



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

«Иерархическая структура оперативно-диспетчерского управления.»





Оперативно-диспетчерское управление Единой энергетической системой России

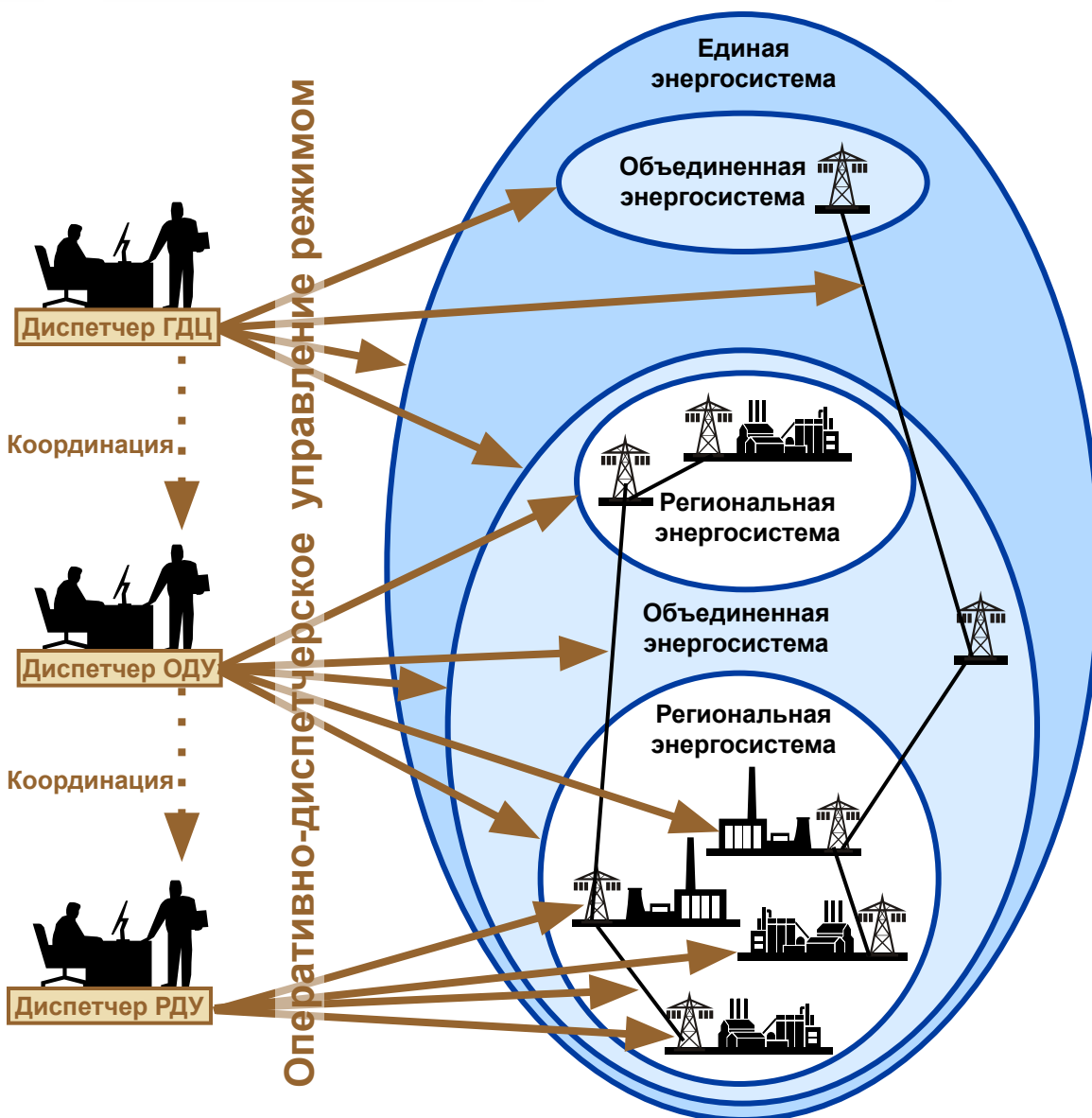
2

ОАО Системный оператор Единой энергетической системы (ОАО «СО ЕЭС») – специализированная организация, которая единолично осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе (ЕЭС) России.

В структуру Системного оператора входят:

- Главный диспетчерский центр в структуре Исполнительного аппарата, г. Москва
- 7 Объединенных диспетчерских управлений (ОДУ)
- 59 Региональных диспетчерских управлений (РДУ)
- 5 Представительств





Главный диспетчерский центр:

- **Зона диспетчерской ответственности** – территория Российской Федерации, за исключением технологически изолированных энергосистем.
- **Основная задача** – круглосуточное управление режимом Единой энергосистемы России, контроль параметров качества электрической энергии, координация параллельной работы объединенных энергосистем, а также параллельной работы ЕЭС России с зарубежными энергосистемами.

