Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
Сибирское отделение
Российская академий наук

ПРОБЛЕМЫ ТЕПЛОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ В СИБИРИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Директор Института систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН
чл.-корр. РАН Н.И. Воропай

Новосибирск, 2012

План работы «Проблемы тепловой генерации в Сибири»

Раздел 1. Разработка предложений по устранению убытков сибирских ТЭЦ при их участии в Рынке на сутки вперед во 2-ой ценовой зоне оптового рынка электроэнергии

Раздел 2. Обоснование рациональной конфигурации зон свободного перетока мощности во 2-ой ценовой зоне оптового рынка

Раздел 3. Обоснование необходимости модернизации генерирующего оборудования ТЭЦ с давлением острого пара до 9 МПа и выпуска до 1956 г.

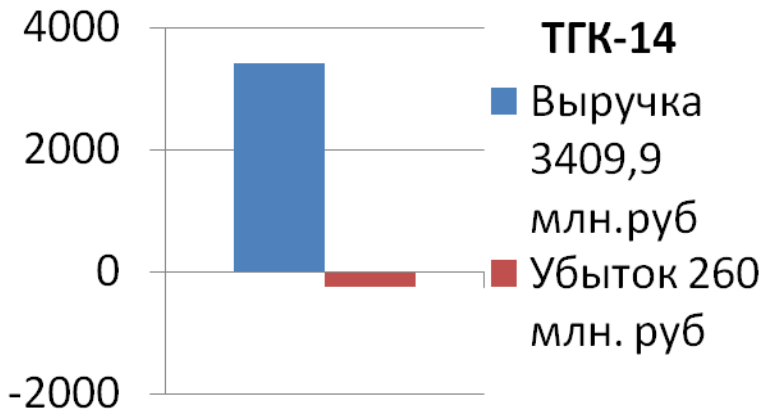
Раздел 4. Анализ обоснованности предельного уровня цены на мощность при проведении конкурентного отбора мощности в зонах свободного перетока на территории Сибири

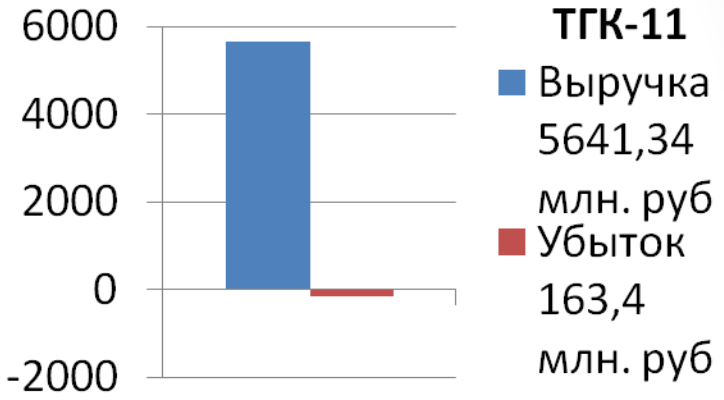
Раздел 5. Обоснование необходимости пересмотра методики назначения тарифов на мощность в зонах свободного перетока во 2-ой ценовой зоне оптового рынка

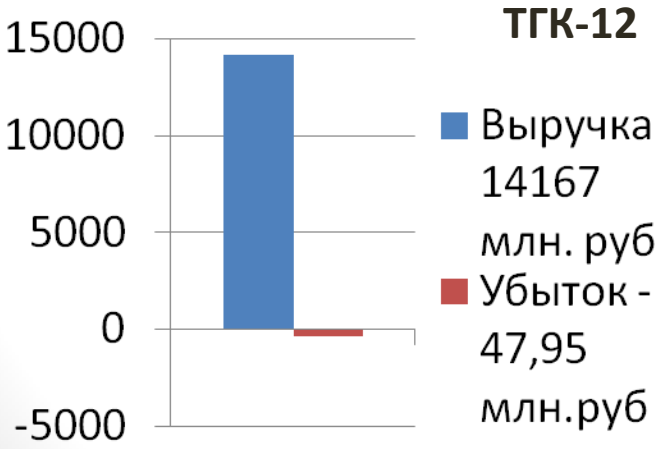
Формирование предложений по изменению существующей нормативно-правовой базы для повышения экономической и социальной эффективности тепловой генерации в Сибири.

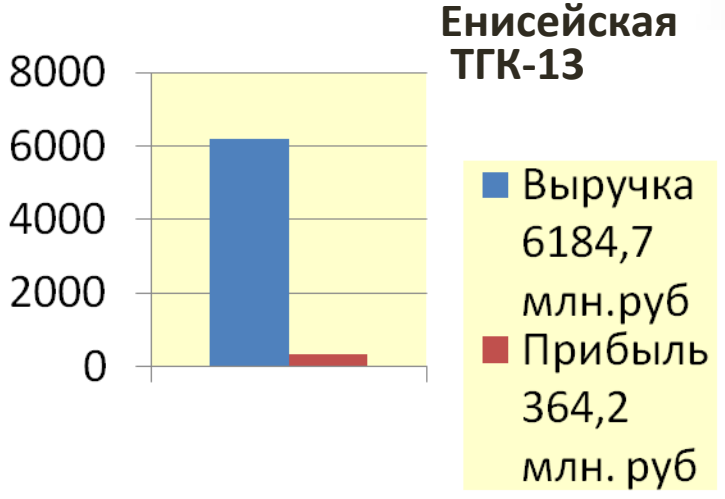
Реализация электроэнергии тепловой генерацией Сибири на оптовом рынке в 2011 году

Три из четырех сибирских ТГК понесли убытки от продажи электроэнергии на оптовом рынке



