
Проблемы тепловой генерации Сибири

Генеральный директор
ООО «Сибирская генерирующая компания»

С.Н. Мироносецкий

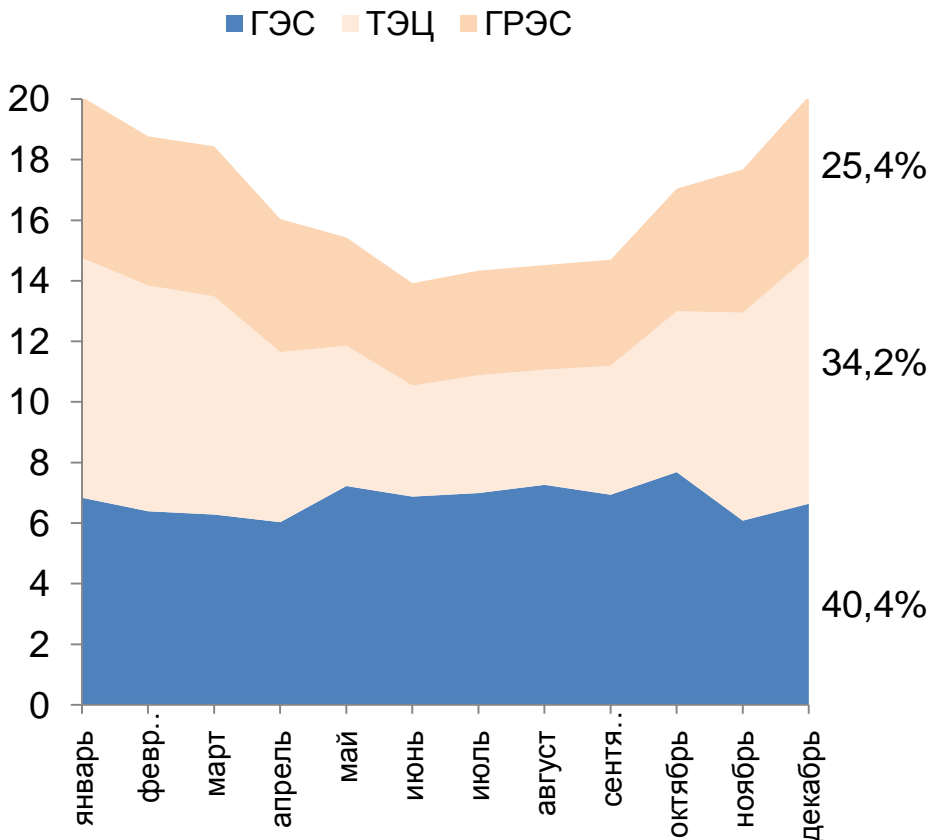


Генерирующие мощности второй ценовой зоны

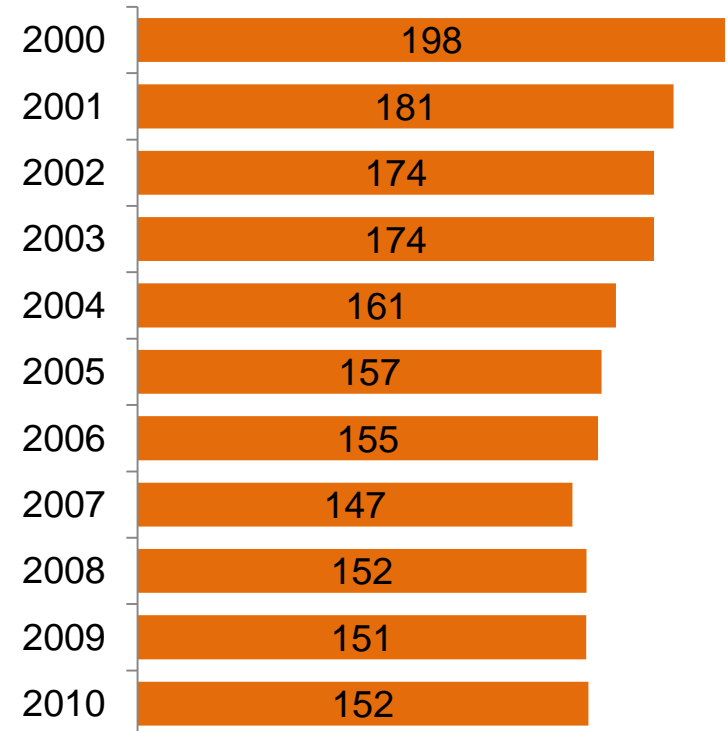
Отличительные черты Сибири :

- большая доля ГЭС
- высокая доля теплофикационной выработки на ТЭЦ

Выработка электроэнергии, млрд. кВтч



Выработка теплоэнергии в Сибири, млн. Гкал*



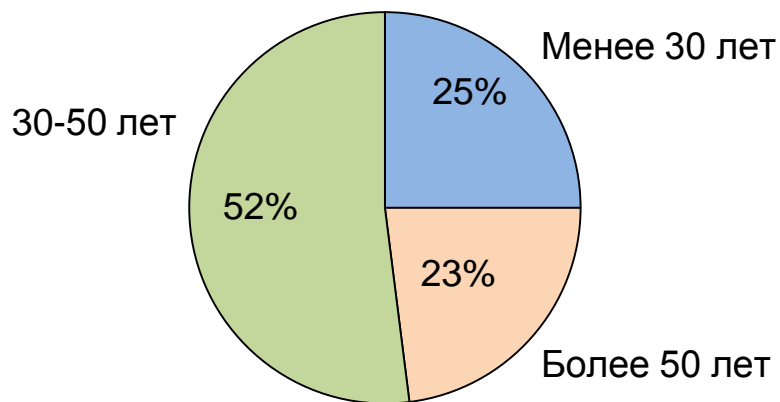
* - источник Росстат

Доля ТЭЦ в выработке электроэнергии по ОЭС Сибири составляет более 30%.

