаровская – Хехцир-2, Хабаровская – Комсомольская, Владивосток – Лозовая, Приморская ГРЭС – Дальневосточная, Приморская ГРЭС – Хехцир-2, Приморская ГРЭС – Чугуевка-2, Дальневосточная – Владивосток



Объединенная энергетическая система Сибири

Операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири»

Генеральный директор – Хлебов Алексей Васильевич
Заместитель генерального директора – Шломов Михаил Валентинович
Директор по управлению режимами – главный диспетчер –
Денисенко Александр Витальевич

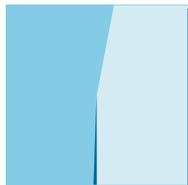


Операционные зоны региональных диспетчерских управлений

1. Бурятского — энергосистема Республики Бурятия
2. Забайкальского — энергосистема Забайкальского края
3. Иркутского — энергосистема Иркутской области
4. Кемеровского — энергосистемы Кемеровской и Томской областей
5. Красноярского — энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва
6. Новосибирского — энергосистема Новосибирской области, Алтайского края и Республики Алтай
7. Омского — энергосистема Омской области
8. Хакасского — энергосистема Республики Хакасия

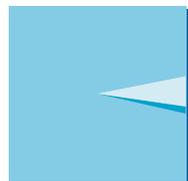
Количество объектов диспетчеризации

- в ОДУ – 4 237
- в каждом РДУ – от 1 463 до 4 810



Структура выработки:

- ГЭС – 101 864,3 млн кВт·ч (49,7 %)
- ТЭС – 103 352,0 млн кВт·ч (50,3 %)
- СЭС – 65,4 млн кВт·ч (0,03 %)



Структура расхода топлива:

- Газ – 2 645,9 млн м3 (5,5 %)
- Уголь – 69 974,4 тыс. т (94,1 %)
- Мазут – 118,4 тыс. т (0,4 %)



Установленная мощность электростанций: 51 861,1 МВт
Доля в ЕЭС России: 21,3 %



Выработка электроэнергии: 205,3 млрд кВт·ч
Доля в ЕЭС России: 19,2 %



Потребление электроэнергии: 210,2 млрд кВт·ч
Доля в ЕЭС России: 19,9 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 103
Доля в ЕЭС России: 12,8 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–500 кВ: 2 594
Доля в ЕЭС России: 21,2 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–1 150 кВ: 2 193
Доля в ЕЭС России: 15,4 %
Протяженность (в одноцепном исчислении): 101 288 км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири
- ПАО «МРСК Сибири»
- ОАО «Иркутская электросетевая компания»
- ПАО «РусГидро»
- ПАО «Иркутскэнерго»
- АО «Красноярская ГЭС»
- ПАО «Богучанская ГЭС»
- ООО «Сибирская генерирующая компания»
- АО «СИБЭКО»
- АО «Кузбассэнерго»
- АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»
- АО «ТГК-11»
- АО «ЕвроСибЭнерго»
- ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»
- ПАО «Юнипро»
- АО «Назаровская ГРЭС»
- АО «Интер РАО – Электрогенерация»
- ПАО «ОГК-2»
- ПАО «ТГК-14»
- АО «Томская генерация»
- АО «РУСАЛ Новокузнецк»
- АО «РУСАЛ Саяногорск»
- ОАО «РУСАЛ Красноярск»
- ОАО «РУСАЛ Братск»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Саяно-Шушенская ГЭС (6 400 МВт, ПАО «РусГидро»)
2. Красноярская ГЭС (6 000 МВт, АО «ЕвроСибЭнерго»)
3. Братская ГЭС (4 500 МВт, ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»)
4. Усть-Илимская ГЭС (3 840 МВт, ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»)
5. Богучанская ГЭС (2 997 МВт, ПАО «Богучанская ГЭС»)
6. Березовская ГРЭС (2 400 МВт, ПАО «Юнипро»)
7. Томь-Усинская ГРЭС (1 345,4 МВт, АО «Кузбассэнерго»)
8. Назаровская ГРЭС (1 313 МВт, АО «Назаровская ГРЭС»)
9. Красноярская ГРЭС-2 (1 260 МВт, ПАО «ОГК-2»)
10. Беловская ГРЭС (1 260 МВт, АО «Кузбассэнерго»)
11. Новосибирская ТЭЦ-5 (1 200 МВт, АО «СИБЭКО»)
12. Гусиноозерская ГРЭС (1 190 МВт, АО «Интер РАО – Электрогенерация»)
13. Иркутская ТЭЦ-10 (1 110 МВт, ПАО «Иркутскэнерго»)



Важнейшие электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 1 150 кВ Итатская, Алтай
- ПС 500 кВ Восход, Таврическая, Заря, Барнаульская, Рубцовская, Ново-Анжерская, Новокузнецкая, Томская, Означенное, Алюминиевая, Енисей, Красноярская, Камала-1, Ангара, Усть-Кут
- ВЛ 500 кВ Алтай – Итатская, Экибастузская – Алтай, Барабинская – Восход, Восход – Витязь, Аврора – Таврическая, Барнаульская – Рубцовская, Барнаульская – Новокузнецкая, Юрга – Ново-Анжерская, Ангара – Камала-1
- КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая, Саяно-Шушенская ГЭС – Означенное, Богучанская ГЭС – Озерная, Богучанская ГЭС – Ангара

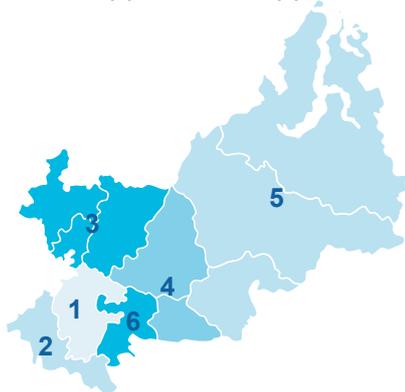
ОАО «Иркутская электросетевая компания»:

- ПС 500 кВ Братский ПП 500 кВ, Иркутская, Озерная, Тайшет, Ключи
- ВЛ 500 кВ Братский ПП – Тайшет, Братский ПП – Озерная, Усть-Илимская ГЭС – Братский ПП, Усть-Илимская ГЭС – Братская ГЭС, Тулун – УПК Тыреть, Ново-Зиминская – УПК Тыреть, УПК Тыреть – Ключи, УПК Тыреть – Иркутская



Объединенная энергетическая система Урала

Операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Урала»



Генеральный директор – Павлов Владимир Иванович
Заместитель генерального директора – Бойко Александр Валерьевич
Директор по управлению режимами – главный диспетчер –
Филинков Александр Николаевич

Операционные зоны региональных диспетчерских управлений

1. Башкирского — энергосистема Республики Башкортостан
2. Оренбургского — энергосистема Оренбургской области
3. Пермского — энергосистемы Пермского края, Кировской области и Республики Удмуртия
4. Свердловского — энергосистема Свердловской и Курганской областей
5. Тюменского — энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов
6. Челябинского — энергосистема Челябинской области

Количество объектов диспетчеризации

- в ОДУ – 4 915
- в каждом РДУ – от 2 787 до 11 031



Установленная мощность
электростанций: 53 614,3 МВт
Доля в ЕЭС России: 22,0 %



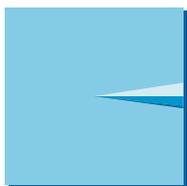
Выработка электроэнергии:
263,7 млрд кВт•ч
Доля в ЕЭС России: 24,6 %



Потребление электроэнергии:
261,1 млрд кВт•ч
Доля в ЕЭС России: 24,6 %



Количество электростанций
установленной мощностью
5 МВт и выше: 210
Доля в ЕЭС России: 26,1 %

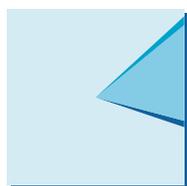


Структура выработки:

- ГЭС – 6 009,2 млн кВт•ч (2,3 %)
- ТЭС – 248 662,4 млн кВт•ч (94,3 %)
- АЭС – 8 838,2 млн кВт•ч (3,4 %)
- СЭС – 171,3 млн кВт•ч (0,06 %)
- ВЭС – 1,0 млн кВт•ч (0,0004 %)



Количество электрических подстанций
классом напряжения 110–500 кВ: 1 616
Доля в ЕЭС России: 21,2 %