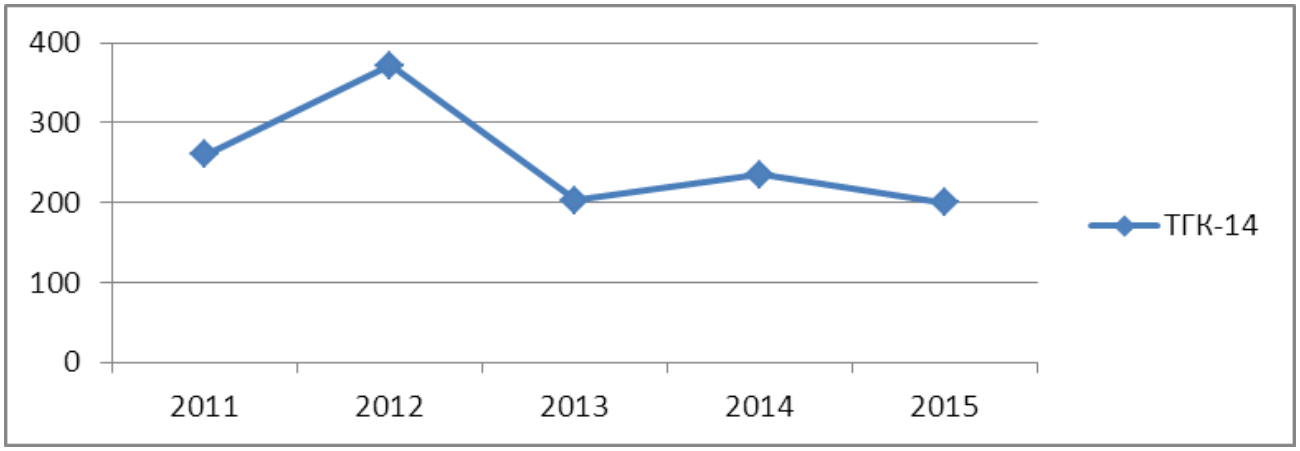






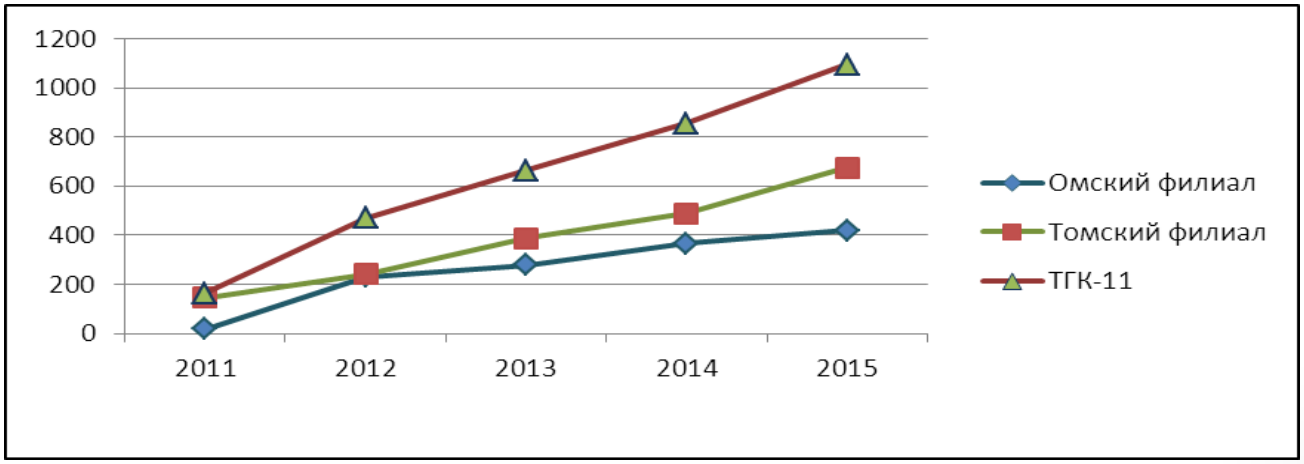
Реализация электроэнергии тепловой генерацией Сибири на оптовом рынке в перспективе до 2015 года

Ожидаемые убытки ТГК-14 от продажи электроэнергии на ОРЭМ, млн.руб.



Реализация электроэнергии на оптовом рынке в перспективе останется убыточной для ТГК-11 и ТГК-14

Рост убытков ТГК-11 (млн. руб.) от продажи электроэнергии на ОРЭМ до 2015 г.



Влияние изменений в Правилах ОРЭМ на уровень оптовых цен

Анализ равновесных цен 2011 г. показал, что изменение Правил ОРЭМ в части увеличения объема ценопринимающих заявок ТЭЦ во второй ценой зоне не привело к желаемому снижению равновесных цен на электроэнергию.

