

СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ



В оформлении использованы фотографии работников,
удостоенных занесения на Доску Почета АО «СО ЕЭС» в 2015 году

Больше 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 потребителями и между собой линиями электропередачи – образованию электроэнергетических систем.

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

В этом году оперативно-диспетчерское управление Единой энергосистемы отмечает юбилей – 95 лет назад Управлением объединенных государственных станций Московского района Главэлектро были подписаны документы, закрепившие положение диспетчерского управления как самостоятельной дисциплины в энергосистеме.

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

С 2002 года за расчет, анализ и управление электроэнергетическим режимом, функционирование рынков электроэнергии, мощности и системных услуг, планирование перспективного развития отечественной энергосистемы отвечает АО «Системный оператор Единой энергетической системы».

Многое из того, что удалось реализовать за эти годы благодаря усилиям, компетенции и активной позиции Системного оператора, поддержанной руководством отрасли и страны, уже сегодня обеспечивает стабильную работу российской энергетики. Многое послужит фундаментом устойчивости электроэнергетики на долгие десятилетия вперед.

За 14 лет работы главными достижениями Системного оператора стали:

- единая прозрачная технология планирования, оперативного и автоматического управления
- электроэнергетическими режимами, формирования прогнозных и фактических балансов, планирования ремонтных кампаний и рассмотрения диспетчерских заявок, определения 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 энергосистемы страны в целом;
- органичное внедрение современных рыночных принципов в сформировавшуюся на протяжении 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 ЕЭС России, объединяющая ответственность регионов за достоверный прогноз роста потребления, инвестиционные программы крупнейших энергетических компаний, компетенцию Системного оператора, отвечающего за разработку схем и программ развития ЕЭС России, и стратегические планы руководства отрасли и страны в отношении электроэнергетического комплекса;
- создание системы технического контроллинга как инструмента мониторинга состояния надежности функционирования ЕЭС России.

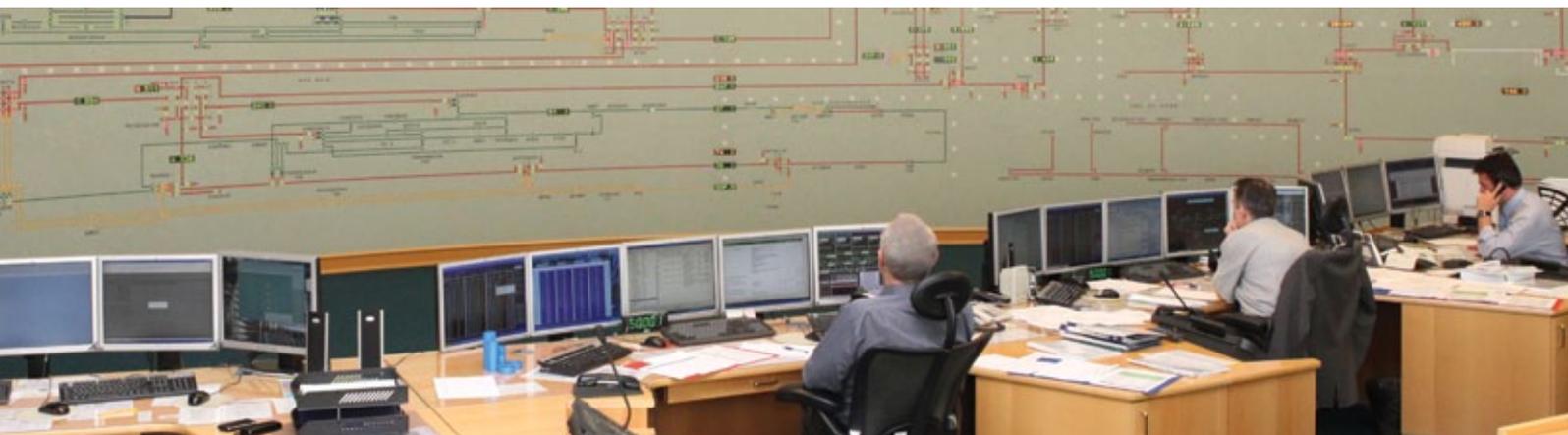
Представляем вашему вниманию издание, рассказывающее об основных задачах и функциях, полномочиях и регионах ответственности, истории и сегодняшнем состоянии, технологиях и людях Системного оператора, обеспечивающего стабильность и развитие одной из крупнейших энергосистем мира.



Оглавление

О компании	3
Задачи и функции	7
Ключевые деловые процессы АО «СО ЕЭС»	8
Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России	14
Обеспечение перспективного развития ЕЭС России	20
Обеспечение работы оптовых рынков в электроэнергетике	23
Автоматическое управление энергосистемой в нормальных и аварийных режимах	27
Технический контроллинг	29
Развитие международной диспетчеризации	31
Команда руководителей	33
Объект управления – ЕЭС России	35
Подготовка персонала	39
Филиалы	41
Восток	42
Сибирь	44
Урал	46
Средняя Волга	48
Юг	50
Центр	52
Северо-Запад	54
История	57
Справочная информация	61
Нормативно-правовая база	62
Термины и определения	63
Контактная информация	67

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. Перечень основных документов приведен на странице 58. 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. Правила работы Системного оператора определяются Постановлениями Правительства Российской Федерации и другими нормативными правовыми актами.

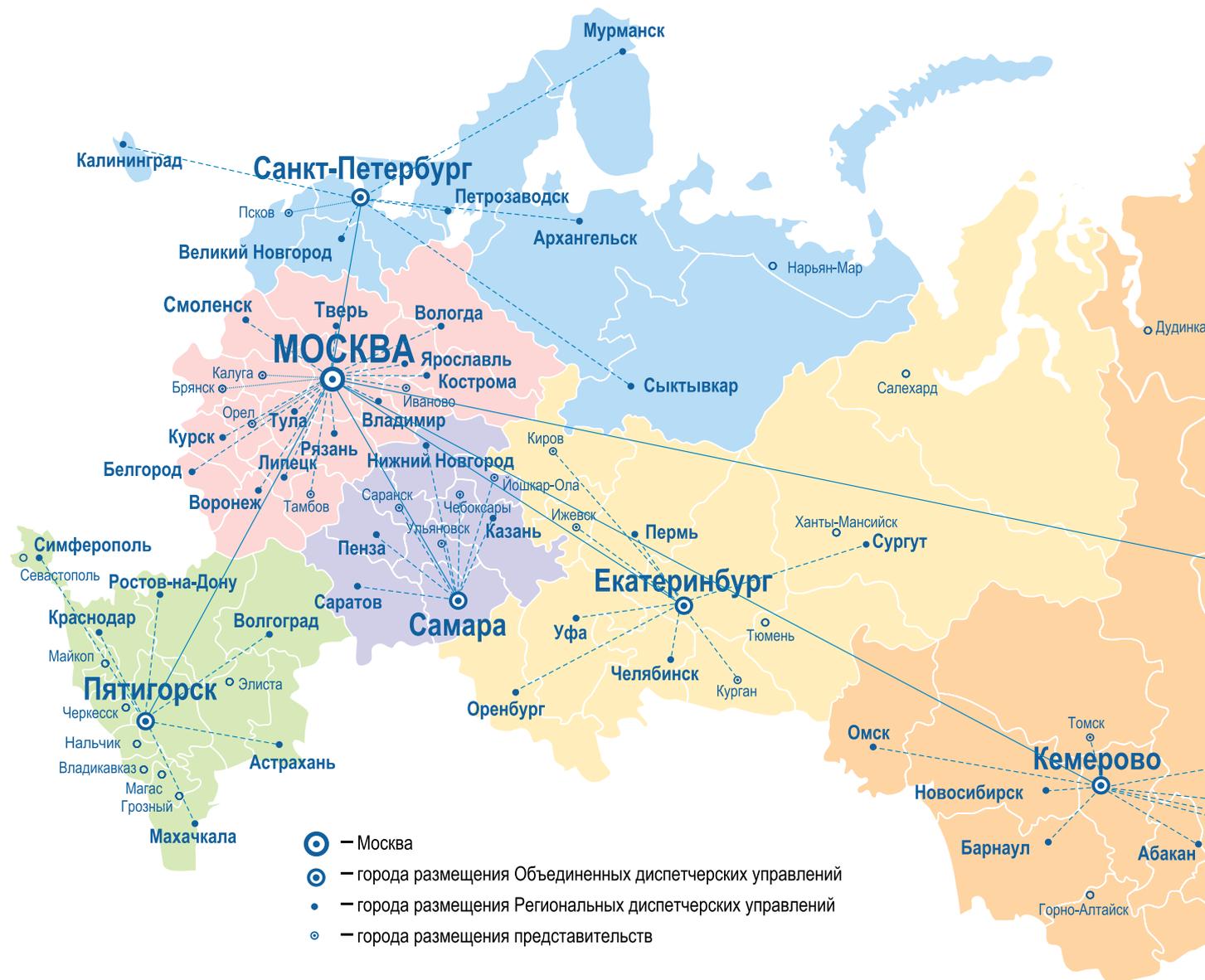
Единая система оперативно-диспетчерского управления образует технологическую основу функционирования электроэнергетики. Кроме того, Системный оператор обеспечивает функционирование технологической инфраструктуры оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности.

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 (Ростехнадзором).

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.

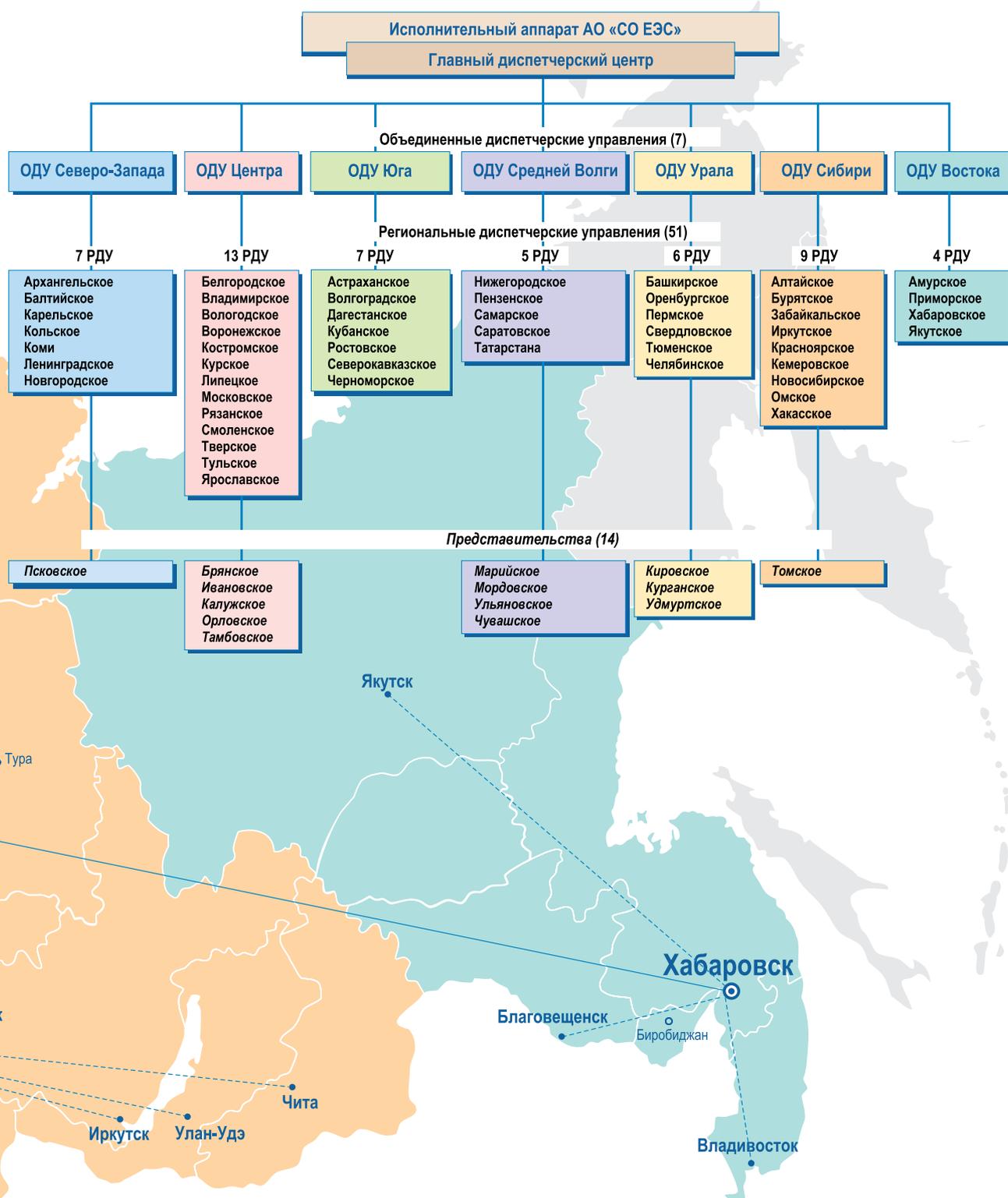
Состав Совета директоров компании определяет Правительство Российской Федерации.



