

РЫНОК МОЩНОСТИ РФ: ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ

- **Мощность** – особый товар, продажа которого для производителя означает готовность к производству электроэнергии и покупка которого для потребителя гарантирует ему возможность приобретения необходимого объема электроэнергии
- **Основные причины введения рынка мощности в РФ:**
 - Ограниченные возможности компенсации постоянных затрат генерации в рамках краткосрочного рынка электроэнергии (с учетом отсутствия специальной оплаты резервной мощности, неразвитого рынка долгосрочных контрактов, использования ценовых ограничений на рынке электроэнергии)
 - Необходимость специального стимулирования строительства новой генерации и модернизации действующей

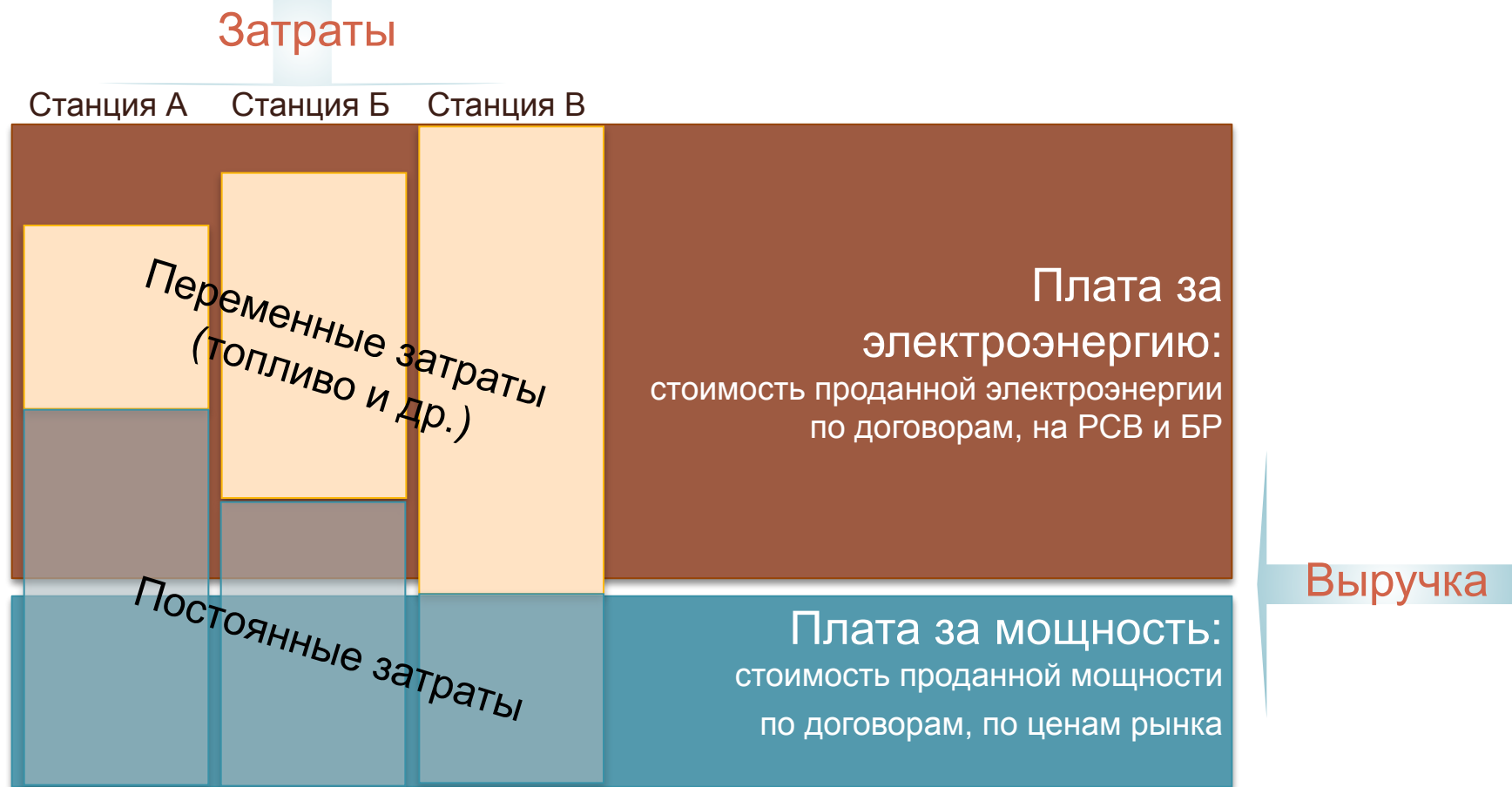
- *Рынок мощности в России в действующем виде введен с 1 января 2011 г. (первый отбор на 2011г. проведен в конце 2010г, второй на 2012г. - в октябре 2011г.).*
- *Выручка от продажи мощности составляет в среднем около 30-35% в объеме годовой выручки генерирующих компаний (в регулируемом рынке было около 50%).*
- *В настоящее время значительная доля генерирующих мощностей требуют модернизации или замены. Общий объем инвестиционной программы по строительству новых генерирующих мощностей на оптовом рынке (ценовые зоны) до 2020 года составляет около 41,2 ГВт (30 ГВт ТЭС, 11,2 ГВт АЭС+ГЭС).*

