

СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ



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

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

История оперативно-диспетчерского управления в отечественной энергетике насчитывает более 90 лет. Постоянное развитие, обусловленное увеличением сложности, 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 ЕЭС 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 ОАО «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 помогает обеспечивать стабильную работу российской энергетики. Многое послужит фундаментом устойчивости энергосистемы на долгие десятилетия вперед.

Главными достижениями первого десятилетия работы Системного оператора стали:

- Единая прозрачная технология планирования, ручного и автоматического управления электроэнергетическими режимами, составления балансов, рассмотрения заявок, планирования ремонтных кампаний, определения принципов и настройки устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики, позволяющая добиться устойчивой и эффективной работы объектов и энергосистем на уровне регионов, крупных энергообъединений и энергосистемы страны в целом.
- Органичное внедрение современных экономических принципов в сформировавшуюся на протяжении 80 лет модель взаимоотношений в отрасли, позволившее экономически стимулировать субъектов энергетики к действиям в интересах устойчивой работы энергосистемы, увязать управление электроэнергетическими режимами с оптимизацией затрат.
- Стройная система управления перспективной надежностью 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.

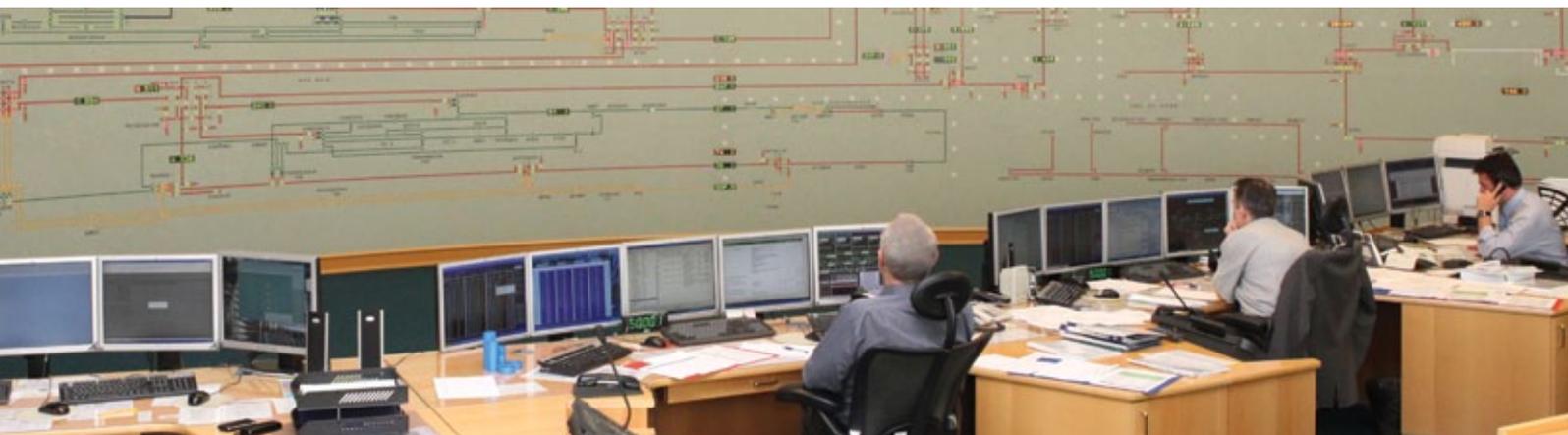
Представляем вашему вниманию издание, рассказывающее об основных задачах и функциях, полномочиях и регионах ответственности, истории и сегодняшнем состоянии, технологиях и людях Системного оператора, обеспечивающего стабильность и развитие одной из крупнейших энергосистем мира.



Оглавление

| | |
|---|----|
| О компании | 3 |
| Задачи и функции | 7 |
| Ключевые деловые процессы ОАО «СО ЕЭС» | 8 |
| Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России | 12 |
| Обеспечение перспективного развития ЕЭС России | 18 |
| Обеспечение работы оптовых рынков в электроэнергетике | 20 |
| Автоматическое управление энергосистемой в нормальных и аварийных режимах | 24 |
| Технический контроллинг | 26 |
| Развитие международной диспетчеризации | 27 |
| Команда руководителей | 29 |
| Объект управления – ЕЭС России | 31 |
| Подготовка персонала | 35 |
| Филиалы | 37 |
| Восток | 38 |
| Сибирь | 40 |
| Урал | 42 |
| Средняя Волга | 44 |
| Юг | 46 |
| Центр | 48 |
| Северо-Запад | 50 |
| История | 53 |
| Нормативно-правовая база | 57 |
| Термины и определения | 59 |
| Контактная информация | 63 |

О КОМПАНИИ



Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС») – специализированная инфраструктурная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе России.

Роль и задачи Системного оператора в обеспечении функционирования энергосистемы 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. № ФЗ-35 «Об электроэнергетике», содержащим отдельную главу об оперативно-диспетчерском управлении в электроэнергетике. Правила работы Системного оператора определяются Постановлениями Правительства Российской Федерации и другими нормативными правовыми актами.

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).

ОАО «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, ОАО «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 служба по тарифам.

ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» (до 06.02.08 г. – ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС») образовано 17 июня 2002 года на базе Центрального диспетчерского управления ЕЭС России и 7 диспетчерских управлений объединенными энергосистемами. В последующие шесть лет в состав ОАО «СО ЕЭС» на правах филиалов вошли образованные на базе диспетчерских служб энергокомпаний и вновь созданные диспетчерские управления региональными энергосистемами.

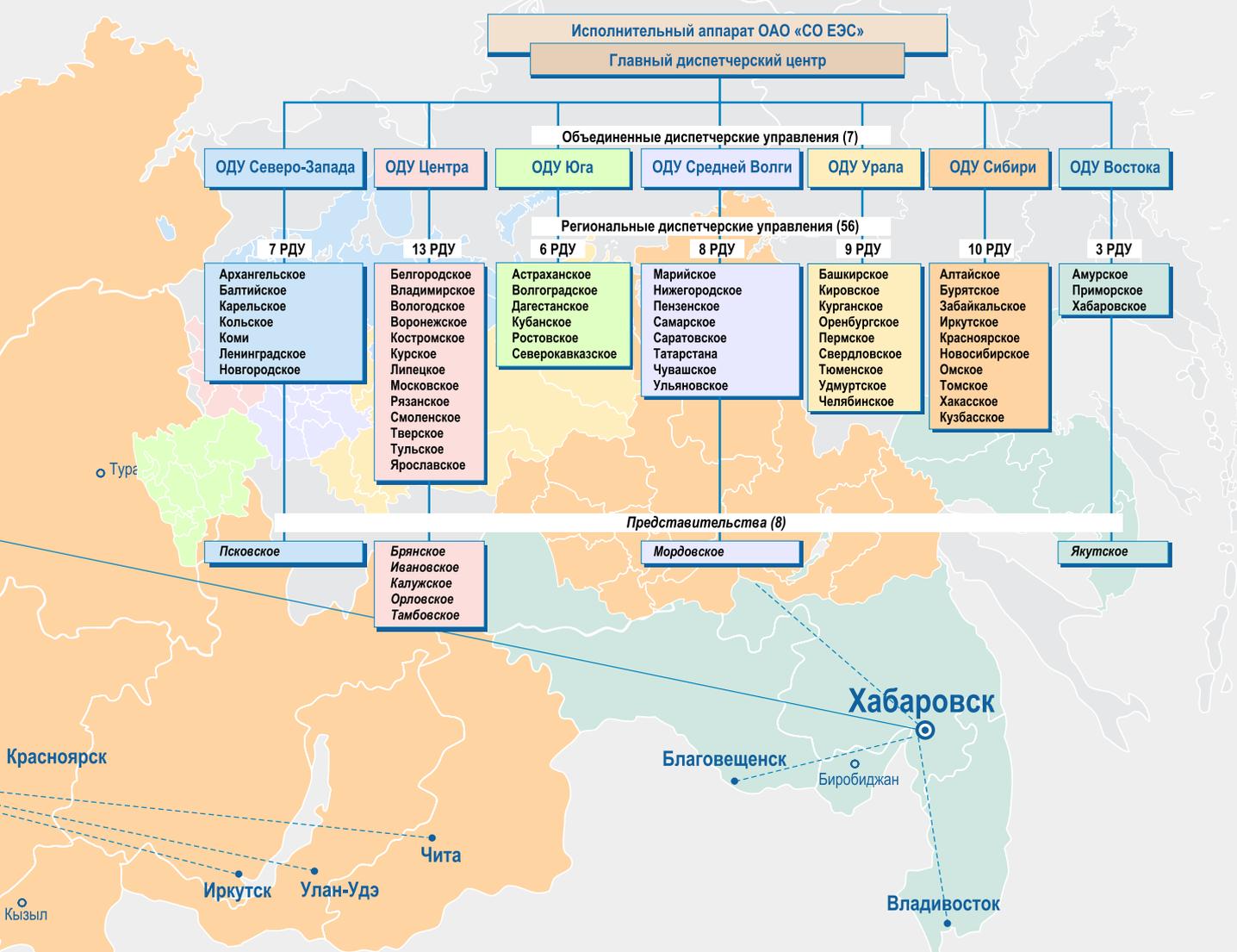
Структура Системного оператора в соответствии с иерархическим принципом оперативно-диспетчерского управления в ЕЭС России представляет собой единую трехуровневую вертикаль с четким разделением полномочий.

Верхний уровень – главный диспетчерский центр в Москве, который осуществляет оперативно-диспетчерское управление всей Единой энергосистемой 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 изменения режима энергообъединения, и координирующих деятельность филиалов третьего уровня.

Третий уровень вертикали – 56 филиалов – региональных диспетчерских управлений (РДУ), осуществляющих оперативно-диспетчерское управление энергосистемами одного или нескольких субъектов Российской Федерации.

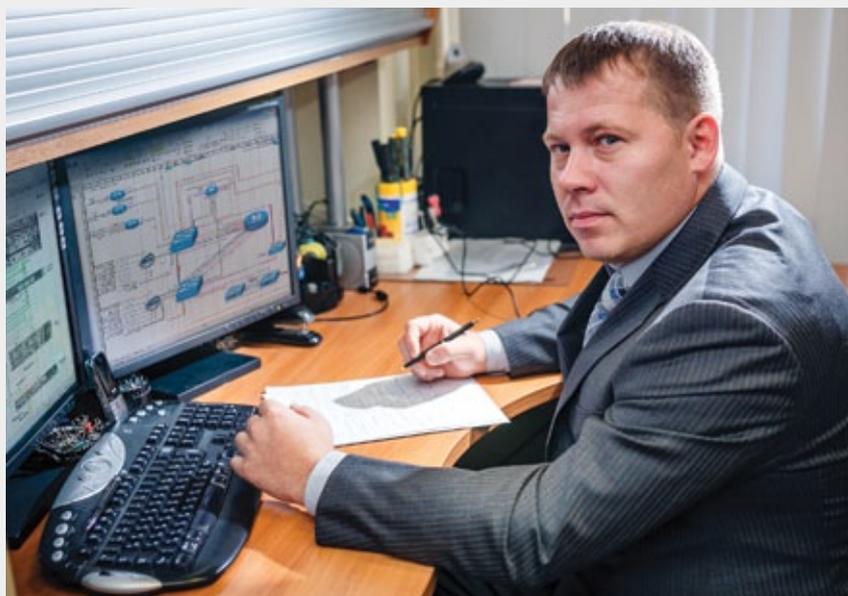
Для взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» с субъектами электроэнергетики, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, территориальными органами Ростехнадзора, МЧС России в регионах, режимы энергосистем которых существуют только во взаимосвязи с соседними энергосистемами и управляются укрупненными региональными диспетчерскими управлениями, созданы представительства ОАО «СО ЕЭС». Представительства функционируют в Брянской, Ивановской, Калужской, Орловской, Псковской, Тамбовской областях и Республике Мордовия. В связи с началом реализации планов по присоединению к ЕЭС изолированных энергорайонов, создано представительство в Республике Саха (Якутия).



Коллектив компании составляют профессионалы, способные организовать надежное оперативно-диспетчерское управление энергосистемами, произвести точный расчет и анализ режимов их работы, обеспечить координацию эксплуатации и развития комплексов релейной защиты и противоаварийной автоматики, четко спрогнозировать производство и потребление электроэнергии и мощности, организовать процесс перспективного развития энергосистем, эффективную работу рынков электроэнергии, мощности и услуг по обеспечению системной надежности, специалисты по гидроэнергетическим режимам, информационным технологиям, а также профессионалы в других областях технологического управления в электроэнергетике. Все вместе они обеспечивают ответственное и качественное выполнение функций Системного оператора, возложенных на него государством.



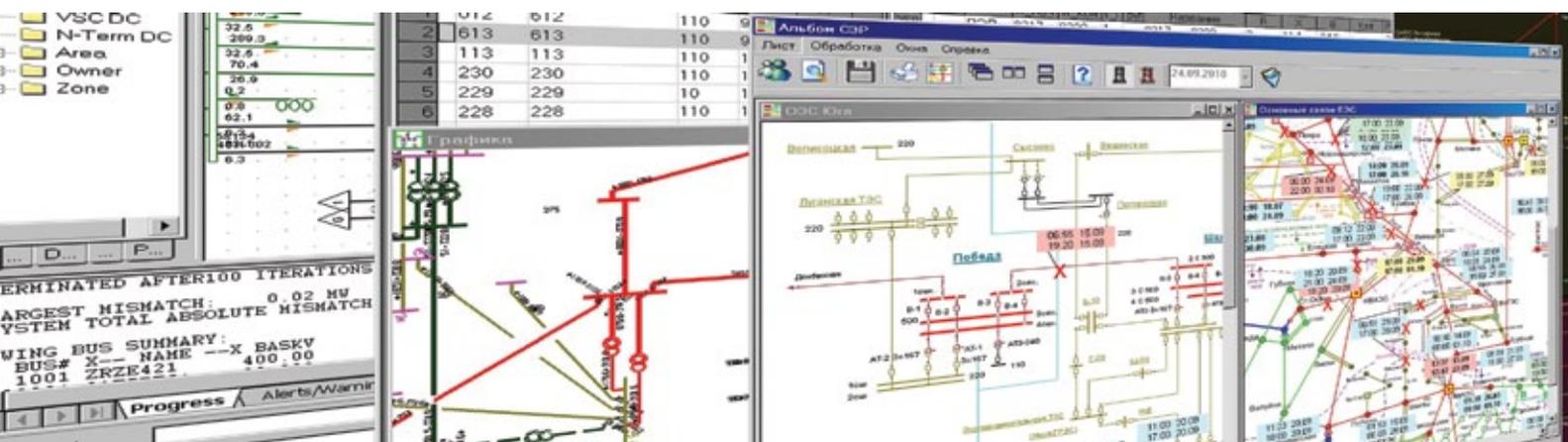
Ведущий эксперт Службы
релейной защиты и автоматики
Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга
Е.В. Богатиков



Ведущий эксперт Службы
программно-аппаратных комплексов
ОАО «СО ЕЭС»
И.В. Тимченко

Четкая регламентированность полномочий ОАО «СО ЕЭС», независимость от коммерческих интересов отдельных субъектов электроэнергетики, прозрачность и обоснованность действий, высокая квалификация персонала позволяют Системному оператору принимать своевременные объективные решения, что является основой стабильности функционирования Единой энергетической системы России.

