

К вопросу о дальнейшем совершенствовании рынка электроэнергии

**Материалы к заседанию
Комитета по стратегии
НП «Совет Рынка»**

г.Москва, март 2012 года



Цель презентации

Данная презентация не претендует на модель ОРЭМ.

Для принятия решения о целесообразности коренного изменения модели необходимо:

- **Уточнить целеполагание и сформулировать объективные ограничения**
- **Произвести оценочные расчеты финансовых последствий для участников от внедрения тех или иных предложений**

Определим подход

Эволюция или революция?

Действующая модель ОРЭМ располагает всеми необходимыми инструментами:

- СДД/СДМ
- РСВ
- БР
- КОМ
- ДПМ
- Биржа
- ВСВГО
- Вторичные финансовые инструменты

Нужно ли что-то еще?

Модель рынка- « монумент в граните» или гибкий рабочий инструмент достижения стратегической цели? Давайте разберемся.

- Создание рынка электроэнергии не может быть самоцелью. Рынок всегда создается для чего-то: сдержать рост цен за счет механизмов конкуренции, обеспечить инвестиционную привлекательность в периоды времени , когда это нужно, повысить ответственность поставщиков и потребителей и т.д. То есть, ПЕРВИЧНО ЦЕЛЕПОЛАГАНИЕ.

Вывод:

Если меняются цели, то , очевидно, требуется и адаптация модели рынка к изменившимся новым целям. То есть, рынок –не застывшая конструкция, а его модель не может быть универсальной. Тем самым, нужно ответить на вопрос «Зачем?», тогда можно будет сказать «Как это должно работать!».

Для чего запускался действующий сегодня рынок?

Запуск рынка в 2005 году проходил в практически безвыходной ситуации:

- 20 лет никто ничего не строил нового;
- старение построенного ранее, до распада СССР, создавало угрозу надежности работы ключевой инфраструктурной отрасли экономики;
- в период активного роста экономики имеющихся станций могло не хватить для ожидаемого роста потребления;
- вкладывать деньги в отрасль с ежегодным государственным регулированием никто из инвесторов не хотел.

Целеполагание на том этапе: Создать механизмы, позволяющие в кратчайшие сроки привлечь средства в электроэнергетику, по мере возможности (через собственность) защитить средства инвесторов и начинать строить.

Этот этап завершился созданием механизма ДПМ в 2010-2011 году.

Деньги привлечены, строить начали, инвестор получает прибыль, инвестиции через собственность защищены. Что дальше?

Куда идем и для чего? (Вызовы сегодняшнего дня) (1)

- Мировой финансовый кризис внес значительные поправки в сценарные условия развития экономики. В первую очередь – падение потребления.

Вывод: Нужно корректировать целеполагание.

Вопрос: Электроэнергетическая отрасль может сама изменить целеполагание?

Ответ: Нет. Не может. Она обслуживающая отрасль. Обслуживающая экономику, а не формирующая цели и задачи. Обеспечивает необходимые условия для экономического развития. Ведомая, а не ведущая отрасль!

Куда идем и для чего? (Вызовы сегодняшнего дня) (2)

Как ни парадоксально, но сегодняшний критикуемый рынок дал правильные вектора событий в экономике:

- Рост цен заставил собственников озаботиться снижением энергопотребления и приступить к реконструкции промышленного производственного комплекса. По старому работать невыгодно, а для программы реконструкции нет долгосрочных сценарных условий. **Это вызов №1.**
- Невозможность развернуть современное производство, выпускающее конкурентно способную продукцию - это невозможность создать новые рабочие места и повысить заработную плату. Отсюда - сохранение и усугубление перекрестного субсидирования « промышленность – население», что, в свою очередь, сдерживает рост производства. Каскадируемая проблема. Пришло осознание этой проблемы. **Это вызов №2.**

Куда идем и для чего? (Вызовы сегодняшнего дня) (3)

- Рост цен на топливо даже при сохранении НА ПРЕЖНЕМ УРОВНЕ стоимости мощности для генераторов уже не позволяет обеспечить желаемые пределы роста цен на электроэнергию. Необходимость содержать старые станции в горячем резерве, которые станут лишними по мере реализации ДПМ, будет повышать значительными темпами цены на рынке по факту ввода каждого нового генерационного объекта ДПМ. Механизма понуждения рыночными методами собственников к демонтажу устаревшего оборудования нет. А понудить административно, без ухудшения инвестиционного климата, невозможно. Пока чем старше оборудование- тем выгоднее его использовать. Проблема осознается на рынке. **Это Вызов №3**
- Как изменится экономика регионов и где центры нагрузок в них – неизвестно. Детализированных, долгосрочных, с учетом перспектив развития малого, среднего, крупного бизнеса, программ регионального развития нет. Куда протягивать линии электропередач и где строить станции неочевидно. Пока можно решать вопросы строительства крупных федеральных станций и сетей исходя из оценки системного оператора по критерию сохранения системной надежности. В результате - неравномерность региональных тарифов, переплата потребителями. Рост цен. Проблема осознается на рынке. **Это Вызов №4**

Куда идем и для чего? (Вызовы сегодняшнего дня) (4)

- Возрастание роли перекрестного субсидирования всех видов. Это зло или гибкий механизм оптимизации цен? Может не нужно так с ним активно бороться, а лучше правильно использовать? **Это вызов №5.**
- **Вывод:** *Электроэнергетика , как обеспечивающая экономическое развитие страны отрасль, подошла к следующему этапу корректировки целей. Предыдущий этап закончился.*
- **Вопрос:** Что может быть рассмотрено в качестве нового **целеполагания** из рассмотренных выше вызовов?
- **Ответ:** На следующем этапе развития рыночной модели, в новых сценарных условиях, целью развития энергетики и , соответственно ,рыночной модели , должно стать обеспечение эффективного экономического развития страны *в границах допустимого изменения цен, соответствующего реальным возможностям платежеспособности потребителей.*

При постановке новых задач перед отраслью крайне важно не переоценить свои возможности.

Какие еще ключевые ресурсы не задействованы для перехода на следующий уровень рыночной модели?

- Не реализован долгосрочный рынок топлива. Срочность заключаемых договоров меньше сроков реализации ДПМ. Это риск. То, что зарабатывается на рынке мощности при отсутствии долгосрочных контрактов на топливо, может быть утрачено при убытках на рынке электроэнергии. Задача, требующая решения.
- Нет механизма оптимизации схемы размещения станций и электросетей в сопоставлении с оптимизацией газораспределительной системы. Это может позволить избежать избыточного строительства станций и сетей путем замещения местными источниками электроэнергии и тепла. В результате, стоимость электроэнергии и тепла будет расти более медленными темпами, из-за исключения избыточного (неоптимального) строительства энергетических объектов. Задача, требующая решения.
- Нет механизма оптимизации соотношения крупных федеральных станций и распределенной энергетики, включая малые станции на местном топливе. Задача, требующая решения.
- Вывод: Координация деятельности территориальных администраций в рамках формирования сценарных условий развития регионов в допустимых пределах, определяемых федеральным центром, является ключевым фактором при постановке задач перед электроэнергетикой.

Без чего нельзя обойтись при переходе рыночной модели на следующий уровень?

- Анализ опыта, полученного на предыдущем этапе рыночной модели, указывает на необходимость корректировки подходов к управлению рынком электроэнергии:
 - 1. На новом этапе нужно переопределить исходные данные для расчетов. Этими данными являются программы регионального развития с оценкой допустимого роста цен. Ограничением является реальный оплачиваемый спрос. Не хватает денег - строй меньше! Это зона ответственности региональных администраций. Общий свод – Минэкономразвития России. В качестве исходных данных именно эта информация должна поступать в Минэнерго России и ФСТ России для контроля над совокупным топливно-энергетическим балансом территорий.
 - 2. Для обеспечения работ по корректной оплате мощности, электроэнергии, корректному заключению договоров на рынке **нужно сформировать базу технических норм и требований в отрасли. Определить критерии надежности. Отрасль высокотехнологична. Рыночная модель описывает лишь экономические последствия от принимаемых технических решений.** Пока эта работа не завершена.

Все остальные проблемы рыночной модели являются производными от этих двух ключевых проблем.

ОПТОВЫЙ РЫНОК



Что происходит на рынке?

- Торговля на оптовом рынке осуществляется в двух основных сегментах: рынок электрической энергии и рынок мощности.

Вопрос №1: Каково состояние дел на рынке электроэнергии?