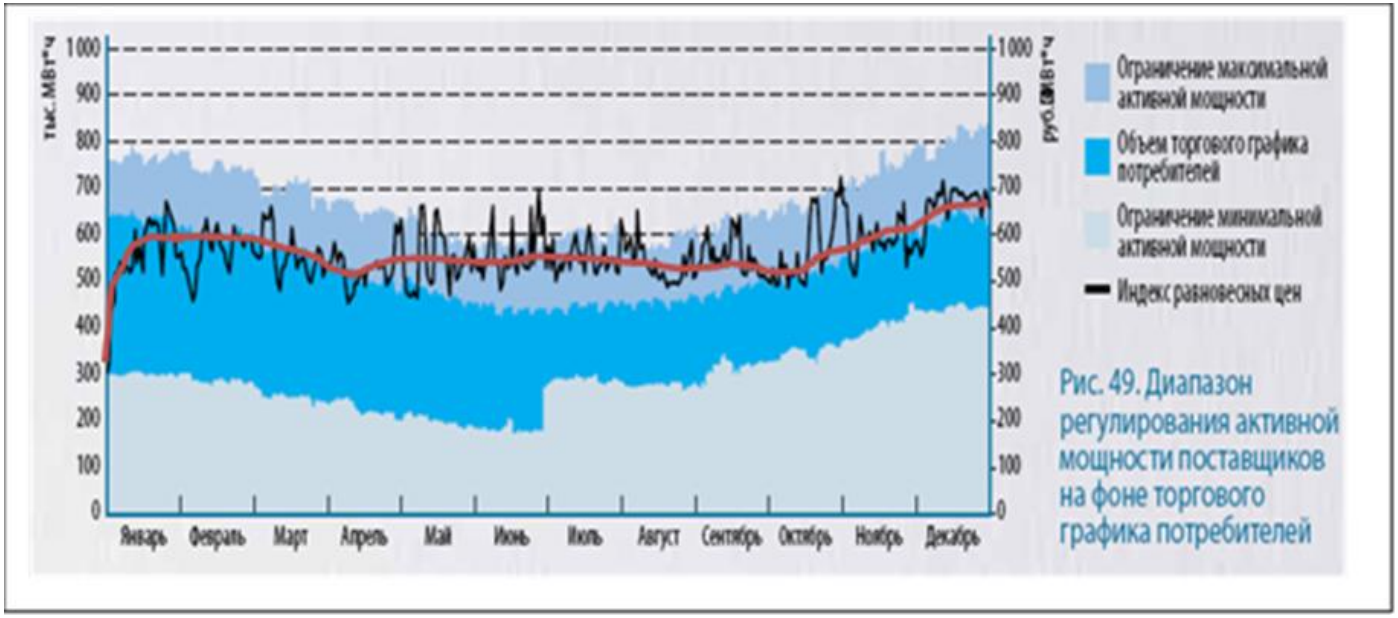


Рис. 49. Диапазон регулирования активной мощности поставщиков на фоне торгового графика потребителей

Источник: Годовой отчет ОАО АТС за 2011 г.

В октябре-декабре, когда повысилось производство тепловой энергии, цены на электроэнергию в Сибири возросли и превысили среднегодовой уровень цен.

Влияние изменений в Правилах ОРЭМ на уровень оптовых цен

Изменение Правил ОРЭМ привело к увеличению количества и длительности интервалов времени, когда во второй ценовой зоне равновесные цены снижаются до нуля, а поставщики электроэнергии не получают компенсации понесенных затрат.

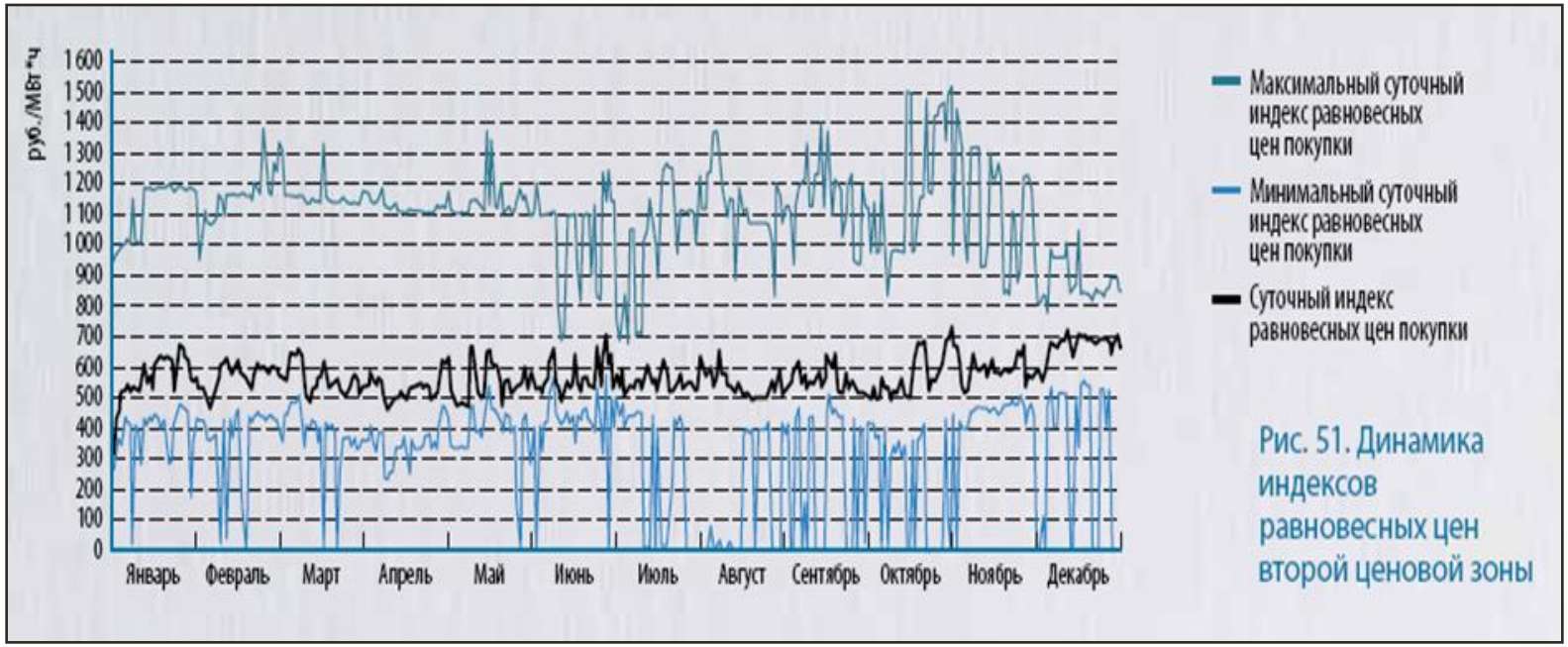


Рис. 51. Динамика индексов равновесных цен второй ценовой зоны

Источник: Годовой отчет ОАО АТС за 2011 г.

Проблемы тепловой генерации Сибири на оптовом рынке электроэнергии

1. **Изменение** Правил и Регламентов оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) **негативно отразилось на экономической эффективности тепловой генерации В Сибири.** В 2011 г. большинство сибирских ТГК понесли убытки от реализации электроэнергии на ОРЭМ.