- **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

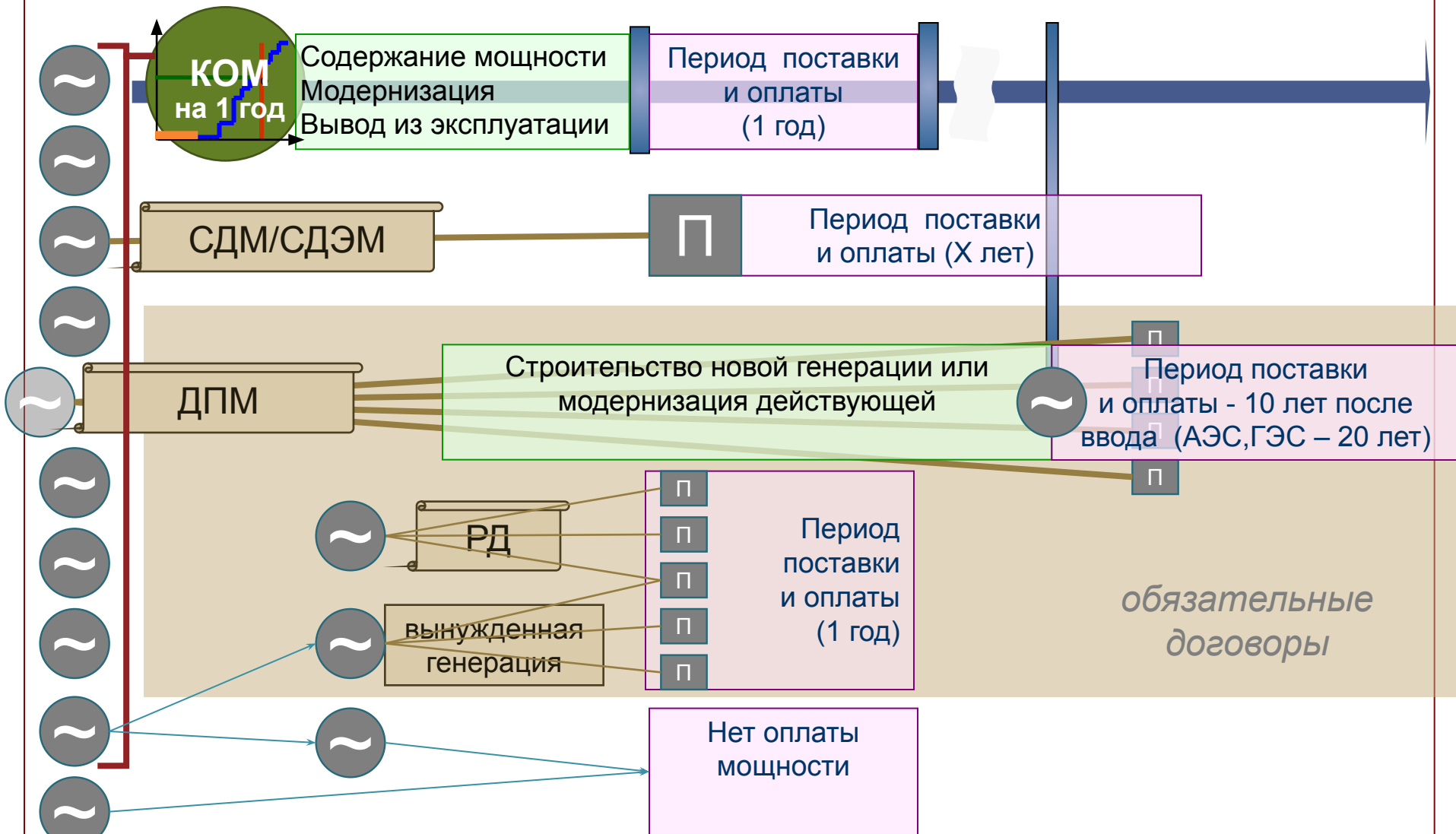
Рынок мощности действует в ценовых зонах оптового рынка (I – Европа, Урал и II – Сибирь) (за исключением регионов Приморского и Хабаровского краев, Амурской, Магаданской, Сахалинской, Камчатской, Калининградской и Архангельской областей, Еврейской автономной области, республик Якутия и Коми)