Объединенное диспетчерское управление:

- **Зона диспетчерской ответственности** – территория одного или нескольких федеральных округов.
- **Основная задача** – круглосуточное управление режимом территориального объединения и региональных энергосистем, входящих в его состав, контроль работы электростанций и объектов электросетевого хозяйства, оказывающих существенное влияние на изменение параметров режима в рамках объединенной энергосистемы.

Региональное диспетчерское управление:

- **Зона диспетчерской ответственности** – территория одного или нескольких субъектов Российской Федерации.
- **Основная задача** – круглосуточное управление режимом региональной энергосистемы и согласованной работы всех входящих в нее энергетических объектов.



Роль Системного оператора в электроэнергетике России

4

17 июня 2002 года, первым из инфраструктурных организаций новой российской энергетики, ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы» было выделено из ОАО «РАО «ЕЭС России» и зарегистрировано как самостоятельное предприятие.

Основные группы задач:

1



Управление технологическими режимами работы электроэнергетических объектов ЕЭС России в реальном времени для поддержания параметров качества электроэнергии (частота, напряжение и др.) в области допустимых значений.

2



Обеспечение перспективного развития Единой Энергосистемы России.

3

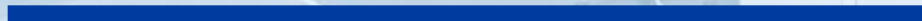


Обеспечение единства и эффективной работы технологических механизмов оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности



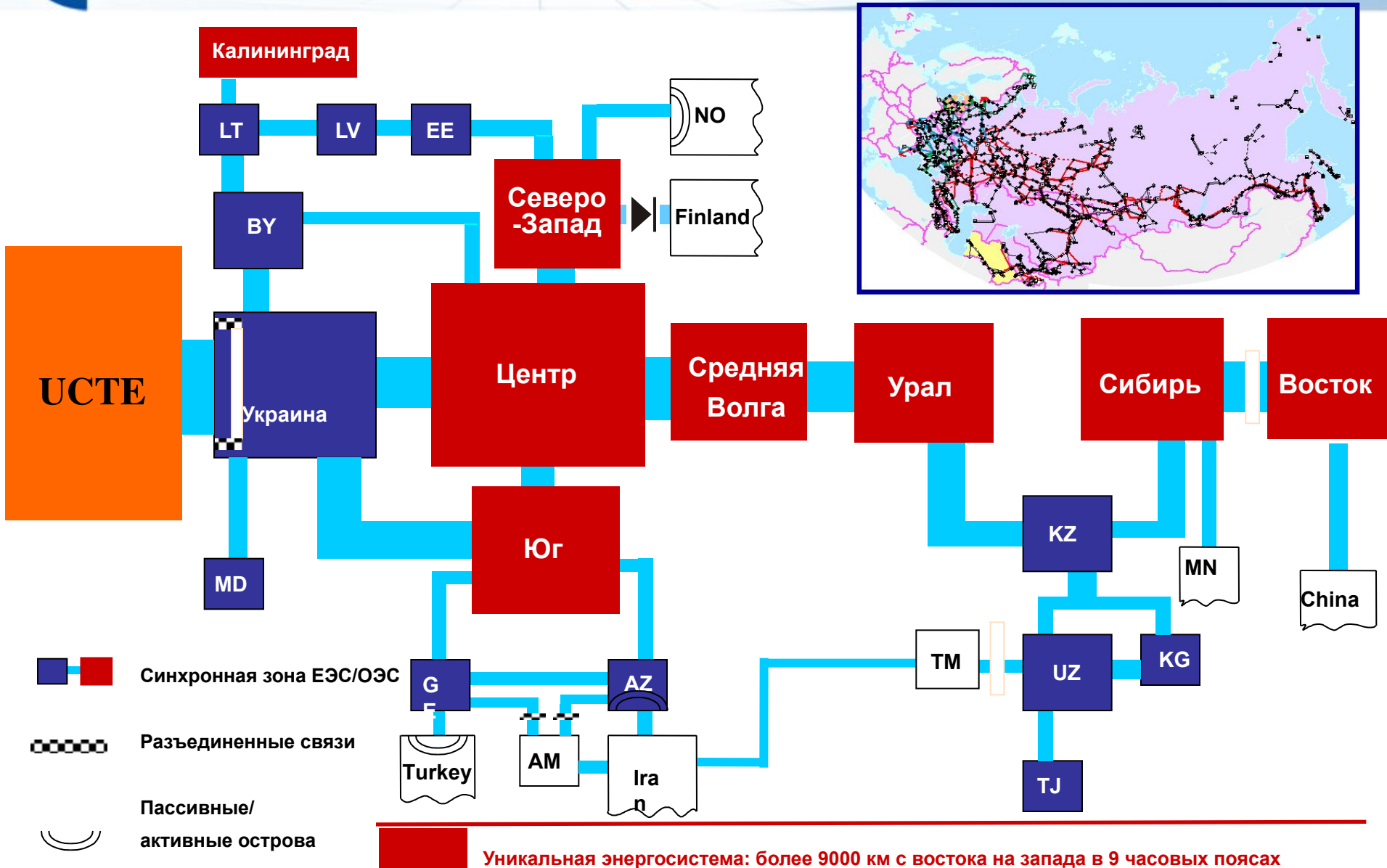
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