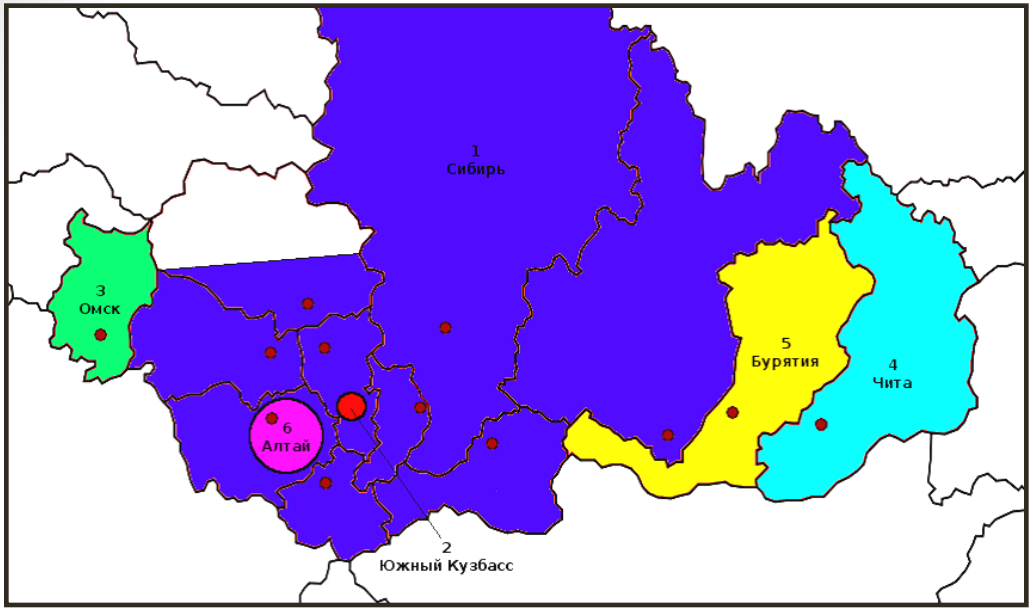
2. В осенне-зимний период 2011 г. **равновесные цены оптового рынка складывались ниже себестоимости** производства электроэнергии на большинстве тепловых электростанций в Сибири. Это привело к снижению генерации электроэнергии на собственном оборудовании и **увеличению закупок на ОРЭМ** для выполнения обязательств по поставкам энергии потребителям.

3. Существующие Правила и Регламенты ОРЭМ являются **препятствием для развития наиболее экономичного способа генерации энергии – комбинированного цикла выработки тепловой и электрической энергии.** Снижение рентабельности реализации электроэнергии на ОРЭМ тормозит модернизацию оборудования и внедрение новых технологий в тепловой генерации.

4. Убыточная реализация электроэнергии на ОРЭМ поддерживает **перекрестное субсидирование** между предприятиями, видами деятельности и видами продукции (услуг) в территориальных генерирующих компаниях.

5. Для устранения убыточности реализации электроэнергии сибирскими ТЭЦ необходимо внести изменения в действующие Правила и Регламенты ОРЭМ. Изменения должны позволить не применять принцип ценопринимания к ценовым заявкам тепловых электростанций в объеме их технологического минимума и сохранить приоритетность отбора их заявок в плановое почасовое производство электроэнергии.

Зоны свободного перетока



Сечения Сибирь-Омск и Сибирь-Алтай значительно загружены:

- **более, чем на 60% в среднем за рассмотренные 6 месяцев (это много, с учетом суточных колебаний)**
- **на протяжении 1,5-2 месяцев в году работают близко к пределам пропускной способности.**

Высокая загрузка этих сечений препятствует объединению ЗСП Омск и Алтай с ЗСП Сибирь.

Загрузка сетей в сечениях, соединяющих ЗСП

Сечение	Средняя загрузка, %		Сечение было загружено на 95% и более в течение		Сечение было загружено на 80% и более в течение	
	в прямом направлении	в обратном направлении	часов	дней	часов	дней
Сибирь-Южный Кузбасс	43,7	0,7	0	0	0	0
Сибирь-Омск	**61,3**	**23,9**	**78**	**30**	**731**	**120**
Сибирь-Бурятия	19	5,6	0	0	22	10
Сибирь-Алтай	**64,9**	**15,7**	**176**	**29**	**817**	**93**
Бурятия-Чита	43,5	14	16	2	62	15

Анализ рыночной концентрации и обоснованности регулирования цен КОМ

Показатели взаимозаменяемости поставщиков в малых ЗСП ЦЗ Сибири, %

ЗСП	2012	2013	2014	2015	2016
Южный Кузбасс	17,0/13,5	15,3/11,8	3,9/1,5	2,3/0,7	4,7/2,3
Омск	**54,3/47,4**	**48,7/40,4**	**46,8/39,8**	**42,7/36,2**	**33,5/25,5**
Чита	20,1/16,1	4,7/2,2	7,3/4,5	7,7/4,9	10,1/7,6
Бурятия	29,4/11,1	4,8/0,8	7,8/1,6	6,0/1,1	7,4/1,5
Алтай	**37,5/43,6**	**34,3/38,1**	**33,1/39,7**	**31,2/40,2**	**32,4/43,4**
Бурятия-Чита	39,5/18,6	23,2/9,3	25,7/11	25,6/11,1	27,2/12,5

В числителе – доля рынка крупнейшего поставщика (без ДПМ*) при СПЦМ** в час максимума нагрузки, в знаменателе – средняя за год степень загрузки свободных мощностей крупнейшего поставщика (без ДПМ) при СПЦМ.

* без ДПМ — без учета мощностей, работающих по договорам поставки мощности,

** при СПЦМ — при существенном повышении цены мощности.

Чем ниже показатель, тем выше взаимозаменяемость поставщиков в ЗСП;

Рассчитанные показатели высоки для ЗСП Омск и Алтай, где регулирование потолка цен мощности можно считать обоснованным.