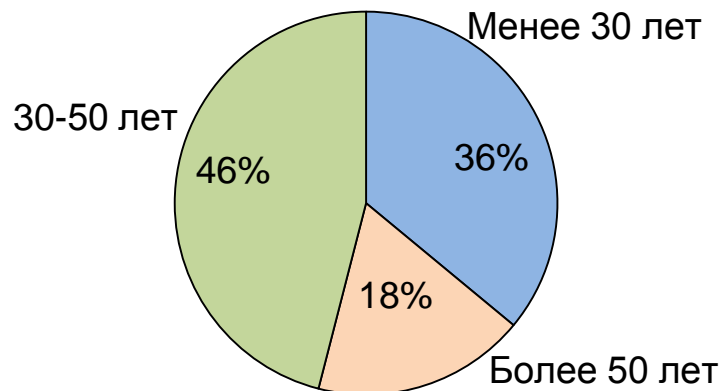
Нехватка денежных средств привела к отсутствию инвестиций и повышенному износу основных фондов

Состояние основного оборудования ТЭС

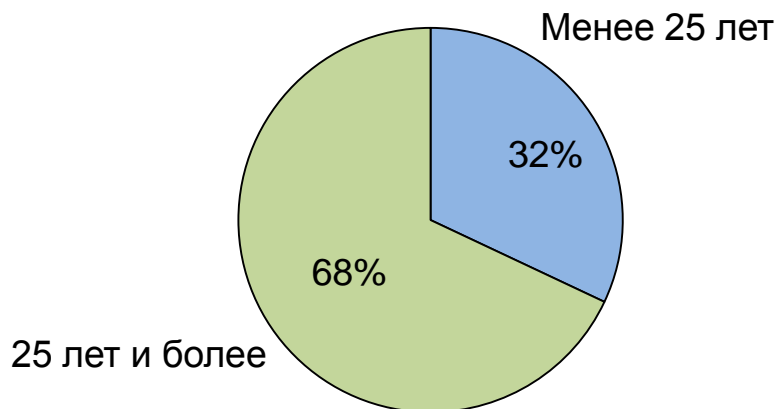
2881 ед. котлов



1591 турбин



Состояние тепловых сетей



Данные об авариях за 2010 год*



* - источник Минэнерго

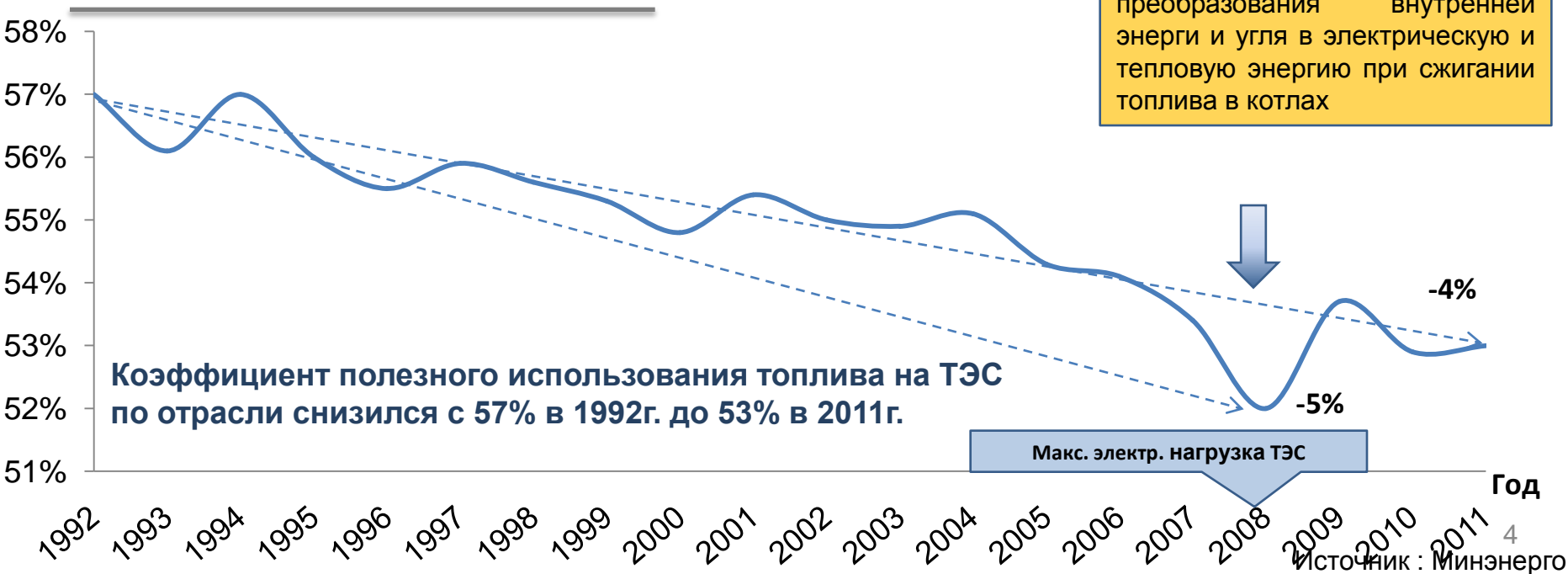
Эффективность работы ТЭЦ неуклонно снижается

Коэффициент использования топлива (КИТ) ТЭЦ уменьшается:

- Снижение доли теплофикационной выработки электроэнергии на ТЭС;
- Несоответствие располагаемой тепловой мощности ТЭЦ их нынешней фактической тепловой нагрузке;
- Отсутствуют механизмы стимулирования развития эффективных магистральных и распределительных тепловых сетей.