Ответ: Рынок построен оптимально. Ценообразование соответствует топливным затратам с разумной нормой рентабельности. Установлен антимонопольный контроль, пресекающий факты сговора между участниками и факты манипулирования ценами. Построена система корректного прогнозирования цен и их мониторинга на постоянной основе в Совете Рынка и Минэнерго России. Практически не требует корректировки. Из недостатков-отсутствует рыночная сила «вниз» (мала доля ценовых заявок сбытовых компаний, требует незначительной корректировки рынок прямых договоров между оптовыми покупателями и продавцами).

Вопрос №2: Каково состояние дел на рынке мощности?

Ответ: Ситуация неоднозначна. Из положительных достижений: корректно построены ДПМ. Это первый инструмент на рынке, гарантирующий долгосрочность инвестиций. В целом, корректно построен механизм конкурентного отбора мощности (КОМ). **Проблемы:** 1) Существующая система оплаты мощности в пределах одной зоны свободного перетока приводит к значительной неравномерности стоимости мощности в различных регионах; 2) Участие старой генерации с низкой стоимостью мощности в КОМ на общих основаниях не стимулирует ее к модернизации или выводу из эксплуатации; 3) Стоимостные параметры мощности неоптимальны: все условно постоянные затраты по содержанию оборудования электростанций переложены на электрическую составляющую без отнесения части затрат на тепловую энергию. Следствие - высокая доходность перепродавцов тепловой энергии на фоне постоянного удорожания на электроэнергетическом рынке с ограниченной платежеспособностью. Это ключевые проблемы рынка мощности.

Вывод: Действующая модель оптового рынка электроэнергии и мощности не требует глубокой коррекции, она должна быть незначительно усовершенствована, исходя из нового целеполагания.

Чем предполагаем торговать? Давайте наконец разберемся.

- Рыночная терминология на новом этапе в своей основе должна быть технически корректна. Это, в первую очередь, касается рынка мощности:
- Часто при обсуждении рынка мощности путают два различных термина:
- - мощность как **УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ**- паспортизированная характеристика генерирующего оборудования. Это способность генератора произвести заданный конструкторами объем мощности. Фиксированная величина. Не зависит от режимов эксплуатации.
- - мощность как **качественная характеристика производимой генераторами энергии**. Это способность энергии производить механическую энергию (активная мощность) либо создавать магнитные поля (реактивная мощность). Переменная величина. Зависит от текущей загрузки генератора системным оператором. Подвержена массе внешних факторов (загрузка других генераторов в системе, сетевые ограничения и т.п.)
- **ФСТ России устанавливает в балансе рынка стоимость УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ. Используется метод экономически обусловленных затрат, включая инвестиционную составляющую.** Переход на располагаемую мощность, но с учетом коэффициентов сезонной неравномерности и коэффициентов резервирования возвращает нас опять к необходимости оплаты УСТАНОВЛЕННОЙ мощности. **Зачем лукавить?**

Как правильно классифицировать мощность?

- Учитывая, что установленная **МОЩНОСТЬ** является предельной способностью оборудования производить энергию, она **не является товаром** (Как указано в ФЗ 35 « мощность - товар с особыми свойствами, характеризующими способность оборудования произвести энергию...»)
- **Оплачивая (покупая) мощность, любой субъект рынка оплачивает право на поставку** нужного ему количества энергии, которое ограничено лишь суммарной установленной мощностью энергосистемы и ограничениями (сетевыми) по доставке энергии в нужную ему точку. По сути, оплата мощности - оплата за надежную поставку электроэнергии. Для этого оборудование должно своевременно быть отремонтировано, модернизировано или заменено. Само оборудование прикручено болтами к фундаменту и никуда не перемещается. ТОВАРНЫХ ПРИЗНАКОВ НЕТ!
- В Гражданском Кодексе РФ предусмотрена возможность заключения Договоров права на поставку. Ничего системно менять не нужно. **Оплата мощности - оплата финансового права на поставку электроэнергии в согласованном объеме в согласованном регионе. Согласование - в силу договора финансового права.**
- **Ни в одной из стран СНГ мощность не является товаром !**

Зачем нужно переопределение понятия «мощность»?

- В случае переопределения термина «мощность» с товарных признаков на финансовое право, исчезает ограничение по оплате в виде зон свободного перетока и ценовых зон. Следствием будет выравнивание цен на мощность для потребителей в различных зонах свободного перетока. При этом генераторы получают причитающиеся им деньги на содержание оборудования в надлежащем виде.

Старая и новая (строящаяся) мощность. Сколько нужно всего мощности?

- Учитывая, что **величина суммарной установленной мощности**, является залогом обеспечения системной надежности, она **должна определяться системным оператором исходя из заданных ему сценарных условий**. **Ввод новых мощностей, равно как и вывод старой мощности, без согласования с Системным оператором недопустим.**
- **Ориентиром для принятия решения по величине установленной мощности является долгосрочная программа социально-экономического развития РФ. Энергетика-инфраструктурная отрасль и должна ГАРАНТИРОВАННО обеспечивать развитие страны с учетом особенностей работы сопредельных энергосистем, работающих параллельно с энергосистемой РФ, а также с учетом РЕАЛЬНОГО ПЛАТЕЖЕСПОСОБНОГО СПРОСА.**
- **Поэтому нет различия в старой и новой мощности. Она нужна вся и вся является системной, т.к. вся участвует в регулировании и резервировании поставок электроэнергии. Отличие заключается только в ее стоимости.**

Почему в 2012 году нужно решить вопрос: КАК ВЫВОДИТЬ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ СТАРУЮ МОЩНОСТЬ?

- Рыночных механизмов, ограничивающих рост мощности на рынке, на сегодняшний день нет.
- Каждый вновь введенный объект с эффективной выработкой электроэнергии будет приводить к росту стоимости мощности на рынке. Это произойдет из-за необходимости содержать старую мощность. Произойдет и удорожание электроэнергии, так как при наличии избыточной мощности новые блоки будут работать неэффективно. Поэтому избыточную мощность (финансовые обязательства по содержанию избыточной мощности) нужно с рынка изъять. Стоимость энергии (в одноставочном формате) будет расти медленнее, в основном пропорционально стоимости топлива.

Вопрос: Почему этого нельзя сделать сразу и сейчас?

Ответ: Что и когда выводить решает Системный оператор, но он не может, в силу закона, понудить самостоятельный хозяйствующий субъект прекратить производство. Если это узаконить, дав понуждающие функции Системному оператору, то вся или большая часть прибыли по ДПМ будет потрачена на демонтаж старого оборудования. Исчезает инвестиционная привлекательность отрасли. Это опасно делать сразу (демонтировать), т.к. новое оборудование будет находиться на этапе опытно-промышленной эксплуатации (возможны неплановые остановки), а Системному оператору нужен гарантированный резерв в энергосистеме.

Представляется целесообразным, при выводе из эксплуатации предусмотреть два этапа:

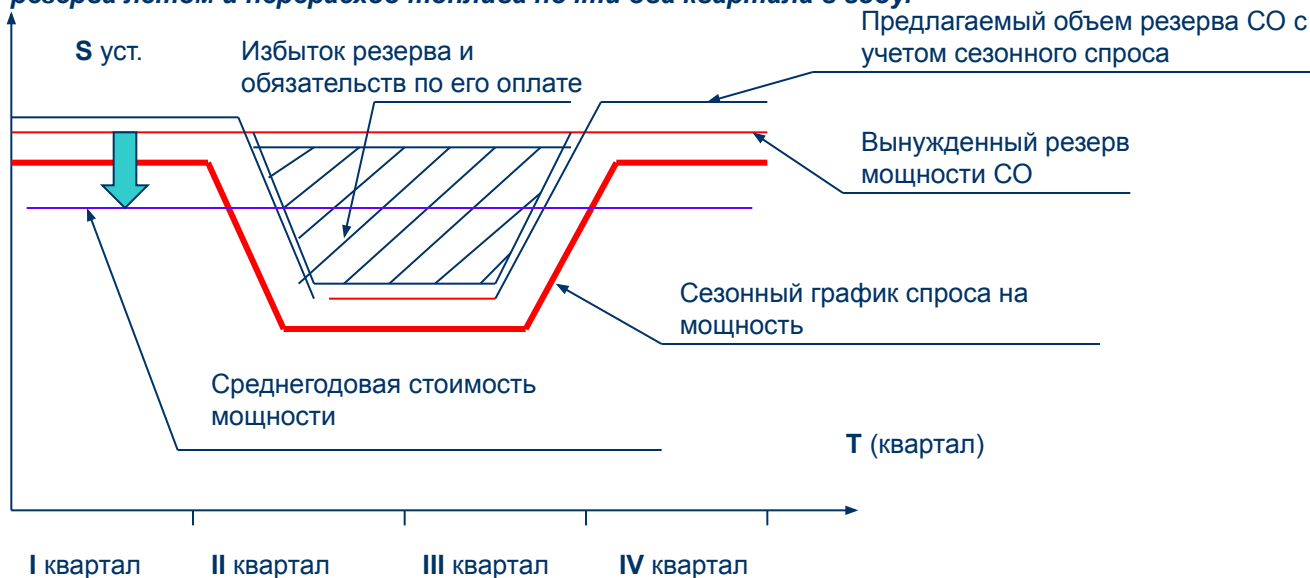
Этап№1 – Долгосрочная консервация на срок до 10 лет с пониженной оплатой мощности

Этап№2 – Демонтаж по завершению периода долгосрочной консервации (в случае необходимости)

Пониженная оплата мощности, находящейся в консервации, является корректной. Потребители оплачивают надежность энергоснабжения. Это стоит денег.