ЗАДАЧИ И ФУНКЦИИ





Ключевые деловые процессы ОАО «СО ЕЭС»

1

Создание и сопровождение математических моделей энергосистемы

- Сбор и актуализация информации о параметрах оборудования, схемах объектов электроэнергетики.
- Совместное с субъектами электроэнергетики проведение контрольных замеров (потокораспределения, напряжения, мощности, нагрузок и т.п.)
- 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 сложных несимметричных режимов.

2

Формирование информации о реальном 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:

- определения областей допустимых электроэнергетических режимов;
- оценки последствий аварийных событий в энергосистеме;
- ввода режима в допустимую область при аварийных возмущениях.

3

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 статической и 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.

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, год и долгосрочную перспективу.
- Расчет рабочей мощности ТЭС и ГЭС с учетом графика ремонтов.
- Расчет и формирование сводного прогнозного баланса электрической энергии и мощности на неделю, месяц, год и долгосрочную перспективу.



Ведущий специалист
Службы долгосрочного планирования
режимов и балансов
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
ОДУ Средней Волги
И.В. Столярова

5

Составление скоординированных месячных и годовых графиков ремонта ЛЭП, оборудования и устройств на основе предложений собственников

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

Рассмотрение диспетчерских заявок на вывод в ремонт ЛЭП, оборудования и устройств с учетом месячных графиков и реальной схемно-режимной ситуации

6

- Получение заявок на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объектов диспетчеризации (срок, длительность, уточнение планируемых схем, уточнение состава генерирующего оборудования, состояния устройств противоаварийной автоматики).
- Оценка соответствия заявок графикам ремонтов.
- Определение допустимости электроэнергетических режимов работы энергосистемы с учетом прогнозируемых балансов электроэнергии и мощности, реализации разрешенных заявок, аварийных и неотложных ремонтов.
- Разрешение заявок для их последующей реализации.

7

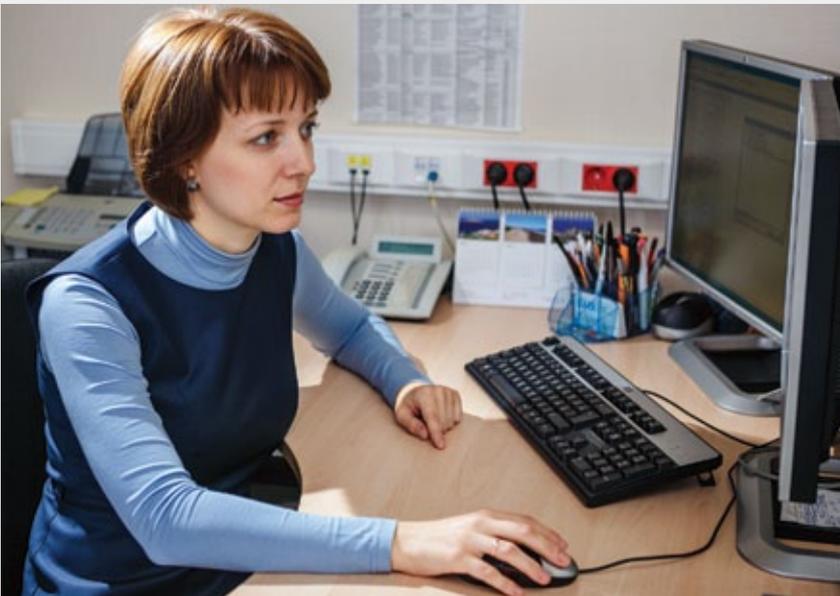
Подготовка режимных указаний с учетом плановых и unplanned ремонтов ЛЭП, оборудования и устройств, аварийных отключений

- Анализ режимных последствий рассматриваемых заявок, изучение планируемой схемно-режимной ситуации, прогноз балансов на рассматриваемый период.
- Проведение расчетов статической и динамической устойчивости с целью определения максимально допустимых перетоков.
- Разработка мероприятий, обеспечивающих возможность вывода оборудования в ремонт.
- Разработка на особо сложные ремонты оперативных указаний для диспетчера, определяющих порядок действий по вводу послеаварийного режима в допустимую область.

8

Разработка оптимального диспетчерского графика

- Получение данных о предлагаемом составе и параметрах генерирующего оборудования на планируемые сутки, утверждение состава включенного генерирующего оборудования.
- Формирование актуальной расчетной модели энергосистемы на основе прогноза потребления, параметров генерирующего оборудования, топологии сети и сетевых ограничений.
- Оптимизация диспетчерского графика: минимизация стоимости электроэнергии, минимизация затрат на топливо, минимизация расходов топлива и т.п..



Главный специалист
Службы оперативного планирования
режимов ОАО «СО ЕЭС»
О.В. Люфт

9

Автоматическое управление электроэнергетическим режимом энергосистемы посредством централизованных систем автоматического регулирования частоты и 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 нагрузки 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 работы энергосистемы:
 - отклонение потребления, изменение состава или параметров генерирующего и сетевого оборудования и ЛЭП от учтенных в диспетчерском графике;
 - необходимость проведения оперативных переключений.
- Определение необходимых мест и объемов управляющих воздействий.
- Выдача диспетчерских команд на реализацию управляющих воздействий.
- Осуществление контроля за выполнением команд.

11

Задание объемов и настройки автоматической частотной разгрузки (АЧР), объемов графиков аварийного ограничения режима потребления, контроль за реализацией

В части АЧР:

- 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).
- Проведение контрольных замеров для определения фактических величин нагрузок, подключенных к автоматике, достаточности и эффективности АЧР.

В части графиков аварийного ограничения режима потребления:

- Формирование прогнозного баланса энергосистемы с разбивкой по энергорайонам на период прохождения предстоящего ОЗП.
- Определение вероятных аварийных ситуаций, проведение расчетов балансов и электрических режимов для определения мест и объемов ввода аварийных ограничений.
- Согласование разработанных графиков аварийного ограничения режима потребления перед их утверждением сетевыми организациями.
- Контрольные замеры для определения фактически отключаемой нагрузки по графикам аварийного ограничения режима потребления.

12

Определение принципов действия, разработка технических решений, координация настройки устройств и систем противоаварийной, режимной автоматики, расчет уставок и обеспечение координации настройки РЗА

- Анализ электрических режимов и оценка рисков возникновения аварийных процессов.
- Расчеты аварийных режимов электрооборудования (коротких замыканий различных видов, сложных несимметричных повреждений, неполнофазных режимов).
- Разработка технических требований к функционированию РЗА.
- Расчеты параметров настройки устройств РЗА.
- Разработка и выдача субъектам электроэнергетики заданий на выполнение или модернизацию устройств РЗА, согласование проектных решений.
- Координация работ по модернизации и внедрению новых устройств.

13

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

- Подготовка исходной информации о перспективном развитии ОЭС:
 - расчет прогноза потребления;
 - сбор данных о присоединяемой нагрузке потребителей, вводах, демонтажу, 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 ОЭС 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».

14

Осуществление тренажерной подготовки диспетчерского персонала

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



Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России

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 генераторов, ЛЭП, подстанций и потребителей:

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

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

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

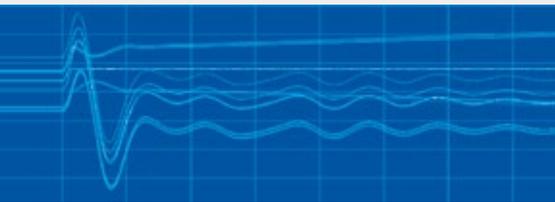
- определять перечень энергообъектов, изменять режимы работы которых нельзя без его решения;
- планировать режимы работы этих объектов;
- отдавать на объекты обязательные для исполнения команды и разрешения.

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, распределения и потребления электрической энергии в масштабах Единой энергосистемы России вовлечены одновременно сотни электростанций, тысячи линий электропередачи и миллионы потребителей. Обязанность и ответственность Системного оператора, обладающего необходимым инструментарием, технологиями и компетенцией, – заблаговременно рассчитать и спланировать режимы работы всех объектов энергосистемы, 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.

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



Расчет электроэнергетических режимов

Для эффективного и безопасного управления энергосистемой 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 энергосистемы учитываются: топология электрической сети, состав электросетевого оборудования, состав и параметры генерирующего оборудования, величины допустимых перетоков активной мощности и токовых нагрузок и другие показатели;

Расчетная модель ЕЭС на сегодняшний день включает более 8000 узлов, 12000 ветвей, 2000 генераторов на 600 электростанциях, 700 сечений, 250 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;

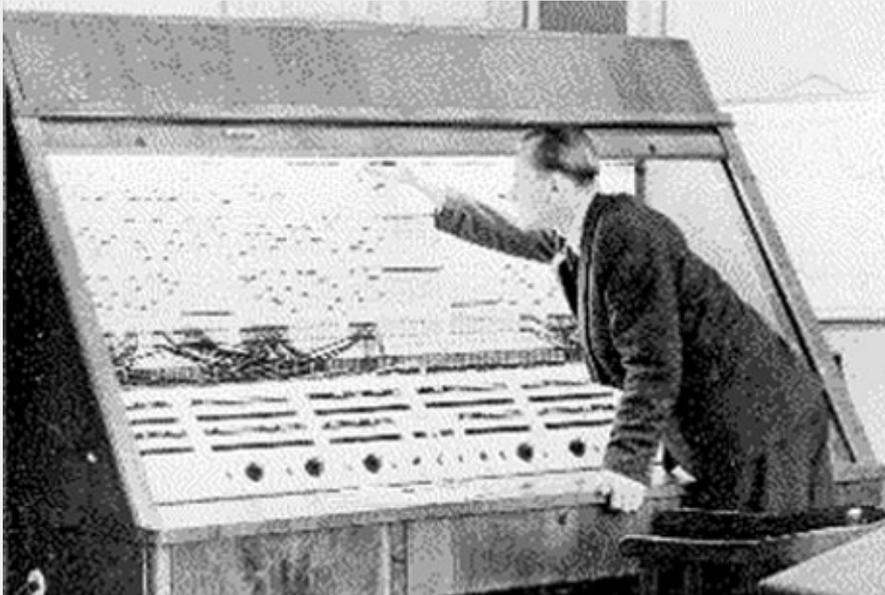
Переходный процесс – изменение параметров электроэнергетического режима, вызванное возникновением в энергосистеме какого-либо возмущения (изменения в условиях работы электроэнергетической системы, связанное с включениями, плановыми или аварийными отключениями, коротким замыканием или отказами ее отдельных элементов – ЛЭП, подстанций, генераторов и т. п.) и обусловленное сложным взаимным сочетанием электромагнитных и электромеханических процессов. Переходный процесс 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 обеспечивать совместную 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 устойчивости работы генерирующего оборудования в энергосистеме при нормативных возмущениях;

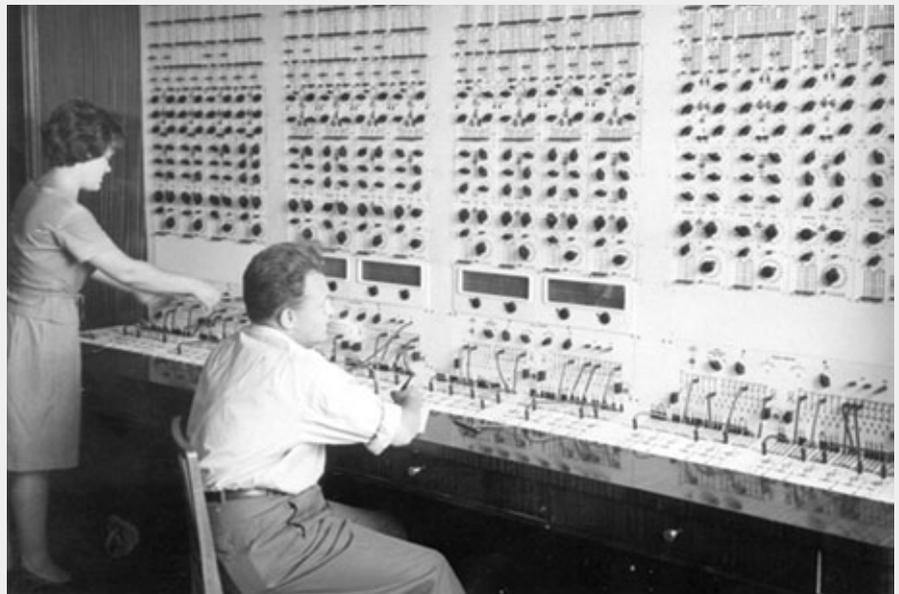
- на основании расчетов установившихся режимов, статической и динамической устойчивости, определяют максимально допустимые и аварийно допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях, формируют инструктивные материалы и диспетчерскую документацию диспетчерских центров, разрабатывают требования 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.