В соответствии с законодательством, АО «СО ЕЭС» не ведет коммерческую деятельность и не имеет собственных коммерческих интересов на рынке электроэнергии. 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 объединенными энергосистемами. В последующие шесть лет в состав АО «СО ЕЭС» на правах филиалов вошли образованные на базе диспетчерских служб энергокомпаний и вновь созданные диспетчерские управления региональными энергосистемами.

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 филиалов третьего уровня.



Бабин
Максим Анатольевич

Генеральный директор
Филиала АО «СО ЕЭС»
ОДУ Юга

Третий уровень вертикали – 51 филиал 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, созданное в феврале 2016 года для обеспечения функционирования Центрального и Западного энергорайонов республики Саха (Якутия) в составе ОЭС Востока, и Черноморское РДУ, созданное для обеспечения функционирования энергосистем Крыма и Севастополя в составе ОЭС Юга. Якутское и Черноморское РДУ приступят к выполнению функций по оперативно-диспетчерскому управлению энергосистемами с 1 января 2017 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 представительства АО «СО ЕЭС». Представительства функционируют в Брянской, Ивановской, Калужской, Курганской, Орловской, Псковской, Тамбовской, Ульяновской, Кировской, Томской областях, Республиках Марий Эл, Мордовия, Чувашской Республике – Чувашия и Удмуртской Республике.

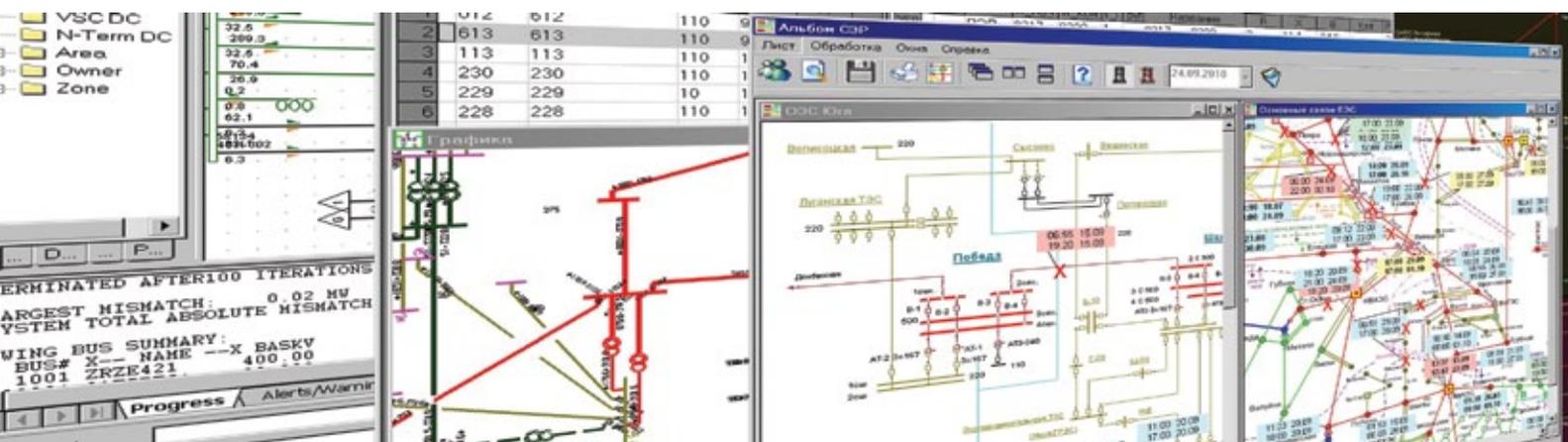
Коллектив компании составляют профессионалы, способные организовать надежное оперативно-диспетчерское управление энергосистемами, выполнить точный расчет и анализ режимов их работы, обеспечить координацию эксплуатации и развития комплексов релейной защиты и противоаварийной автоматики, четко спрогнозировать 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.



Карцев
Владимир Алексеевич

Директор
по инвестициям и закупкам
АО «СО ЕЭС»

ЗАДАЧИ И ФУНКЦИИ



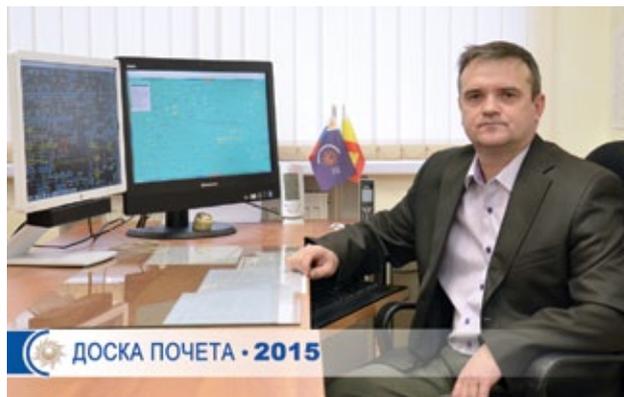


Ключевые деловые процессы АО «СО ЕЭС»

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 определения предельных по статической устойчивости режимов;
 - оптимизированного суточного графика нагрузки станций;
 - электромеханических переходных процессов;
 - оценки состояния энергосистемы на основе телеметрической информации;
 - токов коротких замыканий и несимметричных режимов.



Князев
Виталий Алексеевич

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

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.



Максимов
Павел Александрович

Начальник
Службы оперативного
планирования режимов
Филиала АО «СО ЕЭС»
ОДУ Урала

5

Согласование вывода объектов диспетчеризации в ремонт и из эксплуатации

- 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 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 заявок для их последующей реализации.

7

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

- Анализ режимных последствий рассматриваемых 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.



Яшанин
Михаил Анатольевич

Начальник Службы энергетических режимов и балансов
Филиала АО «СО ЕЭС»
Нижегородское РДУ

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.
- Проведение расчетов для задания настроек ЦС АРЧМ (регулируемого диапазона электростанций, коэффициентов участия в регулировании, скоростей изменения активной мощности и др.).
- Размещение вторичных резервов на электростанциях, управляемых от ЦС АРЧМ.

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 оперативных переключений.
- 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.

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.
- 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).

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.

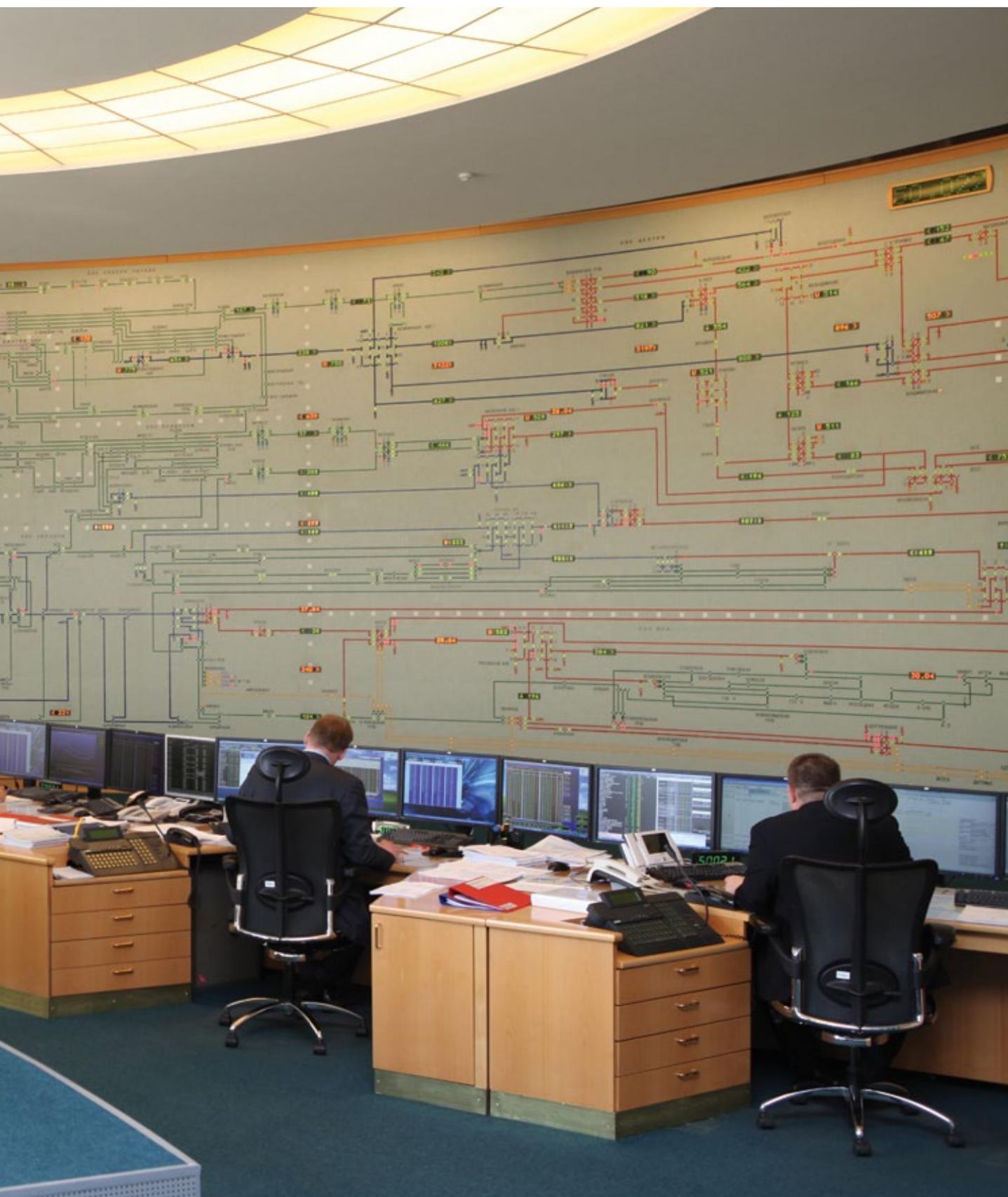
Подготовка обоснований по реконструкции существующих и сооружению новых объектов электроэнергетики с определением приоритетов в реализации проектов

- 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».

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.