Развитие систем когенерации способно повысить КИТ на ТЭС до 60%-80%
За период с начала 90-х на ТЭС Дании и Финляндии КИТ вырос с 52% до 80%

Динамика КИТ на ТЭС с 1992 по 2011 годы



Существующая модель отношений не решает проблемы ТЭЦ

Тепло:

Финансирование теплоснабжения по принципу компенсации затрат

Определяющее влияние предельного роста тарифов относительно изначально заниженного базового уровня

Мотивация для увеличения/завышения затрат, от которых рассчитывается заниженная норма рентабельности

Неполный учет экономически обоснованных расходов

Риски ежегодного пересмотра долгосрочных тарифов

Многоуровневое согласование регуляторных решений со значительным элементом субъективности

Незащищенность прав регулируемых организаций

Электроэнергия:

Неучет перетока между ценовыми зонами по ценовым характеристикам

Обязательное ценопринимание на технологический P_{min}

Мощность:

15% «дорогих» генераторов = **45-50%** всех ТЭС Сибири.

Проблемы получения статуса «вынужденный генератор»

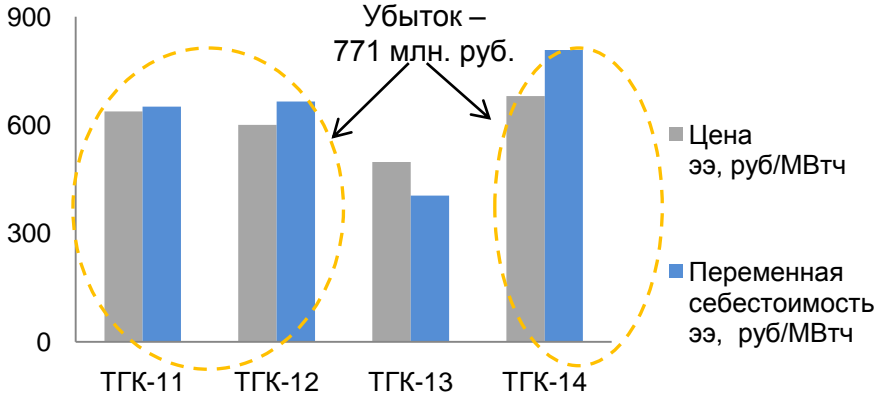
Генерирующее оборудование 90 ата не может продавать свою мощность (приказ Минэнерго №430 от 07.09.2010)

Вычитание прибыли РСВ из тарифов для вынужденных и дорогих = 0 руб. на инвестиции

Такое регулирование создает стимулы для нерациональных инвестиционных решений, тормозит развитие когенерации и повышение эффективности теплосетей