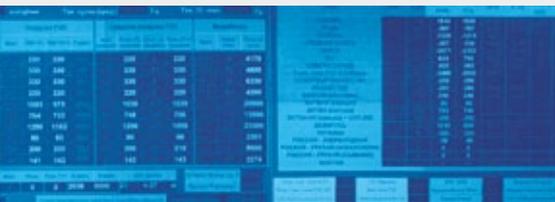


Расчетный стол
постоянного тока службы РЗА
для расчета токов короткого
замыкания.
50-е годы XX века

Универсальная высокочастотная
модель переменного тока для
расчета электрических режимов
энергосистемы.
ОДУ Средней Волги, 1962 год



Начальник отдела
Службы электрических режимов
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
ОДУ Урала О.И. Осинцева
за расчетом режима



Планирование электроэнергетических режимов работы энергообъектов и энергосистем

Планирование производится на период от каждого получаса внутри суток до 1 года. 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,
- нормы расхода гидроресурсов в водохранилищах гидроэлектростанций,
- результаты торговли на оптовом рынке электроэнергии (мощности).

В основе планирования режимов лежит четкое понимание потребностей в электроэнергии и мощности. Прогнозирование потребностей 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 производстве, потреблении и перетоках электроэнергии, фактических режимах работы объектов электроэнергетики, энергосистем субъектов Российской Федерации, ОЭС и ЕЭС России в целом.

Объект диспетчеризации – любой элемент энергосистемы, режим работы и состояние которого могут влиять на ее электроэнергетический режим. Поскольку устойчивое функционирование энергосистемы достигается при согласованной работе таких объектов, права их собственников законодательно ограничиваются. Собственник не имеет права самостоятельно устанавливать режим работы, включать или выключать объект диспетчеризации. Влияние любого объекта на режим энергосистемы может оценить только структура, отвечающая за расчет электроэнергетических режимов, – Системный оператор. Он же наделен правом устанавливать режим работы всех объектов диспетчеризации в ЕЭС России.

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

Системный оператор координирует составление владельцами оборудования годовых планов 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. Окончательное решение о возможности отключения оборудования для проведения ремонта принимается на этапе составления суточного диспетчерского графика.

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



Начальник Службы
электрических режимов
ОАО «СО ЕЭС»
А.Ф. Михайленко

Объекты диспетчеризации ОАО «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:

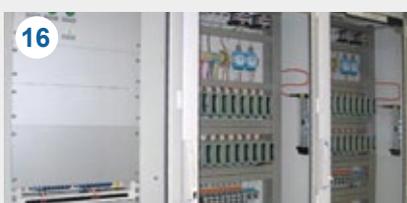
7. Системы шин
8. Высоковольтные выключатели
9. Трансформаторы, автотрансформаторы
10. Шунтирующие реакторы
11. Синхронные компенсаторы
12. Батареи статических конденсаторов

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





Управление в режиме реального времени

Непрерывное управление электроэнергетическими режимами ЕЭС – 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 энергетическими объектами максимально концентрируются в тот момент, когда диспетчеру в ответ на изменение в энергосистеме необходимо проанализировать ситуацию, принять решение и отдать команду на объект электроэнергетики. 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 дежурному персоналу объектов электроэнергетики команды на загрузку и разгрузку оборудования, восстановление резервов активной и реактивной мощности, изменение конфигурации электрической сети.

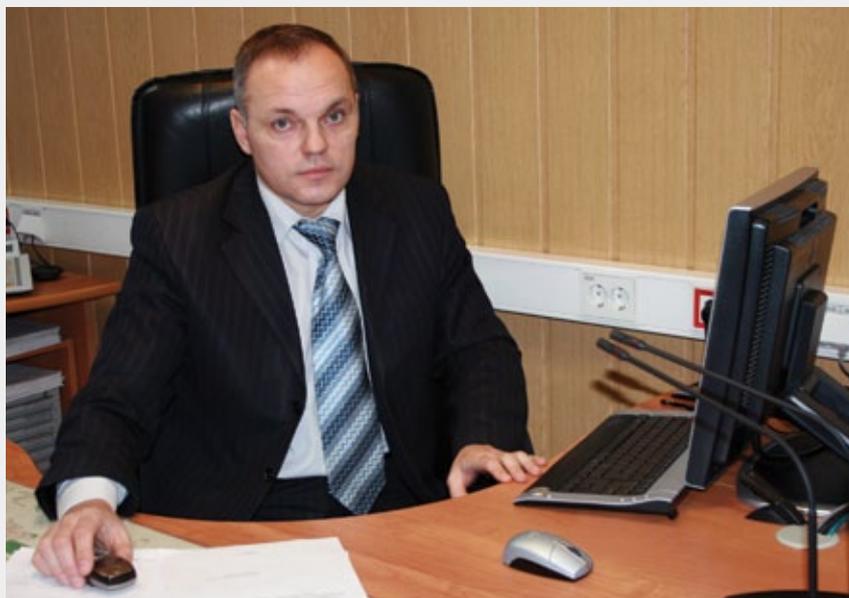
Управление режимом в реальном времени основано на точном следовании управляемых объектов диспетчерским графикам и выполнении команд диспетчера.

Персонал объектов электроэнергетики обязан выполнить 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.

Ежесуточно диспетчерам Системного оператора в среднем приходится сталкиваться и ликвидировать последствия до 70 крупных и средних аварий в ЕЭС. 80% из них приходится на объекты электросетевого хозяйства 110 кВ и выше, остальные – на электростанции установленной мощностью 25 МВт и выше. В 2012 году зарегистрировано более 24 300 таких аварий.

Благодаря корректному управлению режимом и оперативным действиям диспетчеров Системного оператора во взаимодействии с персоналом энергокомпаний, только 3% аварий в ЕЭС России приводит к прекращению электроснабжения значительного количества потребителей электрической энергии. В 2012 году таких случаев зарегистрировано 793.



Первый заместитель директора –
главный диспетчер
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
Архангельское РДУ
К.И. Феденюк



Обеспечение перспективного развития Единой энергетической системы России

Для поступательного, своевременного и сбалансированного развития Единой энергосистемы России необходима подготовка точных прогнозов, формирование планов перспективного развития на их основе.

Долгосрочная стратегия развития энергетики формируется при разработке Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на 15 лет.

Среднесрочные сбалансированные планы строительства сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей в масштабах Единой энергетической системы на 7-летний период реализуются в Схеме и программе развития ЕЭС России.

Определение среднесрочных перспектив развития региональных энергосистем обеспечивается разработкой схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации на 5-летний срок.

Отправная точка для разработки всех указанных документов – прогнозы потребления электроэнергии и мощности в ЕЭС России и субъектах Российской Федерации, а также объемов производства электроэнергии на электростанциях.

Для определения возможности и условий надежной работы энергосистемы в прогнозируемых условиях необходим расчет перспективных электроэнергетических режимов. Поэтому одним из основных участников процесса планирования выступает Системный оператор, а при подготовке прогнозов и оценке перспективных режимов работы энергосистем используется перспективная расчетная модель ЕЭС России, разработанная в ОАО «СО ЕЭС».

Участие Системного оператора в разработке схем и программ развития определено Постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823.

Схемы и программы развития являются основой для:

- формирования инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;
- формирования территориальных программ развития субъектов РФ;
- исходных данных, учитываемых при проведении конкурентного отбора мощности, анализе технологических параметров функционирования ЕЭС России и прогнозируемой пропускной способности сетей.

Одно из важнейших направлений деятельности Системного оператора – участие в процедуре технологического присоединения к электрической сети и в согласовании проектной документации на создаваемые и реконструируемые объекты.

Для обеспечения ввода в эксплуатацию каждой единицы энергетического и электросетевого оборудования, Системный оператор выполняет комплекс мероприятий, включающий рассмотрение и согласование схем выдачи мощности электростанций (схем внешнего электроснабжения крупных потребителей), технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям, технических заданий, проектной и рабочей документации на объекты нового строительства и реконструкции, а также проверку выполнения принятых технических решений.

Подготовительный комплекс мероприятий завершается созданием режимных условий для проведения комплексного опробования вновь вводимого оборудования.

В течение 2012 года объем новых вводов генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России составил 6 134,3 МВт, в том числе:

- 1 энергоблок АЭС установленной мощностью 1 000 МВт
- 2 паросиловых энергоблока ТЭС общей установленной мощностью 433 МВт
- 10 энергоблоков ПГУ 3 097,4 МВт
- 15 ГТУ 236,8 МВт
- 3 паросиловых установки 23,9 МВт
- 8 гидроагрегатов 1 338,4 МВт

За 6 месяцев 2013 года на электростанциях ЕЭС России введено 9 единиц нового генерирующего оборудования суммарной установленной мощностью 1 620,3 МВт.

В части электросетевого оборудования в течение 2012 года и 1–2 кварталов 2013 года в ЕЭС России введено:

- более 50 ЛЭП напряжением 220 кВ и выше;
- около 100 единиц (авто)трансформаторного оборудования напряжением 220 кВ и выше.

При реализации указанных процедур специалисты ОАО «СО ЕЭС» выполняют расчеты электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания, параметров настройки (уставок) устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики генерирующего и электросетевого оборудования и технологически связанных объектов ЕЭС. Выполняемые расчеты позволяют учесть особенности каждого этапа строительства, что позволяет осуществить весь комплекс работ по вводу нового оборудования без перерывов в электроснабжении потребителей и нарушения графиков ремонта оборудования электросетевых и генерирующих компаний.

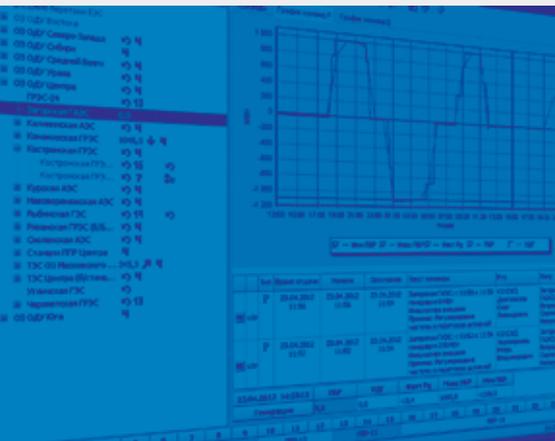
При проектировании каждого объекта электроэнергетики специалистами ОАО «СО ЕЭС» на всех уровнях диспетчерского управления осуществляется рассмотрение и согласование, в зависимости от параметров объекта, до 150 томов проектной и рабочей документации.

Заключительной стадией процедуры ввода в эксплуатацию новой единицы генерирующего оборудования является проведение его комплексного опробования, тестирования генерирующего оборудования для целей аттестации мощности (для электростанций участников оптового рынка). Системный оператор осуществляет рассмотрение и согласование программ комплексного опробования, контролирует процесс проведения испытаний на предмет соответствия согласованной программе и осуществляет проверку документов, сформированных по их результатам и предоставляемых для целей аттестации.

Системный оператор контролирует соответствие каждого этапа требованиям регламентов рынка и иных нормативных документов, действующих в отрасли, в том числе, оценивает корректность определения установленной мощности согласно Регламенту аттестации генерирующего оборудования и действующим ГОСТ для соответствующего типа вновь вводимого оборудования.

Во исполнение требований Постановления Правительства РФ от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» специалистами ОАО «СО ЕЭС» за 2012 и 6 месяцев 2013 года рассмотрены 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 2012 и 2013 годах ОАО «СО ЕЭС» совместно с ОАО «ФСК ЕЭС» разработаны Схемы и программы развития ЕЭС России на 2012–2018 годы и 2013–2019 годы, а также оказана поддержка 78 субъектам РФ в разработке схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ.



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 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 работу энергосистемы.

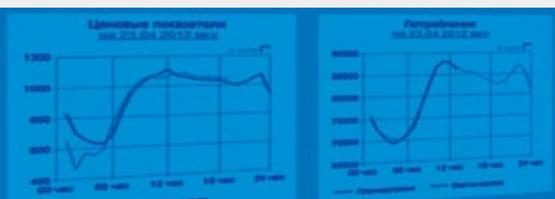
Правила, в соответствии с которыми осуществляется оптовая торговля электроэнергией и мощностью в ЕЭС, утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации.

Рыночные процедуры проводятся более чем на 80% территории ЕЭС России. Остальная территория относится к неценовым зонам оптового рынка, где условия для конкурентного ценообразования отсутствуют и действует тарифное регулирование.

Основу работы оптовых рынков 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,
- расчет объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности и показателей соблюдения объема и сроков проведения ремонтов объектов электросетевого хозяйства.





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 поставки 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 – ОАО «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.



Директор по энергетическим рынкам
и инновационному развитию
ОАО «СО ЕЭС»
А.М. Катаев

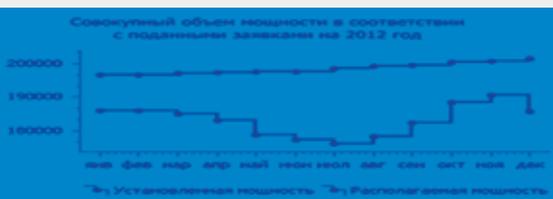
Балансирующий рынок

Все изменения уровня потребления, сетевые ограничения, состояние 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 объектов управления графиков генерации при фактическом управлении ЕЭС в режиме реального времени реализуется в рамках балансирующего рынка.

В течение суток Системный оператор многократно проводит формирование прогнозов спроса (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 по управлению режимом.

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



РЫНОК МОЩНОСТИ

Мощность – особый товар, покупка которого предоставляет участнику оптового рынка право требовать от поставщика мощности поддерживать генерирующее оборудование в готовности к выработке электроэнергии.

Рынок мощности основан на ежегодно проводимых конкурентных отборах мощности (КОМ), в рамках которых ОАО «СО ЕЭС» определяет прогнозируемый спрос на мощность с учетом необходимых объемов резервов, предельные величины поставки между зонами свободного перетока с учетом развития сетевой инфраструктуры и иные технологические параметры ЕЭС, и осуществляет отбор генерирующих мощностей в объеме, необходимом для покрытия спроса, с учетом технических и технологических ограничений.