Главный диспетчерский центр АО «СО ЕЭС»



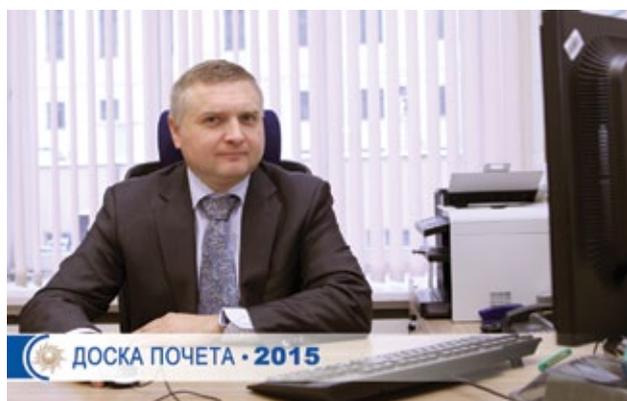
Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России

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, необходимых 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.

*Понятие «электроэнергетический режим» характеризует состояние электроэнергетической системы в каждый момент времени. Режим зависит от состава включенных элементов энергосистемы – генераторов электростанций, подстанций, ЛЭП – и их нагрузки. Процесс производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии определяется значениями напряжения, мощности, частоты и силы тока. Эти значения называются **параметрами режима**.*



Волков
Александр Борисович

Начальник
Службы телекоммуникаций
АО «СО ЕЭС»

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.

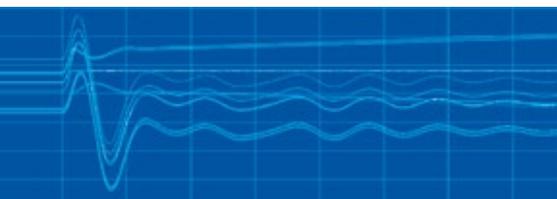
Поэтому в каждый момент времени должно производиться ровно столько электроэнергии, сколько могут использовать потребители, и она должна быть доставлена от всех точек производства в каждую точку потребления. При этом передаваемая электрическая мощность не должна превышать пропускной и нагрузочной способности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



Коротков
Андрей Борисович

Директор
Филиала АО «СО ЕЭС»
Башкирское РДУ



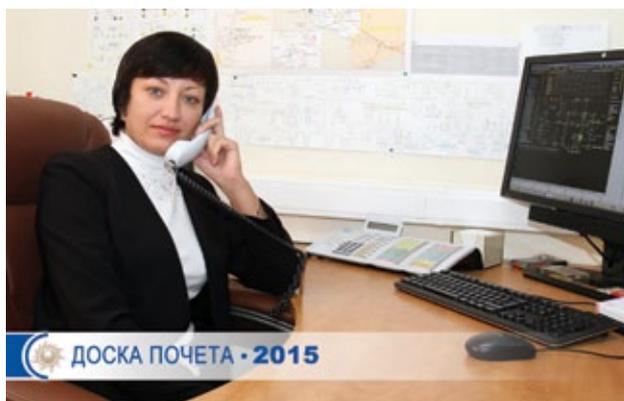
Расчет электроэнергетических режимов

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;



Серая
Наталья Владимировна

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

Расчетная модель ЕЭС на 1 января 2016 г. включает 8777 узлов, 13630 ветвей, 2475 энергоблоков на 658 электростанциях, 882 сечения, 280 энергорайонов.

- 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;

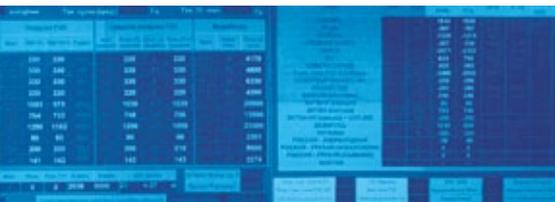
Переходный режим энергосистемы – переход от одного установившегося режима к другому установившемуся режиму, вызванный аварийными возмущениями или изменением технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок, оборудования, устройств. **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).

— 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 проверки 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.

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.

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.

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.



Басов
Александр Андреевич

Начальник отдела
Службы оперативного планирования
режимов АО «СО ЕЭС»



Управление в режиме реального времени

Ежесуточно в ЕЭС России происходит в среднем около 60 аварий. Около 80 % из них приходится на объекты электросетевого хозяйства 110 кВ и выше, остальные – на электростанции установленной мощностью 25 МВт и выше. В 2015 году произошло более 20 тысяч таких аварий.

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, дежурные диспетчеры Системного оператора непрерывно следят по данным телеметрии за контролируруемыми параметрами функционирования Единой энергетической системы России: частотой электрического тока, уровнями напряжения, потоками активной мощности, токовой нагрузкой ЛЭП и оборудования.

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

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.



**Елистратов
Николай Владимирович**

Заместитель начальника
Оперативно-диспетчерской службы
Филиала АО «СО ЕЭС»
Пензенское РДУ

Объекты диспетчеризации АО «СО ЕЭС»



Линии электропередачи:

1. Воздушные ЛЭП
2. Кабельные ЛЭП
3. Кабельно-воздушные ЛЭП

Энергетическое оборудование:

4. Турбогенераторы с паровой или газовой турбиной
5. Гидрогенераторы
6. Энергоблоки атомных электрических станций

Электротехническое оборудование:

7. Системы шин
8. Высоковольтные выключатели
9. Трансформаторы, автотрансформаторы
10. Шунтирующие реакторы
11. Синхронные компенсаторы
12. Батареи статических конденсаторов

Релейная защита и противоаварийная автоматика:

13. Устройства релейной защиты и сетевой автоматики
14. Устройства противоаварийной и режимной автоматики
15. Устройства регистрации аварийных событий и процессов

Автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления:

16. АСУТП энергосистем и энергообъектов
17. Устройства связи и телемеханики



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.

За 2015 год объем новых вводов генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России составил 4710 МВт, в том числе:

- 6 ПГУ общей установленной мощностью 1927,8 МВт
- 18 ГТУ общей установленной мощностью 262,7 МВт
- 2 гидрогенератора ГЭС общей установленной мощностью 100 МВт
- 6 СЭС общей установленной мощностью 55,2 МВт.

В 2015 году в ЕЭС России введено в работу 79 линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше, в том числе:

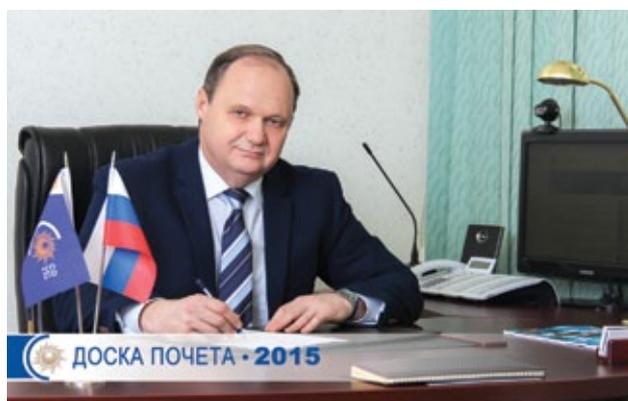
- 16 ЛЭП напряжением 500 кВ
- 3 ЛЭП напряжением 330 кВ
- 60 ЛЭП напряжением 220 кВ

Введено в работу более 44 единицы (авто)трансформаторного оборудования напряжением 220 кВ и выше.

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.

При проектировании каждого объекта электроэнергетики специалистами АО «СО ЕЭС» на всех уровнях диспетчерского управления осуществляется рассмотрение и согласование, в зависимости от параметров объекта, до 150 томов проектной и рабочей документации.



Оробинский
Сергей Петрович

Директор
Филиала АО «СО ЕЭС»
Омское РДУ



Корольков
Александр Львович

Директор
Филиала АО «СО ЕЭС»
Северокавказское РДУ

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.

Во исполнение требований Постановления Правительства РФ от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» специалистами АО «СО ЕЭС» за 2015 год рассмотрено более 100 инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

Во исполнение требований Постановления Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» в 2015 году АО «СО ЕЭС» совместно с ПАО «ФСК ЕЭС» разработана Схема и программа развития ЕЭС России на 2015–2021 годы, а также принято участие в разработке схем и программ развития электроэнергетики 80 субъектов РФ.

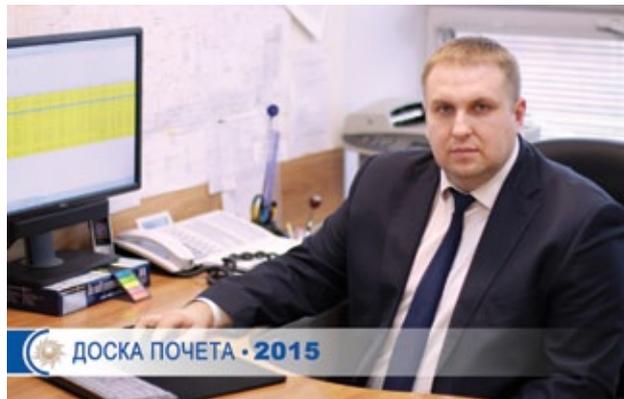
Помимо разработки Схемы и программы развития ЕЭС России и согласования Схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации Системный оператор принимает участие и в других важнейших направлениях перспективного развития, таких как:

- 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.

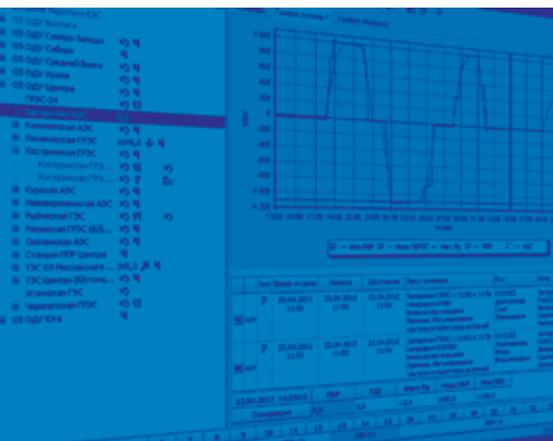
Проводимый комплекс мероприятий по перспективному развитию в отношении каждого объекта электроэнергетики завершается процедурой ввода объекта в работу после проведения комплексного опробования вновь вводимого оборудования.

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.



Шомас
Райвис Марисович

Начальник
Службы энергетических режимов
и балансов
Филиала АО «СО ЕЭС»
Самарское РДУ



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 создания возможности постоянно удерживать баланс 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.



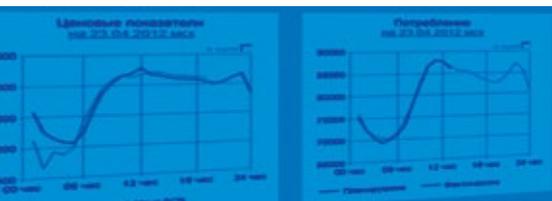
Основу работы оптового рынка электроэнергии и мощности составляют технологические процессы, выполняемые Системным оператором:

- 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.



Панасенко
Ярослав Викторович

Заместитель начальника
Службы оперативного планирования
режимов и сопровождения рынка
Филиала АО «СО ЕЭС»
ОДУ Юга



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, функционирование системы расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования.

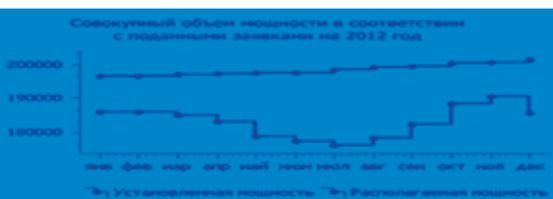
Балансирующий рынок

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.

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.

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.

В 2015 году впервые были проведены долгосрочные конкурентные отборы мощности на 2016 и 2017-2019 годы с учетом новой модели конкурентного отбора мощности в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27.08.2015 № 893 «Об изменении и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности, а также проведения долгосрочных конкурентных отборов мощности».