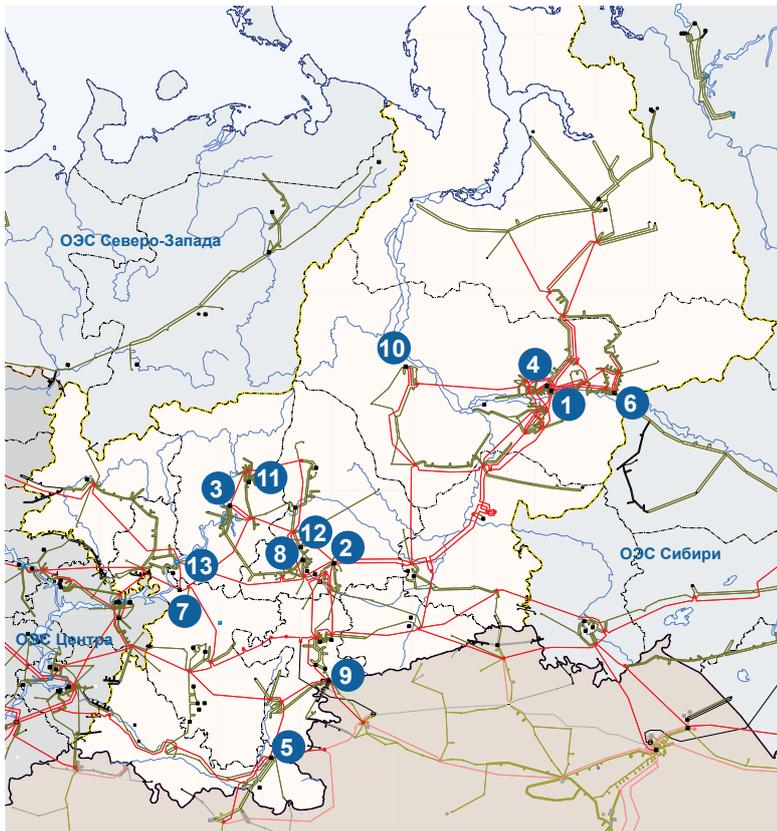


Структура расхода топлива:

- Газ – 61 812,5 млн м³ (88,8 %)
- Уголь – 15 015,3 тыс. т (11,0 %)
- Мазут – 85,8 тыс. т (0,2 %)
- Торф – 262,68 тыс. т (0,1 %)



Количество линий электропередачи
классом напряжения 110–500 кВ: 2 784
Доля в ЕЭС России: 28,2 %
Протяженность (в одноцепном
исчислении): 123,6 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- АО «Интер РАО – Электрогенерация»
- ПАО «ОГК-2»
- ПАО «Энел Россия»
- ПАО «Юнипро»
- ОАО «Фортум»
- ПАО «РусГидро»
- ПАО «Т Плюс»
- АО «Концерн Росэнергоатом»
- ООО «Башкирская генерирующая компания»
- Филиалы ДЗО ПАО «Россети»
ПАО «ФСК ЕЭС»: МЭС Западной Сибири, МЭС Урала
- ДЗО ПАО «Россети»: ПАО «МРСК Волги», ПАО «МРСК Центра и Приволжья», ПАО «МРСК Урала», ПАО «Тюменьэнерго»
- ООО «Башкирская сетевая компания»
- ПАО «Сибирско-Уральская энергетическая компания»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Сургутская ГРЭС-2 (5 657,1 МВт, ПАО «Юнипро»)
2. Рефтинская ГРЭС (3 800 МВт, ПАО «Энел Россия»)
3. Пермская ГРЭС (3 363 МВт, АО «Интер РАО – Электрогенерация»)
4. Сургутская ГРЭС-1 (3 333 МВт, ПАО «ОГК-2»)
5. Ириклинская ГРЭС (2 430 МВт, АО «Интер РАО – Электрогенерация»)
6. Нижневартовская ГРЭС (2 031 МВт, АО «Нижневартовская ГРЭС»)
7. Кармановская ГРЭС (1 831,1 МВт, ООО «Башкирская генерирующая компания»)
8. Среднеуральская ГРЭС (1 578,5 МВт, ПАО «Энел Россия»)
9. Троицкая ГРЭС (1 315 МВт, ПАО «ОГК-2»)
10. Няганская ГРЭС (1 361,0 МВт, ПАО «Фортум»)
11. Яйвинская ГРЭС (1 024,6 МВт, ПАО «Юнипро»)
12. Верхнетагильская ГРЭС (1 062,15 МВт, АО «Интер РАО – Электрогенерация»)
13. Воткинская ГЭС (1 035 МВт, ПАО «РусГидро»)



Важнейшие электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Газовая, Магнитогорская, Южная, Калино, Тагил, Тюмень, Пыть-Ях, Холмогорская, Луговая, Тобол, ЗапСиб
- ВЛ 500 кВ Газовая – Красноармейская, Рефтинская ГРЭС – Исеть, Исеть – Курчатовская, Воткинская ГЭС – Емелино, Тюмень – Тобол, Тюмень – Луговая, Иртыш – Беркут
- КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол, Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2

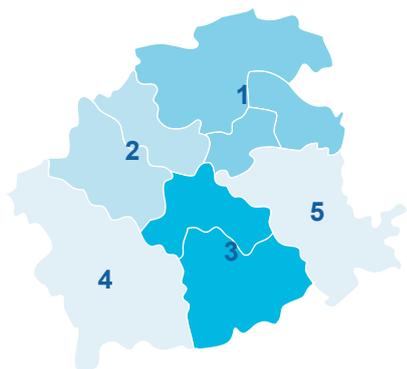
ООО «Башкирская генерирующая компания»:

- ПС 500 кВ Буйская, Бекетово
- ВЛ 500 кВ Буйская – Уфимская, Бугульма – Бекетово, Кармановская ГРЭС – Буйская



Объединенная энергетическая система Средней Волги

Операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС»
«Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Средней Волги»



Генеральный директор – Громов Олег Александрович
Заместитель генерального директора – Гребенников Дмитрий Владимирович
Директор по управлению режимами – главный диспетчер –
Гущин Алексей Владимирович

Операционные зоны региональных диспетчерских управлений

1. Нижегородского — энергосистема Нижегородской области, Республики Марий Эл и Чувашской Республики
2. Пензенского — энергосистемы Пензенской области и Республики Мордовия
3. Самарского — энергосистемы Самарской и Ульяновской областей
4. Саратовского — энергосистема Саратовской области
5. Татарстана — энергосистема Республики Татарстан

Количество объектов диспетчеризации

- в ОДУ – 2 844
- в каждом РДУ – от 2 161 до 4 877



Установленная мощность электростанций: 27 591,8 МВт
Доля в ЕЭС России: 11,3 %



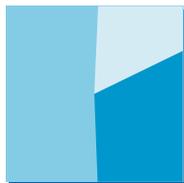
Выработка электроэнергии: 114,4 млрд кВт•ч
Доля в ЕЭС России: 10,7 %



Потребление электроэнергии: 110,2 млрд кВт•ч
Доля в ЕЭС России: 10,4 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 73
Доля в ЕЭС России: 9,1 %



Структура выработки:

- ГЭС – 24 848,8 млн кВт•ч (21,7 %)
- ТЭС – 57 275,2 млн кВт•ч (50,1 %)
- АЭС – 32 155,7 млн кВт•ч (28,1 %)
- СЭС – 31,7 млн кВт•ч (0,03 %)
- ВЭС – 87,7 млн кВт•ч (0,08 %)



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–500 кВ: 776
Доля в ЕЭС России: 6,1 %

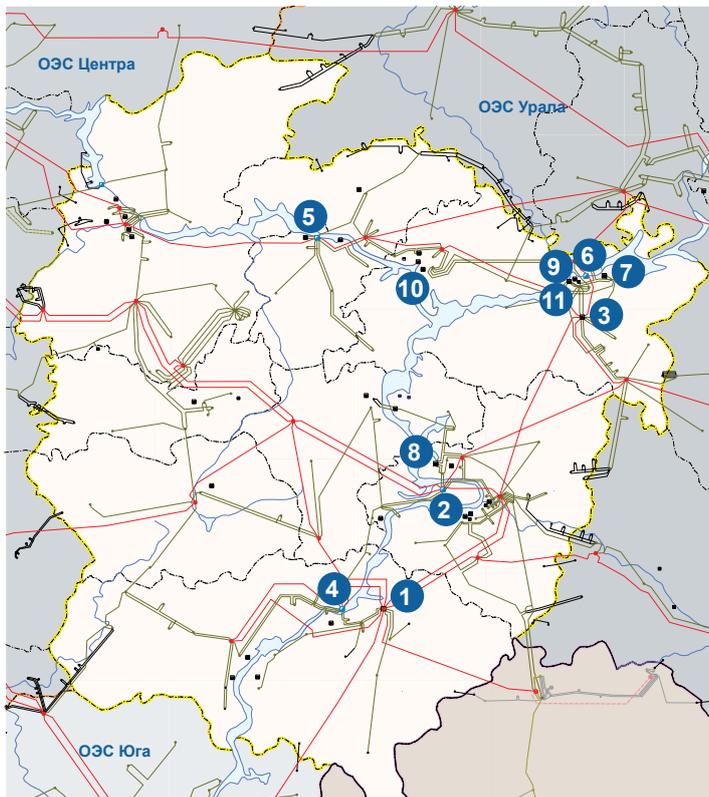


Структура расхода топлива:

- Газ – 20 941,5 млн м³ (91,9 %)
- Уголь – 0,15 тыс. т (0,0004 %)
- Мазут – 1 575,3 тыс. т (8,1 %)



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–500 кВ: 1 070
Доля в ЕЭС России: 7,5 %
Протяженность (в одноцепном исчислении): 35,1 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- АО «Концерн Росэнергоатом»
- ПАО «РусГидро»
- ПАО «Т Плюс»
- АО «Татэнерго»
- ОАО «ТГК-16»
- ООО «Нижекамская ТЭЦ»
- ООО «Автозаводская ТЭЦ»
- Филиал ДЗО ПАО «Россети» ПАО «ФСК ЕЭС»: МЭС Волги
- ДЗО ПАО «Россети»: ПАО «МРСК Волги», ПАО «МРСК Центра и Приволжья»
- ОАО «Сетевая компания»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Балаковская АЭС (4 000 МВт, АО «Концерн Росэнергоатом»)
2. Жигулевская ГЭС (2 477,5 МВт, ПАО «РусГидро»)
3. Заинская ГРЭС (2 204,9 МВт, АО «Татэнерго»)
4. Саратовская ГЭС (1 415 МВт, ПАО «РусГидро»)
5. Чебоксарская ГЭС (1 370 МВт, ПАО «РусГидро»)
6. Нижекамская ГЭС (1 205 МВт, АО «Татэнерго»)
7. Набережночелнинская ТЭЦ (1 180 МВт, АО «Татэнерго»)
8. ТЭЦ ВАЗа (1 172 МВт, ПАО «Т Плюс»)
9. Нижекамская ТЭЦ-1 (880 МВт, ОАО «ТГК-16»)
10. Казанская ТЭЦ-3 (778,4 МВт, АО «Татэнерго»)
11. Нижекамская ТЭЦ-2 (724 МВт, ООО «Нижекамская ТЭЦ»)



Важнейшие электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Арзамасская, Вешкайма, Куйбышевская, Нижегородская, Помары
- ВЛ 500 кВ схемы выдачи мощности Балаковской АЭС
- ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Вешкайма Северная, Жигулевская ГЭС – Вешкайма Южная, Чебоксарская ГЭС – Нижегородская, Помары – Удмуртская, Красноармейская – Газовая, Жигулевская ГЭС – Азот, Азот – Бугульма

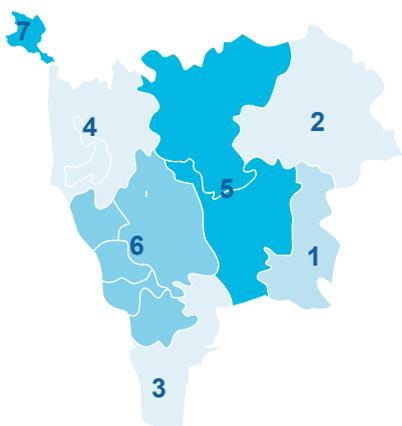
ОАО «Сетевая компания»:

- ПС 500 кВ Киндери, Бугульма, Щелоков
- ВЛ 500 кВ Заинская ГРЭС – Киндери



Объединенная энергетическая система Юга

Операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС»
«Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Юга»



Операционные зоны региональных диспетчерских управлений

1. Астраханского — энергосистема Астраханской области
2. Волгоградского — энергосистема Волгоградской области
3. Дагестанского — энергосистема Республики Дагестан
4. Кубанского — энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края
5. Ростовского — энергосистемы Ростовской области и Республики Калмыкия
6. Северокавказского — энергосистемы республик Ингушетия, Северная Осетия – Алания, Кабардино-Балкарской, Карачаево-Черкесской, Чеченской и Ставропольского края
7. Черноморского — энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь

Количество объектов диспетчеризации

- в ОДУ – 5 235
- в каждом РДУ – от 1 662 до 4 963



Структура выработки

- ГЭС – 22 025,6 млн кВт•ч (21,0 %)
- ТЭС – 52 720,5 млн кВт•ч (50,3 %)
- АЭС – 29 369,6 млн кВт•ч (28,0 %)
- СЭС – 490,0 млн кВт•ч (0,5 %)
- ВЭС – 125,5 млн кВт•ч (0,1 %)



Структура расхода топлива

- Газ – 13 010,0 млн м³ (86,7 %)
- Уголь – 3 464,7 тыс. т (11,8 %)
- Мазут – 27,5 тыс. т (0,2 %)
- Дизельное топливо – 152,7 тыс. т (1,3 %)

Генеральный директор – Бабин Максим Анатольевич
Заместитель генерального директора – Афанасьев Вячеслав Валериевич
Директор по управлению режимами – главный диспетчер –
Епишев Юрий Анатольевич



Установленная мощность электростанций: 23 535,9 МВт
Доля в ЕЭС России: 9,7 %



Выработка электроэнергии: 104,7 млрд кВт•ч
Доля в ЕЭС России: 9,8 %



Потребление электроэнергии: 102,3 млрд кВт•ч
Доля в ЕЭС России: 9,7 %



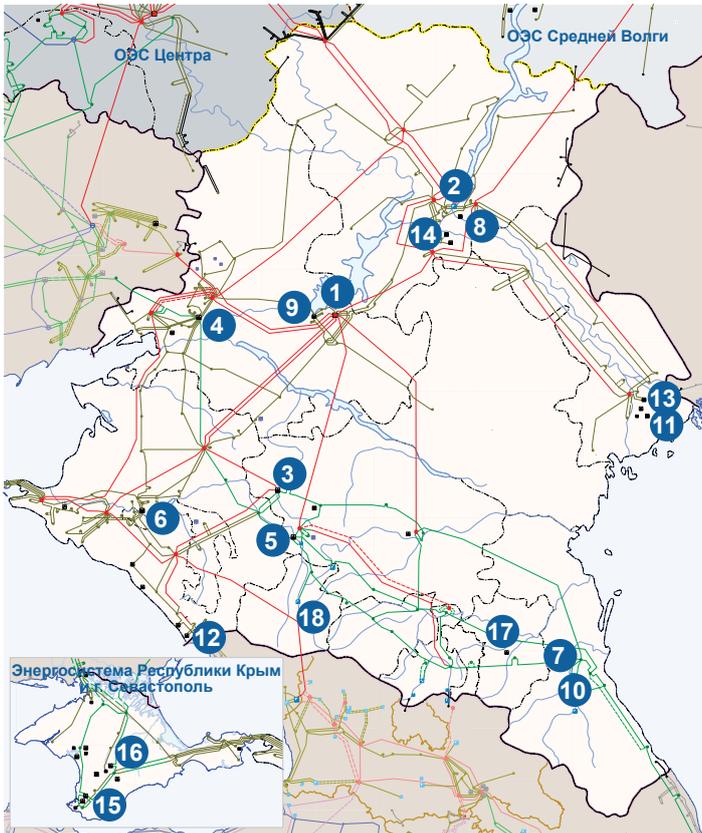
Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 143
Доля в ЕЭС России: 17,8 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–500 кВ: 1 758
Доля в ЕЭС России: 14,2 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–800 кВ: 2 192
Доля в ЕЭС России: 15,1 %
Протяженность (в одноцепном исчислении): 62,1 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ПАО «ОГК-2»
- ПАО «Энел Россия»
- ПАО «РусГидро»
- АО «Концерн Росэнергоатом»
- ООО «ЛУКОЙЛ»
- Филиалы ПАО «ФСК ЕЭС»: МЭС Юга
- ДЗО ПАО «Россети»: ПАО «МРСК Юга», ПАО «МРСК Северного Кавказа»
- АО «Интер РАО – Электрогенерация»
- ООО «ВО «Технопромэкспорт»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Ростовская АЭС (4 030,3 МВт, АО «Концерн Росэнергоатом»)
2. Волжская ГЭС (2 671,0 МВт, ПАО «РусГидро»)
3. Ставропольская ГРЭС (2 423 МВт, ПАО «ОГК-2»)
4. Новочеркасская ГРЭС (2 258 МВт, ПАО «ОГК-2»)
5. Невинномысская ГРЭС (1 530,2 МВт, ПАО «Энел Россия»)
6. Краснодарская ТЭЦ (1 025 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»)
7. Чиркейская ГЭС (1 000 МВт, ПАО «РусГидро»)
8. Волжская ТЭЦ (497 МВт, ООО «Тепловая генерация г. Волжского»)
9. Волгодонская ТЭЦ-2 (420 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)
10. Ирганайская ГЭС (400 МВт, ПАО «РусГидро»)
11. Астраханская ТЭЦ-2 (380 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»)
12. Адлерская ТЭС (367 МВт, ПАО «ОГК-2»)
13. Астраханская ПГУ-235 (235 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»)
14. Волгоградская ТЭЦ-2 (225 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»)
15. Балаклавская ТЭС (494,914 МВт, ООО «ВО «Технопромэкспорт»)
16. Таврическая ТЭС (495,025 МВт, ООО «ВО «Технопромэкспорт»)
17. Грозненская ТЭС (358 МВт, ПАО «ОГК-2»)
18. Зеленчукская ГАЭС (300 МВт, ПАО «РусГидро»)