В КОМ на 2013 год для покрытия 183,5 тыс. МВт прогнозного спроса Системным оператором было отобрано 159,7 из 162,3 тыс. МВт предложенных к отбору мощностей. Кроме того, покрытие спроса обеспечивается за счет подлежащих обязательной покупке на оптовом рынке 16,5 тыс. МВт мощностей, построенных по Договорам о предоставлении мощности (ДПМ) и новых АЭС и ГЭС, а также 8,5 тыс. МВт генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме.

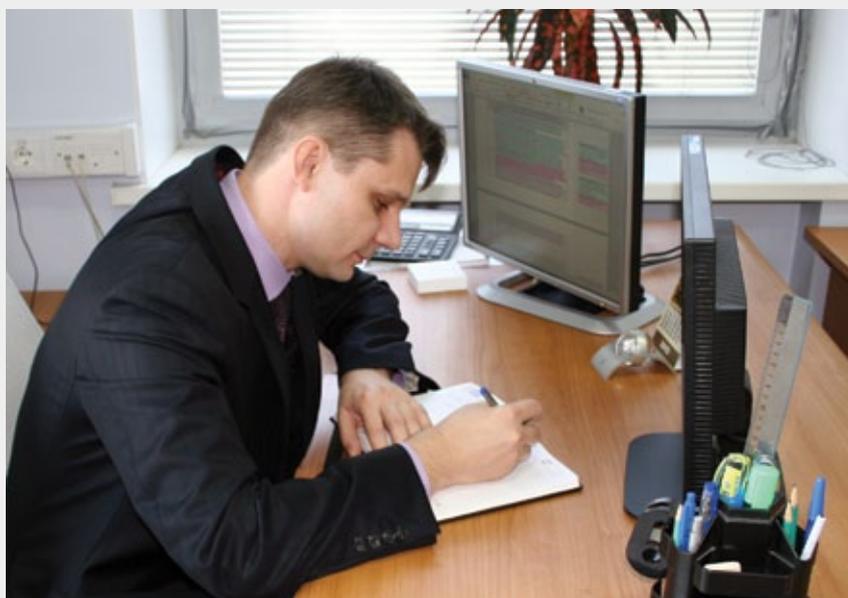
В КОМ на 2013 год не отобрано 2,6 тыс. МВт мощностей из-за высокой цены и несоответствия минимальным техническим требованиям к генерирующему оборудованию.

По результатам КОМ, у собственников генерирующего оборудования формируются обязательства на предстоящий год по своевременному вводу новых и поддержанию в готовности к работе действующих генерирующих мощностей в обмен на обязательства по их оплате со стороны потребителей.

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

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

По состоянию на 1 января 2013 года, Системный оператор осуществляет ежедневный контроль за выполнением обязательных технических требований в отношении каждой из 1966 зарегистрированных на оптовом рынке единиц генерирующего оборудования 408 электростанций участников оптового рынка.



Начальник Службы
сопровождения рынков
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
ОДУ Центра
А.В. Осипов



Рынок системных услуг

Рынок системных услуг позволяет экономически стимулировать владельцев генерирующих объектов к модернизации электростанций и оснащению их оборудованием со специфическими, не обязательными для всех объектов характеристиками. Рынок системных услуг формирует источник для возмещения затрат на поддержание надежности участниками рынка, связанных с такими мероприятиями, как размещение резервов активной мощности, первичное и вторичное регулирование частоты, регулирование напряжения, и прочими действиями, направленными на обеспечение системной надежности, 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 электроэнергии и мощности в соответствии с установленным ФСТ специальным тарифом.

Виды услуг по обеспечению системной надежности, порядок отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих такие услуги, а также правила их оказания и механизмы ценообразования определены постановлением Правительства Российской Федерации. В настоящее время в ЕЭС России осуществляется оказание следующих видов системных услуг:

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

*В декабре 2012 года Системный оператор провел конкурентный отбор и заключил договоры оказания услуг по АВРЧМ, что обеспечило возможность привлечения к вторичному регулированию 26 энергоблоков ТЭС с суммарной величиной резервов вторичного регулирования ± 407 МВт. В период паводка с 16 апреля по 11 июня 2013 года впервые в ЕЭС России задачи АВРЧМ были в основном возложены на тепловую генерацию, что позволило отказаться от размещения резервов АВРЧМ на ГЭС первой ценовой зоны и наиболее рационально использовать гидроресурсы, обеспечить работу ГЭС в базовом режиме с увеличением выработки электроэнергии оценочно на 300 млн кВт*ч. Максимально эффективное использование гидроресурсов в паводковый период не только целесообразно с экономической точки зрения, но и минимизирует ряд технических и экологических проблем в период интенсивного половодья.*



Заместитель главного диспетчера –
начальник Оперативно-
диспетчерской службы
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
Амурское РДУ
Е.А. Болотов



Автоматическое управление энергосистемой в нормальных и аварийных режимах

Устройства релейной защиты и сетевой автоматики, выполненные на электромеханической элементной базе, применяются в электроэнергетике для выявления и отключения повредившегося оборудования и ЛЭП с конца XIX века.



Релейная защита

Устройства релейной защиты и сетевой автоматики ЛЭП и электрооборудования электрических станций 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, и отключает защищаемый элемент энергосистемы.

При возникновении технологических нарушений релейная защита обеспечивает устойчивость энергосистемы в целом, а также уменьшает размеры повреждения линий электропередачи и электрооборудования, а устройства сетевой автоматики обеспечивают высокую надежность электрических сетей, восстанавливая по возможности схемы электроснабжения потребителей электроэнергии и собственных нужд электрических станций и подстанций.

ОАО «СО ЕЭС» разрабатывает технические требования к оснащению энергетических объектов устройствами релейной защиты и сетевой автоматики и определяет параметры их настройки. Это обеспечивает оптимальное, с точки зрения надежности, построение системы релейной защиты и скоординированную работу устройств.



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.

ОАО «СО ЕЭС», решая задачи обеспечения надежности работы энергосистемы, определяет идеологию построения противоаварийной автоматики в ЕЭС России, разрабатывает нормативно-методическую базу и контролирует её выполнение субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.



Взаимная координация систем и устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики

Устройства релейной защиты, локальные комплексы и исполнительные элементы централизованных комплексов противоаварийной автоматики размещаются непосредственно на энергетических объектах.

Каждое из устройств имеет собственные настройки (уставки), зависящие от схемы электрической сети. Специалисты ОАО «СО ЕЭС» проводят необходимые расчеты, на основе которых осуществляют выбор уставок для этих устройств, а также систематически проверяют соответствие заданных ранее настроек текущим схемам и режимам работы энергосистемы. Выбор уставок проводится при реконструкции и модернизации энергообъектов, при вводе в работу нового генерирующего и сетевого оборудования.

Уставки передаются персоналу энергообъектов, который отвечает за реализацию этих настроек и работоспособность устройств.

Для достижения требуемой надежности ЕЭС России Системный оператор проводит единую техническую политику в сфере противоаварийного управления, координируя действия субъектов энергетики по развитию комплексов и устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики.

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 создается ЦСПА нового поколения, обладающая расширенными функциональными возможностями, включающими расчет управляющих воздействий по условиям обеспечения динамической устойчивости.



Регулирование частоты электрического тока и напряжения

Частота электрического тока – показатель соблюдения баланса производства и потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме. Отклонение частоты от номинального значения 50 Гц в большую сторону говорит о возникшем превышении генерируемой мощности над потребляемой, в меньшую – о ее недостаточности. 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 энергосистем с использованием централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (ЦС АРЧМ) – программно-аппаратных комплексов, установленных в главном диспетчерском центре ОАО «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 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.

Другой важнейший параметр электроэнергетического режима, влияющий на устойчивость параллельной работы генерирующего оборудования, – напряжение. Большое влияние на него оказывают характеристики и настройки систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций. Системный оператор, учитывая важность указанных характеристик, разработал и оформил в виде Стандарта требования, выполнение которых при строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении электростанций обеспечит повышение надежности функционирования энергосистемы. К Стандарту «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов» присоединились практически все собственники генерирующего оборудования в ЕЭС России.



Технический контроллинг

Объективным следствием высокой сложности энергосистемы, разнородности составляющих ее элементов и непредсказуемости внешних факторов воздействия является возникновение аварий и иных нестандартных ситуаций.

Подразделения технического контроллинга Системного оператора участвуют в расследовании аварий на объектах электроэнергетики в комиссиях, организуемых Ростехнадзором и собственниками объектов, проводят анализ их возникновения. Профессиональный анализ и расследование позволяют выявить первопричины возникновения и развития аварии, а также разработать необходимые противоаварийные мероприятия для предотвращения повторения аварий.

Авария в электроэнергетике – технологическое нарушение на объекте электроэнергетики или энергопринимающей установке, приводящее к разрушению или повреждению сооружений или технических устройств (оборудования), неконтролируемому взрыву или выбросу опасных веществ, отклонению от установленного технологического режима работы объектов электроэнергетики, полному или частичному ограничению режима потребления электрической энергии (мощности), возникновению или угрозе возникновения аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы, в том числе при потере управляемости объекта.

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.

Обязанности Системного оператора по участию 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.



Член Правления,
Директор по техническому
контроллингу ОАО «СО ЕЭС»
П.А. Алексеев



Развитие международной диспетчеризации

ЕЭС России работает в синхронном режиме с единой частотой электрического тока с энергосистемами Беларуси, Украины, Молдовы, Казахстана, Латвии, Литвы, Эстонии, Азербайджана, Грузии и Монголии. Также через энергосистему Казахстана осуществляется совместная работа с энергосистемами Центральной Азии – Узбекистана и Киргизии. Через вставку постоянного тока Выборгского преобразовательного комплекса осуществляется несинхронная связь с энергосистемой Финляндии. От электросетей России, в том числе через вставки постоянного тока, осуществляется передача электроэнергии в энергосистемы Китая, Норвегии и Финляндии.

ОАО «СО ЕЭС» осуществляет организацию и управление режимами совместной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем. Важнейшими условиями обеспечения устойчивой совместной работы является наличие общей нормативной и нормативно-технической базы и обязательность выполнения установленных условий и правил всеми энергосистемами. Системный оператор ЕЭС России совместно с зарубежными системными операторами разрабатывает новые и пересматривает действующие нормативно-технические документы.

С момента создания компании в 2002 году при участии ОАО «СО ЕЭС» разработано 18 нормативно-технических документов, утвержденных Электроэнергетическим Советом СНГ, 11 документов в рамках соглашения о параллельной работе Электрического кольца Беларусь – Россия – Эстония – Латвия – Литва (БРЭЛЛ) и около 30 трех- и двухсторонних документов, определяющих условия совместной работы ЕЭС России с энергосистемами зарубежных государств.

Развитие электроэнергетических рынков, продолжающиеся реформы электроэнергетики, изменение схемно-режимной ситуации требуют регулярного пересмотра нормативно-технических документов.

За период с июля 2012 по июль 2013 года утверждены изменения в Соглашении о поддержании и использовании нормативного аварийного резерва мощности в электрическом кольце БРЭЛЛ, Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в Электрическом Кольце энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии, Литвы (БРЭЛЛ), Положении об организации оперативно-диспетчерского управления синхронной работой ОЭС Беларуси, ЕЭС России, ЭС Эстонии, ЭС Латвии и ЭС Литвы, Соглашении по использованию пропускной способности и осуществлению трансграничной торговли по трансграничным электрическим связям 400 кВ между ПС Выборгская (Россия) – ПС Юлликяля / ПС Кюми (Финляндия).

Обязательность исполнения условий совместной работы достигается путем заключения двух- и многосторонних договоров в виде межправительственных соглашений. В настоящее время подписаны и действуют четыре межправительственных соглашения о мерах по обеспечению совместной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем, а также меморандум о взаимопонимании с Грузией.

В 2013 году результатом проделанной работы стало подписание межправительственного соглашения с Азербайджаном, а также подписание и введение в действие системными операторами России и Грузии нормативно-технологической документации, в том числе соглашения об обмене технологической информацией, положения об организации оперативно-диспетчерского управления совместной работой, инструкции по электроэнергетическим режимам.

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

Реализацию всех указанных мероприятий ОАО «СО ЕЭС» успешно осуществляет во взаимодействии с Минэнерго России, ОАО «ФСК ЕЭС» (позднее – с ОАО «Россети»), ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и с зарубежными системными операторами всех энергосистем сопредельных государств в рамках межправительственных органов, международных отраслевых и научно-технических организаций, постоянного двух- и многостороннего рабочего взаимодействия.

Системный оператор участвует в разработке новых вариантов и направлений электрических соединений ЕЭС с зарубежными энергосистемами для развития международного энергетического сотрудничества. Системный оператор принимает участие в разработке и согласовании технических заданий на ТЭО строительства межгосударственных ЛЭП и систем противоаварийной автоматики, обеспечивающих совместную работу ЕЭС России с энергосистемами соседних государств.

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 GO-15 (ранее – Very Large Power Grid Operators, VLPGO – ассоциация системных операторов крупнейших энергосистем), дает Системному оператору возможность вести заинтересованный диалог с ведущими специалистами стран 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.



Президент CIGRE
Андре Мерлен
в главном диспетчерском центре
ОАО «СО ЕЭС», 2011 год

КОМАНДА РУКОВОДИТЕЛЕЙ





Аюев Борис Ильич
Председатель Правления



Шульгинов Николай Григорьевич
Первый 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



Селютин Алексей Михайлович
Заместитель Председателя Правления

Корпоративные и правовые сервисы, управление персоналом



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



Павлушко Сергей Анатольевич
Член Правления, Директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер

Оперативно-диспетчерское управление в ЕЭС России



Солонарь Ирина Львовна
Член правления, Директор по финансам и экономике

Финансово-экономическая деятельность

ОБЪЕКТ УПРАВЛЕНИЯ – ЕЭС РОССИИ



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

Территория, занимаемая объектами ЕЭС России, охватывает девять часовых зон. На площади свыше 15,3 млн кв. км проживает 144 млн человек. В электроэнергетический комплекс по состоянию на 1 января 2013 года входят 668 электростанций мощностью более 5 МВт. Их суммарная установленная мощность составляет 223 тыс. МВт. В 2012 году станции ЕЭС выработали 1032,3 млрд кВт·ч электроэнергии. Протяженность линий электропередачи класса напряжения 110–750 кВ в ЕЭС России составляет около 500 тыс. км. 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 в соответствии с государственным административно-территориальным делением. 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, все функции оперативно-диспетчерского управления в них выполняют региональные энергетические компании.