В соответствии с новыми правилами КОМ проводился по двум ценовым зонам с формированием единой цены для поставщиков и покупателей в рамках ценовой зоны – ранее отбор проводился с учетом деления ценовых зон на зоны свободного перетока. Спрос на КОМ в новой модели задается наклонной кривой спроса – максимальная цена соответствует прогнозируемому объему потребления мощности с минимальным необходимым резервом мощности, при увеличении отбираемых объемов общая цена КОМ снижается. В предшествующей модели спрос являлся фиксированным значением, соответствующим минимально необходимому объему мощности, а объемы предложения, превышающие указанную величину, не могли быть отобраны вне зависимости от цены предложения. В новой модели наклон кривой спроса определяется ценовыми параметрами, утверждаемыми Правительством РФ. Кроме того, в соответствии с новыми правилами перечень генераторов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, подлежит установлению до проведения КОМ, соответственно мощность таких генераторов в полном объеме учитывается в составе предложения, покрывающего спрос.

Суммарные результаты КОМ по ценовым зонам на 2016–2019 годы

Год КОМ	Спрос		Предложение	Отобрано в КОМ	в т.ч. обязательна покупка на ОРЭМ		Не отобрано в КОМ	Не соотв. требованиям КОМ	Не предоставлено фин. обеспечение
	в 1-й точке	во 2-й точке			ДГП, новые АЭС/ ГЭС	Вынужденная генерация			
2016	179527	201070	197562	196881	28547	14616	12	669	-
2017	181137	202874	200962	198983	32094	12778	1270	661	48
2018	182525	204428	203146	201123	33805	10011	1293	683	48
2019	183768	205820	204996	202353	35803	9608	1893	703	48

Системный оператор осуществляет ежечасный контроль за выполнением обязательных технических требований в отношении каждой из зарегистрированных на оптовом рынке единиц генерирующего оборудования. По состоянию на 1 мая 2016 года таких было 1905 на 431 электростанциях участников оптового рынка.



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.

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.

По итогам проведенного АО «СО ЕЭС» 29 декабря 2015 года конкурентного отбора для оказания услуг по НПРЧ в первом полугодии 2016 года отобрано 63 энергоблока и 1 гидроагрегат на 22 тепловых и одной гидроэлектростанции. Отобранный объем резервов первичного регулирования составил $\pm 1220,01$ МВт, что на 2,4 % больше, чем в 2015 году. Впервые с момента начала оказания услуг по НПРЧ в январе 2011 г. предложенный субъектами электроэнергетики на отбор объем резерва первичного регулирования превысил установленный спрос, что подтверждает эффективность конкурентных механизмов рынка системных услуг. Расширился и состав генерирующего оборудования, с использованием которого оказываются услуги по НПРЧ – с 8-ми до 11-ти увеличилось количество используемых для оказания услуг парогазовых установок.

По итогам проведенного АО «СО ЕЭС» 30 марта 2016 года конкурентного отбора энергоблоков для оказания услуг по АВРЧМ в период с апреля по июнь 2016 года было отобрано 17 энергоблоков на трех тепловых электростанциях: Сургутской ГРЭС-1 и Ставропольской ГРЭС (ПАО «ОГК-2»), а также Заинской ГРЭС (ОАО «Генерирующая компания»). Суммарная величина резервов вторичного регулирования для участия тепловых станций в АВРЧМ по результатам отбора составила ± 183 МВт. Размещение значительной части резервов вторичного регулирования на тепловых электростанциях с их привлечением для автоматического вторичного регулирования частоты в ЕЭС России позволит максимально эффективно использовать гидроресурсы в паводковый период не только целесообразно с экономической точки зрения, но и минимизирует ряд технических и экологических проблем в период интенсивного половодья.

Отбор субъектов электроэнергетики для оказания услуг по РПСК осуществлен путем запроса предложений у субъектов электроэнергетики о готовности оказывать услуги в 2016 году. По итогам отбора в оказании услуг по РПСК будут участвовать 43 гидрогенератора на девяти электростанциях трех генерирующих компаний (ПАО «РусГидро», ПАО «ТГК-1», АО «ЕвроСибЭнерго») суммарной установленной мощностью 8821,8 МВт.

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 (РПСК).



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.

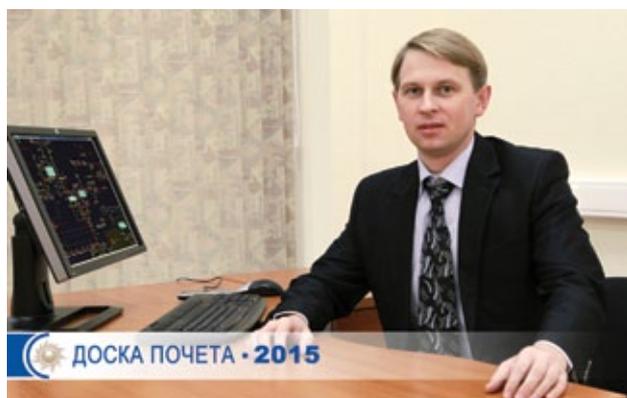


Релейная защита

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 быстродействующую локализацию 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.



Козырев
Александр Владимирович

Заместитель начальника
Службы релейной защиты
и автоматики АО «СО ЕЭС»



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 они функционируют в ОЭС Урала, Средней Волги, Юга, Сибири и Тюменской энергосистеме. В ОЭС Востока введена в эксплуатацию ЦСПА нового поколения, обладающая расширенными функциональными возможностями, включающими расчет управляющих воздействий по условиям обеспечения статической и динамической устойчивости.



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.



Режимная автоматика. Регулирование частоты электрического тока

Частота электрического тока – показатель соблюдения баланса производства и потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме. Нестабильность потребления, аварийные отключения генерирующего оборудования, отключения потребителей в результате аварий – все это может привести к изменению частоты и отклонению межсистемных перетоков мощности от плановых значений.

Системный оператор управляет режимом энергосистемы с использованием центральной координирующей и централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (ЦКС/ЦС АРЧМ) – программно-аппаратных комплексов, установленных в главном диспетчерском центре АО «СО ЕЭС» в Москве и в ряде ОДУ и РДУ.

Регулирование выполняется несколькими крупными электростанциями с высокоманевренным генерирующим оборудованием, оснащенными системами автоматического управления мощностью. По командам, полученным от ЦКС/ЦС АРЧМ, они изменяют выработку, поддерживая баланс мощности и частоту в ЕЭС. Благодаря точной работе автоматики, частота электрического тока в ЕЭС России постоянно поддерживается в пределах $50 \pm 0,05$ Гц.



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 которому подключены и работают более 1000 организаций электроэнергетики (включая их филиалы).

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 Рос-энергоатом», ПАО «Россети», ПАО «Интер РАО» и другими организациями при возникновении и ликвидации системных аварий и иных нештатных ситуаций в ЕЭС России.

Для выполнения комплексного анализа аварийности разработана и успешно внедряется Методика расчета коэффициента аварийности для электростанций с энергоблоками 150 МВт и более, которая позволяет характеризовать влияние аварий на режим работы электростанций ЕЭС России.

В целях повышения надежности работы воздушных линий ЕЭС России напряжением 110 кВ и выше в условиях гололедообразования Системным оператором совместно с ПАО «Россети» в 2015 году определены первоочередные мероприятия по оснащению устройствами плавки гололеда 61 наиболее важных воздушных линий, существенно влияющих на обеспечение надежности электроснабжения потребителей. 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.



Смирнов
Андрей Александрович

Директор
Филиала АО «СО ЕЭС»
Ярославское РДУ

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 которому 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 электропитание выделенных районов Китая. Параллельно с энергосистемой Финляндии работают отдельные генераторы Северо-Западной ТЭЦ и ГЭС Ленинградской энергосистемы, 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.

С момента создания компании в 2002 году при участии АО «СО ЕЭС» разработано 8 правовых документов в области электроэнергетики, утвержденных Советом глав правительств СНГ и правительствами государств – участников Евразийского экономического союза (ЕАЭС), более 50 правовых и нормативно-технических документов, утвержденных Электроэнергетическим Советом СНГ, 13 нормативно-технических документов в рамках Соглашения о параллельной работе энергосистем БРЭЛЛ и более 50 трех- и двусторонних документов, определяющих условия совместной работы ЕЭС России с энергосистемами зарубежных государств.

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.

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.



46-е заседание ЭЭС СНГ,
г. Сочи, 2014 год

- 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).
- Сотрудничества АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» и Fingrid Oyj – системного оператора и владельца магистральных сетей единой 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 оператором ЕЭС России на стадии принятия решений о строительстве, модернизации или реконструкции.



Заседание Административного
совета ассоциации GO15,
2016 год

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.

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



Полоус Андрей Григорьевич
Заместитель Председателя Правления

Вопросы внешних связей и безопасности Общества



Солонарь Ирина Львовна
Заместитель Председателя Правления

Финансово-экономическая деятельность



Алексеев Павел Анатольевич
Член Правления, Директор по техническому контроллингу

Технический аудит и контроль соблюдения требований надежности функционирования ЕЭС России



Ильенко Александр Владимирович
Член Правления, Директор по управлению развитием ЕЭС

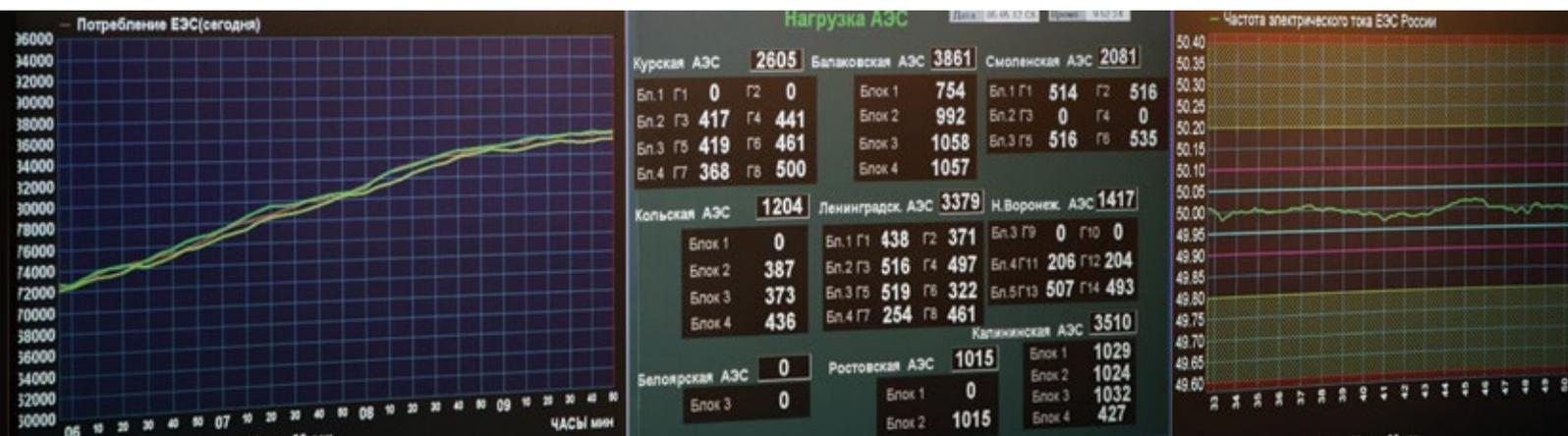
Управление развитием ЕЭС России, развитие международной диспетчеризации



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 десять часовых зон. На площади свыше 15,3 млн кв. км проживает 145 млн человек. В электроэнергетический комплекс по состоянию на 1 января 2016 года входит около 700 электростанций мощностью более 5 МВт. Их суммарная установленная мощность составляет 235,31 тыс. МВт. В 2015 году электростанции ЕЭС выработали 1026,9 млрд кВт·ч электроэнергии. Электросетевое хозяйство ЕЭС России насчитывает более 12 тысяч электрических подстанций класса напряжения 110–750 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 69 региональных энергосистем. С 1 января 2017 года полноценной составной частью ЕЭС России станет Крымская энергосистема. Готовятся к включению в работу в составе ЕЭС России Центральный и Западный энергорайоны Якутии. Региональные энергосистемы образуют 7 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 7 филиалов Системного оператора – Объединенных диспетчерских управлений.