Сколько нужно установленной мощности, как ей рачительно распорядиться и как ее оплатить, если нельзя платить неоправданно дорого?

Потребность в мощности имеет сезонную неравномерность: зимой нужно больше, летом меньше. При этом оплата внутри календарного года осуществляется за полную установленную мощность так, как будто она востребована полностью. Нет стимулов ухода в холодный резерв. Следствие - большой объем вращающегося резерва летом и перерасход топлива почти два квартала в году.

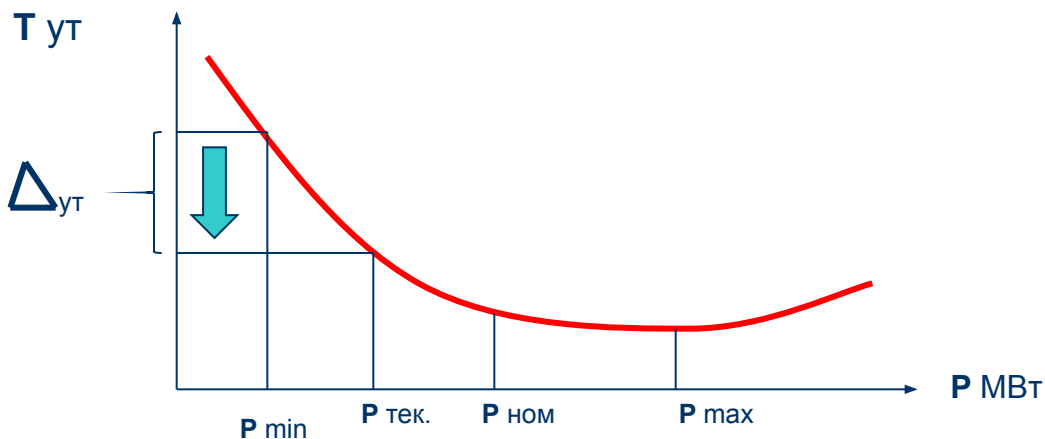


Избыточные объемы резерва и соответствующих финансовых обязательств по его оплате могут быть изъяты с рынка при корректном проведении КОМ на 2013 год (квартальная, либо помесечная заявка CO ЕЭС)

Почему такой вариант изъятия избыточных обязательств по мощности может быть корректно воспринят инвесторами и собственниками станций?

Это произойдет в том случае, если величина выпадающего дохода по мощности будет перекрыта за счет повышения доходности от продаж электроэнергии. Причем, это произойдет не из-за роста цены продажи, а за счет снижения себестоимости ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

Рис.1 Расходная характеристика энергоблока



Все просто:

Либо находишься в горячем резерве и пережигай топливо при работе на P_{min} с пониженной оплатой мощности, либо уйди в холодный резерв также с пониженной оплатой мощности, но дозагрузи оставшиеся блоки и зарабатывай! А ФАС за тобой присмотрит. **Это рыночно. Кто лучше считает - тот выигрывает!**

Как создать рыночный механизм, стимулирующий к поэтапному выводу из эксплуатации старого оборудования?

- Маржинальный принцип ценообразования долгосрочного КОМ.
- КОМ проводится отдельно для новой и старой генерации. Потребители и генераторы получают право на выставление ценовых заявок.



Оценка экономических последствий от влияния предлагаемых изменений в модели рынка (консервация)

Решаемая задача: Обоснование экономической целесообразности вывода генерирующего оборудования блочных электрических станций в долгосрочную (на один календарный год) консервацию в целях снижения цен на оптовом рынке электроэнергии (мощности) без уменьшения маржинального дохода станций.

Принятые допущения:

- срок консервации энергетического оборудования составляет один год;
- при консервации балансовые показатели по выработке, отпуску с шин и полезному отпуску электроэнергии остаются неизменными (путём дополнительной загрузки оставшихся в работе энергоблоков);
- в модели рассматривается только электрическая часть производства и продаж (без учёта выработки и продажи тепловой энергии);
- основные производственные показатели прогнозируются в соответствии с планами работы электростанции на 2012 год;
- под тарифами на электроэнергию и мощность подразумеваются минимальные уровни цен, обеспечивающие НВВ станции при поставках на оптовый рынок по регулируемым договорам;
- свободная цена на электроэнергию взята из материалов ЗАО «АПБЭ», свободная цена на мощность – прогноз цены КОМ на 2012 год;
- индикативные цены на электроэнергию и мощность увеличиваются в 2013 году на 9%, цены на газ и мазут – на 15%.

Расчет экономических последствий для собственника в случае принятия решения о консервации энергоблока (на примере Ириклинской ГРЭС)(1)

Ириклинская ГРЭС	Показатели за год (ожидание в 2013 г.) по рыночным ценам с выводом энергоблока в консервацию	Показатели за год (ожидание в 2013 г.) по рыночным ценам без вывода энергоблока в консервацию
Установленная мощность, МВт	2 400,00	2 400,00
Располагаемая мощность, МВт	2 019,86	2 319,86
Выработка электроэнергии, млн.кВт.ч.	6 588,00	6 588,00
Отпуск с шин, млн.кВт.ч.	6 343,31	6 343,31
Полезный отпуск электроэнергии, млн.кВт.ч.	6 283,52	6 283,52
Цена мазута с учетом транспортировки без НДС, руб/т.н.т.	7358,79	7358,79
Цена газа с надбавками без НДС, руб./тыс.м.куб.	3352,66	3352,66
Удельный расход условного топлива, г/кВт.ч.	335,00	339,43
Расход мазута, т.н.т.	17 435	17 665
Расход газа, тыс.м.куб.	1 844 280	1 868 669
Тарифные ставки без НДС в т.ч.		
- на электроэнергию, руб./тыс.кВт.ч.	962,50	962,50
- на мощность, руб./МВт в месяц	76 562,74	76 562,74
Среднеотпускной тариф (за год), руб./тыс.кВт.ч.	1257,84	1301,70

Расчет экономических последствий для собственника в случае принятия решения о консервации энергоблока (на примере Ириклинской ГРЭС) (2)

Цена на электроэнергию свободная, руб./тыс.кВт.ч.	1 213,00	1 213,00
Цена на мощность свободная, руб./МВт. в месяц	118 118,00	118 118,00
Объём электроэнергии с оплатой по свободной цене, млн. кВт.ч.	5 152,49	5 152,49
Объём мощности с оплатой по свободной цене, МВт.	1 866,48	1 902,29
Объём электроэнергии с оплатой по тарифу, млн. кВт.ч.	1 131,03	1 131,03
Объём мощности с оплатой по тарифу, МВт.	363,57	417,57
Выручка от продажи электроэнергии и мощности без НДС, руб.	10 318 203 252,86	10 418 566 448,66
Себестоимость без НДС, руб. в т.ч.	8 321 521 161,15	8 421 884 351,00
Затраты на топливо без НДС, руб.	6 279 851 659,15	6 363 314 849,00
Условно-постоянные расходы без НДС, руб.	2 041 669 502,00	2 058 569 502,00
Валовая прибыль без НДС, руб.	1 996 682 091,71	1 996 682 097,65
Налог на прибыль, руб.	399 336 418,34	399 336 419,53
Чистая прибыль без НДС, руб.	1 597 345 673,37	1 597 345 678,12

Оценка экономических последствий от влияния предлагаемых изменений в модели рынка (консервация, на примере Ириклинской ГРЭС)

Основные выводы:

1. В 2013 году получаем уменьшение на 3,49% среднеотпускного тарифа станции в варианте с выводом одного энергоблока в консервацию по отношению к варианту без вывода в консервацию.
2. Вывод одного энергоблока в консервацию на год снижает выручку в части мощности (по сравнению с вариантом без консервации) на 6,13%.
3. За счёт перераспределения нагрузки на оставшиеся в работе энергоблоки себестоимость выработки снижается на 1,21%.
4. При оплате рынком 70% консервируемой мощности (с учётом снижения себестоимости вырабатываемой электроэнергии и ростом маржинального дохода на оставшемся в работе оборудовании) достигается равная доходность от деятельности станции в вариантах с консервацией энергоблока и без неё.
5. В случае наступления сроков проведения среднего и капитального ремонтов в году консервации оборудование ремонтируется. На период среднего и капитального ремонтов оно выводится из консервации и оплачивается рынком в размере 100% от цены КОМ.