Оптимизация конфигурации ЗСП в Сибири

1. Объединить попарно ЗСП Сибирь-Южный Кузбасс и Бурятия-Чита.

2. Объединение остальных ЗСП требует обоснования, необходимо изучать на моделях КОМ и РСВ на реальных данных.

3. Отменить регулирование предела цен мощности в ЗСП Бурятия и Чита.

4. Изменить Порядок определения ЗСП с целью согласования с ФЗ «Об электроэнергетике» и ликвидации необоснованных критериев для объединения ЗСП.

5. Методологию расчета рыночной концентрации нужно изменить так, чтобы она учитывала пропускные способности сетей, вытеснение поставщиков с рынка и сезонные изменения нагрузки.

Состав генерирующего оборудования ТЭЦ ТГК-11, 12, 13 и 14 с давлением острого пара до 9 МПа и выпуска до 1956 г., требующего замены, согласно приказа МЭ РФ от 07.09.2010 № 430

Наименование	ТГК-11		ТГК-12		ТГК-13
	Омская ТЭЦ-3	Томская ГРЭС-2	Кузнецкая ТЭЦ	Барнаульская ТЭЦ-2	Красноярская ТЭЦ-1
Оборудование ТЭЦ, подлежащее возможной замене или реконструкции (год ввода)	1*Р-25-90-15 *(1955)* 1*ПТ-25-90-10 *(1955)*	2*Т-43-90 *(1951-1955)*	1*Т-25-90 *(1954)*	2*ПТ-25-90/10 *(1955)*	4*ПТ-25-90/10 *(1952-1955)*

Показатели расхода топлива и тарифы на ТЭЦ

Наименование	ТГК-11		ТГК-12		ТГК-13
	Омская ТЭЦ-3	Томская ГРЭС-2	Кузнецкая ТЭЦ	Барнаульская ТЭЦ-2	Красноярская ТЭЦ-1
Расход условного топлива, тыс. т у.т.	996,9	642,3	530,3	589,9	1112,3
Среднегодовая стоимость условного топлива, руб./т у.т.	2442	2089	1913	2040	1266
Топливная составляющая удельных затрат на 1 МВтч, руб./МВтч	890,0	6890,	708,0	869,0	433,0
Средний тариф на электроэнергию, отпускаемую от станции, руб./МВтч*	742,0	613,4	612	787	423
Топливная составляющая удельных затрат на 1 Гкал, руб./Гкал	344,3	284,1	292,4	336,1	182,7
Средний тариф на тепловую энергию, отпускаемую от станции, руб./Гкал*	531,6	479,3	536	460	348,5

Капиталовложения на замену турбины и энергоблока

Наименование	Капитальные вложения на замену турбины на новую без изменения давления острого пара 9МПа, млн. руб.
Омская ТЭЦ-3	
Р-25-90-15	350–480
ПТ-25-90-10	460–625
Томская ГРЭС-2	
Т-43-90	610–700
Кузнецкая ТЭЦ	
Т-25-90	400–550
Барнаульская ТЭЦ-2	
ПТ-25-90/10	460–625
Красноярская ТЭЦ-1	
ПТ-25-90/10	460–625

Наименование	Замена новым энергоблоком	Капитальные вложения на замену энергоблоком 13 МПа, млн. руб.
Омская ТЭЦ-3		
1*Р-25-90-15 1*ПТ-25-90-10	одна турбина ПТ-60-130 один котел ТП-82	3400–3700
Томская ГРЭС-2		
2*Т-43-90	одна турбина Т-100-130 один котел БКЗ-500-140	5100–5600
Кузнецкая ТЭЦ		
1*Т-25-90	нецелесообразно устанавливать новый энергоблок	–
Барнаульская ТЭЦ-2		
2*ПТ-25-90/10	одна турбина ПТ-60-130 один котел БКЗ-420-140	3400–3800
Красноярская ТЭЦ-1		
4*ПТ-25-90/10	две турбины ПТ-60-130 два котла БКЗ-420-140	6350–7800

Обоснование модернизации генерирующего оборудования ТЭЦ

1. **В настоящее время замена «старого» оборудования экономически не целесообразна.** Продление ресурса работы действующего оборудования ТЭЦ обойдется собственникам электростанций и потребителям дешевле модернизации и строительства новых агрегатов. При выполнении приказа Минэнерго России от 07.09.2010 г. № 430 потребуется дополнительно вывести более 500 МВт. Такой объем выводов (вместе с выводом оборудования введенного до 1956 г.) не может быть осуществлен без компенсации тепловых и электрических мощностей.

2. Под приказ Минэнерго России от 07.09.2010 г. № 430 до 2020 г. попадет значительная часть ТЭЦ Сибири с общей мощностью до 2 ГВт. **Это приведет к сокращению объемов комбинированной выработки тепла и электроэнергии**. Компенсация выбывающих мощностей будет проводиться за счет ввода новых генерирующих мощностей на угольных конденсационных ГРЭС.

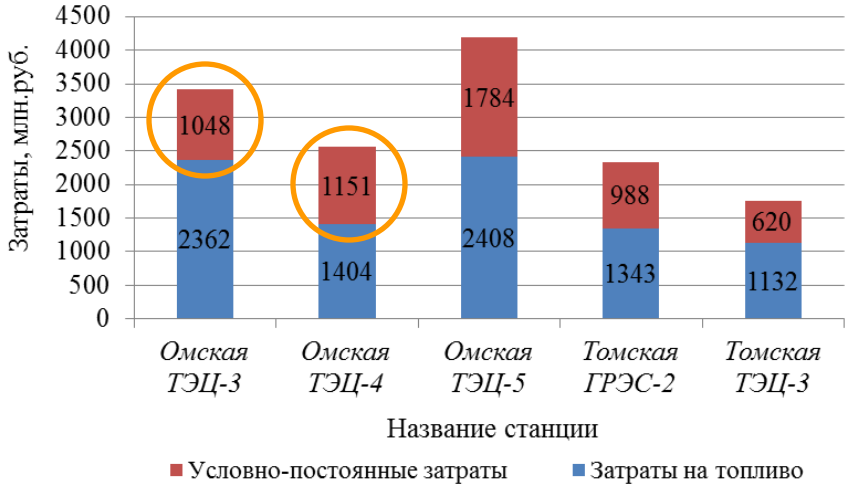
3. **Право вывода из эксплуатации генерирующего оборудования целесообразнее оставлять за собственником ТЭЦ**, при условии обеспечения им требуемых показателей надежности оборудования (коэффициента готовности и др.).