Энергосистемы Камчатского края, Сахалинской области, Магаданской области, Чукотского АО, части Республики Саха (Якутия) 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. 65,4 % 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 19 % установленной мощности всей ЕЭС России. Доля атомной энергетики в совокупной установленной мощности Единой энергосистемы России в последние годы постоянно росла, и, согласно стратегии развития электроэнергетики, этот рост продолжится.

В составе генерирующего оборудования ЕЭС России находит отражение и большой гидроэнергетический потенциал России: на ГЭС приходится 15,6 % 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.

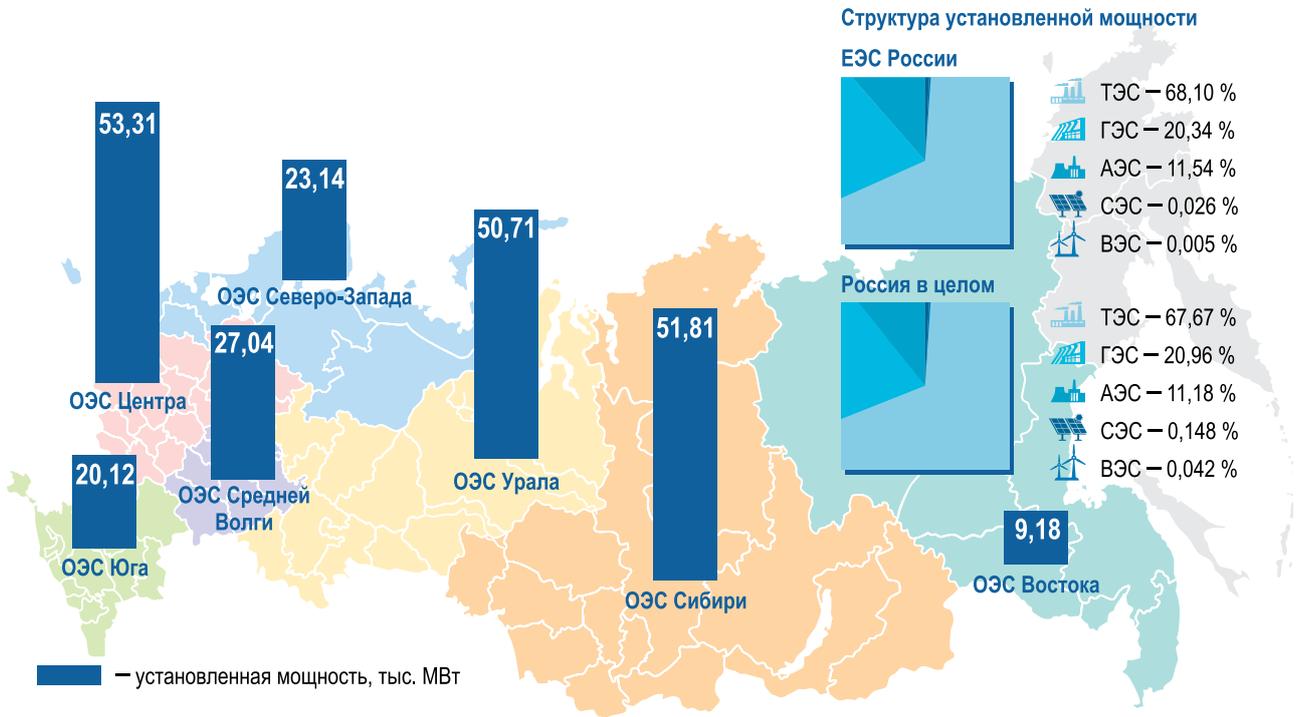


ЕЭС России:

- суммарная установленная мощность электростанций на 01.01.2016 г. — 235,31 тыс. МВт

Россия в целом:

- суммарная установленная мощность электростанций на 01.01.2016 г. — 243,19 тыс. МВт

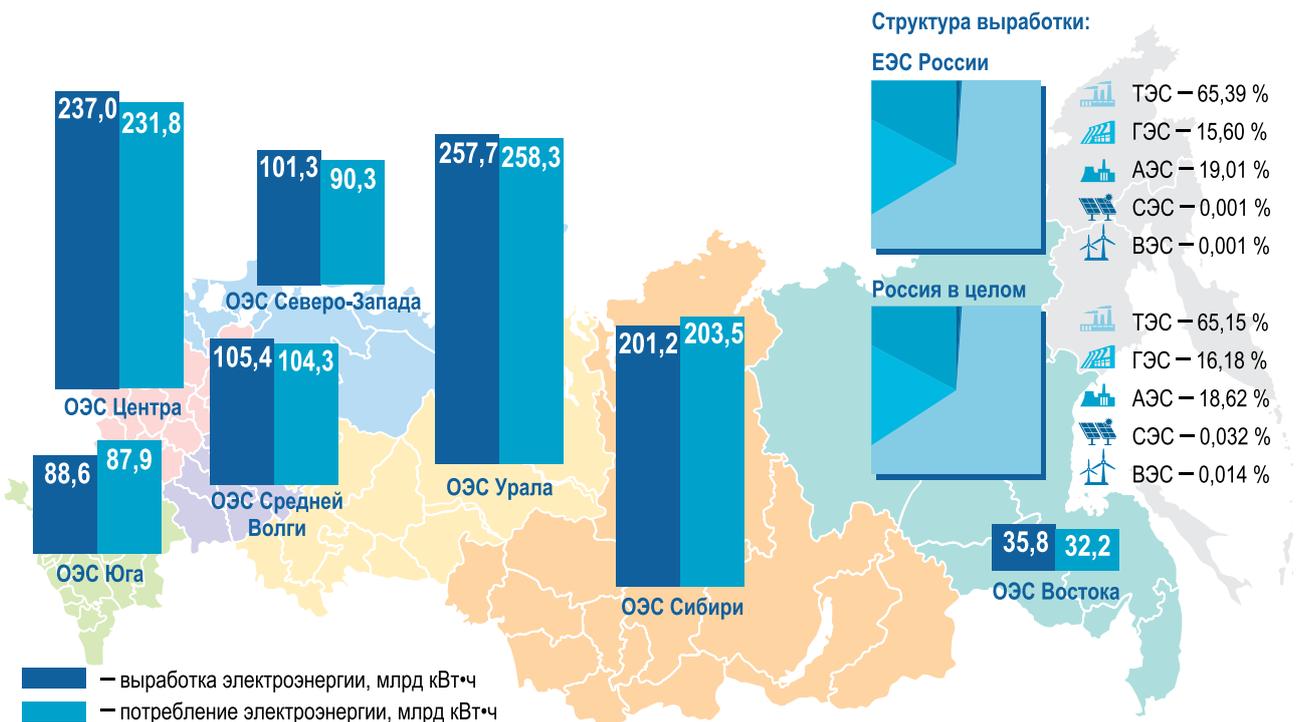


ЕЭС России:

- выработка электроэнергии за 2015 год — 1 026,9 млрд кВт•ч
- суммарное потребление электроэнергии за 2015 год — 1 008,3 млрд кВт•ч

Россия в целом:

- выработка электроэнергии за 2015 год — 1 049,9 млрд кВт•ч
- суммарное потребление электроэнергии за 2015 год — 1 036,4 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.

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.



Пятое Всероссийские соревнования профессионального мастерства диспетчеров филиалов АО «СО ЕЭС» ОДУ, г. Сургут, 2015 год

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	27.05.12 11:00:00	2919,15	1727,24	196,72	0,00	995
ОЭС Центра	27.05.12 22:00:00	2249,48	1842,42	93,20	47,69	266
ОЭС Юга	27.05.12 22:00:00	1834,73	1130,34	307,36	0,00	397
ОЭС Средней Волги	27.05.12 22:00:00	4495,28	2767,38	1727,90	0,00	0,
ОЭС Урала	27.05.12 21:00:00	2418,96	2038,93	28,99	0,00	351
ОЭС Сибири	27.05.12 19:00:00	4570,80	2553,90	1881,60	0,00	135
ОЭС Востока	27.05.12 14:00:00	284,70	284,70	0,00	0,00	0,
		101,13	78,73	36,00	0,00	66



Объединенная энергетическая система Востока

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

Генеральный директор – Другов Сергей Геннадьевич

Заместитель генерального директора – Козуб Владимир Львович

Директор по управлению режимами – главный диспетчер – Кузнецова Наталья Юрьевна



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 энергорайоны энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Количество объектов диспетчеризации

- в ОДУ – 1 715
- в каждом РДУ – от 1 897 до 2 194

Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ПАО «РАО ЭС Востока»
- ПАО «РусГидро»
- Филиал ДЗО ПАО «Россети» ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока
- АО «ДРСК»



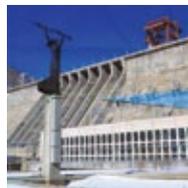
Установленная мощность электростанций: 9 182,5 МВт
Доля в ЕЭС России: 3,9 %



Выработка электроэнергии: 35,8 млрд кВт·ч
Доля в ЕЭС России: 3,5 %



Потребление электроэнергии: 32,2 млрд кВт·ч
Доля в ЕЭС России: 3,2 %



Количество электростанций 5 МВт и выше: 20
Доля в ЕЭС России: 2,9 %



Количество электрических подстанций 110–500 кВ: 419
Доля в ЕЭС России: 3,5 %



Количество ЛЭП 110–500 кВ: 510
Доля в ЕЭС России: 3,9 %
Протяженность (в одноцепном исчислении): 25 407 км



Структура выработки:

ГЭС – 10 111,0 млн кВт•ч (28,3 %)

ТЭС – 25 653,2 млн кВт•ч (71,7 %)



Структура расхода топлива:

Газ – 2 976,0 млн м³ (30,1 %)

Уголь – 15 870,0 тыс. т (69,4 %)

Мазут – 27,2 тыс. т (0,3 %)

Дизельное топливо – 10,654 тыс. т (0,1 %)



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Бурейская ГЭС (2 010 МВт, ПАО «РусГидро»)
2. Приморская ГРЭС (1 467 МВт, ПАО «РАО ЭС Востока»)
3. Зейская ГЭС (1 330 МВт, ПАО «РусГидро»)
4. Хабаровская ТЭЦ-3 (720 МВт, ПАО «РАО ЭС Востока»)
5. Нерюнгринская ГРЭС (570 МВт, ПАО «РАО ЭС Востока»)
7. Владивостокская ТЭЦ-2 (497 МВт, ПАО «РАО ЭС Востока»)
6. Хабаровская ТЭЦ-1 (435 МВт, ПАО «РАО ЭС Востока»)
8. Артемовская ТЭЦ (400 МВт, ПАО «РАО ЭС Востока»)
9. Комсомольская ТЭЦ-3 (360 МВт, ПАО «РАО ЭС Востока»)
10. Амурская ТЭЦ-1 (285 МВт, ПАО «РАО ЭС Востока»)



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



Перспективные объекты генерации

ПАО «РусГидро»:

- Нижне-Бурейская ГЭС (4 ГА по 80 МВт)
 - Совгаванская ТЭЦ (блоки № 1, 2 по 60 МВт)
- ПАО «РАО ЭС Востока»:
- ГТУ-ТЭЦ на площадке центральной пароводяной бойлерной (блоки № 1, 2, 3 по 46,5 МВт)