Ценовые зоны разбиваются на *зоны свободного перетока (ЗСП)*, которые учитывают планируемые ограничения поставок мощности между ними





Платежи, получаемые с рынка мощности, **не должны полностью покрывать постоянные затраты поставщика**, поскольку он компенсирует часть своих постоянных затрат в рынке электроэнергии – таким образом обеспечивается конкуренция по совокупным затратам



СОВЕТ РЫНКА Основные механизмы рынка

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО

МОЩНОСТИ

Мощность, реализуемая по итогам конкурентного отбора мощности (КОМ)

Реализация мощности, отобранной в КОМ и не проданной по другим типам договоров

Свободные договоры купли-продажи мощности (СДМ)

Реализация мощности, в отношении которой заключены свободные договоры купли-продажи мощности (СДМ) – при условии, что она отобрана на КОМ

Регулируемые договоры (РД)

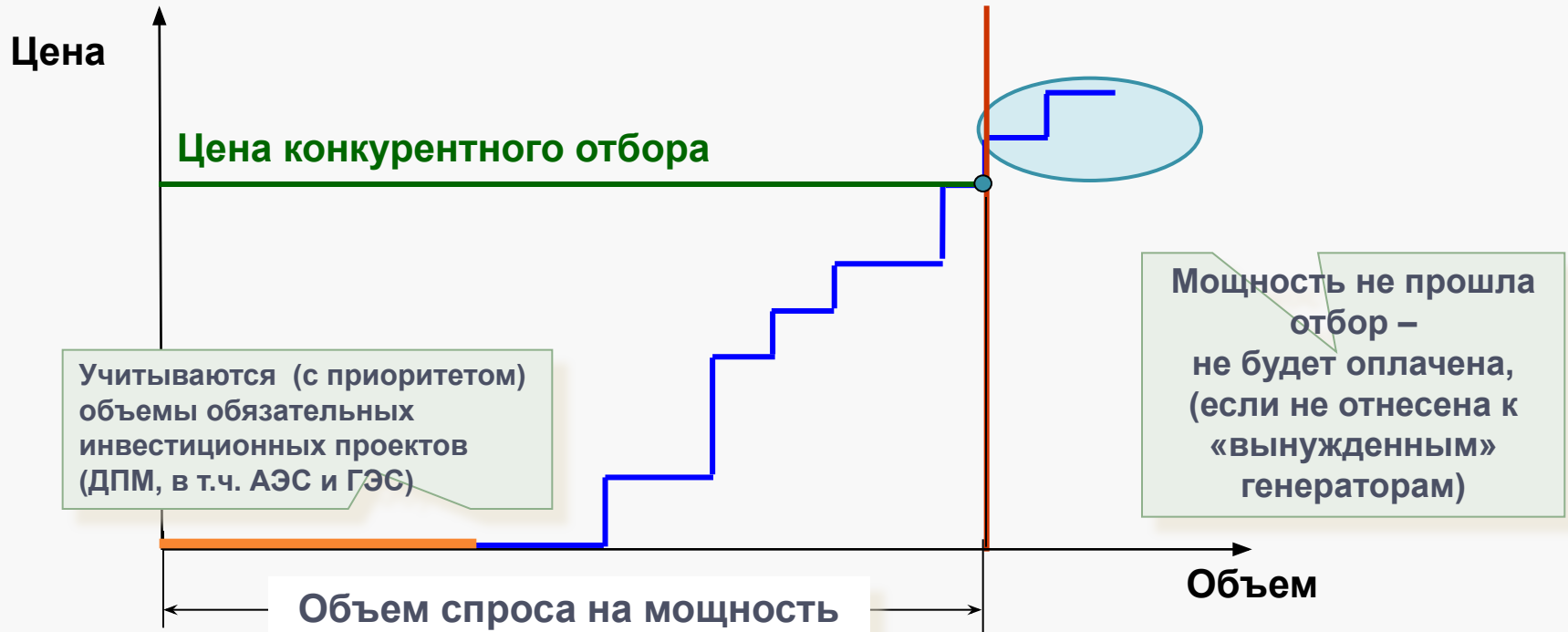
Договоры купли/продажи электроэнергии и/или мощности между поставщиком и покупателем, цены по которым соответствуют установленным ФСТ тарифам на электроэнергию и (или) мощность (только для поставки населению и приравненным категориям потребителей)

Мощность генерирующих объектов, в отношении которых заключены ДПМ + Мощность новых АЭС и ГЭС, в отношении которых заключены договоры купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС

Реализация мощности тепловых электростанций по долгосрочным договорам
Реализация мощности АЭС и ГЭС на условиях, аналогичных ДПМ

Мощность вынужденных генераторов

Реализация мощности генерирующих объектов, не отобранных на КОМ, но продолжение работы которых необходимо по технологическим и иным причинам



При проведении конкурентного отбора:

- Учитываются ограничения на передачу мощности между ЗСП
- Отбирается мощность генерирующих объектов, технические параметры которых обеспечивают функционирование энергосистемы (регулируемый диапазон, скорость набора и сброса нагрузки и др.), также установлены обязательные минимальные технические требования

На этапе подготовки к конкурентному отбору

- ФАС России проводит анализ конкуренции в зонах свободного перетока и определяет
 - для ЗСП с ограниченной конкуренцией устанавливается максимальная цена (предельный уровень), утверждаемая Правительством РФ
 - ЗСП, в которых есть конкуренция – отбор проводится без ограничения цены 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