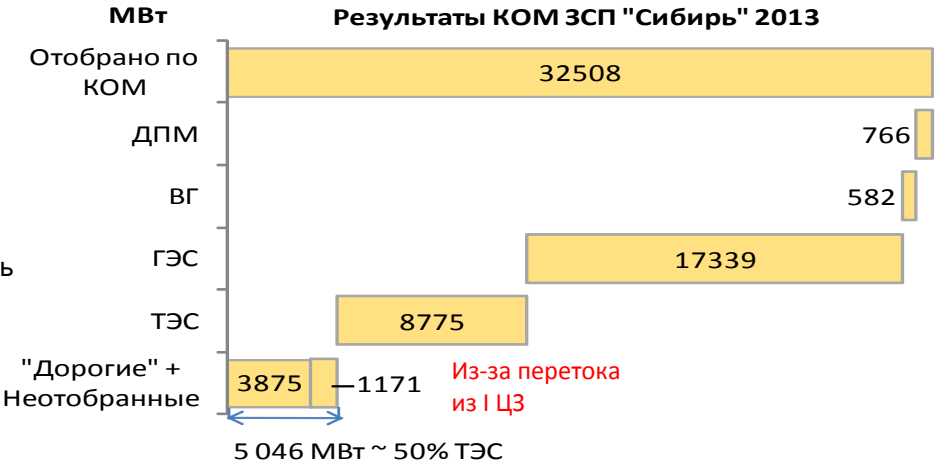
Оптовый рынок электроэнергии и мощности

Рынок электроэнергии 2011



Рынок мощности

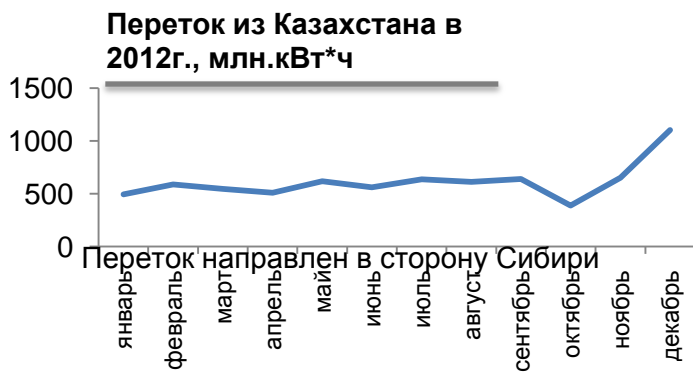
Большая доля «дорогих» по ЗСП Сибири



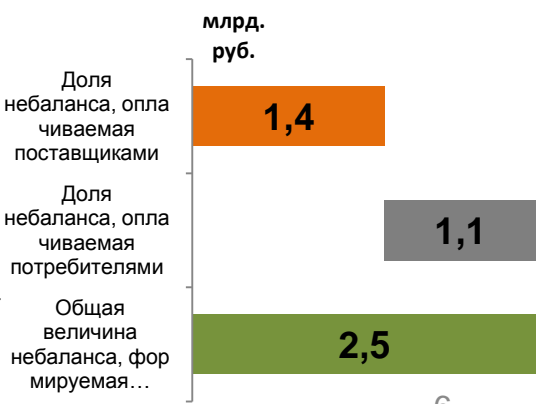
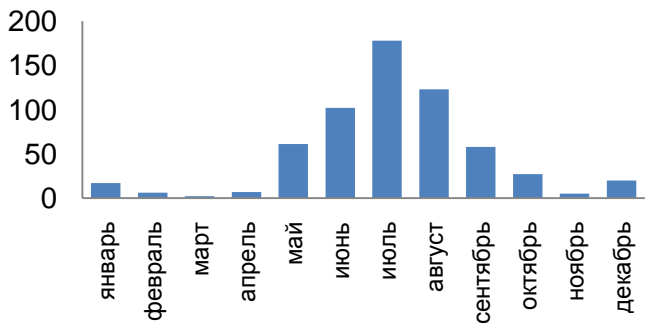
Переток не зависит от ценовых заявок поставщиков первой и второй ценовой зоны, и Участники рынка в Сибири не «видят» дорогую энергию из первой зоны

Наличие большого числа команд СО приводит к повышенному износу оборудования ТЭС

Большая часть стоимости перетока из первой зоны приходится на ТЭС



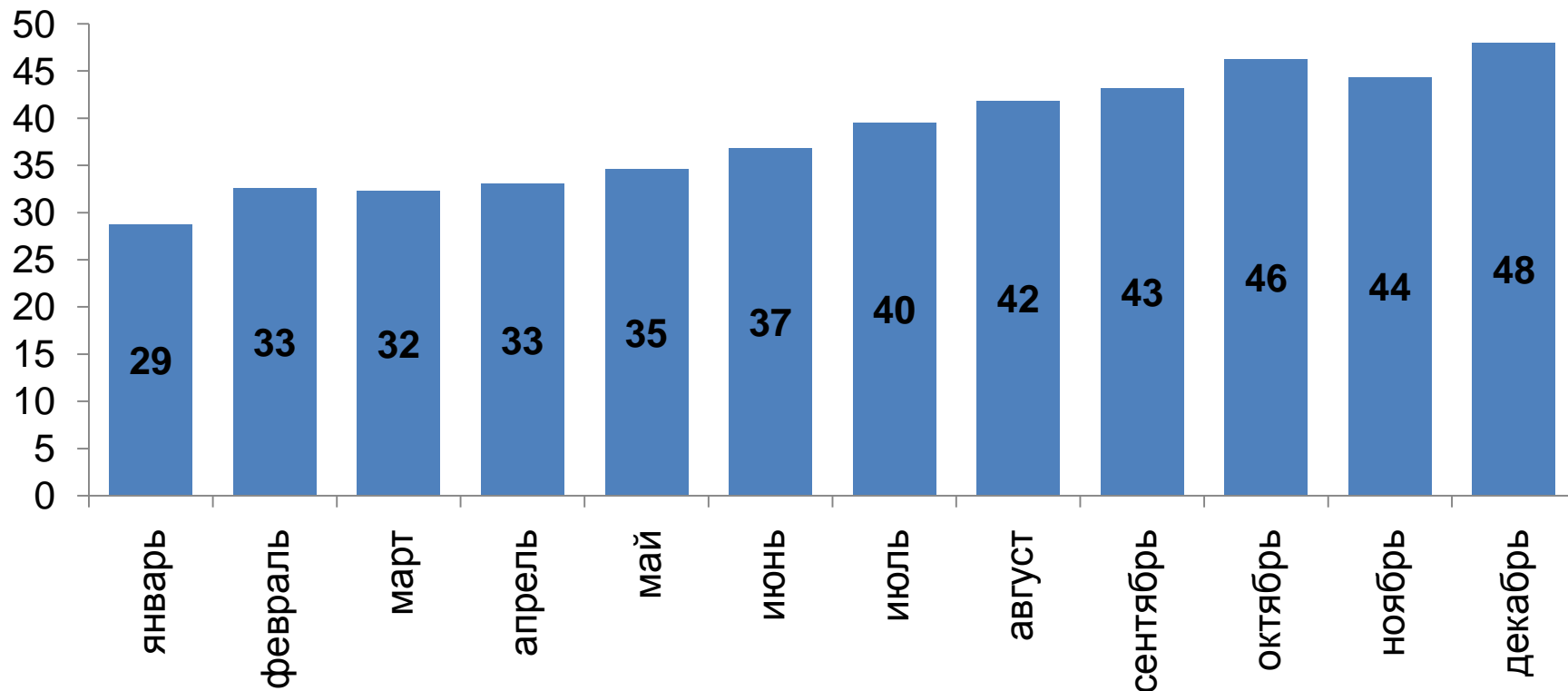
Спорадические команды на загрузку электростанций во 2 ЦЗ, ГВт*ч



Неплатежи на оптовом рынке электроэнергии и мощности

- ❑ С мая 2012 г. стала накапливаться задолженность по компаниям группы Энергострим
- ❑ Долги этой группы сравнимы с долгам исторических должников оптового рынка – Северный Кавказ + Тыва за несколько лет
- ❑ В Сибири наиболее крупную задолженность имеет Омскэнерго ~ 3 млрд. руб., с 1 февраля исключен из субъектов рынка

Задолженность по России за 2012 год, млрд. руб.