Что делать с КОМ?

- КОМ в настоящий момент крайне «неповоротлив» и не позволяет оперативно реагировать на изменения в потреблении мощности.

Предложение: *Представляется целесообразным проблему с КОМ разбить на 2 этапа:*

Этап №1 Из-за необходимости внесения поправок в сценарные условия , долгосрочный КОМ (на 4 года) в 2012 году проводить преждевременно. Осенью текущего года провести КОМ только на 2013 год. Перенести долгосрочный КОМ на 2013 год. Проведение долгосрочного КОМ в текущий момент несет в себе значительный риск принятия избыточных финансовых обязательств участниками рынка перед генераторами. Следствием будет являться повышение цен на ближайшие 4 года.

Этап №2 Требуется подготовки в течении всего 2012 года. Основное- понять как максимально реально будет изменяться потребление в регионах РФ с учетом влияния зарубежных энергорынков и каковы последствия для цен оптового рынка, розничного рынка тепла и электроэнергии. Срочность в 4 года ничем не обоснована и не имеет логики.

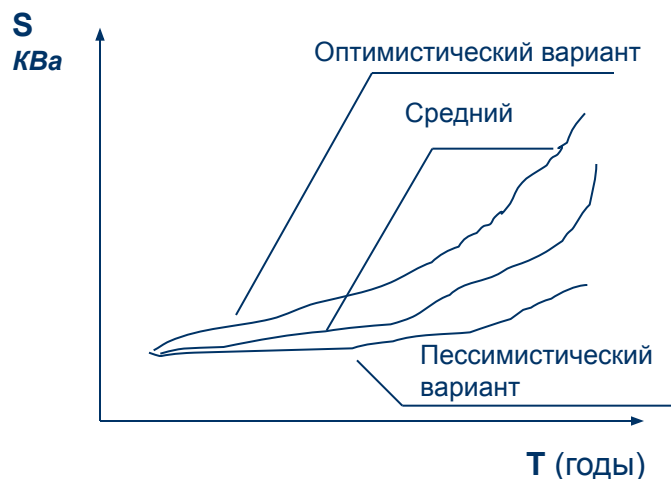
Вопрос: На какой срок целесообразно проводить долгосрочный КОМ?

Ответ: КОМ нужно проводить на 10-12 лет. Это даст потребителям и генераторам сценарные условия по стоимости электроэнергии на период реализации инвестиционных программ всех групп участников энергетического рынка. Одно из условий создания благоприятного инвестиционного климата в РФ. Капитализация генерационных активов, отобранных в долгосрочном КОМ, возрастает. Объект повышает свою инвестиционную привлекательность. Наряду с ДПМ рыночными методами формируются долгосрочные сценарные условия при управлении погрешностью прогнозирования.

ВАЖНАЯ ПРОБЛЕМА: На финансовом рынке РФ нет системы долгосрочного финансирования. Это каскадируемая проблема. Отсутствие «длинных» денег удорожает стоимость строительства и реконструкции генерирующих объектов; в свою очередь, необходимость корректировки схемы размещения не дает банкам сценарных условий для расчета долгосрочных кредитных рисков. В результате, на рынке присутствуют исключительно «короткие» (от года до 5 лет) кредитные ресурсы, доступные основной массе инвесторов, сокращающие сроки окупаемости , исходя из необходимости возврата и обслуживания кредитных ресурсов. Поэтому условия для цивилизованного проектного финансирования с разумными сроками окупаемости не существуют. **ЭТО КЛЮЧЕВАЯ ПРОБЛЕМА.**

Как организовать долгосрочный КОМ и устранить ошибку прогнозирования?

- Прогноз потребления невозможно сформировать абсолютно точно. Погрешность будет всегда. Одной из основных проблем действующей модели рынка является отсутствие механизмов устраняющих ошибки прогнозирования. Такие механизмы нужно создать. Это очень важно.
- Исходные данные для КОМ на 10-12 лет: В практике долгосрочного прогнозирования используется пессимистический вариант (минимальный прирост потребления), умеренно – оптимистический (средний), оптимистический (максимальный прирост потребления).
- В качестве исходных данных для КОМ на 10-12 лет целесообразно использовать пессимистический вариант, как наиболее легко корректируемый в случае возникновения фактических отклонений потребления от прогнозных.



Вопрос: Что делать в случае отклонения по потреблению «вверх» от базового сценария на 10-12 лет?

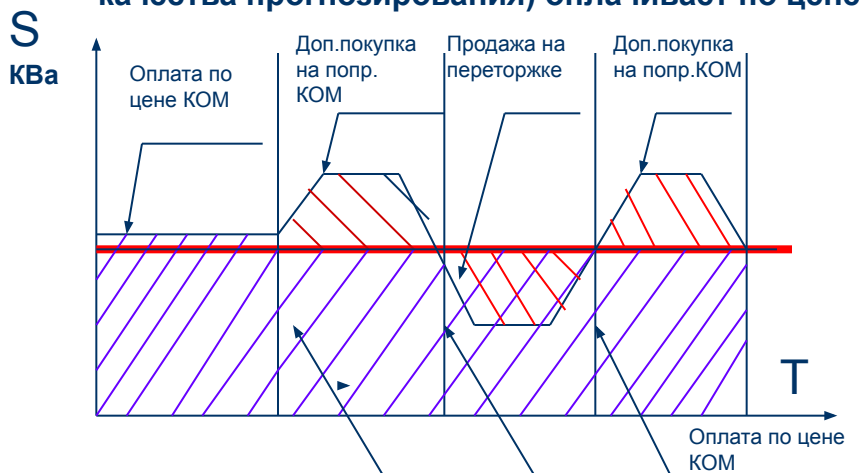
Ответ: Ввести ежемесячные «поправочные» КОМ на величину прогнозируемого роста потребления. Такой «поправочный» КОМ может проводиться за 10 дней до наступления календарного месяца поставки. В «поправочном» КОМ могут принимать участие станции, не прошедшие долгосрочный КОМ на 10-12 лет и находящиеся либо в холодном резерве, либо в консервации. Тем самым, в долгосрочный КОМ проходят отбор самые эффективные станции, остальные востребуются по мере необходимости.

Корректировка КОМ (устранение ошибок прогнозирования)

- Принцип проведения «поправочного» КОМ – принцип голландского аукциона на понижение: Системный оператор заявляет натуральный объем потребной ему мощности в соответствующих ЗСП. Совет рынка, отвечающий за цену на оптовом рынке и исходя из оценки динамики роста цен, объявляет «стартовую цену» на дополнительно отбираемую мощность. Поставщики, желающие произвести дополнительную электроэнергию и получить оплату мощности в указанный период, подают заявки с понижением стоимости мощности от «стартовой цены». Отбирается тот, кто соответствует техническим требованиям и при этом дает минимальную из заявленных цен на мощность.
- Вопрос: Что делать, если фактическое потребление снизилось ниже пессимистического прогноза?
- Ответ: Блоки, по команде диспетчерских служб останавливаются в холодный резерв, а генераторам, прошедшим КОМ на 10-12 лет, платят в полном объеме. Пережоги топлива исключаются. Повышается среднегодовой КИУМ работающего оборудования. Эти действия снижают стоимость электроэнергии на рынке.
- Такой подход к КОМ позволяет решить, в том числе, задачу определения объема мощности, подлежащей консервации: Объем оборудования, находящегося в консервации на 10-12 лет равен разнице пессимистического и оптимистического прогноза потребления на этот период, увеличенной на величину физического резерва, необходимого системному оператору.

Действия оптовых покупателей при реализации КОМ на 10-12 лет в случае отклонения от прогноза потребления

- **Вариант №1** Сценарий потребления максимально близок к базовому (пессимистическому) прогнозу потребления. В этом случае потребители оплачивают мощность по цене долгосрочного КОМ.
- **Вариант №2** При фактическом отклонении потребления «вверх» от сценарных условий КОМ- потребитель докупает мощность на «поправочных» аукционах.
- **Вариант №3** При фактическом отклонении потребления «вниз» от сценарных условий КОМ – имеет право продать финансовые обязательства по мощности на «поправочных» аукционах. Продажа по цене выше цены приобретения запрещена (в целях недопущения спекуляции). Если не продал (например, величина отклонения значительна ввиду низкого качества прогнозирования) оплачивает по цене КОМ (это наказание за низкое качество прогноза).