Организация оперативно-диспетчерского управления





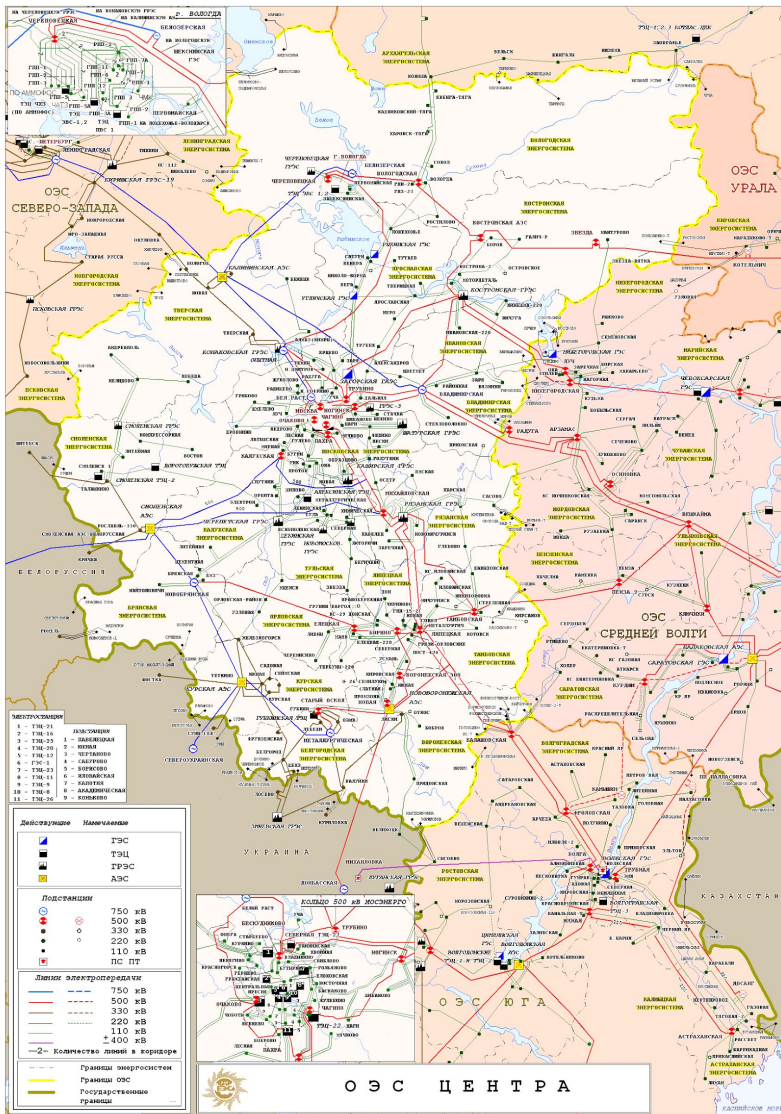
Объекты управления ОАО «СО ЕЭС»



Уникальная энергосистема: более 9000 км с востока на запада в 9 часовых поясах



Операционная зона ОДУ Центра



- Территория ЦФО и СЗФО (Вологодская обл.).
- Расположена в одном часовом поясе.
- Насчитывает 19 субъектов Федерации.
- Национальные субъекты Федерации отсутствуют.
- Население около 46,2 млн. чел.
- Самая высокая в России плотность населения.
- Почти половина населения проживает в Москве и МО.
- Территория составляет примерно 4 % от территории Российской Федерации.