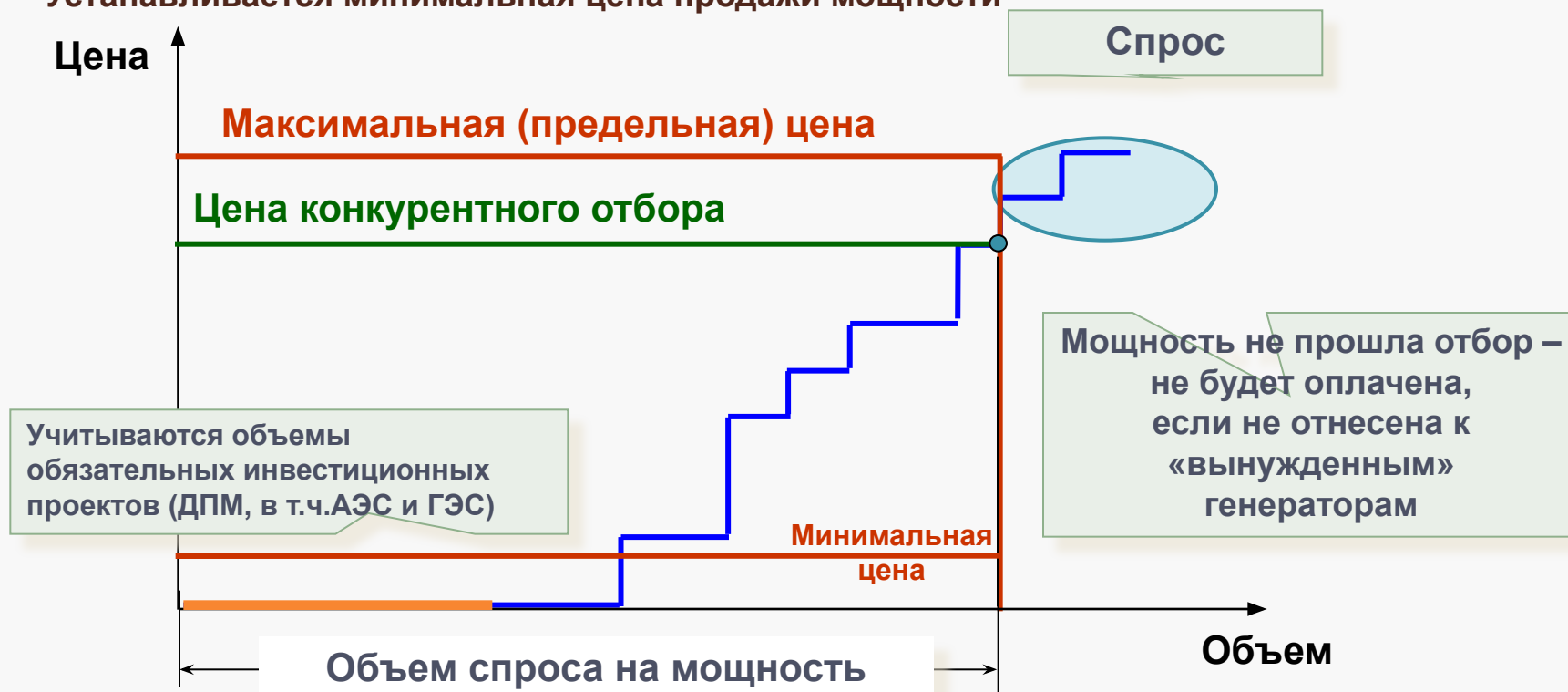
После проведения отбора

- 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: регулярно на основе анализа результатов отбора должны приниматься меры для расширения (объединения) ЗСП

При проведении конкурентного отбора:

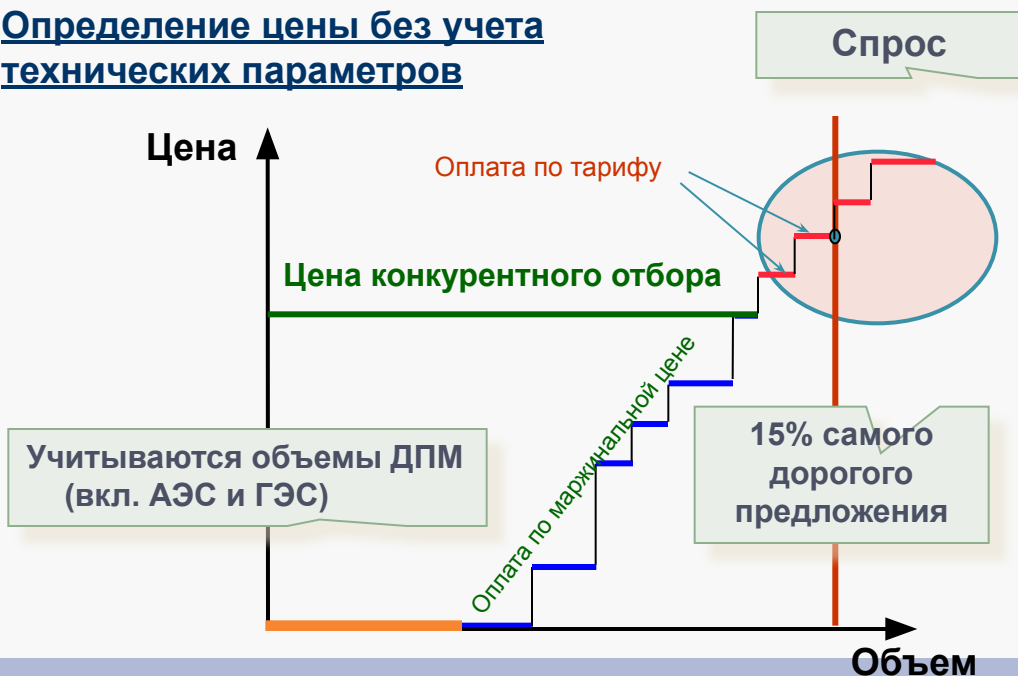
- Поставщики подают заявки с ценами, не выше максимальной цены на мощность, формируя кривую предложения (заявки с ценами выше предельного уровня не рассматриваются)
- Отбирается мощность, генерирующих объектов, технические параметры которых обеспечивают функционирование энергосистемы
- Устанавливается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



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% мощности в ЗСП, а на остальной объем – подается ценопринимающая заявка
- 15% наиболее дорогого предложения 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





Предложение на конкурентном отборе не покрывает спрос



В отношении инвестиционных проектов, отобранных на дополнительном отборе, заключаются договоры, аналогичные ДПМ, цена в которых соответствует цене в заявке на отбор (но не выше, чем цена мощности в ДПМ для объекта соответствующего типа)

- ДПМ - обязательство генерирующей компании по вводу новых мощностей с установленными характеристиками в установленный срок при условии гарантированной оплаты вводимой мощности на определенный срок
- История формирования ДПМ:
 - При реформировании РАО ЕЭС России были сформированы генерирующие компании (ОГК/ТГК), контрольные пакеты акций которых в рамках выкупа дополнительных эмиссий были приобретены новыми собственниками
 - Условия продажи акций были рассчитаны исходя из необходимости обеспечить финансирование инвестиционных программ, список которых был первоначально утвержден СД РАО ЕЭС России
 - В 2008-2010 годах сроки и отдельные параметры инвестпрограмм были актуализированы, а также была доработана договорная конструкция ДПМ – на новых условиях договоры были переподписаны
 - На условиях, аналогичных ДПМ, в 2010г. были также подписаны долгосрочные договоры поставки мощности по новым АЭС и ГЭС
- Обязанность по исполнению инвестиционных программ по ДПМ обеспечивается специальными механизмами контроля за их выполнением и договорной ответственностью сторон за неисполнение принятых обязательств. Также Правила рынка содержат набор положений, стимулирующих исполнение ДПМ.

**Плановый объем вводов по ДПМ составляет около 41,2 ГВт
(30 ГВт ТЭС, 11.2 ГВт АЭС+ГЭС)**

Цена на мощность по ДПМ рассчитывается исходя из компенсации следующих составляющих:

- «Типовые» капитальные затраты в зависимости от параметров энергоблока (например, для газовой генерации мощностью более 250 МВт – €720, для угольной генерации более 225 МВт – €1230)
- Эксплуатационные затраты
 - €2000 за МВт в месяц – для газовой генерации
 - €3075 за МВт в месяц – для угольной генерации
- Налог на имущество
- Затраты на технологическое присоединение к электрическим и газовым сетям – рассчитываются исходя из фактически понесенных затрат
- Срок оплаты мощности по договору – 10 лет, срок окупаемости – 15 лет.
- Применение базового уровня доходности инвестированного капитала WACC=14% (при отклонении уровня доходности долгосрочных ОФЗ от ставки 8,5% - производится пересчет WACC)
- Компенсация только части совокупных затрат (за исключением затрат на технологическое присоединение) – остальное за счет прибыли с РСВ. Например: 75% - для газовой генерации от 150 до 250 МВт в 1 ценовой зоне, 95% - для угольной генерации во 2 ценовой зоне.
- Учет «остаточной» стоимости генерирующих активов

На **КОМ** для генерирующего объекта определяется отобранный объем мощности:

Мощность, отобранная на КОМ

Аттестация мощности – определение предельного объема поставки на год, который может быть поставлен данным объектом генерации

Аттестованная мощность

Неаттестованная мощность – неоплата + штраф

Оплачивается только аттестованная мощность в рамках отобранной на КОМ (не больше)

Фактически поставленный объем мощности – по итогам работы за месяц

По итогам выполнения поставщиками заданных ПП требований по готовности оборудования к работе СО устанавливает, какая часть из предельного объема была поставлена на оптовый рынок. Также вычитается потребление на собственные нужды.

Поставленная мощность

Непоставленная часть аттестованной мощности – не оплачивается

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

- в 2011-2012 годах ФСТ устанавливает надбавку к цене мощности действующих АЭС и ГЭС на финансирование инвестиционных программ и затрат на безопасность
- с 2013 года – надбавка к рыночной цене мощности устанавливается только при нехватке средств с оптового рынка на безопасную эксплуатацию (выплачивается 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 вычтена 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 – 25 лет
- объем новой мощности АЭС и ГЭС по таким договорам составляет 11,2 ГВт.

Объем покупки мощности на оптовом рынке:

- объем покупки пропорционален фактическому пиковому потреблению
- для крупных потребителей – возможность самостоятельного планирования (с ответственностью за непревышение плана) и фиксации объема покупки мощности заранее – с учетом планового коэффициента резервирования
- оплата новой мощности по ДПМ – равномерно потребителями ценовой зоны
- оплата отобранной на конкурентном отборе мощности по ценам в ЗСП (ценовые сигналы локализованы)
- оплата новой мощности, отобранной при нехватке предложения на конкурентном отборе, – равномерно потребителями зоны свободного перетока (ценовые сигналы локализованы)

Механизмы покупки мощности

- по ДПМ и договорам с новыми АЭС и ГЭС
- покупка мощности генерации, поставляющей мощность в вынужденном режиме
- по свободным договорам
- по цене конкурентного отбора мощности

Свободные двусторонние договоры

- являются механизмом хеджирования цены поставки
 - значительно повышают инвестиционную привлекательность отрасли
-
- Свободные договоры купли-продажи мощности (СДМ) регистрируются до начала периода поставки мощности
 - СДМ могут быть биржевыми и внебиржевыми, также могут содержать любые условия поставки и электроэнергии (СДЭМ)
 - СДМ могут быть заключены в рамках одной ЗСП