Необходимо узаконить «переторжку» мощности в энергетике. Она описана в ГК РФ, но без учета отраслевых особенностей. Физические объемы потребной мощности будут уточняться на этапе КОМ, соответствующие им финансовые обязательства урегулируются на этапе переторжки. «Переторжку» целесообразно проводить между покупателями на этапе между 20 и 30 числом месяца, следующего за календарным месяцем поставки.

Что делать с «вынужденной» и «самой дорогой» генерацией?

- Данный вид станций и их перечень известны. Одна причина классификации такого рода генераторов - технологическая необходимость их сохранения (тепловая нагрузка, обеспечение баланса).
- **Вопрос : Что с ними делать?**
- **Ответ:** Такие станции, по распоряжению Системного оператора, должны быть в приоритетном порядке либо модернизированы, либо заменены на новые. Срок сохранения статуса вынужденных- 4-5 лет. **Заключай ДПМ, получай гарантии по оплате и строй!** Если не заключил ДПМ - работа на общих основаниях. Решай сам. Это и есть экономический стимул на замену оборудования собственником.

Что нужно сделать во избежание необходимости строительства избыточной мощности при оптимизации схемы размещения?

- Поддержать позицию Системного оператора об обязательных расчетах динамической и статической устойчивости энергосистемы при рассмотрении каждого проекта. Это позволит избежать неоправданного роста затрат на избыточное сетевое строительство.
- Проанализировать последствия от совместной реализации проектов по схеме размещения и строительству газораспределительных сетей. Это даст возможность избежать строительства избыточной генерации.
- Рассмотреть возможность строительства генерации и источников тепла на местных (включая возобновляемые) видах топлива. Это позволит снизить затраты на строительство ненужных электросетевых и крупных генерационных объектов.

Как не допустить роста цен на рынке при согласовании строительства новых объектов малых электростанций (включая станции на альтернативных или возобновляемых источниках энергии)?

- **Основной проблемой строительства новых объектов федерального уровня, блок-станций, электростанций на возобновляемых источниках энергии является ОТСУТСТВИЕ ДОЛГОСРОЧНОГО КРЕДИТНОГО РЕСУРСА СРОКОМ НА 10-15 лет, а также отсутствие практики анализа экономических последствий от ввода в эксплуатацию таких объектов генерации (влияние на загрузку федеральных станций, рост тарифов и т.д.)**
- **О чем речь?** Довольно часто рост цен при рассмотрении проектов, особенно территориальных, вызван доступностью для инвесторов кредитных средств на срок, не превышающий 3-5 лет. Поэтому инвестор проводит расчеты цен отпускаемой электроэнергии исходя из необходимости за 3-5 лет погасить кредит, оплатить проценты по кредиту и получить инвестиционный доход. **ЭТО ОДНА ИЗ ОСНОВНЫХ ПРИЧИН ПЛАНОВОГО РОСТА ЦЕН.**
- При наличии долгосрочного (10-15 лет) кредитного ресурса, за счет того , что период выплаты тела кредита будет увеличен почти в три раза, цена отпускаемой электроэнергии может быть снижена.
- Система долгосрочного финансирования инфраструктурных энергетических проектов выгодна банкам только при наличии системы законодательной защиты подобных инвестиций или государственных гарантий. Такой системы пока нет. Эту систему нужно создать!
Это ключевая проблема.

О важности координации работ в энергетике по множеству направлений. Составная часть исходных данных для модели рынка.

- Нужно обратить внимание на последствия и взаимное влияние усилий, предпринимаемых по ряду отраслевых и федеральных программ, на смежные области энергетического сектора.
- **О чем речь?** Реализация программы энергоэффективности на крупных промышленных предприятиях может привести к ухудшению работы федеральных станций и к росту цен на рынке. Пример: массовая установка светодиодных светильников разгрузит работу станций в ночные часы, отсюда – неоптимальные режимы сжигания топлива - повышение себестоимости электроэнергии- рост цен. С учетом того, что потребители оплачивают мощность по пиковому потреблению с учетом коэффициента резервирования - снижение пикового потребления одним потребителем приводит к росту финансовых обязательств для другого потребителя.

В предельном случае - все снизили пиковое потребление, исполняя федеральный закон - ЦЕНА, В РАМКАХ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ МОДЕЛИ РЫНКА ВЫРАСТЕТ У ВСЕХ (из-за увеличения коэффициента резервирования).

На передний план обсуждения рыночной модели выходит необходимость принятия **КОМПЛЕКСНЫХ РЕШЕНИЙ** в отрасли, предусматривающих применение компенсационных мероприятий взаимного влияния отраслевых решений, отражением которых и будет являться актуализированная модель рынка. **ЭТО ОЧЕНЬ ВАЖНО!**

МОДЕЛЬ РЫНКА – ЭТО НЕ ТОЛЬКО МАТЕМАТИЧЕСКИЙ АППАРАТ, НО И СОВОКУПНОСТЬ ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ РЕАЛИЗАЦИЮ ЦЕЛИ МЕРОПРИЯТИЙ (нормотворческих, рыночных, административных).

Принцип : “ А ЕСЛИ...” – « ТО...» . Набор событий в отрасли ограничен. Компенсационные действия понятны. Их нужно включить в модель. **Модель должна строиться в качестве производной от возможных действий Системного оператора. Сейчас – наоборот.**

Появляется новый вид действий - компенсационные технологические мероприятия взаимного влияния ряда отраслевых программ.

- О чем речь? В целях сдерживания роста цен, требуется ряд технических решений. Например: В целях выравнивания графика нагрузки станций, что позволяет минимизировать себестоимость выработки электроэнергии, при реализации программ энергоэффективности, нельзя допустить дополнительную разгрузку станций в ночные часы, так как Системному оператору требуется наличие резервов на разгрузку «вниз» в ночные часы (для поддержания частоты в энергосистеме). Компенсационным мероприятием, может стать, например, использование местных электродвигателей с аккумулялированием тепла на дневной период , работающих только в ночные часы. Двойной эффект - реальная энергоэффективность, инновационность (это регулируемая нагрузка) , оптимальность работы тепловых станций - сдерживание цен.
- Набор действий существенно шире, чем приведено в примере.

Алгоритм запуска рынка мощности в условиях скорректированного целеполагания.

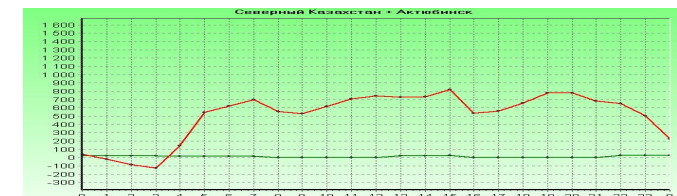
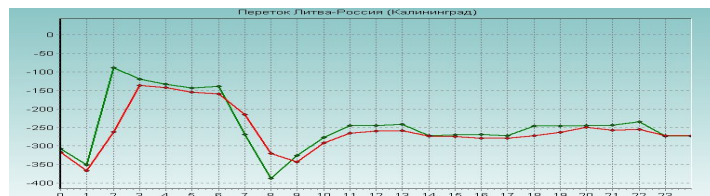
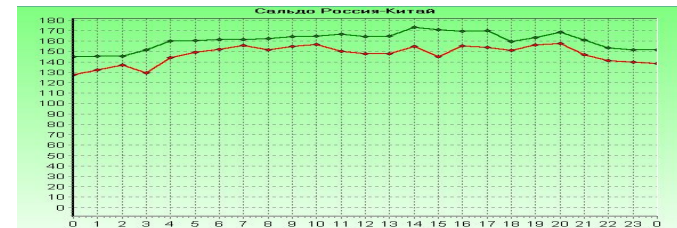
- Уточнение параметров программы социально-экономического развития РФ с разбивкой по регионам с указанием точек роста потребления, наличия местных источников топлива, с указанием направлений развития газораспределительных и электросетей. Формирование исходных данных. Отв.: Региональные Администрации, РЭКи, Минрегион России, Минэкономразвития России.
- Уточнение программы размещения станций и программы развития сетевого комплекса исходя из заданных сценарных условий. Оптимизация топливно-энергетического баланса с оценкой экономических последствий. Корректировка программ по необходимости. Отв.: Минэнерго России, ФСТ России, Совет рынка.
- Определение объемов и сроков вывода части установленной мощности на основании уточненной схемы размещения станций и сетевых объектов. Отв.: Системный оператор.
- Определение ФСТ России индикативной стоимости мощности в разбивке по годам. Оценка стоимостных последствий с учетом нерегулируемого сегмента рынка. Формирование сценарных условий оптового рынка. Отв.: ФСТ России, Совет Рынка.
- Установление тарифов на электроэнергию и мощность в рознице. Перенос части стоимости установленной мощности на стоимость тепловой энергии. Ограничение - допустимый рост цен. Отв.: Региональные администрации, РЭКи.
- Договорная компания. Генераторы – ЗАО «ЦФР».
- Договорная компания. ЗАО «ЦФР» - Потребители.
- Договорная компания. Прямые договоры (Генераторы - Оптовые потребители).