Граничит с ОЗ:

- ОДУ Северо-Запада
- ОДУ Урала
- ОДУ Средней Волги
- ОДУ Юга
- ОЭС Белоруссии
- ОЭС Украины

Количество электростанций (5 МВт и более)	142
Установленная мощность на 01.01.2013 (тыс. МВт)	51,290
Выработка электроэнергии 2012 г. (млрд кВт·ч) В том числе:	243
Электростанциями ТГК (млрд кВт·ч)	80,4
Электростанциями ОГК (млрд кВт·ч)	54,4
АЭС (млрд кВт·ч)	91,1
Потребление электроэнергии за 2012 г. (млрд кВт·ч)	229,4
Протяжённость ВЛ напряжением 110 кВ и выше (км)	86 483
Количество электрических подстанции 110-750 кВ	2 223



Структура оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России

В соответствии с Федеральным Законом 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

- ❑ **Сформирована централизованная иерархическая трехуровневая структура оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России**

Оперативно-диспетчерское управление электроэнергетическим режимом на всей территории ЕЭС России

- ❑ **осуществляется Системным оператором**

Состоит из диспетчерских центров 3-х уровней:

ДЦ ИА ОАО СО ЕЭС (ЦДУ)

7 ОДУ

56 РДУ

В целях взаимодействия с ОИВ, ФО и субъектами ЭЭ

В 2012-2013 гг. образованы представительства ОАО «СО ЕЭС» в 7 областях



В процессе своей деятельности Системный оператор решает три основные группы задач:

- управление технологическими режимами работы объектов ЕЭС России в реальном времени**
- обеспечение перспективного развития ЕЭС России**
- обеспечение единства и эффективной работы технологических механизмов оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности**



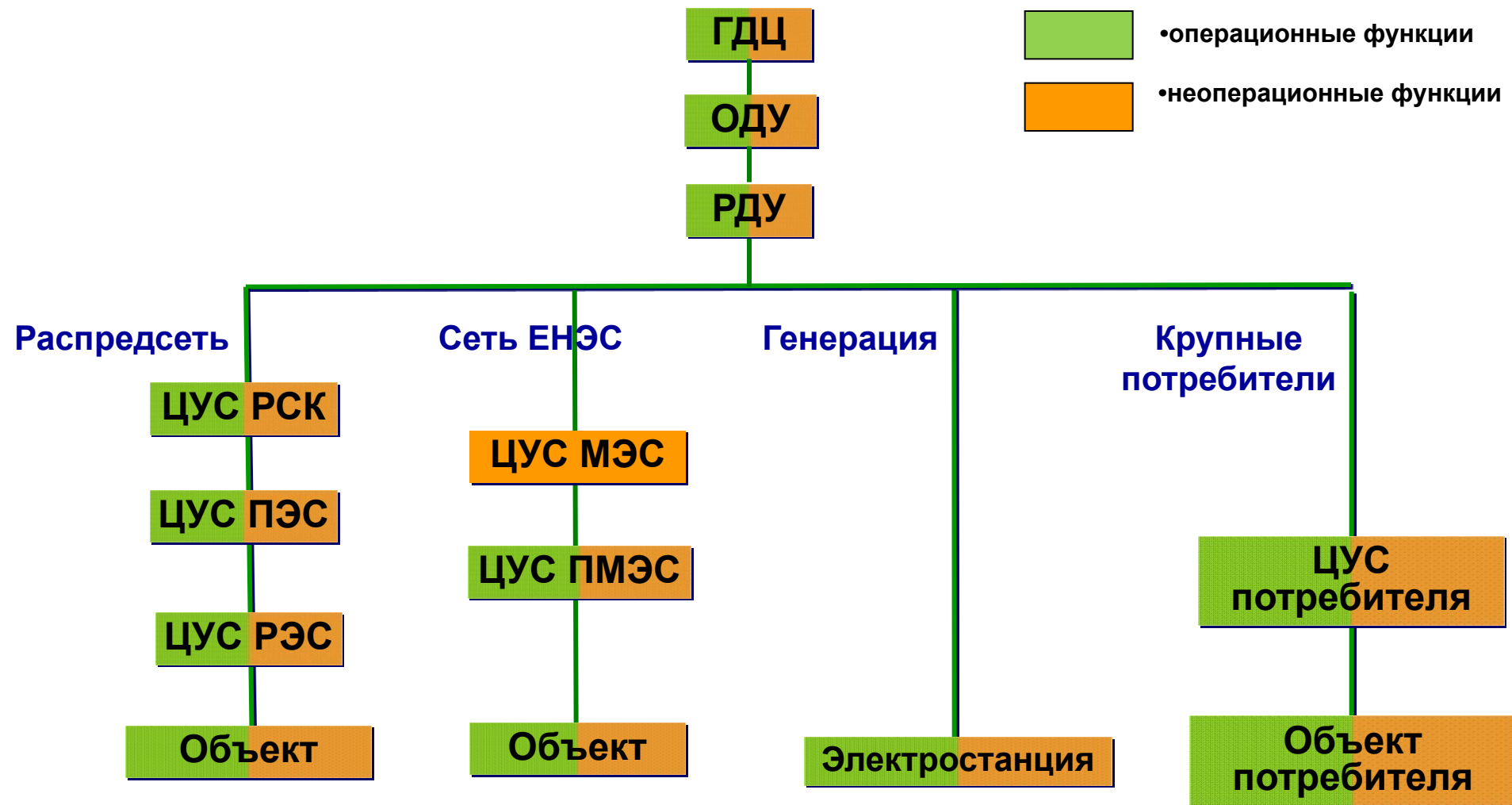
Нормативно-законодательное обеспечение оперативно-диспетчерского управления