4. **Заниженные цены** на мощность и электроэнергию формируют экономические условия способствующие **ускоренному выводу из эксплуатации действующих ТЭЦ**. Ситуация ухудшится с увеличением объема ценопринимания из-за ввода Богучанской ГЭС.

Постоянные и переменные затраты на ТЭС Сибири

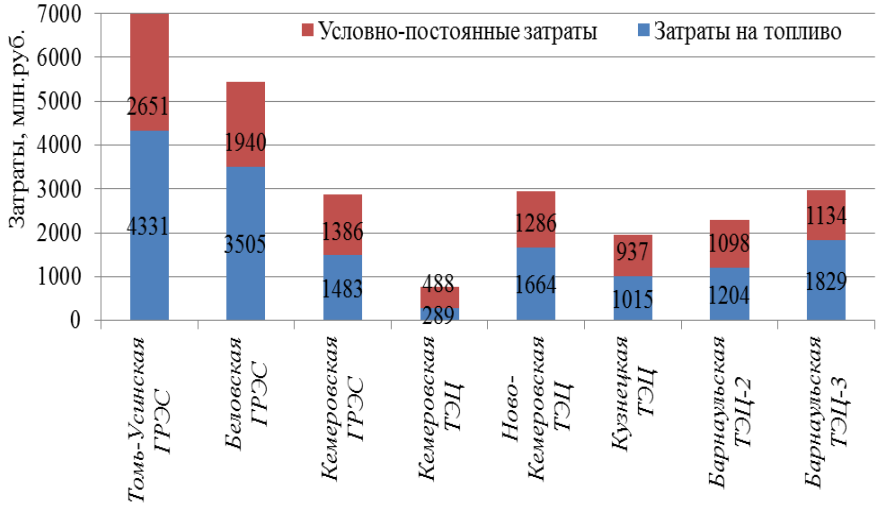
ТГК-11

Мощность, МВт				
368	518	695	331	140



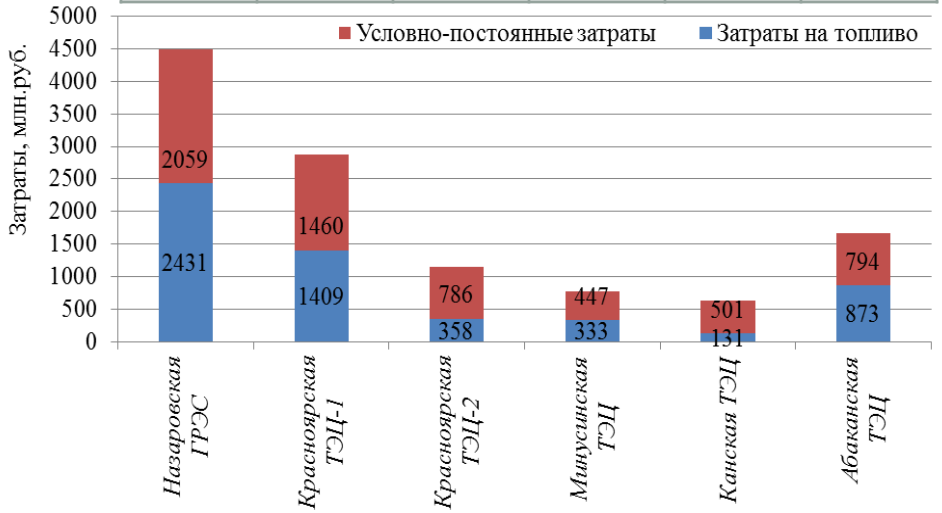
ТГК-12

Мощность, МВт							
1272	1200	485	85	565	108	335	430



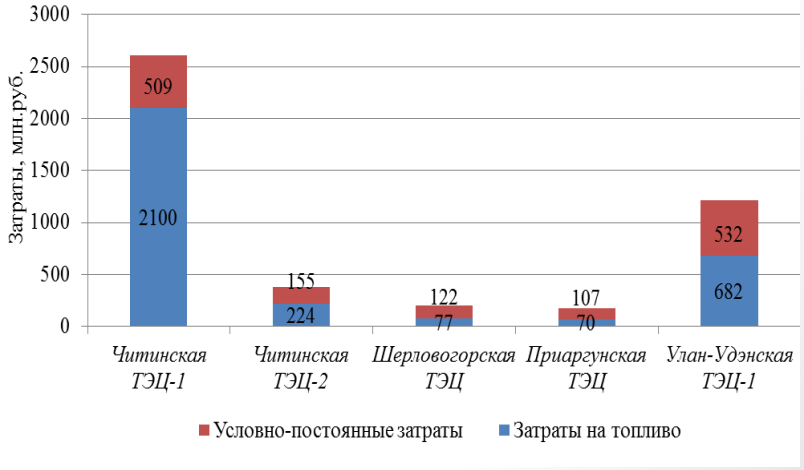
ТГК-13

Мощность, МВт					
1210	481	170	85	24	270

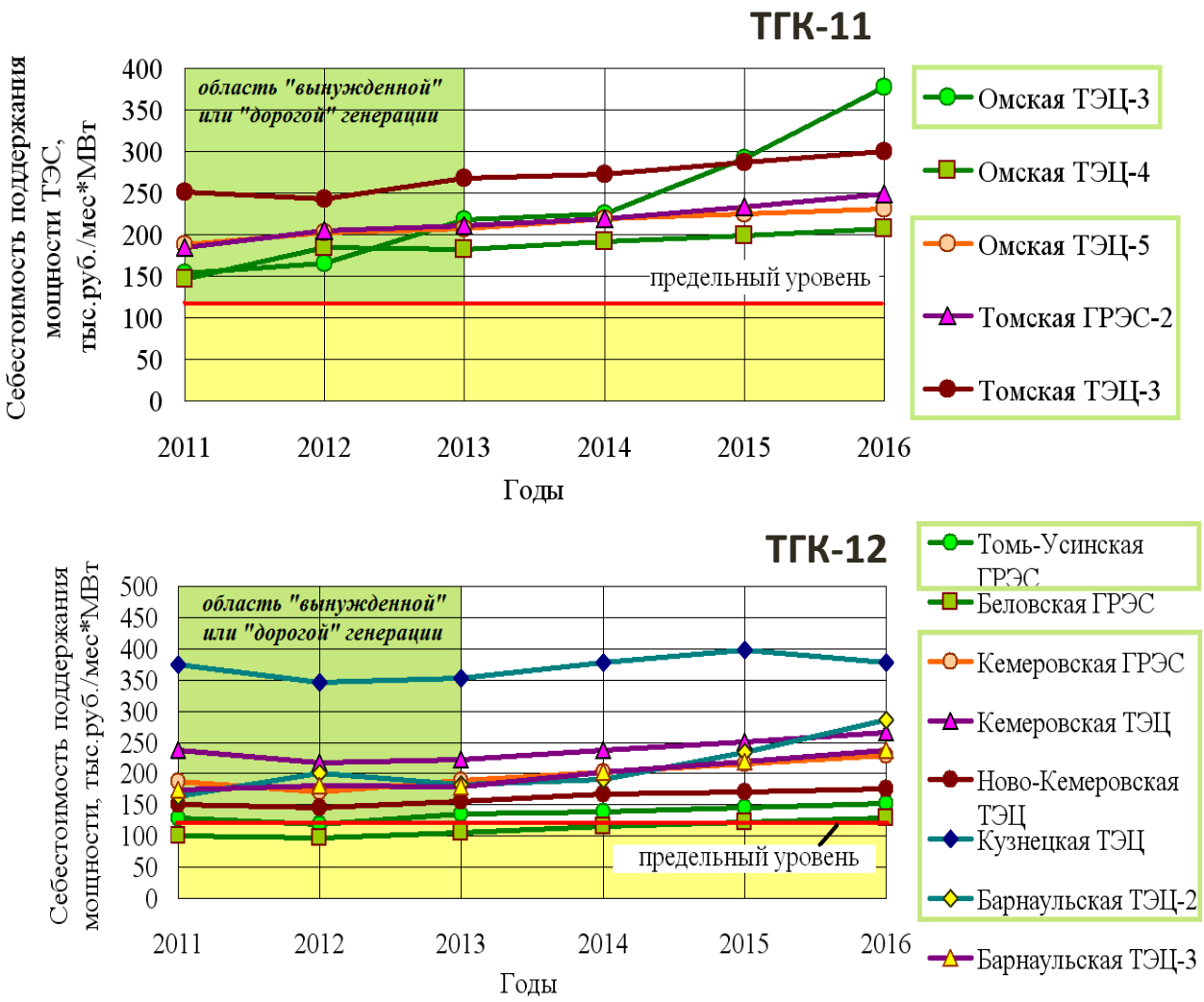


ТГК-14

Мощность, МВт				
471	12	12	24	149



Сравнение себестоимости поддержания мощности на ТЭС Сибири с предельным уровнем цен за мощность, установленным в 2012 г.



Себестоимость мощности почти на всех станциях ТГК-11, 12, 13 и 14 выше предельного уровня цены на мощность

Объемы сокращения затрат на мощность ТЭС Сибири для прохождения КОМ при предельном уровне цены за мощность 126,4 тыс.руб./МВт*мес

Наименование ТЭС	Сокращение затрат на мощность, %												
	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Омская ТЭЦ-3				2012		2013	2014		2015		2016		