Для привлечения масштабных долгосрочных инвестиций необходим переход к новой модели регулирования

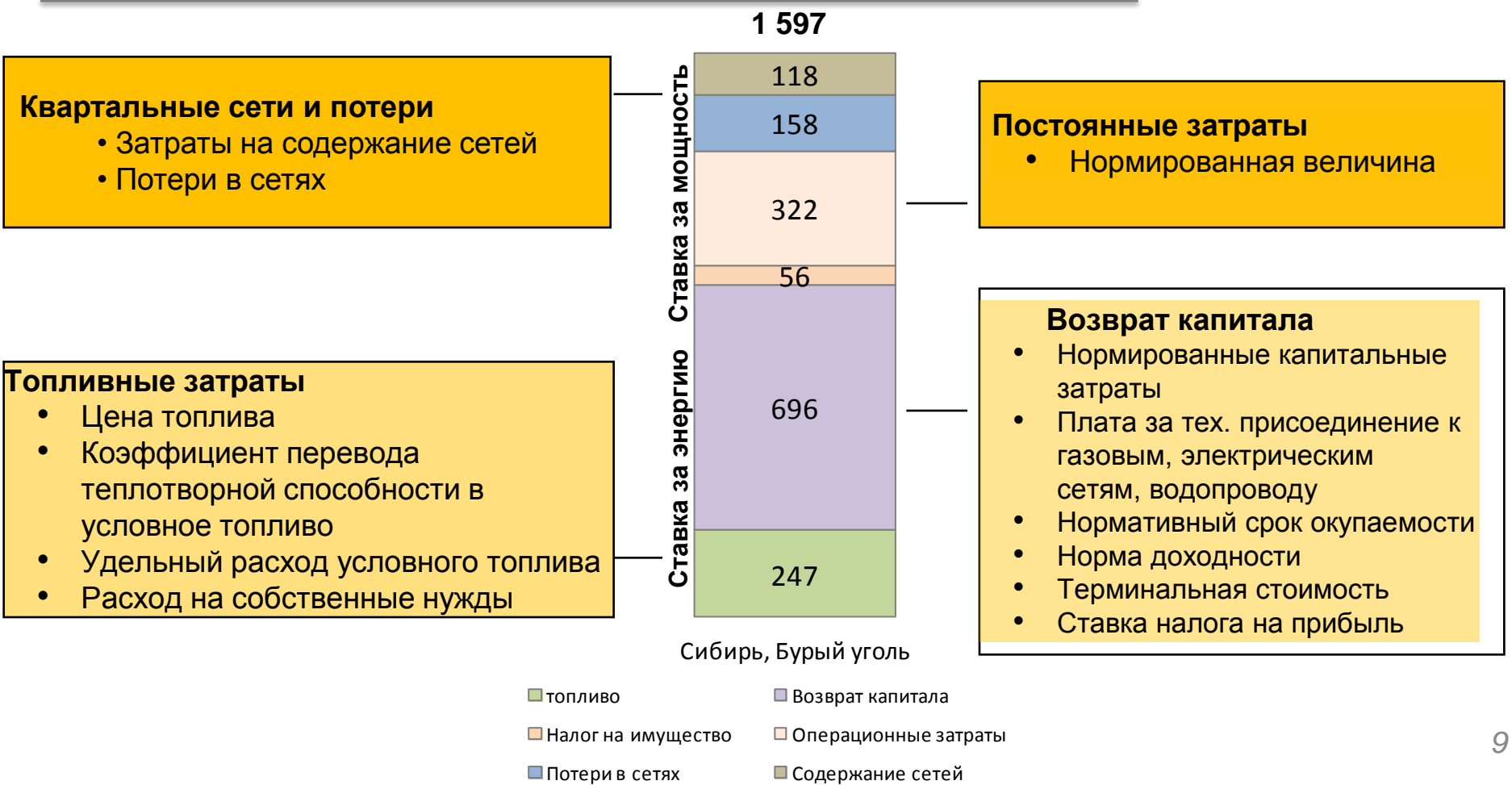
БАЗОВЫЕ ПРИНЦИПЫ

- ❑ **Доходность инвестиций, сопоставимая с альтернативными возможностями размещения капитала при близком профиле риска:**
 - Договоренность о ключевых параметрах доходности.
 - Исключение риска пересмотра долгосрочных тарифов.
- ❑ **Рыночные правила функционирования теплоснабжающих организаций:**
 - Большая прибыль – у более эффективного участника рынка.
 - Начальная цена на теплоэнергию – одинаковая для всех и не зависит от прошлых тарифных решений.
- ❑ **Согласованность регулирования теплоснабжения с правилами рынка электроэнергии:**
 - Обеспечение первоочередной загрузки наиболее эффективных генераторов.
- ❑ **Учёт платежеспособности потребителей и смягчение социальных последствий:**
 - Поддержка малообеспеченных слоёв населения.
 - Введение социальной нормы.
 - Господдержка проектов модернизации теплового сектора.
- ❑ **Рынок электроэнергии и мощности:**
 - Снижение механизмов “ручного управления”
 - Создание новой модели рынка
 - создающей стимулы для модернизации генерирующего оборудования;
 - стимулирующей свободные договорные отношения;
 - регулирующей конкурентные преимущества ТЭЦ.