Важнейшие электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Тихорецк, Буденновск, Балашовская, Невинномысск, Шахты, Ростовская, Тамань
- ВЛ 500 кВ схемы выдачи мощности Ростовской АЭС
- ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная, Тихорецк – Кубанская, Кубанская – Центральная, Кубанская – Тамань, Ростовская – Тамань, Балашовская – Волга, Фроловская – Шахты



Объединенная энергетическая система Центра

Операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Центра»



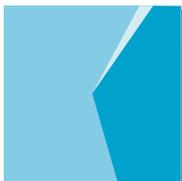
Генеральный директор – Сюткин Сергей Борисович
Заместитель генерального директора – Литвинов Владимир Валерьевич
Директор по управлению режимами – главный диспетчер –
Шилков Федор Валерьевич

Операционные зоны региональных диспетчерских управлений

1. Владимирского — энергосистема Владимирской области
2. Вологодского — энергосистема Вологодской области
3. Воронежского — энергосистема Воронежской области
4. Костромского — энергосистема Костромской и Ивановской областей
5. Курского — энергосистемы Курской, Орловской и Белгородской областей
6. Липецкого — энергосистема Липецкой и Тамбовской областей
7. Московского — энергосистемы Москвы и Московской области
8. Рязанского — энергосистема Рязанской области
9. Смоленского — энергосистемы Смоленской, Брянской и Калужской областей
10. Тверского — энергосистема Тверской области
11. Тульского — энергосистема Тульской области
12. Ярославского — энергосистема Ярославской области

Количество объектов диспетчеризации

- в ОДУ – 4 656
- в каждом РДУ – от 1 887 до 16 729



Структура выработки:

- ГЭС – 3 788,1 млн кВт·ч (1,6 %)
- ТЭС – 133 101,8 млн кВт·ч (57,4 %)
- АЭС – 94 943,8 млн кВт·ч (41,0 %)



Структура расхода топлива:

- Газ – 40 239,0 млн м³ (97,0 %)
- Уголь – 2 249,0 тыс. т (2,8 %)
- Мазут – 880,0 тыс. т (0,2 %)



Установленная мощность
электростанций: 52 447,3 МВт
Доля в ЕЭС России: 21,6 %



Выработка электроэнергии:
231,8 млрд кВт·ч
Доля в ЕЭС России: 21,7 %



Потребление электроэнергии:
242,6 млрд кВт·ч
Доля в ЕЭС России: 23,0 %



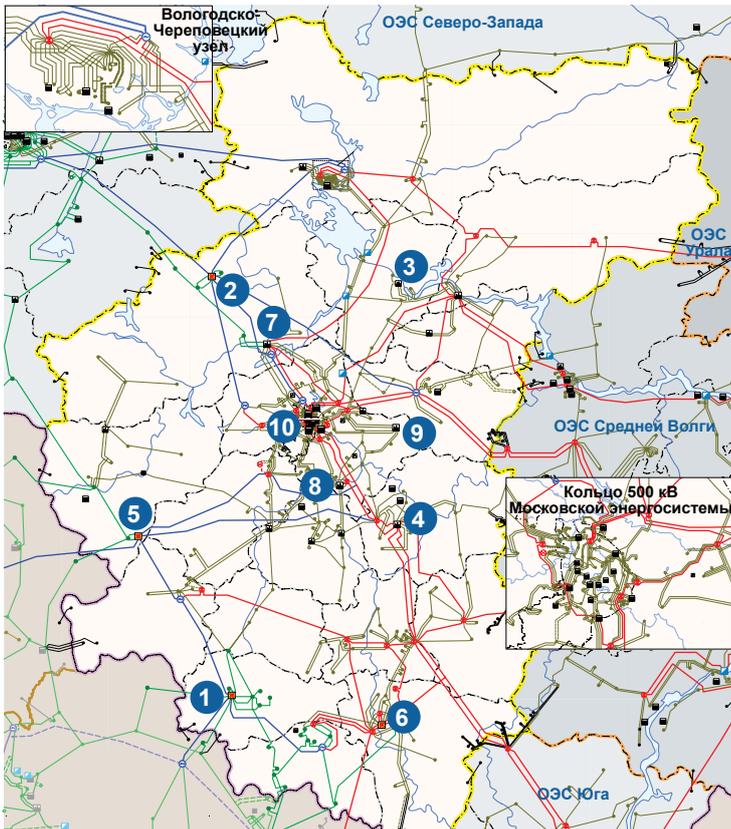
Количество электростанций
установленной мощностью
5 МВт и выше: 142
Доля в ЕЭС России: 17,6 %



Количество электрических подстанций
классом напряжения 110–750 кВ: 2 249
Доля в ЕЭС России: 18,4 %



Количество линий электропередачи
классом напряжения 110–750 кВ: 2 719
Доля в ЕЭС России: 19,1 %
Протяженность (в одноцепном
исчислении): 88,6 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ПАО «ОГК-2»
- ПАО «Энел Россия»
- ПАО «Юнипро»
- ПАО «ТГК-2»
- ПАО «Квадра»
- ПАО «Т Плюс»
- ПАО «Мосэнерго»
- Филиалы ДЗО ПАО «Россети» ПАО «ФСК ЕЭС»: МЭС Центра, МЭС Северо-Запада
- ДЗО ПАО «Россети»: ПАО «МРСК Центра», ПАО «МРСК Центра и Приволжья», ПАО «МРСК Северо-Запада», ПАО «МОЭСК»
- АО «Концерн Росэнергоатом»
- ПАО «РусГидро»
- АО «Интер РАО – Электрогенерация»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Курская АЭС (4 000 МВт, АО «Концерн Росэнергоатом»)
2. Калининская АЭС (4 000 МВт, АО «Концерн Росэнергоатом»)
3. Костромская ГРЭС (3 600 МВт, АО «Интер РАО – Электрогенерация»)
4. Смоленская АЭС (3 000 МВт, АО «Концерн Росэнергоатом»)
5. Рязанская ГРЭС (2 710 МВт, ПАО «ОГК-2»)
6. Нововоронежская АЭС (2 597,3 МВт, АО «Концерн Росэнергоатом»)
7. Конаковская ГРЭС (2 520 МВт, ПАО «Энел Россия»)
8. Каширская ГРЭС (1 310 МВт, АО «Интер РАО – Электрогенерация»)
9. Шатурская ГРЭС (1 500 МВт, ПАО «Юнипро»)
10. ТЭЦ-26 (1 840,9 МВт), ТЭЦ-21 (1 765 МВт), ТЭЦ-23 (1 420 МВт), ТЭЦ-25 (1 370 МВт) (ПАО «Мосэнерго»)