Перспективные электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах – Томмот – Майя, Комсомольская – Ванино с заходами на ПС 220 кВ Селехино, Нижне-Бурейская ГРЭС – Завитая, Нижне-Бурейская ГРЭС – Архара № 1



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

Количество объектов диспетчеризации

- в ОДУ – 4 026
- в каждом РДУ – от 1 434 до 4 987

Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ПАО «ОГК-2»
- АО «Интер РАО – Электрогенерация»
- ПАО «Юнипро»
- ПАО «РусГидро»
- АО «ТГК-11»
- ООО «Сибирская генерирующая компания»
- ПАО «ТГК-14»
- АО «СИБЭКО»
- ПАО «Иркутскэнерго»
- Филиал ДЗО ПАО «Россети» ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири
- ПАО «МРСК Сибири»
- ОАО «Иркутская электросетевая компания»
- АО «РЭС» (Новосибирск)
- ПАО «Богучанская ГЭС»



Установленная мощность электростанций: 51 808,3 МВт

Доля в ЕЭС России: 22,0 %



Выработка электроэнергии: 201,2 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 19,6 %



Потребление электроэнергии: 203,5 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 20,2 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 102

Доля в ЕЭС России: 14,6 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–500 кВ: 2 594

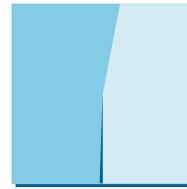
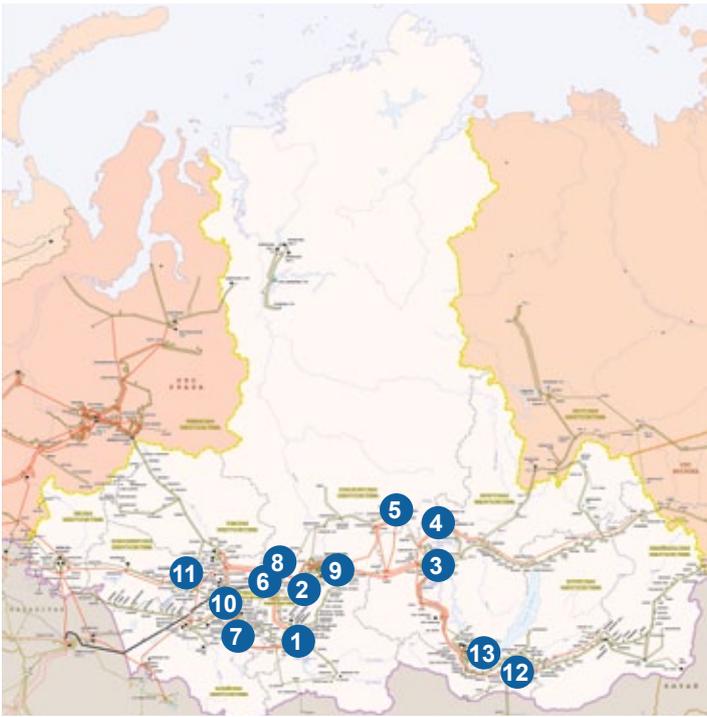
Доля в ЕЭС России: 21,7 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–1 150 кВ: 2 193

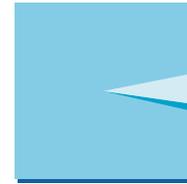
Доля в ЕЭС России: 16,9 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 97 345 км



Структура выработки:

- ГЭС – 88 274,0 млн кВт·ч (43,9 %)
- ТЭС – 112 927,1 млн кВт·ч (56,1 %)
- СЭС – 6,4 млн кВт·ч (0,003 %)



Структура расхода топлива:

- Газ – 2 734,7 млн м³ (5,6 %)
- Уголь – 71 752,1 тыс. т (94,0 %)
- Мазут – 129,5 тыс. т (0,4 %)



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Саяно-Шушенская ГЭС (6 400 МВт, ПАО «РусГидро»)
2. Красноярская ГЭС (6 000 МВт, ПАО «Красноярская ГЭС»)
3. Братская ГЭС (4 500 МВт, ПАО «Иркутскэнерго»)
4. Усть-Илимская ГЭС (3 840 МВт, ПАО «Иркутскэнерго»)
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, ООО «Сибирская генерирующая компания»)
8. Назаровская ГРЭС (1 308 МВт, АО «Назаровская ГРЭС»)
9. Красноярская ГРЭС-2 (1 250 МВт, ПАО «ОГК-2»)
10. Беловская ГРЭС (1 260 МВт, ООО «Сибирская генерирующая компания»)
11. Новосибирская ТЭЦ-5 (1 200 МВт, АО «СИБЭКО»)
12. Гусиноозерская ГРЭС (1 130 МВт, АО «ИнтерРАО – Электрогенерация»)
13. Иркутская ТЭЦ-10 (1 110 МВт, ПАО «Иркутскэнерго»)



Важнейшие электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 1150 кВ Итатская, Алтай
- ПС 500 кВ Таврическая, Заря, Барнаульская, Новокузнецкая, Означенное, Енисей, Красноярская, Камала-1
- ВЛ 500 кВ Алтай – Итатская, Экибастузская 1150 – Алтай, Заря – Барабинская, Барабинская – Восход, Барнаульская – Рубцовская, Новокузнецкая – Барнаульская, Назаровская ГРЭС – Итатская, Назаровская ГРЭС – Ново-Анжерская, Красноярская ГЭС – Назаровская ГРЭС № 1, 2, Камала-1 – Красноярская № 1, 2
- КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая № 1, 2, Саяно-Шушенская ГЭС – Означенное № 1, 2

ОАО «Иркутская электросетевая компания»:

- ПС 500 кВ Братский ПП, 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, Новозиминская – УПК Тыреть, УПК Тыреть – Ключи, УПК Тыреть – Иркутская

ГКУ «ДКН НП»: ПС 500 кВ Ангара



Перспективные объекты генерации

АО «ТГК-11»:

- Омская ТЭЦ-5 (новый блок 120 МВт)



Перспективные электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Восход
- Перевод ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Якурим на номинальное напряжение 500 кВ с заходом на ПС 500 кВ Усть-Кут
- ПС 220 кВ Ванкор
- ВЛ 220 кВ Мангазея – Ванкор I, II цепь
- ВЛ 110 кВ Ванкорская ГТЭС – Ванкор I, II цепь



Объединенная энергетическая система Урала

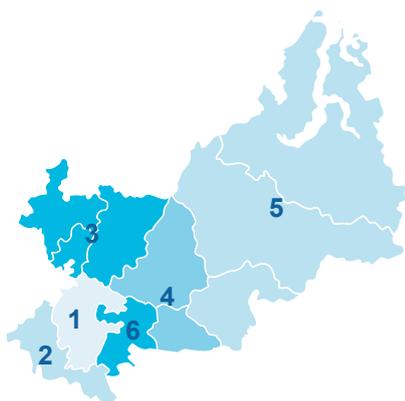
Операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Урала»

Генеральный директор – Павлов Владимир Иванович

Заместитель генерального директора – Измайлов Руслан Кимович

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 – 4 866
- в каждом РДУ – от 1 766 до 10 620

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»



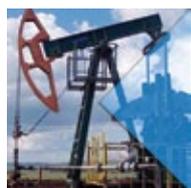
Установленная мощность электростанций: 50 707,8 МВт

Доля в ЕЭС России: 21,6 %



Выработка электроэнергии: 257,7 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 25,1 %



Потребление электроэнергии: 258,3 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 25,6 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 171

Доля в ЕЭС России: 24,5 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–500 кВ: 3 325

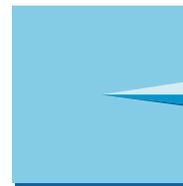
Доля в ЕЭС России: 27,8 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–500 кВ: 3 069

Доля в ЕЭС России: 23,7 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 119,3 тыс. км



Структура выработки:

- ГЭС – 6 906,4 млн кВт•ч (2,7 %)
- ТЭС – 246 243,6 млн кВт•ч (95,5 %)
- АЭС – 4 577,8 млн кВт•ч (1,8 %)
- СЭС – 0,9 млн кВт•ч (0,0003 %)
- ВЭС – 0,3 млн кВт•ч (0,0001 %)



Структура расхода топлива:

- Газ – 63 120,3 млн м³ (84,9 %)
- Уголь – 19 972,1 тыс. т (14,7 %)
- Мазут – 182,5 тыс. т (0,3 %)
- Торф – 335,9 тыс. т (0,1 %)



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Сургутская ГРЭС-2 (5 597,1 МВт, ПАО «Юнипро»)
2. Рефтинская ГРЭС (3 800 МВт, ПАО «Энел Россия»)
3. Сургутская ГРЭС-1 (3 268 МВт, ПАО «ОГК-2»)
4. Ириклинская ГРЭС (2 400 МВт, АО «Интер РАО – Электрогенерация»)
5. Пермская ГРЭС (2 400 МВт, АО «Интер РАО – Электрогенерация»)
6. Нижневартовская ГРЭС (2 013 МВт, ЗАО «Нижневартовская ГРЭС»)
7. Кармановская ГРЭС (1 831,1 МВт, ООО «Башкирская генерирующая компания»)
8. Среднеуральская ГРЭС (1 656,5 МВт, ПАО «Энел Россия»)
9. Верхнетагильская ГРЭС (1 321 МВт, АО «Интер РАО – Электрогенерация»)
10. Троицкая ГРЭС (1 296 МВт, ПАО «ОГК-2»)
11. Няганская ГРЭС (1 269,74 МВт, ОАО «Фортум»)
12. Яйвинская ГРЭС (1 024,6 МВт, ПАО «Юнипро»)
13. Воткинская ГЭС (1 020 МВт, ПАО «РусГидро»)



Важнейшие электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Козырево, Магнитогорская, Южная, Калино, Тагил, Тюмень, Трачуковская
- ВЛ 500 кВ Газовая – Красноармейская, Рефтинская ГРЭС – Исеть, Исеть – Козырево, Исеть – Курчатовская
- КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол, Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2

ООО «Башкирская генерирующая компания»:

- ПС 500 кВ Буйская
- ВЛ 500 кВ Буйская – Уфимская



Перспективные объекты генерации

ПАО «ОГК-2»:

- Троицкая ГРЭС (блок № 10, 660 МВт)

АО «Интер РАО – Электрогенерация»:

- Пермская ГРЭС (блок № 4, 800 МВт)
- Затонская ГРЭС (блоки № 1, 2 по 210 МВт)

ПАО «Т Плюс»:

- ТЭЦ Академическая (блок № 1, 200 МВт)



Перспективные электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Святогор, Преображенская



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 – Крицкий Виктор Анатольевич
 Директор по управлению режимами – главный диспетчер – Гребенников Дмитрий Владимирович

Операционные зоны региональных диспетчерских управлений

1. Нижегородского — энергосистема Нижегородской области, Республики Марий Эл и Чувашской республики – Чувашии
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 – 2 703
- в каждом РДУ – от 2 069 до 4 334

Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- АО «Концерн Росэнергоатом»
- ПАО «РусГидро»
- ПАО «Т Плюс»
- ОАО «ТГК-16»
- ОАО «Генерирующая компания»
- ООО «Нижнекамская 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»



Установленная мощность электростанций: 27 040,22 МВт
 Доля в ЕЭС России: 11,5 %



Выработка электроэнергии: 105,4 млрд кВт•ч
 Доля в ЕЭС России: 10,3 %



Потребление электроэнергии: 104,3 млрд кВт•ч
 Доля в ЕЭС России: 10,3 %



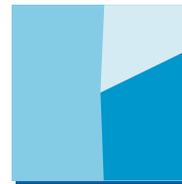
Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 61
 Доля в ЕЭС России: 8,8 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–500 кВ: 688
 Доля в ЕЭС России: 5,8 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–500 кВ: 1 105
 Доля в ЕЭС России: 8,5 %
 Протяженность (в одноцепном исчислении): 35,9 тыс. км