«Альтернативная котельная»

Тариф «альтернативной котельной» – наименьшая цена на тепловую энергию, при которой на границе распределительных сетей окупается проект строительства новой котельной, замещающей теплоснабжение от централизованных источников

Тариф альтернативной котельной, включая квартальную сеть, для конечного потребителя, руб./Гкал

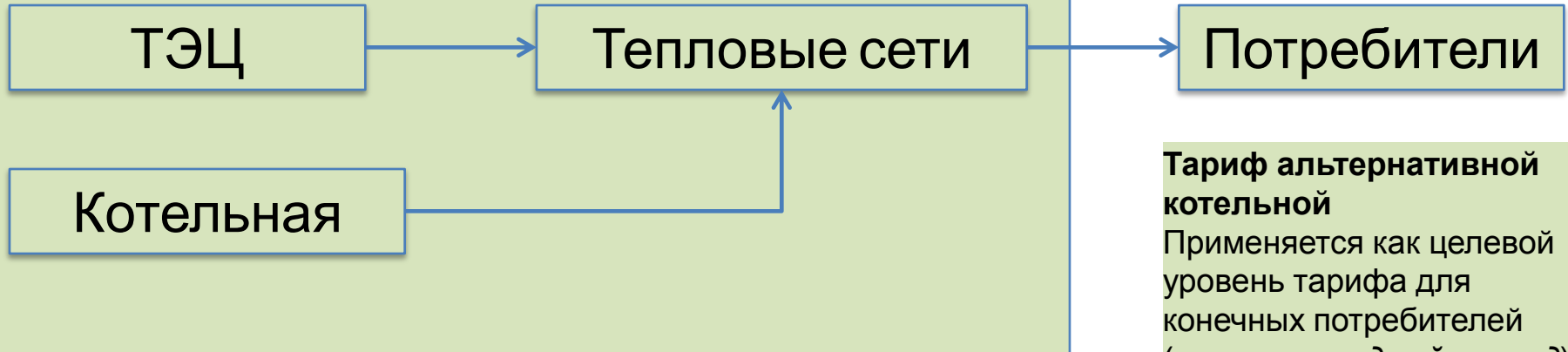


Целевая модель – Единая теплоснабжающая организация с регулированием по тарифу альтернативной котельной

ЕТО функционирует как Единый центр ответственности за надежную работу и развитие систем теплоснабжения

Единая теплоснабжающая организация (ЕТО)

Система централизованного теплоснабжения



Тариф альтернативной котельной
Применяется как целевой уровень тарифа для конечных потребителей (есть переходный период)

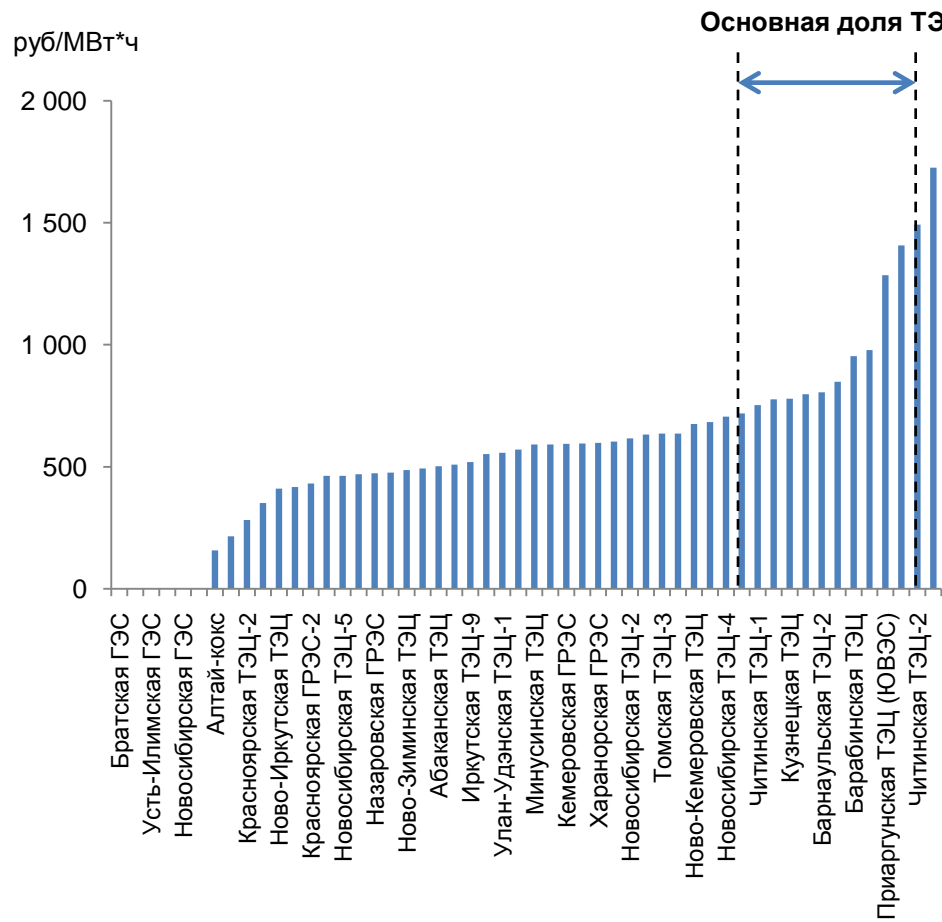
Единая теплоснабжающая организация

- Реализует тепловую энергию по фиксированным тарифам для конечных потребителей, собирает платежи, покупает тепло и услуги по передаче у других компаний
- Имеет полномочия по оптимизации работы системы – загрузке мощностей, разработке программы развития системы теплоснабжения
- Отвечает за надежность, бесперебойность и качество теплоснабжения