Важнейшие электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 750 кВ Белозерская, Белый Раст, Владимирская, Грибово, Metallургическая, Новобрянская, Опытная
- ПС 500 кВ Белобережская, Бескудниково, Борино, Вологодская, Воронежская, Дорохово, Елецкая Западная, Звезда, Калужская, Каскадная, Костромская АЭС, Липецкая, Михайловская, Новокаширская, Ногинск, Очаково, Пахра, Старый Оскол, Тамбовская, Трубино, Чагино, Череповецкая
- ВЛ 750/500/330 кВ схем выдачи мощности Калининской АЭС, Курской АЭС, Смоленской АЭС
- ВЛ 500 кВ схем выдачи мощности Конаковской ГРЭС, Костромской ГРЭС, Рязанской ГРЭС, ТЭЦ-26, Нововоронежской АЭС, Загорской ГАЭС



Объединенная энергетическая система Северо-Запада

Операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Северо-Запада»



Генеральный директор – Шишкин Сергей Васильевич
Заместитель генерального директора – Сиротенко Евгений Владимирович
Директор по управлению режимами – главный диспетчер – Никифоров Игорь Сергеевич

Операционные зоны региональных диспетчерских управлений

1. **Архангельского** — энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа
2. **Балтийского** — энергосистема Калининградской области
3. **Карельского** — энергосистема Республики Карелия
4. **Кольского** — энергосистема Мурманской области (Кольская энергосистема)
5. **Коми** — энергосистема Республики Коми
6. **Ленинградского** — энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области
7. **Новгородского** — энергосистемы Новгородской и Псковской областей

Количество объектов диспетчеризации

- в ОДУ – 3619
- в каждом РДУ – от 1127 до 6637



Установленная мощность электростанций: 24 551,8 МВт
Доля в ЕЭС России: 10,1 %



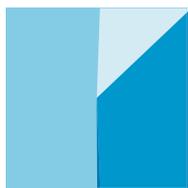
Выработка электроэнергии: 113,4 млрд кВт•ч
Доля в ЕЭС России: 10,6 %



Потребление электроэнергии: 95,0 млрд кВт•ч
Доля в ЕЭС России: 9,0 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 113
Доля в ЕЭС России: 14,0 %



Структура выработки:

- ГЭС – 13 294,4 млн кВт•ч (11,7 %)
- ТЭС – 61 002,1 млн кВт•ч (53,8 %)
- АЭС – 39 049,6 млн кВт•ч (34,5 %)
- ВЭС – 3,7 млн кВт•ч (0,001 %)



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–750 кВ: 1 145
Доля в ЕЭС России: 9,3 %

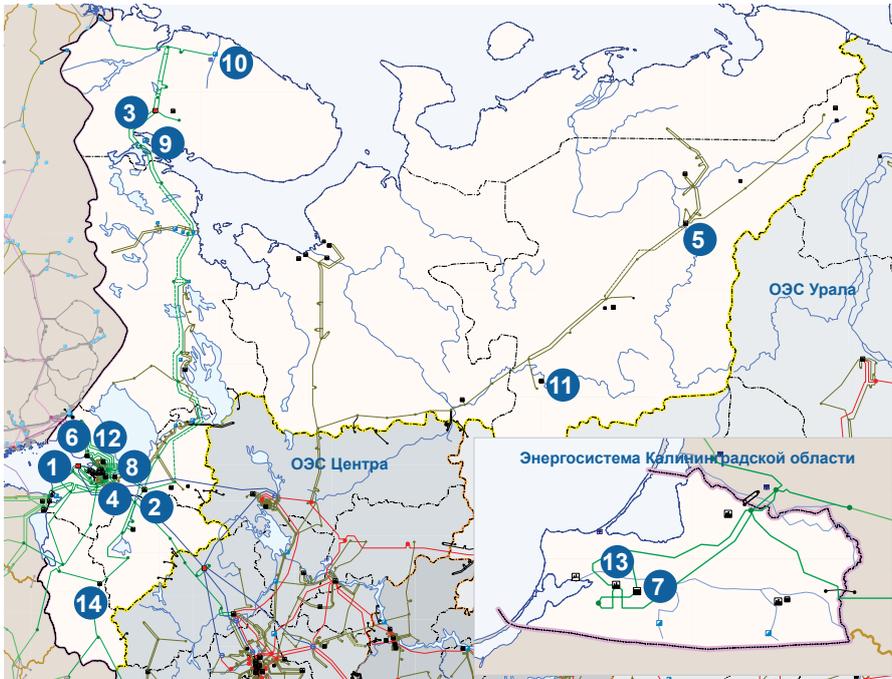


Структура расхода топлива:

- Газ – 17 332 млн м³ (88,3 %)
- Уголь – 2 851 тыс. т (9,6 %)
- Мазут – 348 тыс. т (2,1 %)



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–750 кВ: 1 552
Доля в ЕЭС России: 11,0 %
Протяженность (в одноцепном исчислении): 46,5 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ПАО «ОГК-2»
- АО «Интер РАО – Электрогенерация»
- АО «Концерн Росэнергоатом»
- ПАО «ТГК-1»
- ПАО «ТГК-2»
- ПАО «Т Плюс»
- Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада
- ДЗО ПАО «Россети»: ПАО «Ленэнерго», ПАО «МРСК Северо-Запада», АО «Янтарьэнерго»
- АО «Юго-Западная ТЭЦ»
- АО «Монди СЛПК»
- АО «Архангельский ЦБК»
- Филиал АО «Группа Илим» в г. Коряжме



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Ленинградская АЭС (4 187,6 МВт, АО «Концерн Росэнергоатом»)
2. Киришская ГРЭС (2 595 МВт, ПАО «ОГК-2»)
3. Кольская АЭС (1 760 МВт, АО «Концерн Росэнергоатом»)
4. Южная ТЭЦ (ТЭЦ-22) (1 207 МВт, ПАО «ТГК-1»)
5. Печорская ГРЭС (1 060 МВт, АО «Интер РАО – Электрогенерация»)
6. Северо-Западная ТЭЦ (900 МВт, АО «Интер РАО – Электрогенерация»)
7. Калининградская ТЭЦ-2 (900 МВт, АО «Интер РАО – Электрогенерация»)
8. Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5) (643 МВт, ПАО «ТГК-1»)
9. Каскад Нивских ГЭС (569,5 МВт, ПАО «ТГК-1»)
10. Каскад Серебрянских ГЭС (513,5 МВт, ПАО «ТГК-1»)
11. ТЭЦ «Монди СЛПК» (499,7 МВт, АО «Монди СЛПК»)
12. Юго-Западная ТЭЦ (460 МВт, АО «Юго-Западная ТЭЦ»)
13. Прегольская ТЭС (455,2 МВт, АО «Интер РАО – Электрогенерация»)
14. Псковская ГРЭС (440 МВт, ПАО «ОГК-2»)



Важнейшие электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 750 кВ Ленинградская
- ПС 400 кВ Выборгская
- ПС 330 кВ Восточная, Южная, Западная, Советск
- ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Ленинградская, Ленинградская АЭС – Ленинградская
- ВЛ 400 кВ Выборгская – Юлликяля (ЛЛн-2, ЛЛн-3), Выборгская – Кюми (ЛЛн-1)
- ЛЭП 330 кВ транзитов Северо-Запад – Центр, Кола – Карелия – Ленинград
- ВЛ 330 кВ Советск – Битеная № 1, 2, Советск – Круони ГАЭС



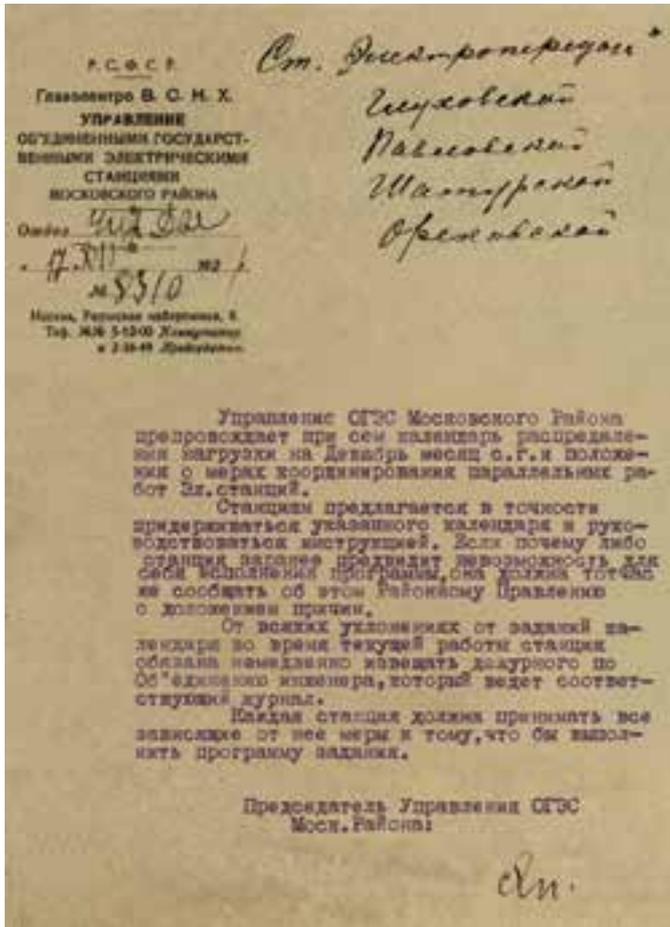
Диспетчерские центры АО «СО ЕЭС»