Структура выработки:

- ГЭС – 20 951,4 млн кВт•ч (19,9 %)
- ТЭС – 51 411,0 млн кВт•ч (48,8 %)
- АЭС – 33 004,6 млн кВт•ч (31,3 %)



Структура расхода топлива:

- Газ – 24 374,2 млн м³ (98,9 %)
- Уголь – 35,0 тыс. т (0,1 %)
- Мазут – 200,7 тыс. т (1,0 %)



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Балаковская АЭС (4 000 МВт, АО «Концерн Росэнергоатом»)
2. Жигулевская ГЭС (2 414,5 МВт, ПАО «РусГидро»)
3. Заинская ГРЭС (2 200 МВт, ОАО «Генерирующая компания»)
4. Чебоксарская ГЭС (1 391 МВт, ПАО «РусГидро»)
5. Саратовская ГЭС (1 370 МВт, ПАО «РусГидро»)
6. Нижнекамская ГЭС (1 205 МВт, ОАО «Генерирующая компания»)
7. Набережночелнинская ТЭЦ (1 180 МВт, ОАО «Генерирующая компания»)
8. ТЭЦ ВАЗа (1 172 МВт, ПАО «Т Плюс»)
9. Нижнекамская ТЭЦ-1 (880 МВт, ОАО «ТГК-16»)
10. Тольяттинская ТЭЦ (610 МВт, ПАО «Т Плюс»)



Важнейшие электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Арзамасская, Вешкайма, Куйбышевская
- ВЛ 500 кВ схемы выдачи мощности Балаковской АЭС
- ВЛ 500 кВ Жигулевская ГЭС – Вешкайма Северная, Балаковская АЭС – Ключики, Жигулевская ГЭС – Вешкайма Южная, Чебоксарская ГЭС – Нижегородская, Заинская ГРЭС – Киндери, Помары – Удмуртская, Красноармейская – Газовая

ОАО «Сетевая компания»:

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



Перспективные объекты генерации

- ОАО «Генерирующая компания»:
- Казанская ТЭЦ-1 (ПГУ-230/254 МВт)
- ОАО «ТГК-16»:
- Казанская ТЭЦ-3 (ГТУ-388,6 МВт)



Перспективные электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Луч, Радуга

ОАО «Сетевая компания»:

- ПС 220 кВ Бегишево
- КВЛ 220 кВ Щёлоков – Бегишево, Щёлоков – Бегишево
- ВЛ 220 кВ Нижнекамская – Бегишево (две ВЛ), Щёлоков – Центральная I и II цепь, Кудьма – ГПП-5, Нижегородская – ГПП-5

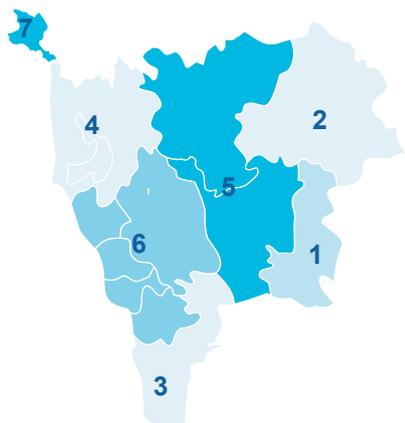
АО «ТАНЕКО»:

- Две ВЛ 220 кВ Нижнекамская ТЭЦ-2 – КРУЭ ТАНЕКО 220 кВ



Объединенная энергетическая система Юга

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



Генеральный директор – Бабин Максим Анатольевич

Заместитель генерального директора – Афанасьев Вячеслав Валериевич

Директор по управлению режимами – главный диспетчер – Епишев Юрий Анатольевич

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 – 4 852
- в каждом РДУ – от 1 796 до 4 680

Крупнейшие субъекты электроэнергетики

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



Установленная мощность электростанций: 20 116,8 МВт

Доля в ЕЭС России: 8,6 %



Выработка электроэнергии: 88,6 млрд кВт·ч

Доля в ЕЭС России: 8,6 %



Потребление электроэнергии: 87,9 млрд кВт·ч

Доля в ЕЭС России: 8,7 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 103

Доля в ЕЭС России: 14,8 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–500 кВ: 1 591

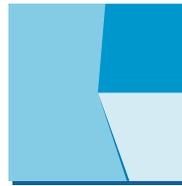
Доля в ЕЭС России: 13,3 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–800 кВ: 1 940

Доля в ЕЭС России: 15,0 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 56,4 тыс. км



Структура выработки

- ГЭС – 18 422,0 млн кВт·ч (20,8 %)
- ТЭС – 49 621,1 млн кВт·ч (56,0 %)
- АЭС – 20 509,3 млн кВт·ч (23,2 %)
- ВЭС – 3,8 млн кВт·ч (0,004 %)



Структура расхода топлива

- Газ – 12 577 млн м³ (88,9 %)
- Уголь – 3 004 тыс. т (10,9 %)
- Мазут – 27,3 тыс. т (0,2 %)



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Ростовская АЭС (3 000 МВт, АО «Концерн Росэнергоатом»)
2. Волжская ГЭС (2 650 МВт, ПАО «РусГидро»)
3. Ставропольская ГРЭС (2 415 МВт, ПАО «ОГК-2»)
4. Новочеркасская ГРЭС (1 905 МВт, ПАО «ОГК-2»)
5. Невинномысская ГРЭС (1 530,2 МВт, ПАО «Энел Россия»)
6. Краснодарская ТЭЦ (1 100 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»)
7. Чиркейская ГЭС (1 000 МВт, ПАО «РусГидро»)
8. Волжская ТЭЦ (497 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго»)
9. Волгодонская ТЭЦ-2 (420 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)
10. Ирганайская ГЭС (400 МВт, ПАО «РусГидро»)
11. Астраханская ТЭЦ-2 (380 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)
12. Адлерская ТЭС (360 МВт, ПАО «ОГК-2»)
13. Волгоградская ТЭЦ-2 (250 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго»)
14. Центральная Астраханская котельная (236 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»)



Важнейшие электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

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



Перспективные объекты генерации

- Ростовская АЭС (блок №4, 1 070 МВт, АО «Концерн Росэнергоатом»)
- Новочеркасская ГРЭС (блок №9, 330 МВт, ПАО «ОГК-2»)



Перспективные электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Моздок (Алания)
- ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань, Ростовская АЭС – Ростовская, Невинномысск – Моздок (Алания)



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 – Алюшенко Игорь Дмитриевич

Операционные зоны региональных диспетчерских управлений

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

Количество объектов диспетчеризации

- в ОДУ – 4 697
- в каждом РДУ – от 1 777 до 19 405

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»



Установленная мощность электростанций: 53 306,9 МВт

Доля в ЕЭС России: 22,7 %



Выработка электроэнергии: 237,0 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 23,1 %



Потребление электроэнергии: 231,6 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 23,0 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 136

Доля в ЕЭС России: 19,5 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–750 кВ: 2 233

Доля в ЕЭС России: 18,7 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–750 кВ: 2 670

Доля в ЕЭС России: 20,6 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 87,8 тыс. км



Структура выработки:

- ГЭС – 2 835,4 млн кВт·ч (1,2 %)
- ТЭС – 133 171,4 млн кВт·ч (56,5 %)
- АЭС – 100 171,4 млн кВт·ч (42,3 %)



Структура расхода топлива:

- Газ – 37 834,0 млн м³ (92,4 %)
- Уголь – 5 752,0 тыс. т (7,3 %)
- Мазут – 102,0 тыс. т (0,3 %)



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. Конаковская ГРЭС (2 520 МВт, ПАО «Энел Россия»)
7. Каширская ГРЭС (1 910 МВт, АО «Интер РАО – Электрогенерация»)
8. Нововоронежская АЭС (1 834 МВт, АО «Концерн Росэнергоатом»)
9. Шатурская ГРЭС (1 493,4 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»)
11. Черепетская ГРЭС (1 315 МВт, АО «Интер РАО – Электрогенерация»)



Важнейшие электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 750 кВ Белозерская, Белый Раст, Владимирская, Грибово, Metallургическая, Новобрянская
- ПС 500 кВ Бескудниково, Западная, Очаково, Чагино, Михайловская, Липецкая
- ВЛ 750 кВ схем выдачи мощности Калининской АЭС, Курской АЭС, Смоленской АЭС
- ВЛ 500 кВ схем выдачи мощности Конаковской ГРЭС, Костромской ГРЭС, Рязанской ГРЭС, Нововоронежской АЭС



Перспективные объекты генерации

- Нововоронежская АЭС-2 (блоки № 1, 2 по 1 198,8 МВт, АО «Концерн Росэнергоатом»)
 - Загорская ГАЭС-2 (4 ГА по 210 МВт, ПАО «РусГидро»)
- ПАО «Мосэнерго»
- Ярославская ТЭС (ПГУ-450 МВт, ООО «Хуадянь-Тенинская ТЭЦ»)



Перспективные электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Ярцево, Обнинская, Белобережская
- ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская
- ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево № 1, 2, Донская – Старый Оскол № 2, Калужская – Обнинская



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 – Могин Артем Викторович
Директор по управлению режимами – главный диспетчер – Сиротенко Евгений Владимирович

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 – 3 351
- в каждом РДУ – от 1 086 до 5 796

Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ПАО «ОГК-2»
- АО «Интер РАО – Электрогенерация»
- АО «Концерн Росэнергоатом»
- ПАО «ТГК-1»
- ОАО «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»
- ОАО «Архангельский ЦБК»
- ОАО «Котласский ЦБК»



Установленная мощность электростанций: 23 143,0 МВт
Доля в ЕЭС России: 9,8 %



Выработка электроэнергии: 101,3 млрд кВт·ч
Доля в ЕЭС России: 9,9 %



Потребление электроэнергии: 90,3 млрд кВт·ч
Доля в ЕЭС России: 9,0 %



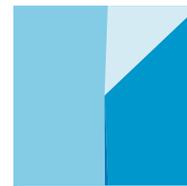
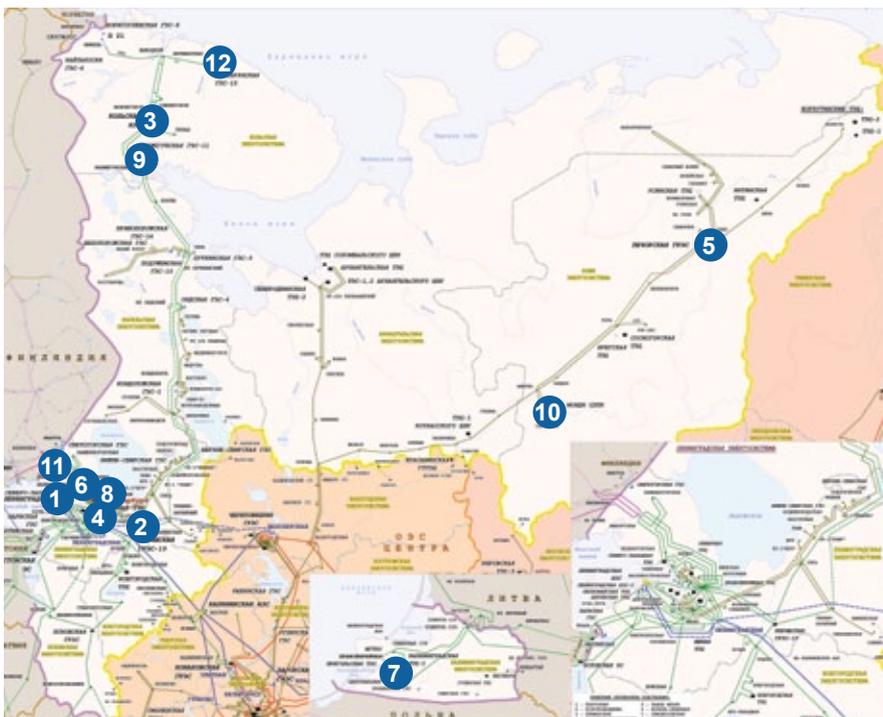
Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 104
Доля в ЕЭС России: 14,9 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–750 кВ: 1 116
Доля в ЕЭС России: 9,3 %