Климатические условия и наличие в стране разведанных природных запасов топлива, необходимых для тепловой генерации, повлияли на развитие отечественной электроэнергетики. 68% 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 свыше 11% 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 21% 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.

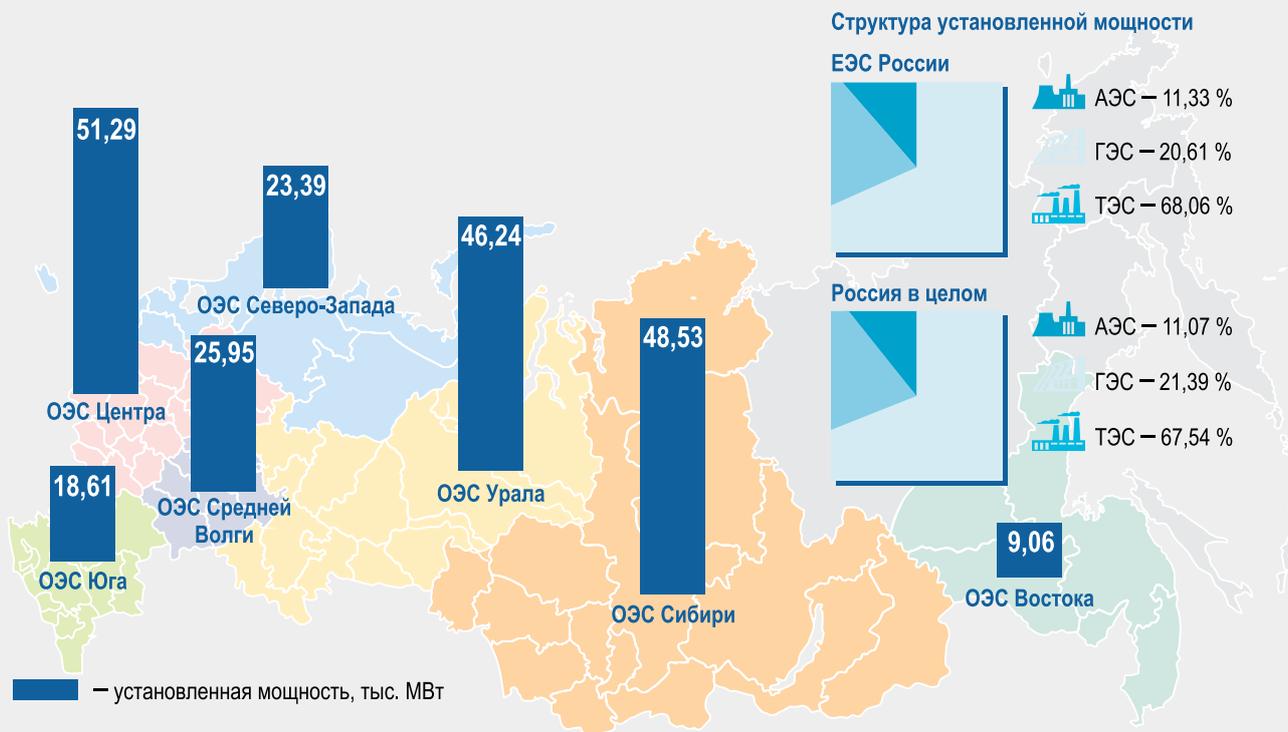


ЕЭС России:

■ суммарная установленная мощность электростанций на 01.01.2013 г. — 223,07 тыс. МВт

Россия в целом:

■ суммарная установленная мощность электростанций на 01.01.2013 г. — 228,74 тыс. МВт



ЕЭС России:

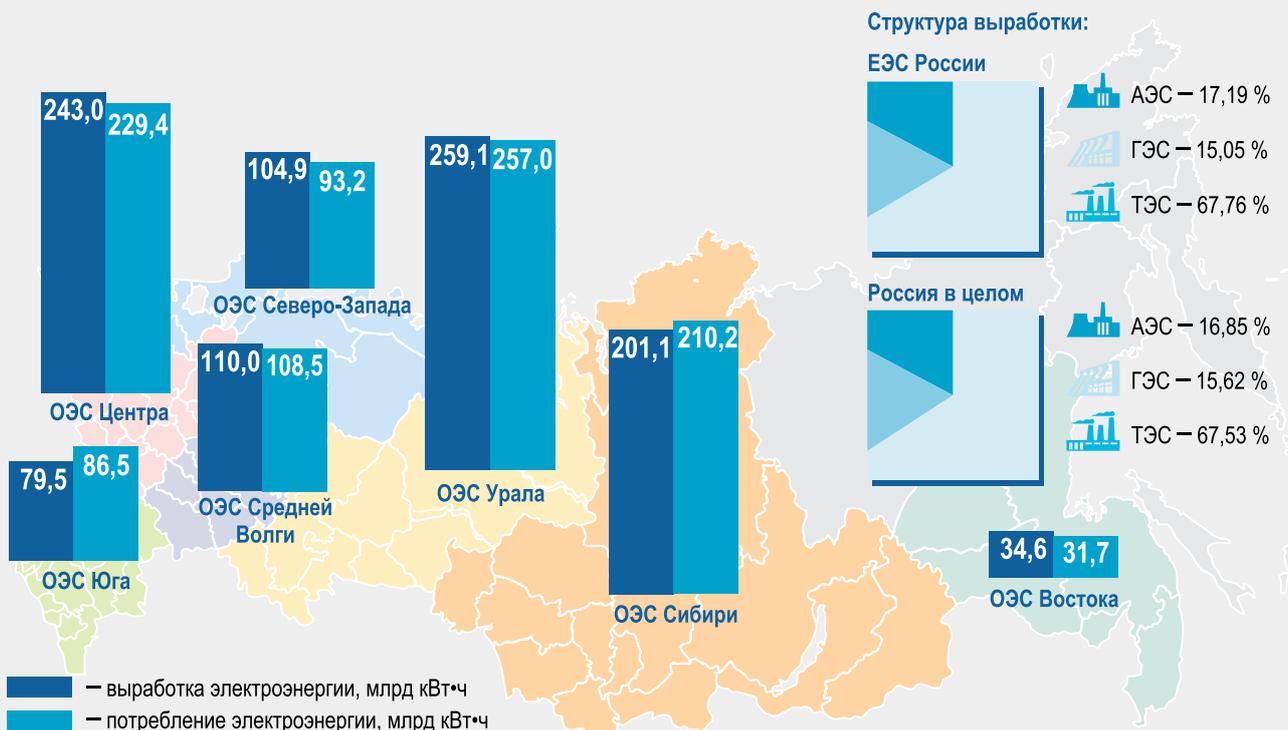
■ выработка электроэнергии за 2012 год — 1 032,27 млрд кВт•ч

■ суммарное потребление электроэнергии за 2012 год — 1 016,50 млрд кВт•ч

Россия в целом:

■ выработка электроэнергии за 2012 год — 1 054,03 млрд кВт•ч

■ суммарное потребление электроэнергии за 2012 год — 1 038,30 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 огромный объем инструкций и нормативов, мгновенно выбрать из них подходящие к конкретной ситуации. Третье – способность сосредоточиться и выполнять работу в критической ситуации.

Другие 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.

Каждый диспетчер ежемесячно проходит учебную тренировку. Готовность к действиям при возникновении аварийной ситуации проверяется раз в три месяца на контрольных тренировках. Остальные специалисты технологических служб повышают квалификацию не реже одного раза в три года.

Тренировки и обучение проводятся на базе связанных между собой тренажерных центров, расположенных в Пунктах тренажерной подготовки в каждом филиале РДУ, Центрах тренажерной подготовки в каждом филиале ОДУ и главном диспетчерском центре. Учебные центры максимально воссоздают условия рабочего места диспетчера.

Сеть учебных центров, оснащенная мощным многофункциональным программно-аппаратным комплексом и даю-



Четвертые
Всероссийские соревнования
профессионального мастерства
диспетчеров филиалов
ОАО «СО ЕЭС» ОДУ.
Филиал ОАО «СО ЕЭС»
ОДУ Востока, 2012 год

щая возможность осуществлять подготовку высококвалифицированных специалистов, также играет роль резервной системы управления ЕЭС.

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 постоянно подтверждать свою квалификацию не только в процессе тренировок, но и регулярно проходить аттестацию в Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор). 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 |



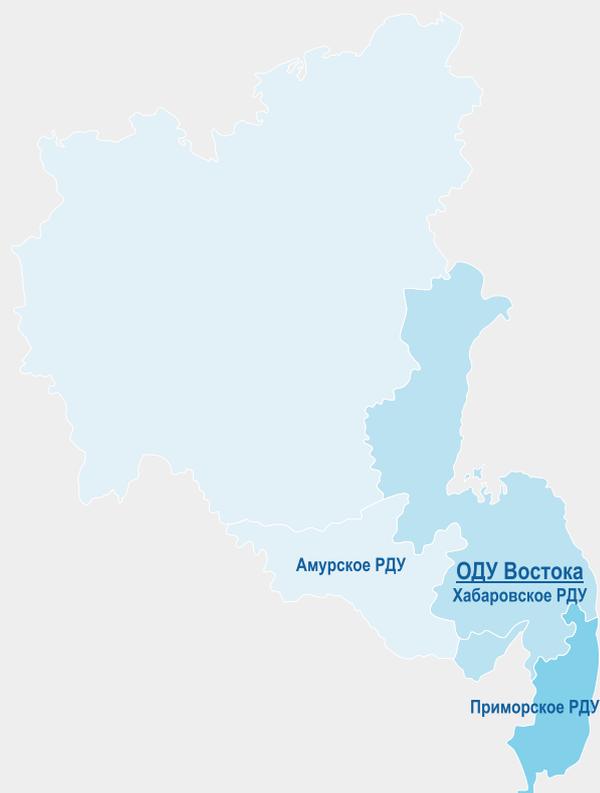
Объединенная энергетическая система Востока

Операционная зона Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами 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:

- Амурского — энергосистемы Амурской области и южной части Республики Саха (Якутия)
- Приморского — энергосистема Приморского края
- Хабаровского — энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области

Количество объектов диспетчеризации:

- в ОДУ — 1 352
- в каждом РДУ — от 1 580 до 1 789



Установленная мощность электростанций: 9 061,0 МВт

Доля в ЕЭС России: 4,1 %



Выработка электроэнергии: 34,56 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 3,4 %



Потребление электроэнергии: 31,67 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 3,1 %



Количество электростанций 5 МВт и выше: 19

Доля в ЕЭС России: 2,9 %



Количество электрических подстанций 110–500 кВ: 297

Доля в ЕЭС России: 2,8 %



Количество ЛЭП 110–500 кВ: 384

Доля в ЕЭС России: 3,3 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 24,5 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

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



Крупнейшие генерирующие объекты

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



Важнейшие электросетевые объекты

ОАО «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, Амурская – Бурейская ГЭС, Бурейская ГЭС – Хабаровская № 1, 2, Хабаровская – Хехцир-2, Хабаровская – Комсомольская, Владивосток – Лозовая, Лозовая – Чугуевка-2, Приморская ГРЭС – Дальневосточная



Перспективные энергообъекты

- ТЭЦ Восточного нефтехимического комбината (632 МВт, НК «Роснефть»)
- Нижне-Бурейская ГЭС (320 МВт, ОАО «РусГидро»)
- ГТУ-ТЭЦ на площадке центральной паровой бойлерной (139,5 МВт, г. Владивосток, ОАО «РАО ЭС Востока»)

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Кураны – Томмот – Майя, Призейская – Эльгауголь
- ВЛ 220 кВ Комсомольская – Ванино с заходами на ПС 220 кВ Селехино
- ВЛ 220 кВ Благовещенская – Тамбовка (Журавли) – Варваровка с ПС 220 кВ Тамбовка (Журавли)

Структура выработки

- ГЭС — 11 690,8 млн кВт•ч (33,8 %)
- ТЭС — 22 865,5 млн кВт•ч (66,2 %)

Структура расхода топлива

- Газ — 4 254,4 млн м³ (33,9 %)
- Уголь — 18 512,4 тыс. т (63,8 %)
- Мазут — 241,4 тыс. т (2,3 %)



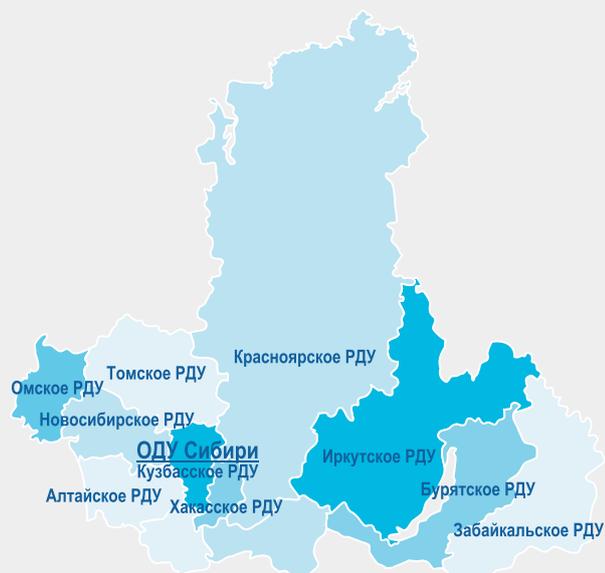
Объединенная энергетическая система Сибири

Операционная зона Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Сибири»

Генеральный директор — Хлебов Алексей Васильевич

Заместитель генерального директора — Шломов Михаил Валентинович

Директор по управлению режимами – главный диспетчер — Денисенко Александр Витальевич