Омская ТЭЦ-4					2012-2013	2014-2015	2016						
Омская ТЭЦ-5								2012-2013	2014-2016				
Томская ГРЭС-2							2012-2013	2014-2015	2016				
Томская ТЭЦ-3							2012-2013	2014	2015-2016				
Томь-Усинская ГРЭС	2012-2013	2014	2015-2016										
Беловская ГРЭС	2012-2016												
Кемеровская ГРЭС					2012	2013	2014	2015-2016					
Кемеровская ТЭЦ					2012-2013	2014-2016							
Ново-Кемеровская ТЭЦ			2012	2013	2014-2015	2016							
Кузнецкая ТЭЦ						2012-2013	2014-2016						
Барнаульская ТЭЦ-2					2012-2013	2014	2015	2016					
Барнаульская ТЭЦ-3						2012-2013	2014	2015	2016				
Назаровская ГРЭС	2012	213	2014-2015	2016									
Красноярская ТЭЦ-1				2012-2013	2014-2015	2016							
Красноярская ТЭЦ-2											2012	2013	2014-2016
Минусинская ТЭЦ									2012-2013	2014	2015-2016		
Канская ТЭЦ								2012-2013	2014-2016				
Абаканская ТЭЦ						2012-2013	2014	2015-2016					
Читинская ТЭЦ-1		2012	2013	2014-2015	2016								
Читинская ТЭЦ-2							2012-2015	2016					
Шерловогорская ТЭЦ							2012	2013-2016					
Приаргунская ТЭЦ						2012-2013	2014-2016						
Улан-Удэнская ТЭЦ-1		2012-2013	2014-2016										

1 группа:	2 группа:
2012 г. - 3 ГРЭС	2012 г. - 5 ТЭС
2016 г. - 1 ГРЭС	2016 г. - 3 ТЭС