10

- ❑ **Федеральный Закон 35-ФЗ «Об электроэнергетике»**
- ❑ **Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденные ПП РФ от 27.12.2004 №854**
- ❑ **Правила недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, утвержденные ПП РФ от 27.12.2004 №861**
- ❑ **Правила функционирования розничных рынков, утвержденные ПП РФ от 31.08.2006 №530**
- ❑ **Целевая организационно-функциональная модель оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденная приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.01.2006 №68**
- ❑ **Целевая модель прохождения команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между ДЦ и ЦУС сетевых организации, подстанциями, утвержденная ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС», от 29.01.2007**



Целевая организационно-функциональная модель оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике



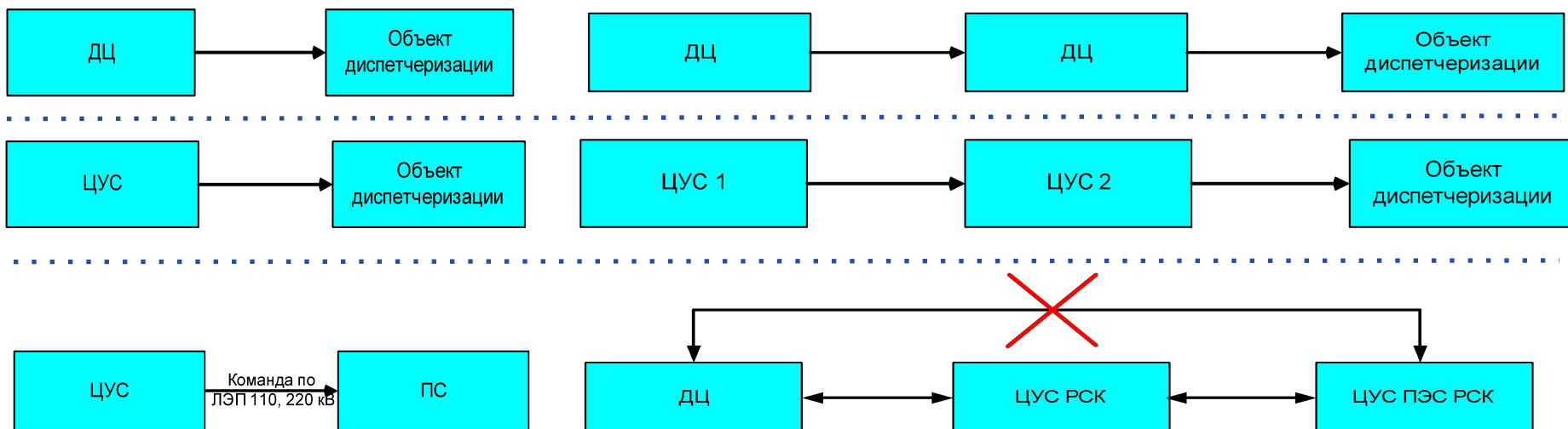


Целевая модель прохождения команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между ДЦ и ЦУС сетевых организации, подстанциями

12

Настоящая целевая модель определяет схему прохождения команд и принципы организации каналов связи и передачи телеметрической информации между:

- ❑ диспетчерскими центрами и энергообъектами;
- ❑ между смежными диспетчерскими центрами;
- ❑ диспетчерскими центрами и центрами управления сетями;
- ❑ центрами управления сетями и подведомственными подстанциями;
- ❑ между смежными центрами управления сетями.





Техническая политика ОАО «СО ЕЭС» до 2016 года

13

Положение о технической политике ОАО «СО ЕЭС» до 2016 года утверждено решением Совета Директоров ОАО «СО ЕЭС» от 27.12.2012, протокол № 136

Положение о технической политике ОАО «СО ЕЭС» до 2016 года введено в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.12.2012 №530

1. Все представленные в разделах Положения о технической политике ОАО «СО ЕЭС» до 2016 года технические требования и технические решения являются основой для формирования инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС» и руководством в работе по совершенствованию и развитию деловых процессов оперативно-диспетчерского управления и необходимой для этого инфраструктуры.
2. Реализация требований и решений, содержащихся в Положении о технической политике ОАО «СО ЕЭС», позволит обеспечить надежное функционирование системы оперативно-диспетчерского управления и решение стоящих перед Обществом задач на современном научном и техническом уровне.