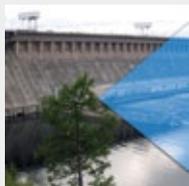


Операционные зоны региональных диспетчерских управлений:

- Алтайского — энергосистемы Алтайского края и Республики Алтай
- Бурятского — энергосистема Республики Бурятия
- Забайкальского — Читинская энергосистема (Забайкальский край)
- Иркутского — энергосистема Иркутской области
- Красноярского — энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва
- Новосибирского — энергосистема Новосибирской области
- Омского — энергосистема Омской области
- Томского — энергосистема Томской области
- Хакаского — энергосистема Республики Хакасия
- Кузбасского — энергосистема Кемеровской области

Количество объектов диспетчеризации:

- в ОДУ — 3 300
- в каждом РДУ — от 1 500 до 3 700



Установленная мощность электростанций: 48 532,7 МВт

Доля в ЕЭС России: 21,7 %



Выработка электроэнергии: 201,1 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 19,5 %



Потребление электроэнергии: 210,2 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 20,7 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 97

Доля в ЕЭС России: 14,5 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–500 кВ: 1 942

Доля в ЕЭС России: 18,0 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–1 150 кВ: 2 236

Доля в ЕЭС России: 19,1 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 93 372 км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ОАО «ОГК-2»
- ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»
- ОАО «Э.ОН Россия»
- ОАО «РусГидро»
- ОАО «ТГК-11»
- ООО «Сибирская генерирующая компания»
- ОАО «ТГК-14»
- ОАО «СИБЭКО»
- ОАО «Иркутскэнерго»
- Филиал ДЗО ОАО «Россети»
ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири
- ДЗО ОАО «Россети» ОАО «ИРПСК Сибири»
- ОАО «Иркутская электросетевая компания»
- ОАО «РЭС» (Новосибирск)
- ОАО «Богучанская ГЭС»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Саяно-Шушенская ГЭС (6 400 МВт, ОАО «РусГидро»)
2. Красноярская ГЭС (6 000 МВт, ОАО «Красноярская ГЭС»)
3. Братская ГЭС (4 500 МВт, ОАО «Иркутскэнерго»)
4. Усть-Илимская ГЭС (3 840 МВт, ОАО «Иркутскэнерго»)
5. Березовская ГРЭС (1 600 МВт, ОАО «Э.ОН Россия»)
6. Богучанская ГЭС (1 332 МВт, ОАО «Богучанская ГЭС»)
7. Томь-Усинская ГРЭС (1 272 МВт, ОАО «Кузбассэнерго»)
8. Красноярская ГРЭС-2 (1 250 МВт, ОАО «ОГК-2»)
9. Новосибирская ТЭЦ-5 (1 200 МВт, ОАО «СИБЭКО»)
10. Назаровская ГРЭС (1 210 МВт, ОАО «Енисейская ТГК» (ТГК-13))
11. Беловская ГРЭС (1 200 МВт, ОАО «Кузбассэнерго»)
12. Иркутская ТЭЦ-10 (1 100 МВт, ОАО «Иркутскэнерго»)



Важнейшие электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 1 150 кВ Итатская, Алтай
- ПС 500 кВ Таврическая, Новокузнецкая, Красноярская, Камала-1
- ВЛ 500 кВ Алтай – Итатская, Алтай – Экибастузская, Итатская – Томская, Барнаулская – Рубцовская, Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая № 1, № 2

ОАО «Иркутская электросетевая компания»:

- ПС 500 кВ Братский ПП, Иркутская, Озерная
- ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская



Перспективные энергообъекты

- Березовская ГРЭС (блок № 3, 800 МВт, ОАО «Э.ОН Россия»)
- Гусиноозерская ГРЭС (блок № 4, 215 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
- Омская ТЭЦ-3 (ПГУ 85, 162 МВт, ТГ-10 120 МВт, ОАО «ТГК-11»)

ООО «Сибирская генерирующая компания»:

- ГТЭС Новокузнецкая (298 МВт)
- Абаканская ТЭЦ (блок № 4, 120 МВт)

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Енисей, Восход
- ВЛ 500 кВ Итатская – Енисей, Енисей – Камала-1, Богучанская ГЭС – Озерная

КГКУ «ДРК НП»:

- ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара № 2
- ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная

Структура выработки

- ГЭС — 80 983,0 млн кВт·ч (40,3 %)
- ТЭС — 120 130,9 млн кВт·ч (59,7 %)

Структура расхода топлива

- Газ — 4 135,1 млн м³ (8 %)
- Уголь — 73 310,8 тыс. т (91,5 %)
- Мазут — 162 тыс. т (0,5 %)



Объединенная энергетическая система Урала

Операционная зона Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами 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:

- Башкирского — энергосистема Республики Башкортостан
- Кировского — энергосистема Кировской области
- Курганского — энергосистема Курганской области
- Оренбургского — энергосистема Оренбургской области
- Пермского — энергосистема Пермского края
- Свердловского — энергосистема Свердловской области
- Тюменского — энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов
- Удмуртского — энергосистема Республики Удмуртия
- Челябинского — энергосистема Челябинской области

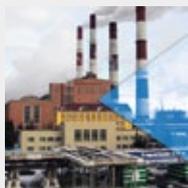
Количество объектов диспетчеризации:

- в ОДУ — 4 459
- в каждом РДУ — от 1 372 до 8 039



Установленная мощность электростанций: 46 239,98 МВт

Доля в ЕЭС России: 20,7 %



Выработка электроэнергии:

259,07 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 25,1 %



Потребление электроэнергии:

257,0 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 25,3 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 151

Доля в ЕЭС России: 22,6 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–500 кВ: 2 829

Доля в ЕЭС России: 26,3 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–500 кВ: 3 036

Доля в ЕЭС России: 26,0 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 117,67 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»
- ОАО «ОГК-2»
- ОАО «Энел ОГК-5»
- ОАО «Э.ОН Россия»
- ОАО «Фортум»
- ОАО «РусГидро»
- ОАО «ТГК-5»
- ОАО «ТГК-9»
- ОАО «Концерн Росэнергоатом»
- ООО «Башкирская генерирующая компания»
- Филиалы ДЗО ОАО «Россети»
- ОАО «ФСК ЕЭС»: МЭС Западной Сибири, МЭС Урала
- ДЗО ОАО «Россети»: ОАО «МРСК Волги», ОАО «МРСК Центра и Приволжья», ОАО «МРСК Урала», ОАО «Тюменьэнерго»
- ОАО «Башкирская сетевая компания»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Сургутская ГРЭС-2 (5 597,1 МВт, ОАО «Э.ОН Россия»)
2. Рефтинская ГРЭС (3 800 МВт, ОАО «Энел ОГК-5»)
3. Сургутская ГРЭС-1 (3 268 МВт, ОАО «ОГК-2»)
4. Ириклинская ГРЭС (2 400 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
5. Пермская ГРЭС (2 400 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
6. Кармановская ГРЭС (1 806,4 МВт, ОАО «Башкирская генерирующая компания»)
7. Среднеуральская ГРЭС (1 656,5 МВт, ОАО «Энел ОГК-5»)
8. Нижневартовская ГРЭС (1 600 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
9. Троицкая ГРЭС (1 574 МВт, ОАО «ОГК-2»)
10. Верхнетагильская ГРЭС (1 497 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
11. Яйвинская ГРЭС (1 024,6 МВт, ОАО «Э.ОН Россия»)
12. Воткинская ГЭС (1 020 МВт, ОАО «РусГидро»)



Важнейшие электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Тюмень, Южная, Шагол, Калино, Тагил, Холмогорская, Демьянская, Пить-Ях, Сомкинская, Трачуковская
- ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Вятка, Южная – Шагол, Шагол – Троицкая ГРЭС, Тюмень – Нельим, Златоуст – Челябинская

ОАО «Башкирская генерирующая компания»:

- ПС 500 кВ Бекетово
- ВЛ 500 кВ Бугульма – Бекетово



Перспективные энергообъекты

- Няганская ГРЭС (836 МВт/500 и 220 кВ, ОАО «Фортум»)
- Троицкая ГРЭС (660 МВт/500 кВ, ОАО «ОГК-2»)
- Белоярская АЭС (880 МВт/500 кВ, ОАО «Концерн «Росэнергоатом»)

ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»:

- Нижневартовская ГРЭС (410 МВт/500 кВ)
- Южно-Уральская ГРЭС-2 (800 МВт/220 и 500 кВ)
- Пермская ГРЭС (800 МВт/500 кВ)

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ВЛ 500 кВ Курган – Витязь, Нижневартовская ГРЭС – Белозерная № 2, Красноармейская – Газовая, Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская



Структура выработки

- ГЭС — 5 083,2 млн кВт·ч (2,0 %)
- ТЭС — 249 732,7 млн кВт·ч (96,4 %)
- АЭС — 4 256,9 млн кВт·ч (1,6 %)



Структура расхода топлива

- Газ — 62 217 млн м³ (83,3 %)
- Уголь — 25 363 тыс. т (16,2 %)
- Мазут — 204 тыс. т (0,3 %)
- Торф — 630,3 тыс. т (0,2 %)



Объединенная энергетическая система Средней Волги

Операционная зона Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами 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:

- Марийского — энергосистема Республики Марий Эл
- Нижегородского — энергосистема Нижегородской области
- Пензенского — энергосистема Пензенской области и Республики Мордовия
- Самарского — энергосистема Самарской области
- Саратовского — энергосистема Саратовской области
- Татарстана — энергосистема Республики Татарстан
- Ульяновского — энергосистема Ульяновской области
- Чувашского — энергосистема Республики Чувашия

Количество объектов диспетчеризации:

- в ОДУ — 3 121
- в каждом РДУ — от 900 до 3 100



Установленная мощность электростанций: 25 951,3 МВт

Доля в ЕЭС России: 11,6 %



Выработка электроэнергии: 110,03 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 10,7 %



Потребление электроэнергии: 108,5 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 10,7 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 58

Доля в ЕЭС России: 8,7 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–500 кВ: 734

Доля в ЕЭС России: 6,8 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–500 кВ: 531

Доля в ЕЭС России: 4,5 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 52,7 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ОАО «Концерн Росэнергоатом»
- ОАО «РусГидро»
- ОАО «ТГК-5»
- ОАО «ТГК-6»
- ОАО «Волжская ТГК»
- ОАО «ТГК-16»
- ОАО «Генерирующая компания»
- ЗАО «ТГК Урусинская ГРЭС»
- ООО «Нижекамская ТЭЦ»
- ООО «Автозаводская ТЭЦ»
- ЗАО «Саровская генерирующая компания»
- ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго»
- Филиал ДЗО ОАО «Россети»
ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Волги
- ДЗО ОАО «Россети»: ОАО «МРСК Волги»,
ОАО «МРСК Центра и Приволжья»
- ОАО «Сетевая компания»
- ОАО «ГНЦ НИИАР»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Балаковская АЭС (4 000 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
2. Жигулевская ГЭС (2 351,5 МВт, ОАО «РусГидро»)
3. Заинская ГРЭС (2 200 МВт, ОАО «Генерирующая компания»)
4. Чебоксарская ГЭС (1 370 МВт, ОАО «РусГидро»)
5. Саратовская ГЭС (1 369 МВт, ОАО «РусГидро»)
6. Нижекамская ГЭС (1 205 МВт, ОАО «Генерирующая компания»)
7. Набережночелнинская ТЭЦ (1 180 МВт, ОАО «Генерирующая компания»)
8. ТЭЦ Волжского автозавода (1 172 МВт, ОАО «ТГК-7 (Волжская ТГК)»)
9. Нижекамская ТЭЦ-1 (880 МВт, ОАО «ТГК-16»)
10. Тольяттинская ТЭЦ (620 МВт, ОАО «Волжская ТГК»)



Важнейшие электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

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

ОАО «Сетевая компания»:

- ПС 500 кВ Киндери, Бугульма

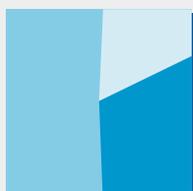


Перспективные энергообъекты

- Новогорьковская ТЭЦ (ПГУ 330 МВт, ОАО «ТГК-6»)
- ПС 500 кВ Елабуга (ОАО «Сетевая компания»)

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская, Балаковская АЭС – Ключики № 2, Ключики – Пенза-2, Красноармейская – Газовая



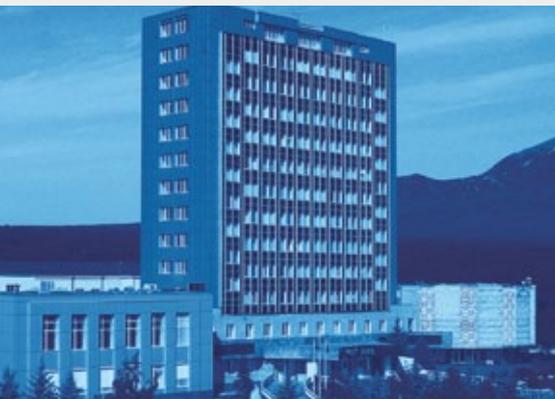
Структура выработки

- ГЭС — 21 580,9 млн кВт·ч (19,6 %)
- ТЭС — 56 457,3 млн кВт·ч (51,3 %)
- АЭС — 31 997,4 млн кВт·ч (29,1 %)



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 %)