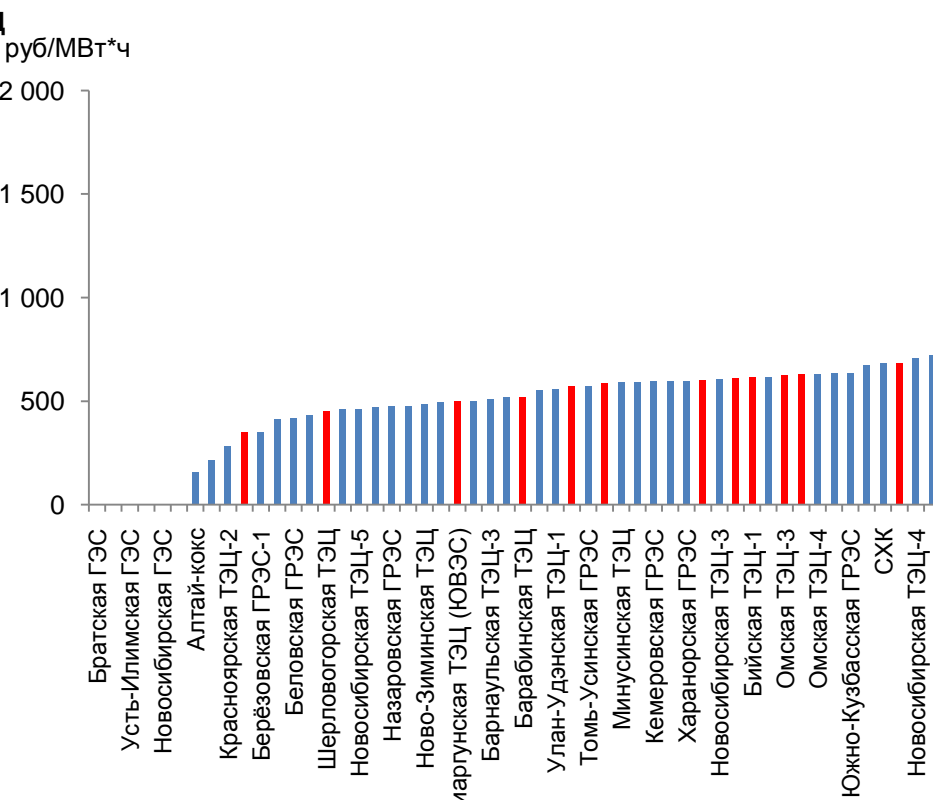
Влияние «альтернативной котельной» на рынок электроэнергии

Переход на тариф «альтернативной котельной» в тепле позволит ТЭЦ конкурировать с ГРЭС и создаст на рынке электроэнергии более «дешевое» предложение.

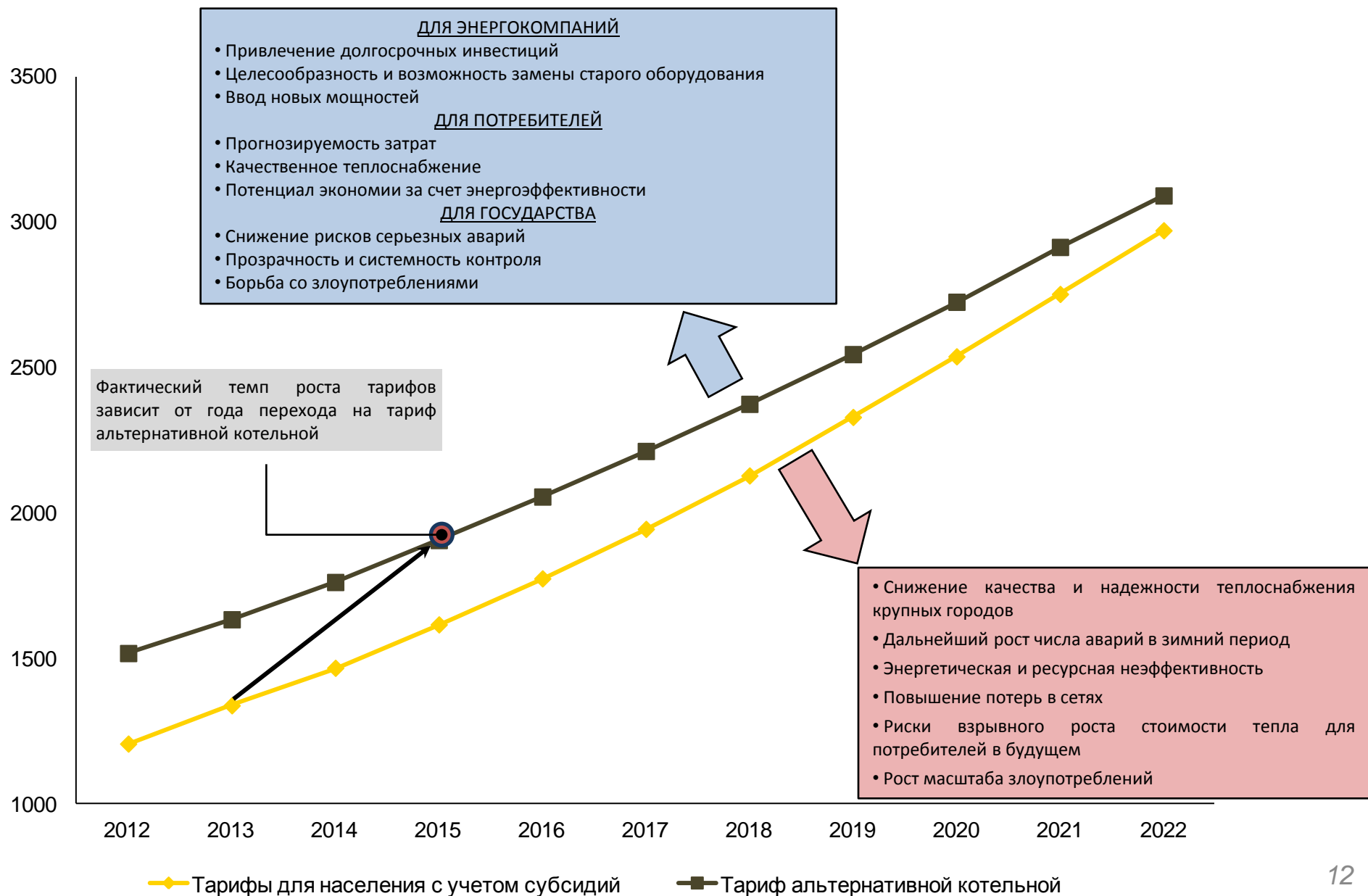
Лесенка предложения генерации по одноставочной цене БЕЗ перехода на АК