То, о чем много говорят. ВЭД. Что происходит и что нас ждет?

- Начиная с 2005 года произошли качественные изменения во внешнеэкономической торговой деятельности. Цена на электроэнергию в РФ стала сопоставима, а в некоторых зонах суток превысила цены на зарубежных рынках.
- Стремление сопредельных государств к энергетической независимости привело к существенным изменениям генерации и сетевых комплексов на их территории. Внешнеторговые операции превратились из операций купли-продажи в операции по оптимизации внутренних балансов энергосистем.
- На первое место выдвинулись технологические вопросы взаимодействия: совместное планирование, параллельная работа, аварийное взаимодействие, обеспечение ремонтных компаний.
- Изменился менталитет менеджмента в сопредельных странах. Повысился уровень технической подготовки специалистов. Первоочередным стал критерий равновыгодности торговых операций по границам и надежность поставок. Увеличился прагматизм в принимаемых решениях.
- **В 2010-2011 годах произошли принципиально новые качественные изменения в энергосистемах:** очевидно, утрачена регулировочная способность энергосистем Центральной Азии. Начала проявляться неоптимальная структура генерации, нехватка маневренных мощностей, не решены вопросы оптимального использования гидробаланса. Все больше сказываются сетевые ограничения. В энергосистеме Казахстана существенным образом изменена сетевая топология. Возросли отклонения фактических поставок от плановых. Это энергопринимающая система, отвечающая за точность регулирования. Технических возможностей повышения точности исполнения плановых графиков поставок на среднесрочную перспективу нет.
- В Литве, после закрытия Висагинской АЭС, возросла потребность в приемлемой по цене электроэнергии. Система самодостаточна по физике, но перестала быть сбалансированной по экономике. Переход на поставку от собственных литовских тепловых станций, может привести к экономическому коллапсу. Это принципиально новое явление.
- Происходят значительные режимные изменения в Балтии, вызванные завершением строительства Калининградской ТЭЦ, строительством Балтийской АЭС и атомной станции в Белоруссии. Резко возрастает спрос на регулирование, учитывая работу указанных станций в базовом режиме. Экспорт/ импорт становится фактором оптимизации режимов целых регионов.

Как влияет экспорт на работу энергосистемы РФ?

Поставки электроэнергии для целей экспорта осуществляются по большинству межгоссечений «перевернутым» графиком: максимальный объем поставки в ночные часы и минимизированным объемом в часы дневного максимума. Тем самым, осуществляется выравнивание графика загрузки федеральных станций, экономится топливо, создаются резервы на «разгрузку вниз» для Системного оператора РФ и резервы для прохождения пиковых нагрузок.



Вывод: Экспорт является безусловным фактором оптимизации работы российских станций и фактором сдерживания роста цен для внутренних потребителей.

В чем отличие ВЭД от операций с электроэнергией на территории РФ?

- Все особенности экспортно-импортных операций носят в основном технологический характер :
- - если на территории РФ **ВСЬ СУБЪЕКТНЫЙ СОСТАВ** безукоснительно исполняет команды Системного оператора, то при осуществлении ВЭД могут иметь место действия энергосистем в нарушение команд Российского Системного Оператора (Казахстан, Украина). Принятие решений более сложное, требующее решений на Межправительственном уровне.
- - сложно реализуемый механизм обеспечения гарантированности экспортно-импортных операций. Подверженность зависимости от текущих схемно-режимных ситуаций в сопредельных энергосистемах, политическим и экономическим рискам.
- - влияние действий системных операторов на сопредельных территориях и событий (аварий, внеплановых ремонтов) у субъектного состава сопредельных территорий на внеплановые отклонения.

Экспорт-импорт на общих основаниях или с исключениями из общих оснований?

- Поставки для целей экспорта, в актуализированной модели должны осуществляться на общих основаниях . Правила трансграничной торговли в 2010-2011 годах приведены в максимальное соответствие с правилами рынка РФ. Корректировки не требуют.
- Импорт. На сегодняшний день ни одна из сопредельных систем не заявила о своей готовности гарантированно поставлять электроэнергию и мощность на территорию РФ. В связи с чем оплата мощности импортеру входит в противоречие с действующими правилами. Мощность по импорту на сегодняшний день оплачивается только в случае включения в баланс РФ. Предлагается сохранить данный механизм. При отсутствии в балансе, оплачивается только стоимость электроэнергии. Стимул сопредельным энергосистемам более точно управлять режимами и обеспечивать системную надежность.
- **Требуется узаконить термин «координатор баланса». Учитывая, что по отношению ко всем странам СНГ энергосистема РФ отвечает за поддержание частоты, целесообразно эту функцию возложить на Системного оператора РФ. Функцией координатора баланса должно стать формирование совокупного натурального баланса стран СНГ с использованием принципа максимизации экономической эффективности и, главное, управление балансом стран СНГ в реальном времени.**

Что делать с объемами экспорта, в случае отсутствия гарантий со стороны зарубежного покупателя о поставке?

- Основной задачей актуализированной модели рынка будет являться обеспечение потребителей РФ энергией по приемлемой для него стоимости на долгосрочный период. Экспорт является фактором оптимизации цены.
- **Вывод:** -При готовности зарубежного покупателя купить гарантированные объемы по гарантированному графику поставки- экспорт осуществляется на общих основаниях с потребителями РФ. Экспортер покупает по равновесной цене в ГТП экспорта, а также по прямым договорам на общих основаниях, **оплачивая, в том числе, резерв мощности.**
- - **При неготовности зарубежного покупателя гарантировать поставку**, однако, в случае подтверждения намерений ее осуществить в периоде регулирования, такая поставка должна попадать в приоритет по вводимым СО ЕЭС ограничениям в целях гарантированного обеспечения потребителей РФ. При этом , экспортер оплачивает мощность и электроэнергию в полном объеме, предусмотренном рыночными правилами. **Коэффициент резервирования в этом случае (учитывая высокую вероятность введения ограничений Системным Оператором) экспортером не оплачивается. Приоритет по разгрузке негарантированного экспорта исключает необходимость резервирования.**
- Следствием применения такого механизма будет являться снижение обязательств российских потребителей оплачивать мощность в полном размере, в силу того, в периоде регулирования появляется экспортер берущий на себя часть финансовых обязательств по мощности перед российскими генераторами.

Неценовые зоны. Калининградская энергосистема

Один из наиболее сложных сегментов рынка электроэнергии и мощности. Неценовая зона (тарифное регулирование). Регион обладает единственным источником энергии-Калининградская ТЭЦ-2 (900 МВт установленной мощности). Стоимостное балансирование региона обеспечивается экспортно-импортными операциями и стоимостью топлива, определяемого в отдельном порядке. Резервирование энергосистемы осуществляется с территории стран Балтии, Белоруссии и 1-ой ценовой зоны РФ.

Тупиковая часть БРЭЛЛ, подверженная влиянию действий энергосистем стран Балтии, Белоруссии, Украины, Российской Федерации. Нерешены проблемы «швов» ценовой и неценовой зон (граница энергосистем с часовым ценовым ценообразованием и зоны тарифного регулирования). С 2002 года проблемы стоимостного баланса Калининградской энергосистемы решаются ОАО «Интер РАО ЕЭС». Не имеет резервов и регулировочных мощностей на собственной территории.

Вопрос: Что делать с неценовой зоной Калининградской энергосистемы в актуализированной модели рынка?

Ответ: Оставить как есть на сегодня до 2016 года. С января 2017 года- составная часть первой ценовой зоны РФ, работающая на общих основаниях.