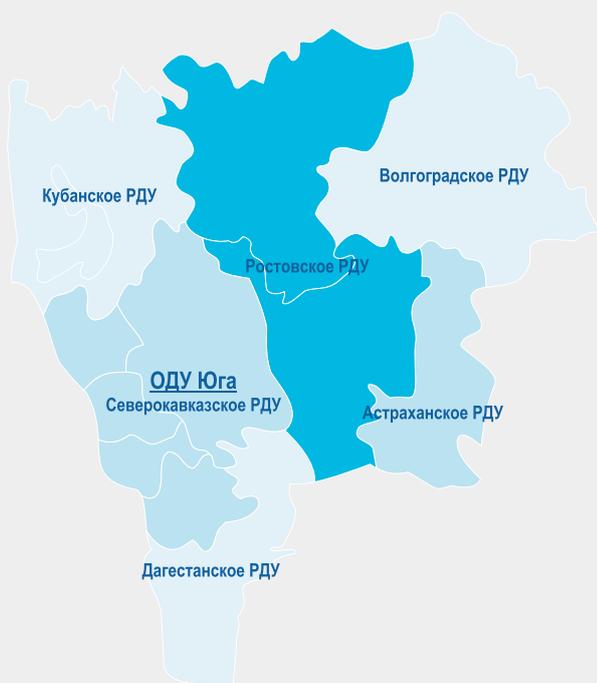
Объединенная энергетическая система Юга

Операционная зона Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга»

Генеральный директор — Шишкин Сергей Васильевич

Заместитель генерального директора — Афанасьев Вячеслав Валериевич

Директор по управлению режимами – главный диспетчер — Епишев Юрий Анатольевич



Операционные зоны региональных диспетчерских управлений:

- Астраханского — энергосистема Астраханской области
- Волгоградского — энергосистема Волгоградской области
- Дагестанского — энергосистема Республики Дагестан
- Кубанского — энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края
- Ростовского — энергосистемы Ростовской области и Республики Калмыкия
- Северокавказского — энергосистемы республик Ингушетия, Северная Осетия – Алания, Кабардино-Балкарской, Карачаево-Черкесской, Чеченской и Ставропольского края

Количество объектов диспетчеризации:

- в ОДУ — 5 620
- в каждом РДУ — от 1 600 до 5 800



Установленная мощность электростанций: 18 605,9 МВт

Доля в ЕЭС России: 8,3 %



Выработка электроэнергии: 79,54 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 7,7 %



Потребление электроэнергии: 86,51 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 8,5 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 97

Доля в ЕЭС России: 14,5 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–500 кВ: 1 673

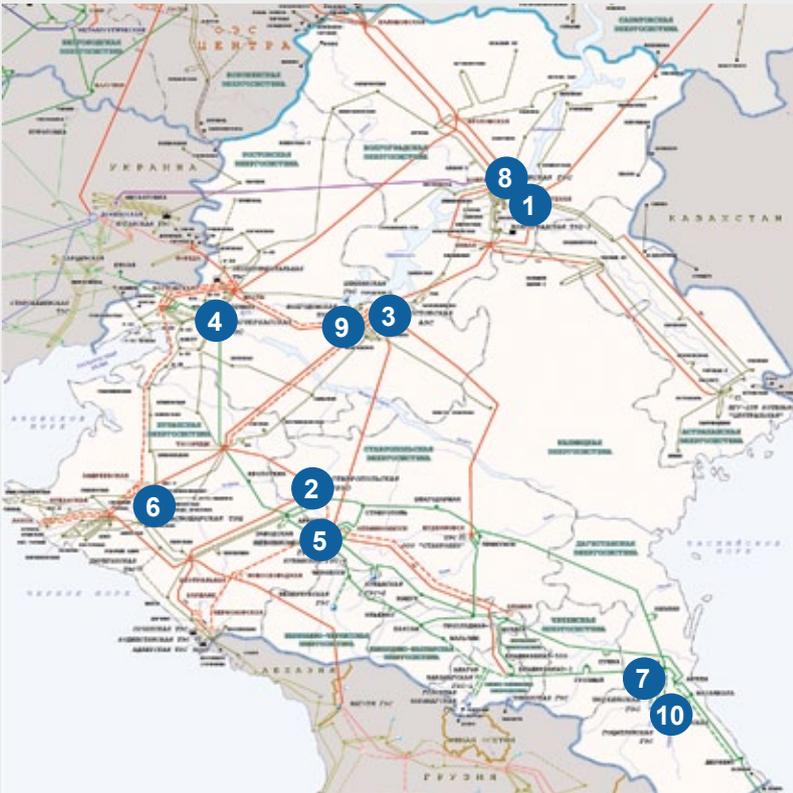
Доля в ЕЭС России: 15,5 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–800 кВ: 1 464

Доля в ЕЭС России: 12,5 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 54,9 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ОАО «ОГК-2»
- ОАО «Энел ОГК-5»
- ОАО «РусГидро»
- ОАО «Концерн Росэнергоатом»
- ОАО «ЛУКОЙЛ»
- Филиалы ДЗО ОАО «Россети»
ОАО «ФСК ЕЭС»: МЭС Юга, МЭС Центра
- ДЗО ОАО «Россети»: ОАО «МРСК Юга»,
ОАО «МРСК Северного Кавказа»
- ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Волжская ГЭС (2 608 МВт, ОАО «РусГидро»)
2. Ставропольская ГРЭС (2 400 МВт, ОАО «ОГК-2»)
3. Ростовская АЭС (2 000 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
4. Новочеркасская ГРЭС (1 884 МВт, ОАО «ОГК-2»)
5. Невинномысская ГРЭС (1 700,2 МВт, ОАО «Энел ОГК-5»)
6. Краснодарская ТЭЦ (1 091 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»)
7. Чиркейская ГЭС (1 000 МВт, ОАО «РусГидро»)
8. Волжская ТЭЦ (541 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго»)
9. Волгодонская ТЭЦ-2 (420 МВт, ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»)
10. Ирганайская ГЭС (200 МВт, ОАО «РусГидро»)



Важнейшие электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

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



Перспективные энергообъекты

ОАО «Концерн Росэнергоатом»:

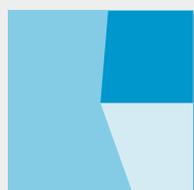
- Ростовская АЭС (блок №3, 1 070 МВт)
- Ростовская АЭС (блок №4, 1 070 МВт)

ОАО «ОГК-2»:

- Ставропольская ГРЭС (блок №9, 420 МВт)
- Новочеркасская ГРЭС (блок №9, 330 МВт)

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 500 кВ Вардане, Андреевская, Моздок-2
- ВЛ 500 кВ Ростовская – Андреевская, Невинномысск – Моздок



Структура выработки

- ГЭС — 19 134,5 млн кВт·ч (24,1 %)
- ТЭС — 44 692,0 млн кВт·ч (56,2 %)
- АЭС — 15 716,5 млн кВт·ч (19,7 %)



Структура расхода топлива

- Газ — 11 719 млн м³ (82,9 %)
- Уголь — 3 529 тыс. т (16,0 %)
- Мазут — 125,2 тыс. т (1,1 %)



Объединенная энергетическая система Центра

Операционная зона Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами 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:

- Белгородского — энергосистема Белгородской области
- Владимирского — энергосистема Владимирской области
- Вологодского — энергосистема Вологодской области
- Воронежского — энергосистема Воронежской области
- Костромского — энергосистема Костромской и Ивановской областей
- Курского — энергосистемы Курской и Орловской областей
- Липецкого — энергосистема Липецкой и Тамбовской областей
- Московского — энергосистемы Москвы и Московской области
- Рязанского — энергосистема Рязанской области
- Смоленского — энергосистемы Смоленской, Брянской и Калужской областей
- Тверского — энергосистема Тверской области
- Тульского — энергосистема Тульской области
- Ярославского — энергосистема Ярославской области

Количество объектов диспетчеризации:

- в ОДУ — 5 285
- в каждом РДУ — от 1 322 до 17 874



Установленная мощность электростанций: 51 290,1 МВт

Доля в ЕЭС России: 23,0 %



Выработка электроэнергии: 243,0 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 23,5 %



Потребление электроэнергии: 229,4 млрд кВт•ч

Доля в ЕЭС России: 22,6 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 142

Доля в ЕЭС России: 21,3 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–500 кВ: 2 223

Доля в ЕЭС России: 20,6 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–750 кВ: 2 639

Доля в ЕЭС России: 22,6 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 85 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ОАО «ОГК-2»
- ОАО «Энел ОГК-5»
- ОАО «Э.ОН Россия»
- ОАО «ТГК-2»
- ОАО «Квадра»
- ОАО «ТГК-6»
- ОАО «Мосэнерго»
- Филиалы ДЗО ОАО «Россети»
ОАО «ФСК ЕЭС»: МЭС Центра,
МЭС Северо-Запада
- ДЗО ОАО «Россети»: ОАО «МРСК Центра»,
ОАО «МРСК Центра и Приволжья»,
ОАО «МРСК Северо-Запада»,
ОАО «МОЭСК»
- ОАО «Концерн Росэнергоатом»
- ОАО «РусГидро»
- ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Курская АЭС (4 000 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
2. Калининская АЭС (4 000 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
3. Костромская ГРЭС (3 600 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
4. Смоленская АЭС (3 000 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
5. Рязанская ГРЭС (2 650 МВт, ОАО «ОГК-2»)
6. Конаковская ГРЭС (2 520 МВт, ОАО «Энел ОГК-5»)
7. Каширская ГРЭС (1 910 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
8. Нововоронежская АЭС (1 834 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
9. Шатурская ГРЭС (1 493 МВт, ОАО «Э.ОН Россия»)
10. ТЭЦ-26 (1 841 МВт), ТЭЦ -21 (1 765 МВт), ТЭЦ-23 (1 420 МВт), ТЭЦ-25 (1 370 МВт) (ОАО «Мосэнерго»)



Важнейшие электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- ПС 750 кВ Белозерская, Белый Раст, Владимирская, Грибово, Металлургическая, 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



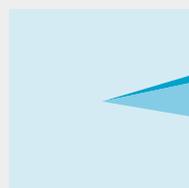
Перспективные энергообъекты

- Донская АЭС (блоки № 1, 2 по 1 198,8 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
- Загорская ГАЭС-2 (4 блока по 210 МВт, ОАО «РусГидро»)
- Черепетская ГРЭС (блоки № 8, 9 по 213,8 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
- Череповецкая ГРЭС (ПГУ-420 МВт, ОАО «ОГК-2»)
- ТЭЦ-16 (ПГУ-420 МВт, ОАО «Мосэнерго»)
- ТЭЦ-20 (ПГУ-420 МВт, ОАО «Мосэнерго»)
- ТЭЦ-12 (ПГУ-220 МВт, ОАО «Мосэнерго»)
- ОАО «ФСК ЕЭС»:
- ПС 500 кВ Ярцево, Обнинская, Белобережская, Каскадная
- ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево, Донская АЭС – Елецкая, Загорская ГАЭС-2 – Трубино, Донская АЭС – Старый Оскол, Дорохово – Обнинск



Структура выработки

- ГЭС — 3 336,6 млн кВт·ч (1,4 %)
- ТЭС — 148 566,4 млн кВт·ч (61,1 %)
- АЭС — 91 124,3 млн кВт·ч (37,5 %)



Структура расхода топлива

- Газ — 43 696,8 млн м³ (93,3 %)
- Уголь — 4 567,8 тыс. т (5,7 %)
- Мазут — 401,5 тыс. т (1,0 %)



Объединенная энергетическая система Северо-Запада

Операционная зона Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Северо-Запада»

Генеральный директор — Синянский Василий Иванович

Заместитель генерального директора — Могин Артем Викторович

И.о. директора по управлению режимами – главного диспетчера — Репьев Алексей Александрович



Операционные зоны региональных диспетчерских управлений:

- Архангельского — энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа
- Балтийского — энергосистема Калининградской области
- Карельского — энергосистема Республики Карелия
- Кольского — Кольская энергосистема (Мурманская область)
- Коми — энергосистема Республики Коми
- Ленинградского — энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области
- Новгородского — энергосистемы Новгородской и Псковской областей

Количество объектов диспетчеризации:

- в ОДУ — 3 300
- в каждом РДУ — от 900 до 6 500



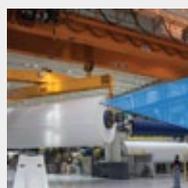
Установленная мощность электростанций: 23 389,9 МВт

Доля в ЕЭС России: 10,5 %



Выработка электроэнергии: 104,9 млрд кВт·ч

Доля в ЕЭС России: 10,2 %



Потребление электроэнергии: 93,2 млрд кВт·ч

Доля в ЕЭС России: 9,2 %



Количество электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше: 104

Доля в ЕЭС России: 15,6 %



Количество электрических подстанций классом напряжения 110–750 кВ: 1 074

Доля в ЕЭС России: 10,0 %



Количество линий электропередачи классом напряжения 110–750 кВ: 1 402

Доля в ЕЭС России: 12,0 %

Протяженность (в одноцепном исчислении): 42,9 тыс. км



Крупнейшие субъекты электроэнергетики

- ОАО «ОГК-2»
- ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»
- ОАО «Концерн Росэнергоатом»
- ОАО «ТГК-1»
- ОАО «ТГК-2»
- ОАО «ТГК-9»
- Филиал ДЗО ОАО «Россети»
ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада
- ДЗО ОАО «Россети»: ОАО «Ленэнерго»,
ОАО «МРСК Северо-Запада»,
ОАО «Янтарьэнерго»
- ОАО «Юго-Западная ТЭЦ»
- ОАО «Монди СЛПК»
- ОАО «Архангельский ЦБК»
- ОАО «Котласский ЦБК»



Крупнейшие генерирующие объекты

1. Ленинградская АЭС (4 000 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
2. Киришская ГРЭС (2 595 МВт, ОАО «ОГК-2»)
3. Кольская АЭС (1 760 МВт, ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
4. Южная ТЭЦ (ТЭЦ-22) (1 207 МВт, ОАО «ТГК-1»)
5. Печорская ГРЭС (1 060 МВт, ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)
6. Северо-Западная ТЭЦ (900 МВт, ОАО «Интер РАО ЕЭС»)
7. Калининградская ТЭЦ-2 (875 МВт, ОАО «Интер РАО ЕЭС»)
8. Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5) (643 МВт, ОАО «ТГК-1»)
9. Каскад Нивских ГЭС (569,5 МВт, ОАО «ТГК-1»)
10. ТЭЦ «Монди СЛПК» (553 МВт, ОАО «Монди СЛПК»)
11. Каскад Серебрянских ГЭС (513,5 МВт, ОАО «ТГК-1»)



