

# СОВЕТ РЫНКА

ПО ОРГАНИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ  
ОПТОВОЙ И РОЗНИЧНОЙ ТОРГОВЛИ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИЕЙ И МОЩНОСТЬЮ

---

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО

Пономарев Д.В.  
Председатель Правления

---

## ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ организации долгосрочного рынка мощности и системы договоров о предоставлении мощности

Москва  
Апрель 2010

- **Мощность** – особый товар, продажа которого для производителя означает готовность к производству электроэнергии и покупка которого для потребителя гарантирует ему возможность приобретения необходимого объема электроэнергии
- С **1 июля 2008 года** в России действует переходная модель рынка мощности, в настоящее время 60% мощности продается по свободным ценам (с 1 июля - 80% и полная либерализация с 1 января 2011 года)
- Выручка от продажи мощности составляет в среднем **50%** в объеме годовой выручки генерирующих компаний. Годовой оборот оптового рынка мощности составил в 2009 году порядка **331 млрд.** рублей
- В настоящее время порядка **60%** генерирующих мощностей требуют срочной и глубокой модернизации
- Общий объем инвестиционной программы по строительству новых генерирующих мощностей в России (ценовые зоны) до 2020 года составляет около **50 ГВт.**

- Обеспечение долгосрочной надежности – предупреждение дефицита в энергосистеме
- Минимизация совокупной стоимости электроэнергии и мощности для потребителей
- Формирование наиболее эффективной структуры генерации
- Формирование региональных ценовых сигналов для развития генерации, потребления и сетей
- Повышение инвестиционной привлекательности отрасли через обеспечение долгосрочных гарантий поставщикам
- Стимулирование инвестиционного процесса в создание и модернизацию основных фондов

Новая модель рынка мощности вводится на территориях, объединенных в ценовые зоны оптового рынка (I – Европа, Урал и II – Сибирь) (за исключением регионов Приморского и Хабаровского краев, Амурской, Магаданской, Сахалинской, Камчатской, Калининградской и Архангельской областей, Еврейской автономной области, республик Якутия и Коми)

Ценовые зоны разбиваются на зоны свободного перетока, которые учитывают планируемые ограничения поставок мощности между ними



**В рамках конкурентного отбора ежегодно на четыре года вперед:**

- **Системный оператор определяет (с учетом заявок потребителей) прогноз и структуру потребления, величину необходимого резерва и задает кривую спроса**
- **Поставщики подают ценовые заявки, формируя ценовое предложение**
- **По итогам конкурентного отбора определяются:**
  - генерирующие объекты, мощность которых необходима в году поставки
  - цены продажи мощности по итогам конкурентного отбора
  - цены покупки мощности по итогам конкурентного отбора по ЗСП**и формируются обязательства поставщиков по поставке мощности**

### На этапе подготовки к конкурентному отбору

- **ФАС России проводит анализ конкуренции в зонах свободного перетока и определяет**
  - зоны свободного перетока с ограниченной конкуренцией –при проведении отбора мощности **предельный уровень**, утверждаемый Правительством РФ
  - зоны свободного перетока, в которых есть конкуренция – отбор проводится **без предельного уровня**
- **Участники оптового рынка направляют в ФАС России сведения об аффилированности** (после выхода постановления о правилах антимонопольного контроля)
  - ФАС может определить особые условия участия в конкурентном отборе некоторых поставщиков