Объем мощности, продаваемый/покупаемый по СДМ учитывается

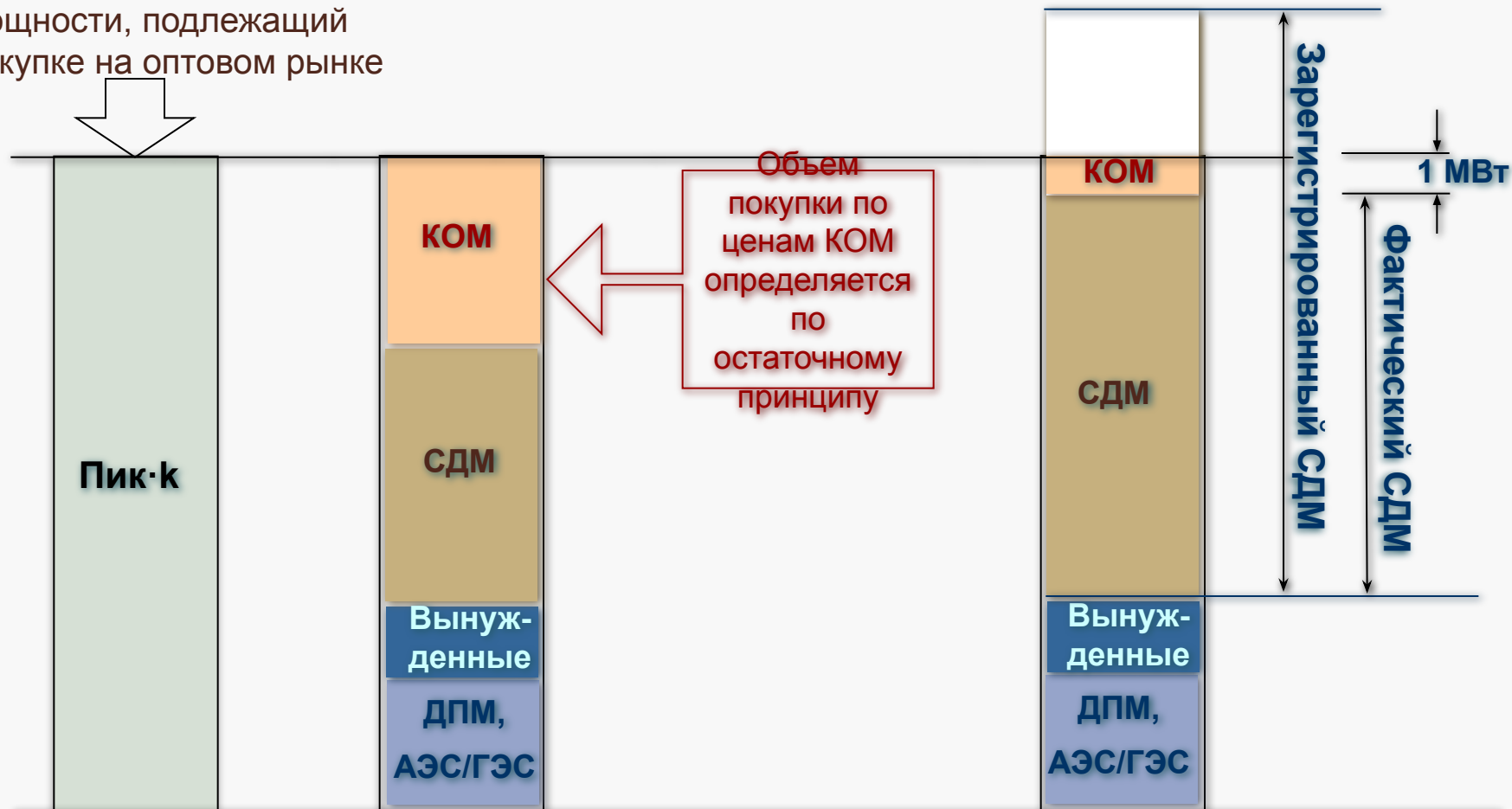
- при определении для покупателя объема мощности, который он должен купить по цене конкурентного отбора мощности, путем его уменьшения
- при определении для поставщика объема мощности, который он продает по цене конкурентного отбора мощности, путем его уменьшения

Объем мощности, продаваемый по СДМ не может превышать

- объема мощности, фактически произведенной поставщиком (приходящегося на данный СДМ)
- объема мощности, фактически потребленной покупателем, и не покрытый иными механизмами (приходящегося на данный СДМ)

По итогам месяца определяется объем мощности, подлежащий покупке на оптовом рынке

- Различные механизмы покупки мощности



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

- 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 – повышения эластичности рынка в результате перераспределения нагрузки с оплаты мощности на оплату электроэнергии

СОВЕТ РЫНКА

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