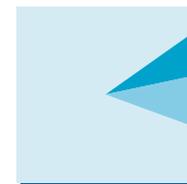


Количество линий электропередачи классом напряжения 110–750 кВ: 1 476
Доля в ЕЭС России: 11,4 %
Протяженность (в одноцепном исчислении): 44,2 тыс. км



Структура выработки:

- ГЭС – 12 670,3 млн кВт·ч (12,5 %)
- ТЭС – 51 615,7 млн кВт·ч (51,0 %)
- АЭС – 36 991,4 млн кВт·ч (24,9 %)
- ВЭС – 35 734,8 млн кВт·ч (0,023 %)



Структура расхода топлива:

- Газ – 15 227 млн м³ (88,3 %)
- Уголь – 2 713 тыс. т (10,4 %)
- Мазут – 177 тыс. т (1,3 %)



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Ленинградская АЭС (4 000 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. ТЭЦ «Монди СЛПК» (541 МВт, АО «Монди СЛПК»)
11. Первомайская ТЭЦ (ТЭЦ-14) (524 МВт, ПАО «ТГК-1»)
12. Каскад Серебрянских ГЭС (513,5 МВт, ПАО «ТГК-1»)



Важнейшие электросетевые объекты

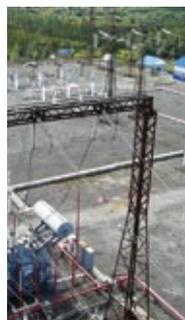
ПАО «ФСК ЕЭС»:

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



Перспективные объекты генерации

- Ленинградская АЭС-2 (блоки № 1, 2, 3, 4 по 1 170 МВт, АО «Концерн Росэнергоатом»)
 - Новоколпинская ТЭЦ (блок № 2, 110 МВт, АО «ГСР ТЭЦ»)
 - ЭС-1 Центральной ТЭЦ (блоки № 1, 2 по 50 МВт, ПАО «ТГК-1»)
 - Юго-Западная ТЭЦ (блок 2, 300 МВт, АО «Юго-Западная ТЭЦ»)
- АО «Интер РАО – Электрогенерация»:
- Маяковская ТЭС (160 МВт)
 - Приморская ТЭС (195 МВт)
 - Прегольская ТЭС (440 МВт)
 - Талаховская ТЭС (160 МВт)

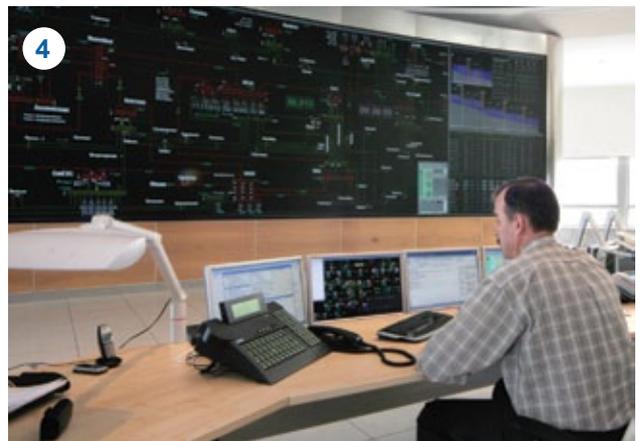


Перспективные электросетевые объекты

ПАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 330 кВ Усть-Луга, Ломоносовская, Мурманская
- Вторая цепь транзита 330 кВ Кола – Карелия – Ленинград
- ВЛ 750 кВ Ленинградская – Белозерская
- ВЛ 330 кВ Лужская – Псков, Новоскольники – Талашкино
- Объекты схемы выдачи мощности Ленинградской АЭС-2 – ВЛ 750 кВ ЛАЭС – Копорская – Ленинградская с заходом на ПС 750 кВ Копорская, ВЛ 330 кВ Гатчинская – Копорская, Кингисеппская – Копорская, КВЛ Копорская – Пулковская – Южная

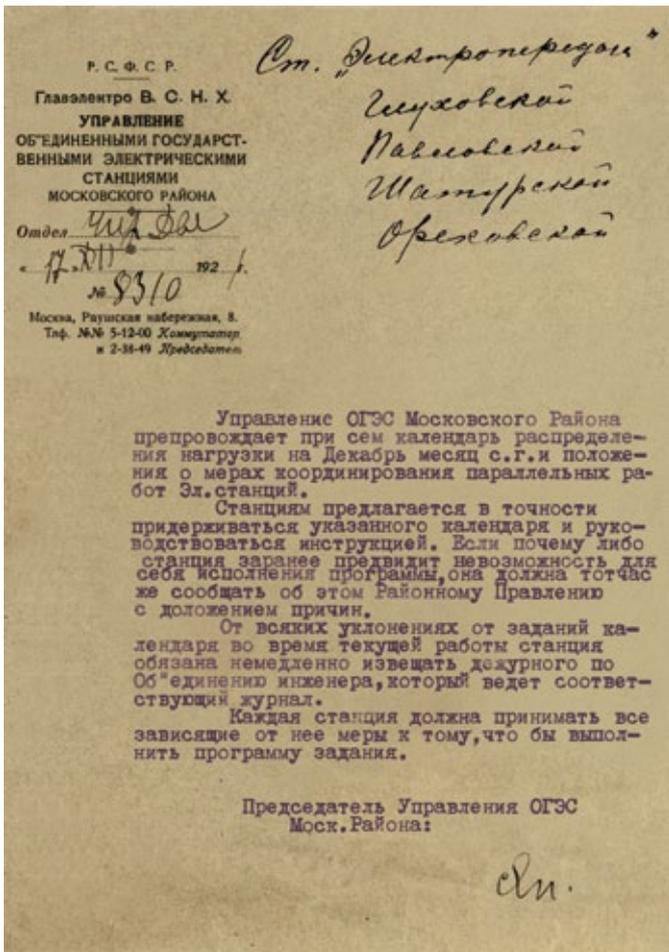
Диспетчерские центры АО «СО ЕЭС»



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

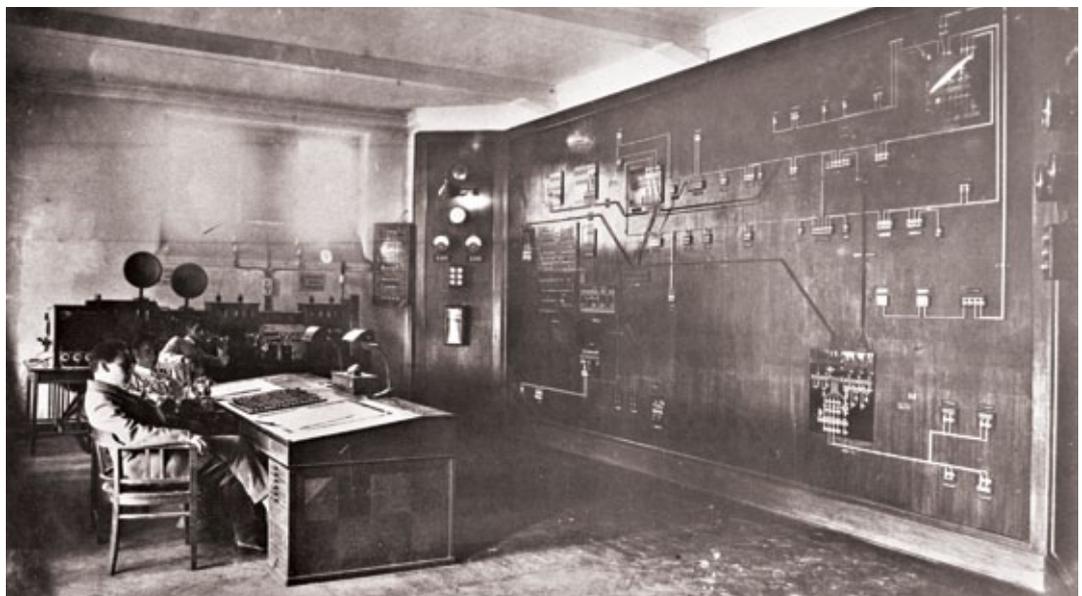
Организована первая в стране диспетчерская служба, осуществляющая управление режимами Московской энергосистемы из диспетчерского пункта, оборудованного диспетчерским щитом с мнемонической схемой энергосистемы и диспетчерской связью с энергообъектами. В том же году создана диспетчерская служба Ленинградской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



1946

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

1956

Включение под нагрузку 30 апреля южной цепи строящейся электропередачи 400 кВ Куйбышев – Москва.

Начало формирования 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 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.

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»



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) Об организации деятельности правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федерального штаба) (утв. постановлением Правительства РФ от 25.11.2008 № 637)*
- *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*



Термины и определения

Качество электрической энергии

Степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям.

Контролируемое сечение

Совокупность линий электропередачи и других элементов сети, определяемых диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления, перетоки активной мощности по которым контролируются и (или) регулируются в целях обеспечения устойчивости энергосистемы и допустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования.

Максимально допустимый переток активной мощности

Наибольшее значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении в нормальном режиме.

Мощность располагаемая

Установленная мощность генерирующего оборудования, сниженная на величину ограничений установленной мощности или увеличенная на величину длительно допустимого превышения над номинальной мощностью отдельных типов турбоагрегатов.

Мощность рабочая

Максимальная мощность, готовая к несению нагрузки, определяемая как располагаемая мощность электростанции, сниженная на величину располагаемой мощности генерирующего оборудования, выведенного в ремонт, консервацию и вынужденный простой.

<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>Авария</i>	Технологическое нарушение на объекте электроэнергетики и (или) энергопринимающей установке, приведшие 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>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>Диспетчер диспетчерского центра</i>	Работник субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, уполномоченный 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>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 диспетчером диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего (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 производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, связанных единым процессом производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

<i>Мощность установленная (номинальная)</i>	Мощность, с которой электроустановка, оборудование могут 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 электрической энергии (мощности) и электроснабжению потребителей электрической энергией путем технологического взаимодействия объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей, 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 и 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</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, всех изменений режима, состояния оборудования и аварийно-предупредительных сообщений в темпе поступления информации, а также 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 третьим 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 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 энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.
<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>	Совокупность технических параметров, характеризующих единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии (мощности) в энергосистеме и состояние 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 режима энергосистемы (частоты электрического тока, напряжения, активной и реактивной мощности).
<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, замыканий на землю и других ненормальных режимов работы линий электропередачи и оборудования, которые могут привести к повреждению и (или) нарушению устойчивости энергосистемы, 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 сутки 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 автоматического регулирования частоты и активной мощности на электростанциях.
<i>Эксплуатационное состояние оборудования</i>	Состояние оборудования: в работе (в том числе нахождение под напряжением), в резерве, в ремонте, в вынужденном простое или в консервации.
<i>Электроэнергетическая система (энергосистема)</i>	Совокупность объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, связанных общностью режима работы в непрерывном процессе производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.
<i>Электроустановка</i>	Совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другие виды 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
<http://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.