1. ОДУ Востока
2. ОДУ Сибири
3. ОДУ Урала
4. ОДУ Средней Волги
5. ОДУ Юга
6. ОДУ Центра
7. ОДУ Северо-Запада



ИСТОРИЯ





1926

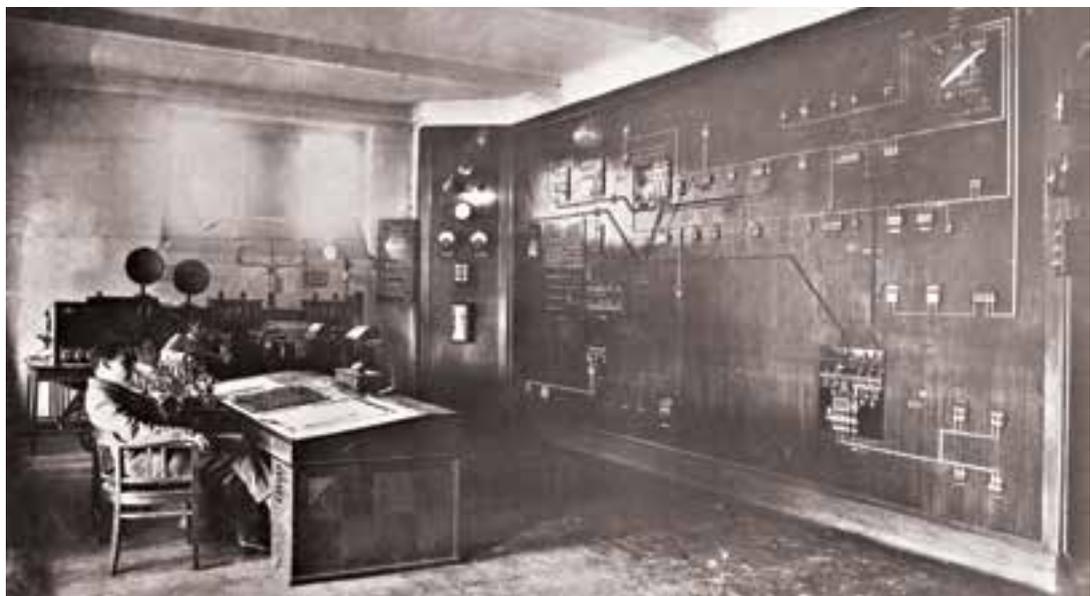
Организована первая в стране диспетчерская служба, осуществляющая управление режимами Московской энергосистемы из диспетчерского пункта, оборудованного диспетчерским щитом с мнемонической схемой энергосистемы и диспетчерской связью с энергообъектами. В том же году создана диспетчерская служба Ленинградской энергосистемы.



1921

Отправная точка в истории развития системы оперативно-диспетчерского управления в стране.

В декабре Управлением объединенных государственных электростанций Московского района введено «Положение о мерах по координированию параллельной работы электрических станций» – документ, ставший основой для создания системы оперативно-диспетчерского управления как технологической структуры электроэнергетики.



1930

Начало создания региональных энергосистем. В 1935 году в стране функционировало 18 энергосистем, управление режимами которых осуществлялось из диспетчерских пунктов. Наиболее крупными из них были Московская, Ленинградская, Днепровская, Донецкая и Уральская энергосистемы.



1940

С сооружением первой межсистемной связи 220 кВ Днепр – Донбасс было сформировано Объединенное диспетчерское управление Южной энергосистемы (ОДУ Юга) с единой диспетчерской службой.

1942

Великая Отечественная война и эвакуация промышленных предприятий на восток ускорили развитие энергетики Урала, который стал основной энергетической базой страны. В 1942 году для оперативного управления Свердловской, Челябинской и Пермской энергосистемами было создано Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Урала (ОДУ Урала).



1945

Для оперативного управления формировавшейся Объединенной энергосистемой Центра было создано ОДУ Центра, осуществлявшее руководство параллельной работой Московской, Горьковской, Ивановской и Ярославской энергосистем.

1956

30 апреля была включена под нагрузку южная цепь строящейся электропередачи 400 кВ Куйбышев – Москва. С этого момента началось формирование Единой энергетической системы Европейской части страны.

1957

В августе в соответствии с постановлением правительства ОДУ Центра было преобразовано в ОДУ ЕЭС Европейской части СССР. ОДУ было наделено функциями оперативно-технического, планового и режимного диспетчерского управления электроэнергетикой Европейской части страны и подчинено Союзглавэнерго при Госплане СССР.



1960

Образованы ОДУ Средней Волги и ОДУ Сибири.

1967

ЕЭС вышла за пределы европейской части страны, что привело к необходимости создания Центрального диспетчерского управления (ЦДУ) ЕЭС СССР.

1978

На параллельную работу с ЕЭС присоединилась ОЭС Сибири.

Начата параллельная работа ЕЭС СССР и ОЭС стран – членов Совета экономической взаимопомощи (СЭВ). С включением в состав ЕЭС СССР Объединенной энергосистемы Сибири было создано уникальное межгосударственное объединение энергосистем социалистических стран «Мир» с установленной мощностью около 400 ГВт, охватывающее территорию от Берлина до Улан-Батора.



1987

ЦДУ ЕЭС СССР превратилось в четко действующий оперативно-диспетчерский орган управления, охватывающий десять объединенных энергосистем, которыми управляли Объединенные диспетчерские управления. В составе ЕЭС СССР параллельно работали 88 региональных энергосистем Советского Союза из 102, кроме того, параллельно с ЕЭС работали энергосистемы стран – членов СЭВ: Болгарии, Венгрии, ГДР, Польши, Румынии и Чехословакии. Несинхронно с ЕЭС СССР (через вставку постоянного тока) работала энергосистема Финляндии. От сетей ЕЭС СССР осуществлялось также энергоснабжение потребителей ряда других стран Европы и Азии: Норвегии, Турции, Афганистана, Монголии. В таком виде энергосистема работала вплоть до начала 90-х годов – до тех пор, пока в СССР и странах СЭВ не начались процессы реформирования государственного строя.

В 1992 году, после прекращения деятельности Министерства энергетики и электрификации СССР, подчиненные ему предприятия и организации, расположенные на территории Российской Федерации, переданы в ведение Министерства топлива и энергетики Российской Федерации, и ЦДУ ЕЭС СССР переименовано в ЦДУ ЕЭС России.

1993

ЦДУ и ОДУ вошли в структуру Российского акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России».

2002

17 июня произошло объединение диспетчерских служб в единую самостоятельную организационную структуру. Было создано Открытое акционерное общество «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы России», в состав которого в течение последующих шести лет вошли ОДУ и диспетчерские службы, выделенные из АО-энерго, в виде объединенных и региональных диспетчерских управлений.

2008

6 февраля ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС России» в связи с качественными изменениями задач и полномочий переименовано в Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы».

К 1 ноября функции оперативно-диспетчерского управления были переданы филиалам Системного оператора на всей территории ЕЭС России. Таким образом, в полном соответствии с требованием законодательства Системный оператор завершил создание единой вертикали оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России и принял на себя функции единоличного управления режимами энергосистемы.

2016

28 июля 2016 года была зарегистрирована новая редакция Устава, в соответствии с которой изменилось название Системного оператора. Полное наименование: Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы», сокращенное – АО «СО ЕЭС».

СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ





Нормативно-правовая база



Федеральные законы

- № 35-ФЗ от 26.03.2003 «Об электроэнергетике»
- № 36-ФЗ от 26.03.2003 «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике»
- № 147-ФЗ от 17.08.1995 «О естественных монополиях»
- № 135-ФЗ от 26.07.2006 «О защите конкуренции»
- № 184-ФЗ от 27.12.2002 «О техническом регулировании»
- № 256-ФЗ от 21.07.2011 «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»
- № 138-ФЗ от 14.11.02 Гражданский процессуальный кодекс Российской Федерации



Постановления Правительства РФ

- Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (утв. Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 854)
- Правила недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг (утв. Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861)
- Правила оптового рынка электрической энергии и мощности (утв. Постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172)
- Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии (утв. Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442)
- Правила отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электроэнергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (утв. Постановлением Правительства РФ от 14.02.2009 № 114)
- Правила определения стоимости и оплаты услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (утв. Постановлением Правительства РФ от 09.11.2009 № 910)
- 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 (утв. Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861)

- Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики (утв. Постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823)
- Правила утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций (утв. Постановлением Правительства РФ от 01.12.2009 № 977)
- Правила полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии (утв. Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442)
- Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации (утв. Постановлением Правительства РФ от 26.07.2007 № 484)
- Правила расследования причин аварий в электроэнергетике (утв. Постановлением Правительства РФ от 28.10.2009 № 846)
- Правила отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг (утв. Постановлением Правительства РФ от 03.03.2010 № 117)
- Правила финансирования объектов по производству электрической энергии в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности (утв. Постановлением Правительства РФ от 07.12.2005 № 738)
- Правила проведения конкурсов инвестиционных проектов по формированию перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии (утв. Постановлением Правительства РФ от 21.04.2010 № 269)
- Правила создания и функционирования штабов по обеспечению безопасности электроснабжения (утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 86)
- Правила осуществления контроля за соблюдением субъектами естественных монополий стандартов раскрытия информации (утв. Постановлением Правительства РФ от 28.09.2010 № 764)
- Правила осуществления антимонопольного регулирования и контроля в электроэнергетике (утв. Постановлением Правительства РФ от 17.12.2013 № 1164)
- Положение о правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федерального штаба) (утв. Постановлением Правительства РФ от 25.11.2008 № 637)
- Правила оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон, утв. Постановлением Правительства РФ от 10.05.2017 № 543
- Стандарты раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии (утв. Постановлением Правительства РФ от 21.01.2004 № 24)
- Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и Правила государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (утв. Постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178)
- Постановление Правительства РФ от 11.07.2001 № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации»
- Постановление Правительства РФ № 543 от 27.06.13 «О государственном контроле (надзоре) в области регулируемых государством цен (тарифов), а также изменении и признании утратившими силу некоторых актов» в редакции от 05.02.2016
- Постановление Правительства РФ № 238 от 13.04.10 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности) переходного периода» в редакции от 28.08.2015
- Постановление Правительства РФ № 738 от 07.12.05 «О порядке формирования перспективного источника средств на оплату услуг по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии и финансирования объектов по производству э/энергии» в редакции от 04.09.2015
- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (утв. Постановлением Правительства РФ № 937 от 13.08.2018)
- Постановление Правительства РФ №287 от 20.03.2019 «О внесении изменений в некоторые акты правительства российской федерации по вопросам функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в Единой энергетической системе России а также совершенствования механизма ценозависимого снижения потребления электрической энергии и оказания услуг по обеспечению системной надежности»
- Постановление Правительства РФ № 43 от 25.01.2019 «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций»
- Постановление Правительства РФ № 89 от 24.02.10 «О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на рынке электрической энергии (мощности)»



Термины и определения

<i>Авария</i>	Технологическое нарушение на объекте электроэнергетики и (или) энергопринимающей установке, приведшее к разрушению или повреждению зданий, сооружений и (или) технических устройств (оборудования) объекта электроэнергетики и (или) энергопринимающей установки, неконтролируемому взрыву, пожару и (или) выбросу опасных веществ, отклонению от установленного технологического режима работы объектов электроэнергетики и (или) энергопринимающих установок, нарушению в работе релейной защиты и автоматики, автоматизированных систем оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике или оперативно-технологического управления либо обеспечивающих их функционирование систем связи, полному или частичному ограничению режима потребления электрической энергии (мощности), возникновению или угрозе возникновения аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы.
<i>Автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ)</i>	Автоматическое изменение активной мощности генерирующего оборудования для восстановления заданного значения частоты или внешнего перетока в целях обеспечения баланса между генерируемой и потребляемой мощностями в нормальных и аварийных режимах энергетической системы.
<i>Аттестация диспетчерского персонала</i>	Проверка знаний аттестуемого лица, установление наличия у него необходимого профессионального образования и опыта работы в электроэнергетике на основании Единых аттестационных требований к лицам, осуществляющим профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике.
<i>Балансирующий рынок</i>	Торговля электрической энергией в объемах, соответствующих отклонениям от плановых графиков рынка на сутки вперед, по ценам, определяемым в течение суток поставки путем конкурентного отбора ценовых заявок поставщиков.
<i>Готовность генерирующего оборудования к несению нагрузки и функционированию в составе энергосистемы</i>	Соответствие генерирующего оборудования электростанции требованиям нормативных документов в электроэнергетике, в том числе установленных правил, стандартов и норм эксплуатации оборудования.
<i>Диспетчерский персонал</i>	Работники субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (диспетчеры), уполномоченные при осуществлении оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике от имени субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике отдавать обязательные для исполнения диспетчерские команды и разрешения или осуществлять изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, непосредственно воздействуя на них с использованием средств дистанционного управления, при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы.
<i>Диспетчерская команда</i>	Указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия), связанное с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств, выдаваемое диспетчерским персоналом диспетчерского центра по каналам связи диспетчерскому персоналу нижестоящего или смежного диспетчерского центра или оперативному персоналу субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии.
<i>Диспетчерский график</i>	Формируемые субъектом оперативно-диспетчерского управления при планировании электроэнергетического режима на предстоящие сутки и в течение суток показатели режима работы энергосистемы (в том числе значения нагрузки электростанций, потребления, сальдо перетоков мощности по сечениям экспорта (импорта), уровней напряжения в контрольных пунктах, объемов резерва первичного, вторичного и третичного регулирования), которые передаются соответствующим субъектам электроэнергетики в части, относящейся к технологическим режимам работы их объектов.
<i>Диспетчерский центр</i>	Совокупность структурных единиц и подразделений организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечивающая в пределах закрепленной за ней операционной зоны выполнение задач и функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.
<i>Диспетчерское ведение</i>	Организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром (с разрешения диспетчера соответствующего диспетчерского центра).