Важнейшие электросетевые объекты

ОАО «ФСК ЕЭС»:

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



Перспективные энергообъекты

- Юго-Западная ТЭЦ (вторая очередь, ОАО «Юго-Западная ТЭЦ»)
- Ленинградская АЭС-2 (ОАО «Концерн Росэнергоатом»)
- Новокотлинская ТЭЦ (ОАО «ГСР-энерго»)

ОАО «ФСК ЕЭС»:

- Вторая цепь транзита 330 кВ Кольская энергосистема – Карельская энергосистема – Ленинградская энергосистема
- ПС 330 кВ Василеостровская, Лужская, Зеленогорская, Усть-Луга, Парнас, Новодевяткино
- КВЛ 300 кВ ЛАЭС-2 – ПС Выборгская
- КЛ 330 кВ ПС Завод Ильич – Василеостровская – Северная
- ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС – Ухта – Микунь

Структура выработки

- ГЭС — 13 550,2 млн кВт·ч (12,9 %)
- ТЭС — 57 013,3 млн кВт·ч (54,3 %)
- АЭС — 34 358,0 млн кВт·ч (32,8 %)

Структура расхода топлива

- Газ — 14 853 млн м³ (88,6 %)
- Уголь — 2 167 тыс. т (7,6 %)
- Мазут — 522 тыс. т (3,8 %)



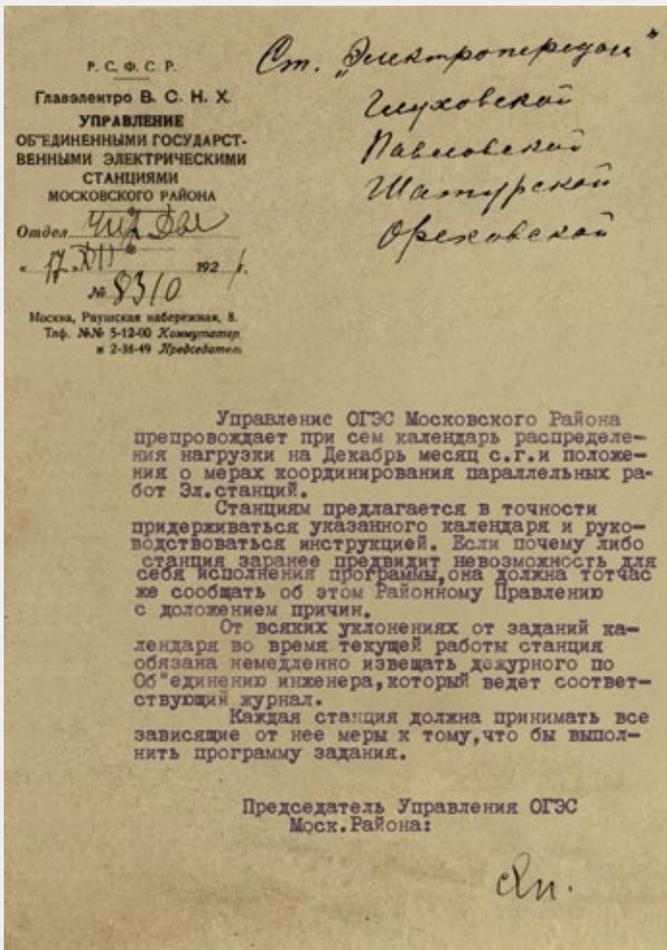
Диспетчерские центры

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

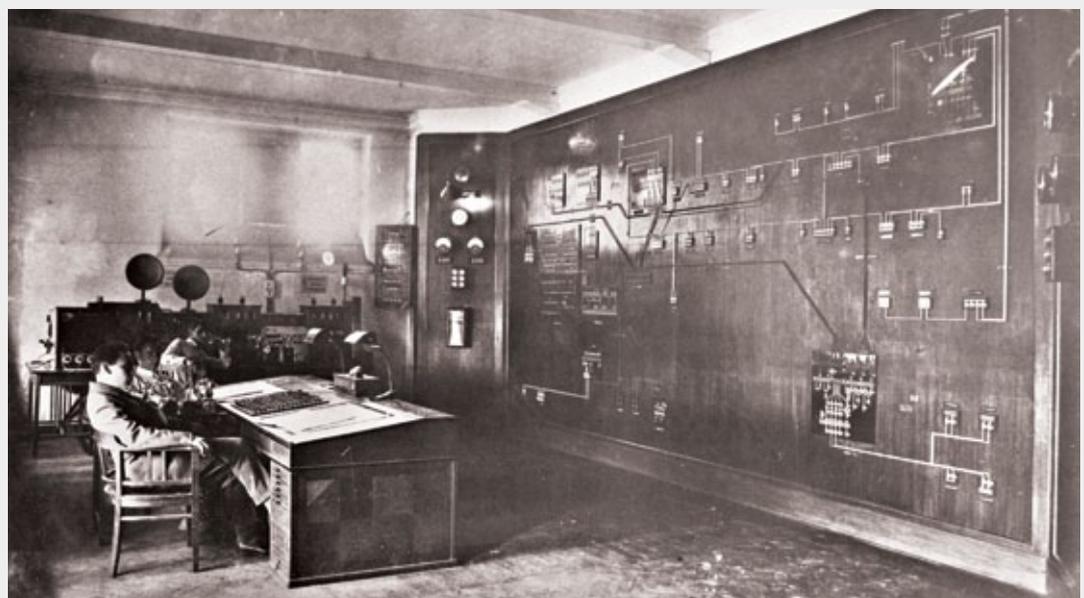
Организована первая в стране диспетчерская служба, осуществляющая управление режимами Московской энергосистемы из диспетчерского пункта, оборудованного диспетчерским щитом с мнемонической схемой энергосистемы и диспетчерской связью с энергообъектами. В том же году создана диспетчерская служба Ленинградской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

НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА





Федеральные законы

- № 35-ФЗ от 26.03.03 «Об электроэнергетике»
- № 147-ФЗ от 17.08.95 «О естественных монополиях»
- № 135-ФЗ от 26.07.06 «О защите конкуренции»
- № 184-ФЗ от 27.12.02 «О техническом регулировании»
- № 191-ФЗ от 27.07.10 «О внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О теплоснабжении»
- № 256-ФЗ от 21.07.11 «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»



Постановления Правительства РФ

- № 854 от 27.12.04 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»
- № 1172 от 27.12.10 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»
- № 24 от 21.01.04 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии»
- № 1178 от 29.12.11 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»
- № 861 от 27.12.04 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил 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»
- № 530 от 31.08.06 «Об утверждении основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии»
- № 484 от 26.07.07 «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации»
- № 637 от 25.08.08 «Об организации деятельности Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (федерального штаба)»
- № 114 от 14.02.09 «О порядке отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электроэнергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике»
- № 823 от 17.10.09 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»
- № 846 от 28.10.09 «Об утверждении Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»
- № 977 от 01.12.09 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»
- № 117 от 03.03.10 «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности»
- № 238 от 13.04.10 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности»
- № 764 от 28.09.10 «Об утверждении правил осуществления контроля за соблюдением субъектами естественных монополий стандартов раскрытия информации»

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ



| | |
|---|--|
| Автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ) | Автоматическое изменение мощности энергетических агрегатов при изменении частоты напряжения сети в целях обеспечения баланса между генерируемой и потребляемой мощностями в нормальных и аварийных режимах энергетической системы. |
| Балансирующий рынок | 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. |
| Диспетчер диспетчерского центра | Работник, уполномоченный субъектом оперативно-диспетчерского управления от имени диспетчерского центра отдавать команды и разрешения диспетчерам других диспетчерских центров, центров управления сетями и оперативному персоналу субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра. |
| Диспетчерская команда | Указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, выдаваемое диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному работнику. |
| Диспетчерский график | Задание по мощности, выработке, передаче, потреблению энергии, величине резерва мощности, значению напряжения, доведенное субъектом оперативно-диспетчерского управления до субъекта электроэнергетики. |
| Диспетчерский центр | Структурное подразделение организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее управление режимом в пределах закрепленной за ним операционной зоны. |
| Диспетчерское ведение | Организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром. |
| Диспетчерское управление | Организация управления технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой указанные технологические режимы или эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по оперативной диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра. |
| Единая энергетическая система России | 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. |
| Качество электрической энергии | Степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям. |
| Линия электропередачи (ЛЭП) | Электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами энергосистемы с возможным промежуточным отбором. |
| Максимально допустимый переток | Наибольший переток в сечении электрической сети, удовлетворяющий всем установленным требованиям надежности и устойчивости. |
| Мощность располагаемая | Располагаемая мощность энергоустановки определяется как максимальная технически возможная мощность с учетом согласованных ограничений установленной мощности и допустимого превышения над номинальной мощностью отдельных типов турбоагрегатов. |
| Мощность рабочая | Часть максимально доступной мощности объектов по производству электрической и тепловой энергии, за исключением мощности объектов электроэнергетики, выведенных в установленном порядке в ремонт и из эксплуатации. |
| Мощность установленная (номинальная) | Активная электрическая мощность, с которой электроустановка может работать неограниченное время, при номинальных основных параметрах, в соответствии с техническими условиями или паспортом на оборудование. |

| | |
|--|--|
| Надежность электроэнергетической системы | Комплексное свойство электроэнергетической системы выполнять функции по производству, передаче, распределению и электроснабжению потребителей электрической энергией в требуемом количестве и нормированного качества путем технологического взаимодействия генерирующих установок, электрических сетей и электроустановок потребителей, в том числе: <ul style="list-style-type: none"> — удовлетворять в любой момент времени (как текущий, так и на перспективу) общий спрос на электроэнергию; — противостоять возмущениям, вызванным отказами элементов энергосистемы, включая каскадное развитие аварий и наступление форс-мажорных условий; — восстанавливать свои функции после их нарушения. |
| Общее первичное регулирование частоты | Первичное регулирование, осуществляемое всеми энергоблоками в пределах имеющихся в данный момент времени резервов первичного регулирования с характеристиками систем первичного регулирования энергоблоков, заданными действующими нормативами, и имеющее целью сохранение электроснабжения потребителей и функционирования электростанций при аварийных отклонениях частоты. |
| Объединенное диспетчерское управление | 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). |
| Оперативно-диспетчерское управление энергосистемой | Комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, если эти объекты и устройства влияют на электроэнергетический режим работы энергетической системы и включены соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в перечень объектов, подлежащих такому управлению. |
| Оперативный информационный комплекс | 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. |
| Операционная зона диспетчерского центра | Территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей, управление взаимосвязанными технологическими режимами которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр. |
| Оптовый рынок электрической энергии (мощности) | 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. |
| Параметр режима энергосистемы (электрической сети) | Каждая величина из совокупности величин, характеризующих данное состояние энергетической системы (сети): напряжение, ток, мощность, частота и т.п. |
| Переток электрической энергии (мощности) | Транспорт электроэнергии (мощности) по одной или нескольким линиям электропередачи в контролируемом сечении. |
| Подстанция трансформаторная (ТП) | Электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения энергии и состоящая из трансформаторов, распределительных устройств, устройств управления, технологических и вспомогательных сооружений. |
| Противоаварийная автоматика | Комплекс автоматических устройств, предназначенных для ограничения развития и прекращения аварийных режимов в энергосистеме. |
| Региональное диспетчерское управление (РДУ) | Диспетчерский центр Системного оператора Единой энергетической системы в организационно-правовой форме филиала, осуществляющий управление режимами работы на части территории ЕЭС России под руководством вышестоящих диспетчерских центров Системного оператора Единой энергетической системы. |
| Режим энергосистемы | Единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме, характеризующийся его техническими параметрами, состоянием объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики). |

| | |
|---|--|
| Резерв активной мощности энергосистемы полный | 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. |
| Релейная защита | Устройства, предназначенные для автоматического отключения поврежденного элемента с помощью выключателей от источников питания и для реагирования на опасные ненормальные режимы работы элементов энергосистемы. |
| Рынок на сутки вперед | Торговля электрической энергией в объемах и ценах, определяемых за сутки до начала поставки путем конкурентного отбора ценовых заявок покупателей и поставщиков. |
| Сеть электрическая | Совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории. |
| Системные ограничения | 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. |
| Устойчивость энергосистемы динамическая | 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. |
| Устойчивость энергосистемы статическая | Способность режима энергосистемы возвращаться к исходному или близкому к нему установившемуся режиму после малых возмущений. Примечание: под малым возмущением режима энергосистемы понимается такое возмущение, при котором изменения параметров несоизмеримо малы по сравнению со значениями этих параметров. |
| Централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности | Программно-аппаратный комплекс, предназначенный для автоматического вторичного (а иногда и третичного) регулирования частоты и перетоков активной мощности в области регулирования либо ограничения путем дистанционного управления активной мощностью группы автоматизированных электростанций (энергоблоков), состоящий из центрального регулятора, системы телеуправления и терминалов автоматики регулирования частоты и активной мощности на электростанциях. |
| Электроприемник | Электрическая машина, аппарат, агрегат или их комплекс, предназначенные для преобразования электрической энергии в иные виды энергии. |
| Электроснабжение | Обеспечение потребителей электрической энергией в соответствии с определенными техническими и экономическими характеристиками (частота, напряжение, непрерывность, максимум нагрузки, пункт питания, тариф). |
| Электростанция (ЭС) | Электроустановка, предназначенная для производства электрической или электрической и тепловой энергии, состоящая из строительной части, оборудования для преобразования различных видов энергии в электрическую или электрическую и тепловую, вспомогательного оборудования и электрических распределительных устройств. |
| Электроустановка | Совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, трансформации, передачи, распределения электроэнергии и преобразования ее в другие виды. |
| Электроэнергетическая система | Электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электроэнергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии. |
| Энергетическая система (энергосистема) | Совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической энергии и тепловой энергии при общем управлении этим режимом. |

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ



Открытое 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

В оформлении использованы фотографии работников,
удостоенных занесения на Доску Почета ОАО «СО ЕЭС» в 2012 году