### При проведении отбора

- Контроль экономической обоснованности цен в заявках

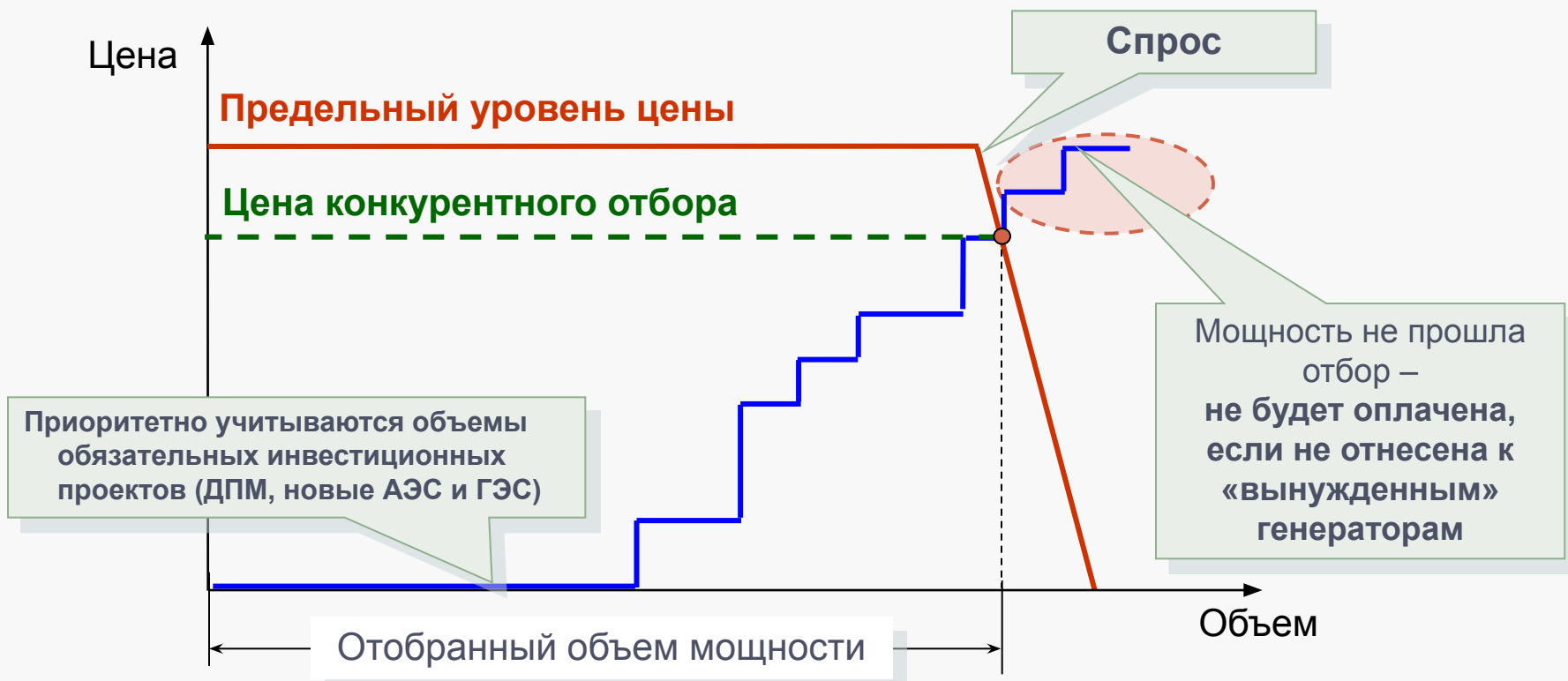
### После проведения отбора

- При выявлении ФАС случаев манипулирования ценами возможность отмены результатов конкурентного отбора по решению Наблюдательного совета НП «Совет рынка» и проведения повторного отбора

**Для повышения конкуренции: на основе анализа результатов отбора принимаются меры для расширения (объединения) зон свободного перетока**

### При проведении конкурентного отбора:

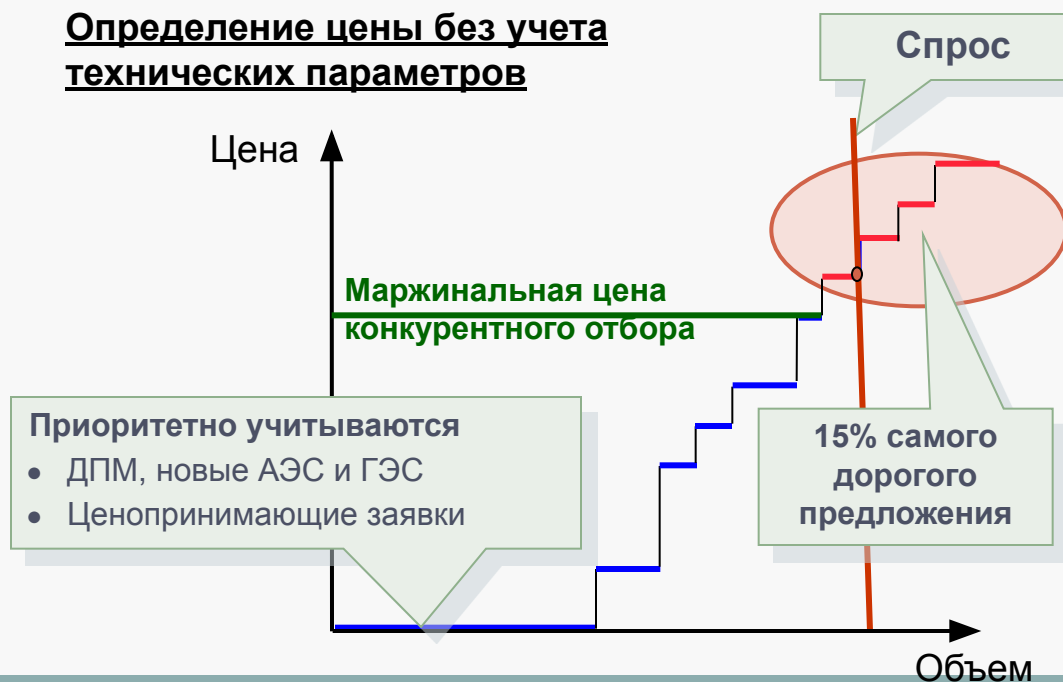
- Поставщики подают заявки с ценами, не выше предельного уровня цены на мощность, формируя кривую предложения (заявки с ценами выше предельного уровня не рассматриваются)
- Отбирается мощность генерирующих объектов, технические параметры которых обеспечивают функционирование энергосистемы