Почему? Потому ,что к 2016 году планируется завершение строительства атомной станции в Калининграде. Регион станет ПОЛНОСТЬЮ НЕЗАВИСИМ энергетически от сопредельных государств. Избыток мощности не позволит обеспечить действующими правилами стоимостной баланс энергосистемы. Регион будет влиять на энергетические режимы энергосистемы РФ вплоть до Урала. Все основания для включения в Первую ценовую зону.

Неценовые зоны. Дальний Восток.

- Регион с избытком установленной мощности. Среднегодовой КИУМ 0,34-0,36. В структуре производства преобладают угольные станции. Энергетика несет значительную социальную нагрузку. Оборудование устаревшее. Слабые электрические связи с энергосистемой Сибири. Энергосистема работает практически изолированно от энергосистемы РФ. Слабые сетевые связи, неравномерная сетевая топология. Оптимизация загрузки генераторов в среднесрочной перспективе возможна исключительно за счет экспорта в Китай и, возможно, в Корею. Сезонность по завозу топлива. Сложность с проведением вскрышных работ на угольных месторождениях из-за сложно прогнозируемого потребления в регионе.

Вопрос: Что делать с неценовой зоной Дальнего Востока в актуализированной модели рынка?

Ответ: До завершения проекта ФСК ЕЭС по усилению электрических связей с энергосистемой Сибири оставить как есть по состоянию на сегодня.


Почему? При усилении электрических связей с энергозоной Сибири и увеличением экспортных поставок произойдет снижение себестоимости производства электроэнергии. Снижение себестоимости производства будет сдерживать рост цен. Основание для перехода на работу по правилам рынка на общих основаниях.

Общие особенности моделей функционирования неценовых зон Калининграда и Дальнего Востока.

- В неценовых зонах преобладающими являются станции, обеспечивающие, в том числе, тепловое потребление с ярко выраженной сезонностью. Выход на конденсационные «хвосты», вызванный действиями СО по обеспечению системной надежности, резко ухудшает экономику региональных производителей электроэнергии. В конструкции действующих правил ВСВГО оптимизация и коммерческая само диспетчеризация силами самих производителей крайне затруднены.
- Актуальной задачей совершенствования модели работы неценовых зон является предоставление права территориальным генераторам проведения ВСВГО на более короткий период времени и предоставления права внутрисуточной актуализации графиков поставки несколько раз в сутки (формирование плана балансирующего рынка). Следствием будет повышение точности планирования, предсказуемость экономического результата и предоставление возможности оптимизации экономики производимой электроэнергии в зависимости от быстро меняющихся внешних факторов (температура, изменение потребления, изменение водных режимов).

Интерфейс «ОПТ-Розница»

Особенности
трансляции оптовых
цен на розничный
рынок.



Задачи интерфейса «Опт-Розница»

Оптовый рынок: поставка в «Розницу» электроэнергии и (или) мощности, а также других обязательств по оплате (ДПМ, системные и инфраструктурные услуги и пр.), стимулирование двусторонних договоров, условия финансовой дисциплины, правила торговых отношений (сроки платежей).

Розничные рынки: прием товаров и услуг, трансляция обязательств абонентам по договорам энергоснабжения и купли-продажи, прием оплаты от абонентов и расчеты с контрагентами на «Опте», формирование ценовых сигналов «вверх».

Организатор интерфейса в регионе – Гарантирующий поставщик (ГП).

Основная функция ГП – надежная и прозрачная организация движения денежных средств от потребителей к поставщикам и инфраструктурным организациям (основа – биллинг)

Ограничения:

Предельный рост цен на электроэнергию и тепло

Требования энергосбережения и повышения энергоэффективности

Специфика экономических условий регионов

Изменение роли ГП на новом этапе развития рынка. Построение системы обратной связи: розница-опт

- Для корректной работы оптового рынка требуется постоянно действующая система обратной связи с розничным рынком. Сейчас такой системы нет. Вопросы решаются путем рассмотрения вопросов розничного рынка в НП «Совет рынка». Палаты потребителей, Гарантирующих поставщиков и Производителей электроэнергии находятся в постоянном конфликте интересов.
- Проблема устраняется путем добавления дополнительных функций Гарантирующему поставщику. Гарантирующий поставщик должен выполнять дополнительные функции:
- - **Провайдер стоимостного баланса региона.** Работает с администрацией региона на этапе формирования сценарных условий по динамике изменения энергопотребления, на этапе тарифного регулирования, отслеживает динамику изменения платежеспособного спроса, совместно с поставщиками электроэнергии и региональными потребителями разрабатывает меры по сохранению платежеспособного спроса потребителей. Участвует в оценке стоимостных последствий сетевого и генерационного строительства в регионе с точки зрения принятия мер по окупаемости строящихся объектов.
- **Получает дополнительную компетенцию по ответственности за ситуацию с расчетами за потребляемую электроэнергию в своем регионе.**

Что делать с неплатежами на рынке? «Бороться» с ними или исключить в краткосрочной перспективе саму возможность их возникновения?

Борьба с неплатежами на рынке - борьба с ветряными мельницами! Без принятия эффективных мер неплатежи сохранятся. Самая эффективная мера - полностью исключить возможность неоплачиваемого отпуска электроэнергии и тепла.

Вопрос: Как это сделать?

Ответ : Путем установки смарт-счетчиков у потребителей всех видов. (Оплата по предоплатной карте со списанием средств по факту потребления).

Вопрос: Учитывая масштабность работ, откуда взять деньги?

Ответ: Деньги заплатят сами потребители. Для этого они должны быть экономически стимулированы: предоставлением им многотарифного плана (например: ночь, пик, полупик), разумными расценками на счетчики и их установку. Нужна разъяснительная работа в средствах массовой информации. Тогда потребитель будет сам управлять стоимостью потребляемой электроэнергии и тепла исходя из заданных ему сценарных условий!

Как из проблемы неплатежей создать эффективную систему расчетов на рынке?

- При условии полного исключения возможности неоплаты потребленной электроэнергии путем установки смарт-счетчиков формируются условия для создания национальной финансовой расчетной системы в электроэнергетике с определением уполномоченных банков и расчетных центров;
- возникает механизм, позволяющий задействовать расчеты с автоматическим списанием обязательств по оплате за энергоносители всех видов с пластиковых карт населения;
- в данной системе создаются условия для прозрачного механизма введения социальных дотаций для отдельных групп потребителей (средства из бюджета поступают в расчетный центр из расчетного центра поступают поставщику). **Вся цепочка наблюдаема!**
- **Данные коммерческого учета автоматически поступают в соответствующие расчетные центры (автоматизированная система биллинга).**



Розничный рынок.

Требования потребителей электроэнергии и тепла

Потребитель требует от электроэнергетики:

- требуемый* уровень **доступности** электро- и теплоснабжения
- требуемый* уровень **надежности**
- приемлемый* уровень **цены (за надежность и доступность)**
- высокий уровень безопасности (включая гарантии государства)

- * «Требуемый» и «приемлемый» определяются состоянием и стратегией развития экономики страны и соответствующих регионов на данном этапе развития

Примеры для сравнения: цели электроэнергетики стран ЕЭС, США, Китая, Японии

- Надежное энергоснабжение потребителей
- Доступность (техническая и экономическая) электроэнергии для потребителей
- Минимальное загрязнение окружающей среды
- Обеспечение конкурентных преимуществ национальной экономике

Розничный рынок. Что не устраивает?

Потребитель - ключевой субъект электроэнергетики, его поведение отражает все аспекты функционирования отрасли. Строго говоря, все остальные субъекты являются сервисными по отношению к потребителю

- Потребителям нужно качество обслуживания и «прозрачные» цены.
- Сбыты, представляющие потребителя на оптовом рынке, не имеют рыночной силы (ценопринимание).
- ГП первого уровня, образованные при делении АО-энерго – организации, не привыкшие к конкуренции – по сути инфраструктурные организации.
- Государство продолжает регулировать розницу в значительной мере.
- Рынок не создает предпосылок для повышения качества и снижения цен на рознице для ГП.
- Проблема обеспечения прозрачности ценообразования в РРЭ.
- Рост административных и иных барьеров. Риск роста коррупционной составляющей цены.
- Невозможность для потребителя осуществить выбор по цене – цена (принцип ее определения) неизвестна заранее.
- Отсутствие реальной системы долгосрочных договоров и хеджирующих инструментов на РРЭ.