<i>Диспетчерское управление</i>	Организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра или путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра.
<i>Единая энергетическая система России</i>	Совокупность объединенных энергосистем, расположенных в пределах территории Российской Федерации, в которых осуществляется централизованное оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике.
<i>Контролируемое сечение</i>	Совокупность линий электропередачи и других элементов электрической сети, определяемых диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, перетоки активной мощности по которым контролируются и (или) регулируются в целях обеспечения устойчивости энергосистемы и допустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования.
<i>Максимально допустимый переток активной мощности</i>	Наибольшее значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении в нормальном режиме.
<i>Мощность располагаемая генерирующего оборудования</i>	Установленная мощность генерирующего оборудования, сниженная на величину ограничений установленной мощности или увеличенная на величину длительно допустимого превышения над номинальной мощностью отдельных типов генерирующего оборудования.
<i>Мощность рабочая электрической станции</i>	Максимальная мощность, готовая к несению нагрузки, определяемая как располагаемая мощность электрической станции, сниженная на величину располагаемой мощности генерирующего оборудования, выведенного в ремонт, консервацию и вынужденный простой.
<i>Мощность установленная (номинальная)</i>	Мощность, с которой электроустановка, оборудование может работать длительное время при номинальных параметрах и (или) нормальных условиях.
<i>Надежность электроэнергетической системы</i>	Комплексное свойство (способность) энергосистемы выполнять свои функции по производству, передаче, распределению и электроснабжению потребителей электрической энергии путем технологического взаимодействия объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, в том числе удовлетворять в любой момент времени (как текущий, так и на перспективу) спрос на электрическую энергию, противостоять возмущениям, вызванным отказами элементов энергосистемы, включая каскадное развитие аварий и наступление форс-мажорных условий, и восстанавливать свои функции после их нарушения.
<i>Нормативные значения запасов топлива тепловой электростанции</i>	Утверждаемые Минэнерго России (органом государственной власти субъекта Российской Федерации) величины запасов топлива, подлежащие созданию и поддержанию в процессе эксплуатации ТЭС.
<i>Нормированное первичное регулирование частоты</i>	Первичное регулирование, осуществляемое выделенным генерирующим оборудованием в пределах заданных резервов первичного регулирования в соответствии с характеристиками (параметрами), заданными для нормированного первичного регулирования частоты.
<i>Общее первичное регулирование частоты</i>	Первичное регулирование, осуществляемое генерирующим оборудованием в пределах имеющихся в данный момент времени резервов первичного регулирования с характеристиками (параметрами), заданными для общего первичного регулирования частоты.
<i>Объединенное диспетчерское управление (ОДУ)</i>	Диспетчерский центр Системного оператора Единой энергетической системы второго иерархического уровня в организационно-правовой форме филиала, осуществляющий управление режимами работы на части территории ЕЭС России и управляющий деятельностью диспетчерских центров третьего уровня (РДУ).
<i>Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике</i>	Комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, осуществляемый субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в отношении линий электропередачи, оборудования и устройств, влияющих на электроэнергетический режим работы энергетической системы и включенных данным субъектом в перечень объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления.
<i>Оперативный информационный комплекс</i>	Программно-аппаратный комплекс, предназначенный для получения данных о текущем режиме, хранения справочной информации, краткосрочного планирования режимов энергетической системы (единой, объединенной, региональной), обработки, архивирования поступающей информации и выдачи оперативному персоналу справочной информации об изменениях электроэнергетического режима энергосистемы, технологического режима работы и эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств, а также об аварийных и предупредительных сигналах в темпе поступления информации и ретроспективно.
<i>Оперативный персонал</i>	Работники субъектов электроэнергетики (потребителей электрической энергии), уполномоченные ими при осуществлении оперативно-технологического управления на осуществление в установленном порядке действий по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств, в том числе с использованием средств дистанционного управления, на принадлежащих таким субъектам электроэнергетики (потребителям электрической энергии) на праве собственности или ином законном основании объектах электроэнергетики (энергопринимающих установках) либо в установленных законодательством об электроэнергетике случаях – на объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках, принадлежащих другим лицам, а также координации указанных действий.
<i>Операционная зона</i>	Территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр.

<i>Оптовый рынок электрической энергии (мощности)</i>	Сфера обращения особого товара – электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии (потребителей, сбытовых компаний, перепродавцов и др.), получивших статус субъекта оптового рынка и действующих на основе правил оптового рынка, утверждаемых в соответствии с Федеральным законом Правительством Российской Федерации. Критерии отнесения производителей и покупателей электрической энергии к категории крупных производителей и крупных покупателей устанавливаются Правительством Российской Федерации.
<i>Противоаварийная автоматика</i>	Совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и параметрами настройки для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного электроэнергетического режима.
<i>Региональное диспетчерское управление (РДУ)</i>	Диспетчерский центр Системного оператора Единой энергетической системы в организационно-правовой форме филиала, осуществляющий управление электроэнергетическими режимами на части территории ЕЭС России под руководством вышестоящих диспетчерских центров Системного оператора Единой энергетической системы.
<i>Режим энергосистемы</i>	Единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме, характеризуемый его техническими параметрами, состоянием объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).
<i>Режимная автоматика</i>	Совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и параметрами настройки для регулирования параметров электроэнергетического режима.
<i>Резерв активной мощности энергосистемы полный</i>	Разность между располагаемой мощностью электростанций энергосистемы и ее суммарной нагрузкой при нормальных показателях качества электроэнергии с учетом сальдо перетоков. Полный резерв мощности является суммой оперативного, ремонтного, резерва на модернизацию оборудования и стратегического резерва мощности.
<i>Релейная защита</i>	Совокупность устройств, предназначенных для автоматического выявления коротких замыканий и других ненормальных режимов работы линий электропередачи и оборудования, которые могут привести к их повреждению и (или) нарушению устойчивости энергосистемы и действующих на отключение коммутационных аппаратов в целях отключения этих линий электропередачи и оборудования от энергосистемы, и (или) на формирование предупредительных сигналов.
<i>Розничный рынок электроэнергии</i>	Сфера обращения электрической энергии вне оптового рынка с участием потребителей электрической энергии, по правилам которого реализуется электроэнергия, приобретаемая на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ), а также электроэнергия, произведенная генерирующими компаниями, работающими на розничном рынке.
<i>Рынок на с упку вперед</i>	Торговля электрической энергией в объемах и ценах, определяемых за сутки до начала поставки путем конкурентного отбора ценовых заявок покупателей и поставщиков.
<i>Сеть электрическая</i>	Совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.
<i>Системные ограничения</i>	Ограничения на режим данного оборудования, линии электропередачи, сечения электрической сети, определяемые условиями надежности режима энергосистемы, допустимостью режима другого оборудования, линий электропередачи и сечений электрической сети.
<i>Технологическое присоединение</i>	Присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям сетевой организации.
<i>Устойчивость энергосистемы динамическая</i>	Способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных нарушений режима без перехода в асинхронный режим. Примечание: под значительным понимается такое нарушение режима, при котором изменения параметров режима соизмеримы со значениями этих параметров.
<i>Устойчивость энергосистемы статическая</i>	Способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после малых его возмущений.
<i>Централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности</i>	Программно-аппаратный комплекс, предназначенный для автоматического вторичного (а иногда и третичного) регулирования частоты и перетоков активной мощности в области регулирования либо ограничения путем дистанционного управления активной мощностью группы автоматизированных электростанций (энергоблоков), состоящий из центрального регулятора, системы телеуправления и терминалов автоматики регулирования частоты и активной мощности на электростанциях.
<i>Эксплуатационное состояние линии электропередачи (оборудования)</i>	Состояние линии электропередачи (оборудования): в работе (в том числе нахождение под напряжением), резерве, ремонте, вынужденном простое или консервации.
<i>Электроэнергетическая система (энергосистема)</i>	Совокупность электрических станций, электрических сетей и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.
<i>Электроустановка</i>	Энергоустановка, предназначенная для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии.

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ



Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»

109074, г. Москва, Китайгородский проезд, д. 7, стр. 3
Телефон: +7 (495) 627-83-55 Факс: +7 (495) 627-95-15
secr@so-ups.ru
www.so-ups.ru

ОДУ Востока

680000, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Муравьева-Амурского, д. 38
Телефон: +7 (4212) 39-93-15
odu@oduv.so-ups.ru

ОДУ Сибири

650991, Кемеровская обл., г. Кемерово, ул. Кузбасская, д. 29
Телефон: +7 (3842) 36-79-08
adm@osib.so-ups.ru

ОДУ Урала

620000, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Толмачева, д. 6
Телефон: +7 (343) 359-23-15
secr@ural.so-ups.ru

ОДУ Средней Волги

443100, Самарская обл., г. Самара, ул. Полевая, д. 5
Телефон: +7 (846) 337-30-00
odusv@odusv.so-ups.ru

ОДУ Юга

357506, Ставропольский край, г. Пятигорск, ул. Подстанционная, д. 26
Телефон: +7 (8793) 34-82-15
odu@yug.so-ups.ru

ОДУ Центра

129626, г. Москва, ул. Староалексеевская, д. 9
Телефон: +7 (495) 685-84-42
secr@oducentr.so-ups.ru

ОДУ Северо-Запада

194223, г. Санкт-Петербург, пр. Тореза, д. 31
Телефон: +7 (812) 595-83-15
sekr@odusz.so-ups.ru

НАГРАДА «ЗА ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ ВКЛАД В ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ В ЕЭС РОССИИ»



Первая и единственная в электроэнергетической отрасли награда, отмечающая заслуги предприятий, организаций и отдельных профессионалов в деле обеспечения надежности работы Единой энергосистемы России.

Награда учреждена в 2013 году Системным оператором Единой энергетической системы – государственной компанией, осуществляющей управление электроэнергетическим режимом и обеспечивающей соблюдение параметров надежности функционирования ЕЭС России.

ЕЭС России – самый сложный технологический комплекс, стабильность работы которого является залогом надежного и качественного энергоснабжения всех потребителей. Достижение высокого уровня системной надежности невозможно без активного участия субъектов отрасли – генерирующих и электросетевых компаний, научно-исследовательских институтов, проектных и инженеринговых организаций.

Ежегодное вручение почетного знака награды приурочено к 17 декабря – дню основания оперативно-диспетчерского управления в отечественной электроэнергетике.