### Особенности проведения конкурентного отбора без ценового ограничения:

- Поставщик, владеющий значительной долей генерации в ЗСП, может подать ценовую заявку только на объем мощности, не превышающий 15% (10% во 2-ой ценовой зоне) мощности в ЗСП, а на остальной объем – подается ценопринимая заявка
- 15% наиболее дорогого предложения (10% во 2-ой ценовой зоне) не формирует маржинальную цену конкурентного отбора
- Отбирается мощность генерирующих объектов, технические параметры которых обеспечивают функционирование энергосистемы, НО цена отбора определяется без учета технических параметров

#### Определение цены без учета технических параметров



#### Отбор с учетом технических параметров





### **Действующие АЭС/ГЭС участвуют в конкурентных отборах на общих основаниях, однако**

- в 2011-2012 годах возможна надбавка к цене мощности действующих АЭС и ГЭС в качестве инвестиционной составляющей (устанавливается ФСТ)
- с 2013 года – при нехватке средств с оптового рынка на безопасную эксплуатацию устанавливается надбавка к рыночной цене мощности в следующем периоде

### **Новые АЭС/ГЭС**

- продают мощность по договорам, аналогичным ДПМ
- наделены возможностью нештрафуемой отсрочки ввода в промышленную эксплуатацию в пределах 1 года (при уведомлении об этом за год до исходной даты)
- цену для новых объектов устанавливает ФСТ, при этом должна быть учтена выручка от продажи электроэнергии и объем средств, полученных в рамках ЦИС или инвестиционной составляющей тарифа
- срок действия ДПМ для АЭС/ГЭС – 20 лет при расчетном сроке окупаемости – 30 лет

- В рамках реформирования РАО ЕЭС России были сформированы генерирующие компании (ОГК/ТГК), контрольные пакеты акций которых в рамках выкупа дополнительных эмиссий были приобретены новыми собственниками
- Цены продажи акций и объемы эмиссий были рассчитаны, исходя из необходимости обеспечить финансирование инвестиционных программ, список которых был первоначально утвержден Советом директоров РАО ЕЭС России
- **ОГК/ТГК и, в их лице, их основные собственники имеют безусловную обязанность по исполнению инвестиционных программ**



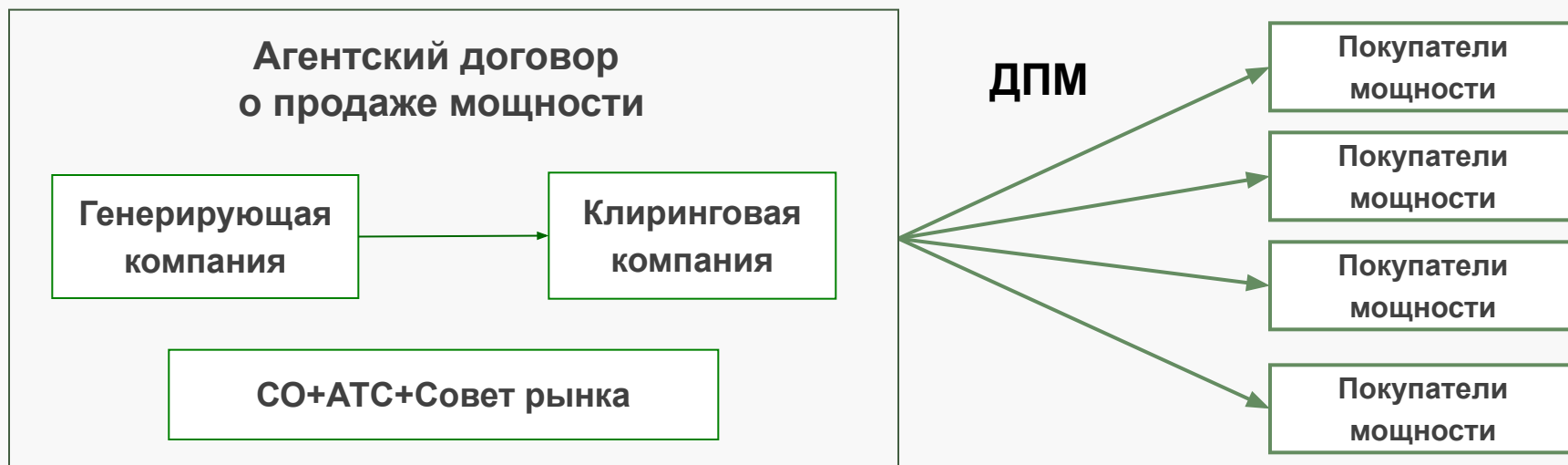
**Модель рынка мощности содержит набор положений, стимулирующих заключение и исполнение Договоров о предоставлении мощности**