Изменения в 35-ФЗ: решения на переходный этап реформы РРЭ

- Государственное регулирование цен(тарифов): полномочия органов регулирования перенесены из 41-ФЗ в 35-ФЗ (кроме установления конечных тарифов для прочих потребителей).
- Неценовые зоны: определяются Правительством РФ, в них сохраняется регулирования цен (тарифов) для всех потребителей.
- Социальная норма для населения: в рамках социальной нормы - субсидируемый тариф, вне рамок – экономически обоснованный (сроки применения соц. нормы - не заданы)
- *Регулируемые договоры для поставки населению: на 1 год для ГП(ЭСК с населением), поставка не более 35% объема генерации.*
- Гарантирующие поставщики поставляют прочим потребителям не выше предельного уровня нерегулируемых цен.
- Сбытовые компании (не ГП) – продают э/э по свободной цене
- Определение розничной генерации – не выше 25МВт
- Полномочия ФСТ и РЭК по мониторингу нерегулируемых цен

Вывод: законопроект сформировал основы гос. регулирования только на переходный этап реформы розничного рынка.

Проблемы ценообразования на РРЭ (вступление в силу постановления № 877)

Как было:

- Потребители должны были до 1 ноября текущего года подать заявку о своем плановом потреблении в очередном году с помесечной разбивкой.
- Договоры энергоснабжения содержали положения о штрафных санкциях, налагаемых на потребителя в случае отклонения фактического объема потребленной им электроэнергии от заявленного.
- Размер указанных штрафов не был ограничен.

Как станет:

- В отношении потребителей с присоединенной мощностью энергопринимающих устройств до 750 кВА обязанность оплачивать штрафы за отклонение в потреблении **исключена**.
- Потребителям с присоединенной мощностью свыше 750 кВА предоставлена возможность корректировать договорные объемы электрической энергии за 15 дней до начала месяца.
- Фактически это означает, что для всех субъектов малого бизнеса и части субъектов среднего бизнеса снижена финансовая нагрузка.

Финансовые последствия для ГП

Риски для сбытовых компаний:

Принятие в полном объеме постановления № 877 существенно не повлияет на снижение цен на розничном рынке, а проблему своевременного расчета ГП с контрагентами, наоборот, обострит. В дальнейшем некоторые крупные потребители могут уйти на ОРЭМ самостоятельно. Возможные последствия - рост сбытовой надбавки для остальных и объема перекрестного субсидирования населения.

- ***Для большинства ГП утвержденная сбытовая надбавка не компенсирует операционные затраты.***
- ***В случае снижения НВВ сбытовая надбавка сопоставима с объемами неплатежей.***
- ***Платежеспособность ГП определяется долей населения в регионе.***
- ***Отказ банков в кредитах для ГП (резкий рост стоимости кредитов).***
- ***Риск кассовых разрывов у сбытовых компаний.***
- ***Рост вероятности банкротства сбытов.***

Вывод: Необходимость поиска новых направлений бизнеса для ГП!

Создание системы обеспечения платежей потребителями

Для ГП – это новый вид бизнеса!

- Создание региональной платежной системы на базе уполномоченного банка
- Требования для «малых» потребителей (включая граждан)
 - *Обязательность предоплаты (поэтапное внедрение)*
 - *Оснащение потребителей приборами учета с предоплатой и ограничением использования мощности – smart-metering*
- Потребители с длинным циклом отключения (металлургия, химия и пр.)
 - *Обязательность банковской гарантии на длительность отключения*
- Бюджетные потребители + потребители, ограничение которых может привести к угрозе безопасности жизни и здоровью граждан
- Реализация норм ФЗ «Об электроэнергетике» (ст.38) о разработке Правительством РФ порядка предоставления обеспечения обязательств по оплате электрической энергии отдельных категорий потребителей:
 - *Бюджетные потребители – защищенная строка бюджета (сумма ассигнований). В пределах бюджета отключений нет*
 - *На каждом уровне бюджетов определяется перечень потребителей (поименный), по которым предоставляется бюджетная гарантия*

Решение: дополнения в ФЗ-35 «Об электроэнергетике», разработка подзаконных актов.

Участие ГП в создании дистрибуционных компаний

Для ГП – это новый вид бизнеса!

Результаты:

- обеспечение минимальных затрат при получении потребителем конечного товара;
- установление лица, ответственного за конечный результат для потребителя;
- минимизация коммерческих потерь;
- решение проблем ограничения электропотребления и отключения неплательщиков;
- рост активов и инвестиционной привлекательности компании.

Условия для совмещения сетевой и сбытовой деятельности:

- раздельный учет затрат по видам деятельности;
- совмещение для ГП, получивших статус в соответствии с п.36 абз.»б» ПП№ 530;
- уровень напряжения сетей в данном случае не должен превышать 35 кВ;
- решение о возможности совмещения сетевой и сбытовой деятельности должен принимать ФОИВ в области государственного регулирования тарифов;
- цена электроэнергии для конечных потребителей должна быть менее, чем при раздельной деятельности компаний.

Необходимость пересмотра положений ст.6 ФЗ «Об электроэнергетике» о снятии запрета на совмещение сетевой и сбытовой деятельности (или допустимости аффилированности).

Участие ГП в торговой системе РРЭ (среднеоптовая биржа)

Для ГП – это новый вид бизнеса!

Механизм создания конкурентных отношений на РРЭ разработан и заложен в действующем законодательстве (ПП РФ 530):

- Торговая площадка, на которой оптовые производители продают конечным розничным потребителям и ЭСО.
- Механизм продажи - двусторонние договоры (СДД и возможно СДМ).
- Сделки заключаются автоматически и оформляются через ГП как участника ОРЭМ. ГП – обязательная сторона по договору и для производителей и для розничных покупателей (ЭСО).
- Торговая система РРЭ может объединять несколько регионов.
- Потребитель на рознице может одновременно покупать и у ГП и через биржу (или у ЭСК, которая купила на бирже и перепродала ему).
- ГП выполняет в регионе функции инфраструктуры (сводит баланс) и является поставщиком «последней гарантии» (транслирует объемы, не реализованные через биржу).

Принятие решений: НП «Совет рынка», Минэнерго, ФСТ, ФАС, администрации субъектов

Целевая модель РРЭ (ключевые аспекты)

- Социальная норма – это норма месячного объема потребления электроэнергии физическими лицами, оплачиваемая по «льготному» тарифу.
- Порядок передачи статуса ГП (*в уполномоченную комиссию входят: ФОИВ, РЭК, НП «Совет рынка»*).
- Сроки оплаты на розничном рынке.
- Финансовая дисциплина (исключение неплатежей, условия предоплаты, гарантии для бюджетных потребителей).
- Дифференциация сбытовой надбавки ГП.
- Тарифы сетевых компаний (ставка на содержание, ставка на компенсацию потерь, степень загрузки центров питания).
- Существенные условия договора энергоснабжения и договора купли-продажи электроэнергии.
- Методика определения ЧЧИМ (*приоритет-определение способом, согласованным ГП и покупателем*).
- Требования к коммерческому учету на РРЭ (*для смены поставщика потребителю необходимо и достаточно иметь интервальные приборы учета (класс точности –0,2 S) с периодом хранения профиля 3 месяца*).

Определение допустимых границ перекрестного субсидирования

Перекрестное субсидирование - это препятствие для развития конкуренции на РРЭ. Выводы:

- 1. Легализация статуса перекрестного субсидирования.*
- 2. Определение допустимых границ для конкретного региона РФ:*
 - Дифференциация сбытовой надбавки ГП (необходимо, чтобы выявить реальный уровень перекрестки).
 - Выделение перекрестного субсидирования из структуры конечной цены (необходимо, чтобы разрешить свободную смену потребителем сбытовой компании). *Механизм: путем скидок и надбавок к сетевому тарифу и реализацию их постепенного сокращения;*

Принятие решения о недопущении перекрестного субсидирования потребителей тепла за счет потребителей электроэнергии. *Механизм: перенесение части затрат на покупку мощности на тариф на тепло.*

- Создание механизма адресной помощи потребителям электроэнергии и тепла.
- Включение в бюджеты регионов соответствующих отчислений на субсидии бюджетным организациям.

Решение: изменения в ФЗ 35 «Об электроэнергетике» (МЭР, Минэнерго, ФСТ, Минрегион, администрации субъектов, НП «Совет рынка»), принятие ПП РФ

Нужно дать право на ошибку!

- Долгосрочный прогноз , который должен быть положен в основу следующего этапа развития модели рынка, как оптового, так и розничного не может являться абсолютно точным.
- Энергетика – это ключевая отрасль экономики страны. Для России она еще и уникальна! Вероятно, поэтому она заслуживает особого внимания руководителей любого ранга.
- Важным является постоянный мониторинг рынков электроэнергии. А его исходной точкой является состояние потребителей.
- Реформы всех технико-экономических систем, в том числе и в рыночных условиях, делаются всегда и только за счет потребителей!