Лесенка предложения генерации по одноставочной цене С переходом на АК



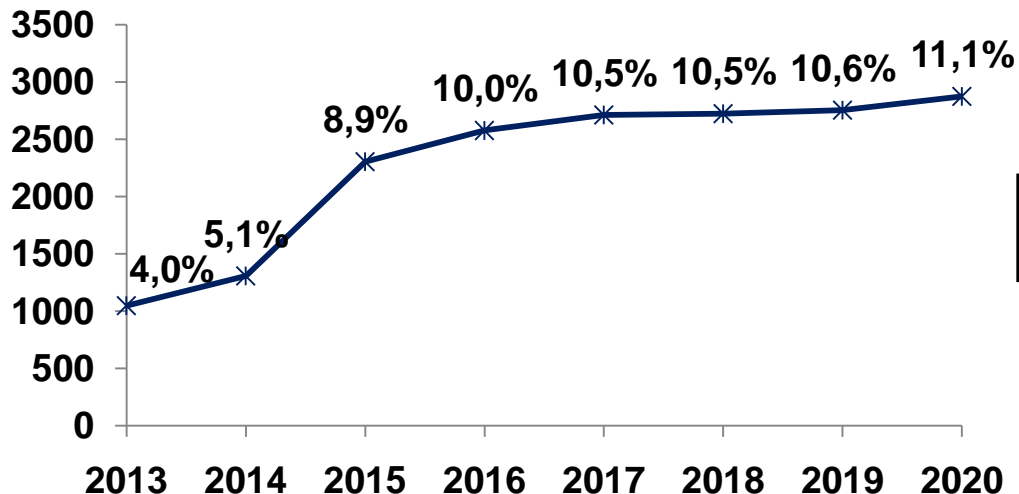
Выбор новой траектории движения остро необходим для поддержания функционирования и развития тепловой отрасли



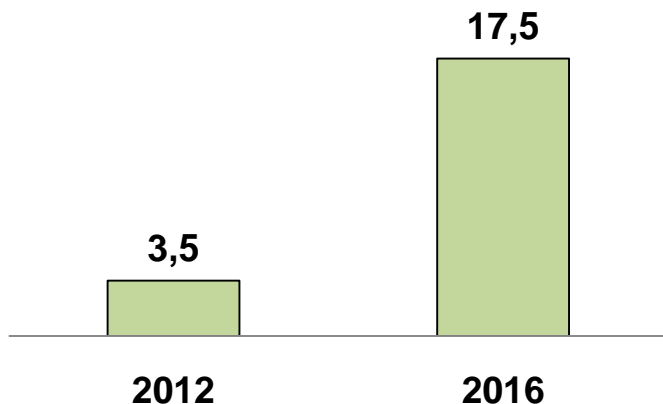
Приложения

Приказ Минэнерго № 430 от 07.09.2010г. и штрафы за мощность

Объем и доля выводимого оборудования ТЭС, МВт



Доля неоплаты мощности, %



■ Под приказ Минэнерго России от 07.09.2010г. № 430 до 2020 года попадает значительная часть ТЭС Сибири общей мощностью до 2,9 ГВт. Несоответствие минимальным техническим характеристикам по ТЭС исключает возможность получения оплаты за мощность на КОМ.

■ Возможность получения оплаты за мощность только в «вынужденном режиме» (по электроэнергии) в течении двух лет. По истечении данного срока, либо вывод из эксплуатации генерирующего объекта, либо «перевод» всех затрат в оплату тепловой энергии с соответствующим увеличением нагрузки на потребителей и региональный бюджет.

■ К 2016 году по Правилам оптового рынка запланировано кратное увеличение штрафных коэффициентов за не поставку мощности (это увеличение вводилось в предположении роста выручки по мощности в несколько раз, которое не случилось).

■ Это приведет к пятикратному увеличению доли неоплаченной мощности для поставщиков.

«Дорогие» генераторы

- При снижении доли «дорогих» генераторов до 10% уровень цены КОМ останется неизменным, так как кривая предложения в 2014 по сравнению с 2013 будет увеличена на вводимые в 2014 генерирующие мощности на Саяно-Шушенской ГЭС и Богучанской ГЭС (ГЭС участвуют в КОМ по ценоприниманию).
- 15% от предложения 2013 ~ 10% от предложения 2014.
- **уровень дорогих необходимо снизить до 5-7%.**