- + конструкция ДПМ повышает уровень гарантий оплаты
- + в случае подписания ДПМ включенные в них объекты учитываются в приоритете на конкурентных отборах по отношению к действующей генерации
- + оплата возведенных или модернизируемых по ДПМ объектов будет осуществляться в течение 10 лет по гарантированной цене, исходя из расчетной окупаемости в 15 лет

### Одновременно:

- неподписание ДПМ или просрочка выполнения обязательств более, чем на год, приводят к ограничению ценовой стратегии поставщика по участию в КОМ и продаже отобранной мощности по тарифу
- в случае неисполнения или несвоевременного исполнения ДПМ ОГК/ТГК несут ответственность из расчета 25% от стоимости инвестиционной программы за каждый объект строительства или модернизации

**(!) Уже сейчас выявлены случаи несоблюдения первоначальных графиков по ДПМ (ОГК 2, ОГК 3, ТГК 2, 4, 5, 6, 9, 12, 13)**



- ОГК/ТГК заключают агентский договор по типу поручения с Клиринговой организацией (ЗАО «ЦФР») для организации продажи мощности покупателям – субъектам оптового рынка
- Клиринговая организация заключает Договоры о предоставлении мощности на оптовый рынок (ДПМ) с покупателями – субъектами оптового рынка от имени и по поручению ОГК/ТГК
- Сторонами Агентского договора являются также Системный оператор, Администратор торговой системы и НП «Совет рынка»

**Плата за мощность по ДПМ в зависимости от региона, типа топлива и установленной мощности генерирующего объекта с учетом WACC 14% (тыс. руб./МВт·месяц):**

Кклим	Топливо	Газ			Уголь	
	МВт	> 250 МВт	150 - 250 МВт	< 150 МВт	> 225 МВт	< 225 МВт
1	Юг *	500	617	771	1 048	1 130
1,075	Юг Волги-Азов	494	609	762	1 035	1 116
1,15	Центр	524	647	810	1 100	1 187
1,225	Урал	554	685	858	1 165	1 257
1,3	Сибирь *	828	976	1 169	1 647	1 779

\* цена рассчитана с учетом коэффициента сейсмичности равного 1,09 для Юга и 1,1 для Сибири

**Кроме климатического, к капитальным затратам применяются иные коэффициенты**

- сейсмичности (1,06 – 1,13 для различных зон сейсмического районирования)
- отсутствие резервного топлива (0,95 при отсутствии резерва)

**а также учет доходов с рынка электроэнергии по Методике Минэнерго**



- **Максимальная цена на мощность для проведения конкурентного отбора на 2011 год:**
  - 112,5 тыс.руб. за МВт для первой ценовой зоны
  - 120,35 тыс.руб. за МВт для второй ценовой зоны

**Для проведения конкурентных отборов на последующие годы значения максимальной цены на мощность устанавливаются Правительством РФ по предложению ФСТ России**

- **Минимальная цена продажи мощности по результатам конкурентного отбора:**
  - Минимальный тариф тепловой генерации в ценовой зоне с ежегодной индексацией
  - Применяется только в тех ЗСП, где при проведении конкурентного отбора применяется Максимальная цена на мощность

### Улучшение инвестиционного климата в электроэнергетике России

- появление долгосрочных ценовых параметров рынка и уровней оплаты по объектам ДПМ
- переход на систему долгосрочных договоров купли – продажи мощности (ДПМ и договоры по итогам КОМ)
- формирование региональных ценовых сигналов, а также уровней и условий оплаты, стимулирующих модернизацию действующих мощностей

### Повышение привлекательности рыночных механизмов ценообразования для потребителей

- повышение прозрачности ценообразования на мощность
- внедрение новых качественных и стоимостного критериев в систему отбора генерирующих мощностей и, как результат, сокращение числа неэффективных электростанций
- появления возможности долгосрочного прогнозирования цены на мощность и управления своими затратами на электропотребление
- в перспективе – повышение эластичности рынка в результате перераспределения нагрузки с оплаты мощности на оплату электроэнергии