Технологии оперативно-диспетчерского управления
ЕЭС России и сопровождения рынков
Технологии, обеспечивающие



устойчивость диспетчерских центров и
системы оперативно-диспетчерского
управления



Технологии автоматизации,
информационное обеспечение и
телекоммуникации



Технологии технического аудита и
технического контроля



Профессиональная подготовка
персонала
Имущественный комплекс и



инженерная инфраструктура,
обеспечивающие функционирование
системы оперативно-диспетчерского
управления

Планирование развития ЕЭС России и долгосрочное планирование электроэнергетического режима ЕЭС России

14

Направления деятельности:

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ:

Формирование единой базы прогнозирования

Разработка прогноза потребления и балансов электрической энергии и мощности на 7-ми летний период

Проведение КОМ на период от одного года до четырех лет

Контроль готовности генерирующего и электросетевого оборудования

Разработка скоординированного графика ремонтов генерирующего, электросетевого оборудования и устройств РЗА, СДТУ

- ✓ Модернизация ПАК «Энергия», «Метео» для выполнения их интеграции и ПАК «Оперативный баланс мощности» для формирования показателей баланса по каждому часу суток.
- ✓ Разработка и ввод в промышленную эксплуатацию информационно-аналитической системы долгосрочного планирования, обеспечивающей сбор и анализ информации действующих ПАК.
- ✓ Разработка и ввод в промышленную эксплуатацию ПАК автоматизированного расчета прогнозных значений потребления электрической энергии (мощности).
- ✓ Развитие технологий формирования балансов электрической энергии и мощности на перспективный период и модернизация существующего ПО с обеспечением использования единой базы данных и импорта исходных данных из информационно-аналитической системы перспективного развития, ПАК «Энергия» и «Метео».
- ✓ Модернизация существующего ПАК «Расчет целевого рынка мощности» с целью обеспечения возможности проведения КОМ на перспективный период до 4-х лет.
- ✓ Разработка ПАК, предназначенного для расчета показателей готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии.
- ✓ Ввод в промышленную эксплуатацию ПК «Ремонты» у собственников оборудования.



Краткосрочное планирование и управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России в реальном времени

15

Направления деятельности:

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ:

Краткосрочное планирование режимов

✓ Обеспечение технологической готовности к переходу от расчета ВСВГО при планировании режимов на неделю вперед на ежедневный расчет ВСВГО.

✓ Обеспечение технологической готовности к увеличению количества расчетов ПБР от 12-и до 24-х (каждый час) для 1-й синхронной зоны ЕЭС России.

✓ Автоматизация использования результатов расчета ВСВГО при формировании ПЭР 1-й синхронной зоны. Переход к формированию ПЭР 2-й синхронной зоны в сутки X-2.

✓ Разработка ПО для сбора, хранения и использования основных водноэнергетических показателей ГЭС при подготовке отчетных и аналитических материалов.

Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России в реальном времени

✓ Разработка и внедрение новых правил отображения технологической информации в диспетчерских центрах.

Автоматическое режимное управление

✓ Совместная работа с ОАО «Концерн Росэнергоатом» по привлечению всех энергоблоков АЭС с реакторами типа ВВЭР к ОПРЧ.

Иные приоритетные направления деятельности ОАО «СО ЕЭС»

16

Направления деятельности:

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ:

Система стандартизации и добровольной сертификации

Гармонизация национальных стандартов на оборудование объектов электроэнергетики с требованиями к РА и ПА

- ✓ **Корректировка ГОСТ Р 54403-2011 «Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия».**

Технологии оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России

Совершенствование обмена технологической информацией с субъектами электроэнергетики

- ✓ **Разработка требований к информационному обмену с объектами электроэнергетики, на которых планируется телеуправление из ДЦ, и с электростанциями мощностью менее 5 МВт, не отнесенными к объектам диспетчеризации.**

Совершенствование структуры оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России

- ✓ **Создание представительств ОАО «СО ЕЭС» в Ивановской и Тамбовской областях.**
- ✓ **Реализация проектов укрупнения операционных зон Костромского РДУ, Липецкого РДУ.**

Имущественный комплекс и инженерная инфраструктура, обеспечивающие функционирование системы оперативно-диспетчерского управления

Размещение диспетчерских центров

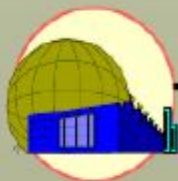
- ✓ **Обеспечить ввод в эксплуатацию зданий диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС»:**
 - Владимирское РДУ,
 - Вологодское РДУ,
 - Курское РДУ,
 - Тверское РДУ.

Структура рынка электроэнергетики России

Субъекты оптового рынка электроэнергии

ПОСТАВЩИКИ :

Оптовые и территориальные генерирующие компании, гидроэлектростанции, Росэнергоатом, импортеры



ИНФРАСТРУКТУРА

НП Совет рынка

Администратор торговой системы

Системный Оператор

Федеральная и региональные сетевые компании

ПОТРЕБИТЕЛИ:



Крупные потребители



Сбытовые компании (покупка для розничных потребителей)



Экспортеры

Субъекты розничного рынка



Население



Потребители, приравненные к населению



Потребители

Алгоритм работы оптового рынка электроэнергетики России

ВСВГО

- Участвуют только Генерации
- Какой блок какой электростанции включать?
- Для включенного блока определяется Макс и Мин выработка.
- За 1 неделю до поставки

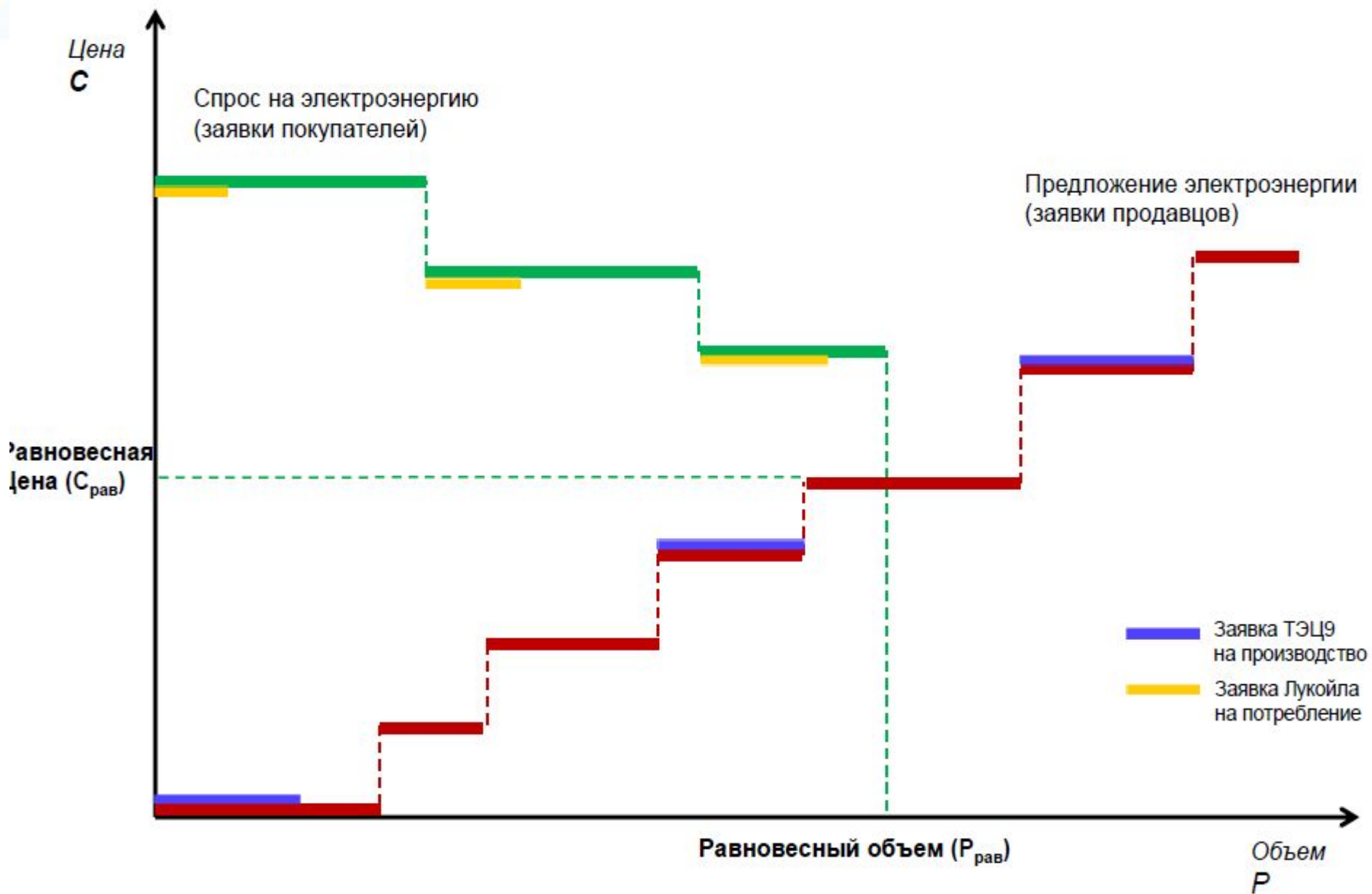
Рынок на сутки вперед

- Участвуют Генерации и Потребители
- Сколько МВт будет вырабатывать каждый блок в определенный час?
- Сколько МВт будет потреблять каждый Потребитель в определенный час?
- За 1 сутки до поставки

Балансиру ющий рынок

- Не участвуют Генерации и Потребители
- Сколько МВт реально будет вырабатывать каждый блок в определенный час?
- За 4 часа до поставки

Рынок на сутки вперед, описание



Рынок на сутки вперед, целевая функция модели

Максимизируем общественное благосостояние:

$$\sum_{t=0}^{23} \left\{ \sum_c \sum_m C_{ct}^m P_{ct}^m - \sum_g \sum_m C_{gt}^m P_{gt}^m \right\} \rightarrow \max.$$

Стоимость, которую готов потребитель c заплатить за электроэнергию.

Стоимость, которую хотела бы Генерация g получить за электроэнергию

Подает ценовую заявку следующую:

1 ст. по цене C_{ct}^1 продаем объем $P_{ct}^{\prime 1}$
 2 ст. по цене C_{ct}^2 продаем объем $P_{ct}^{\prime 2}$
 3 ст. по цене C_{ct}^3 продаем объем $P_{ct}^{\prime 3}$

при этом

$$C_{gt}^1 > C_{gt}^2 > C_{gt}^3,$$

$$P_{gt}^{\prime 1} < P_{gt}^{\prime 2} < P_{gt}^{\prime 3}$$

Подает ценовую заявку следующую:

1 ст. по цене C_{gt}^1 продаем объем $P_{gt}^{\min} + P_{gt}^{\prime 1}$
 2 ст. по цене C_{gt}^2 продаем объем $P_{gt}^{\min} + P_{gt}^{\prime 2}$
 3 ст. по цене C_{gt}^3 продаем объем $P_{gt}^{\min} + P_{gt}^{\prime 3}$

при этом

$$C_{gt}^1 < C_{gt}^2 < C_{gt}^3,$$

$$P_{gt}^{\prime 1} < P_{gt}^{\prime 2} < P_{gt}^{\prime 3}$$

Рынок на сутки вперед, ограничения

1. Учитывается схема электрической сети
2. Баланс мощности в каждом узле j (1-ый закон Кирхгофа)

$$\sum_{i \in I(j)} p_{ij}^t + \sum_{g \in G(j)} P_{gt} - \sum_{c \in C(j)} P_{ct} = 0$$



3. Взаимосвязь перетока мощности от модуля/фазы напряжения
4. Ограничения перетока по контролируемым сечениям

$$\sum_{(i,j) \in S} p_{ij}^t \leq P_{st}^{\max}, \quad \sum_{(i,j) \in S} p_{ji}^t \leq P_{st}^{\min}$$

Рынок на сутки вперед, ограничения

5. Ограничения на выработку каждого блока электростанции

$$P_{gt}^{\min} \leq P_{gt} \leq P_{gt}^{\max},$$

6. Ограничения на скорость сброса оборудования по каждой электростанции

$$P_{gt} - n_g^{\min} \leq P_{g(t+1)} \leq P_{gt} + n_g^{\max}$$

7. Заявки генерации на объем выполняются не в полном размере

8. Реальная выработка всегда выше заявки генератора

$$P_{gt} = P_{gt}^{\min} + \sum_m P_{gt}^m.$$

9. Заявки потребителей на объем выполняются не в полном размере

Рынок на сутки вперед, решение задачи

В результате решения задачи на каждый час на 1 сутки вперед определяются:

- Плановый объем потребления каждого Потребителя P_{ct}^m
- Плановый объем выработки каждого блока Электростанций P_{gt}^m
- Плановые перетоки электроэнергии по каждой ветви p_{ij}^t
- Множители Лагранжа при ограничениях:
 - λ_2 (при балансовом ограничении) – цена в каждом узле модели
 - λ_4 (при ограничении на контролируемые сечения) – цена последнего МВт пропускной способности сечения

Балансирующий рынок, модель

- Потребления анализируют диспетчера
- Генерации не подают заявки, для решения задачи используют их заявки на рынке на сутки вперед (PCB)

Целевая функция – минимизируем издержки генерирующих компаний

$$\sum_{t=\tau}^{23} \sum_g \sum_m C_{gt}^m P_{gt}^m \rightarrow \min$$

для $\tau = 0, 4, 8, 12, 16, 20$

Ограничения (1)-(8)

Решение:

- Диспетчерский график загрузки электростанции
- λ_2 - индикатор стоимости балансирующей электроэнергии