в статусе "вынужденных" или "дорогих" генераторов

в свободном ценообразовании при ограничении предельного уровня цены на мощность

Отбор КОМ по предельной цене за мощность проходят:

1 группа – без сокращения затрат:

2012 г.(3) – Томь-Усинская ГРЭС, Беловская ГРЭС, Назаровская ГРЭС

2013 г.(1) - Беловская ГРЭС

2014 г.(1) - Беловская ГРЭС

2015 г.(1) - Беловская ГРЭС

2016 г.(1) - Беловская ГРЭС

2 группа – при сокращении усл.-п. затрат на 5-15%:

2012 г.(5) – Омская ТЭЦ-3, Ново-Кемеровская ТЭЦ, Красноярская ТЭЦ-1, Читинская ТЭЦ-1, Улан-Удэнская ТЭЦ-1

2013 г.(6) – Томь-Усинская ГРЭС, Ново-Кемеровская ТЭЦ, Назаровская ГРЭС, Красноярская ТЭЦ-1, Читинская ТЭЦ-1, Улан-Удэнская ТЭЦ-1

2014 г.(4) – Томь-Усинская ГРЭС, Назаровская ГРЭС, Читинская ТЭЦ-1, Улан-Удэнская ТЭЦ-1

2015 г.(4) - Томь-Усинская ГРЭС, Назаровская ГРЭС, Читинская ТЭЦ-1, Улан-Удэнская ТЭЦ-1

2016 г.(3) - Томь-Усинская ГРЭС, Назаровская ГРЭС, Улан-Удэнская ТЭЦ-1

Объемы сокращения затрат на мощность ТЭС Сибири для прохождения КОМ при предельном уровне цены за мощность 200 тыс.руб./МВт*мес

Наименование ТЭС	Сокращение затрат на мощность, %												
	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Омская ТЭЦ-3	2012	2013	2014		2015			2016					
Омская ТЭЦ-4	2013-2015	2016											
Омская ТЭЦ-5	2012	2013	2014-2016										
Томская ГРЭС-2		2013-2014	2015	2016									
Томская ТЭЦ-3			2012	2013	2014-2016								
Томь-Усинская ГРЭС	2013-2016												
Беловская ГРЭС	2013-2016												
Кемеровская ГРЭС	2013-2014	2015	2016										
Кемеровская ТЭЦ		2012-2013	2014-2016										
Ново-Кемеровская ТЭЦ	2013-2016												
Кузнецкая ТЭЦ					2013-2016								
Барнаульская ТЭЦ-2	2013-2014		2015		2016								
Барнаульская ТЭЦ-3	2013-2014		2015	2016									
Назаровская ГРЭС	2013-2016												
Красноярская ТЭЦ-1	2013-2015	2016											
Красноярская ТЭЦ-2									2013-2014	2015	2016		
Минусинская ТЭЦ						2012-2013	2014	2015-2016					
Канская ТЭЦ							2013-2014	2015-2016					
Абаканская ТЭЦ	2012	2013	2014	2015-2016									
Читинская ТЭЦ-1	2013-2016												
Читинская ТЭЦ-2						2012-2013	2014-2016						
Шерловогорская ТЭЦ						2012-2013	2014-2016						
Приаргунская ТЭЦ			2012-2013	2014-2015	2016								
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	2013-2016												

1 группа:	2 группа:
2012 г. - 14 ТЭС	2012 г. - 4 ТЭС
2016 г. - 6 ТЭС	2016 г. - 8 ТЭС

в статусе "вынужденных" или "дорогих" генераторов

в свободном ценообразовании при ограничении предельного уровня цены на мощность

Отбор КОМ по предельной цене за мощность проходят:

1 группа – без сокращения затрат:

2012 г.(14) – Омская ТЭЦ-3, Омская ТЭЦ-4, Омская ТЭЦ-5, Томь-Усинская ГРЭС, Беловская ГРЭС, Кемеровская ГРЭС, Ново-Кемеровская ТЭЦ, Барнаульская ТЭЦ-2, Барнаульская ТЭЦ-3, Назаровская ГРЭС, Красноярская ТЭЦ-1, Абаканская ТЭЦ, Читинская ТЭЦ-1, Улан-Удэнская ТЭЦ-1

2013 г.(11) – Омская ТЭЦ-4, Томь-Усинская ГРЭС, Беловская ГРЭС, Кемеровская ГРЭС, Ново-Кемеровская ТЭЦ, Барнаульская ТЭЦ-2, Барнаульская ТЭЦ-3, Назаровская ГРЭС, Красноярская ТЭЦ-1, Читинская ТЭЦ-1, Улан-Удэнская ТЭЦ-1

2014 г.(11) – Омская ТЭЦ-4, Томь-Усинская ГРЭС, Беловская ГРЭС, Кемеровская ГРЭС, Ново-Кемеровская ТЭЦ, Барнаульская ТЭЦ-2, Барнаульская ТЭЦ-3, Назаровская ГРЭС, Красноярская ТЭЦ-1, Читинская ТЭЦ-1, Улан-Удэнская ТЭЦ-1

2015 г.(8) – Омская ТЭЦ-4, Томь-Усинская ГРЭС, Беловская ГРЭС, Ново-Кемеровская ТЭЦ, Назаровская ГРЭС, Красноярская ТЭЦ-1, Читинская ТЭЦ-1, Улан-Удэнская ТЭЦ-1

2016 г.(6) – Томь-Усинская ГРЭС, Беловская ГРЭС, Ново-Кемеровская ТЭЦ, Назаровская ГРЭС, Читинская ТЭЦ-1, Улан-Удэнская ТЭЦ-1

2 группа – при сокращении усл.-п. затрат на 5-15%:

2012 г.(4) – Томская ГРЭС-2, Томская ТЭЦ-3, Кемеровская ТЭЦ, Приаргунская ТЭЦ

2013 г.(6) – Омская ТЭЦ-3, Омская ТЭЦ-5, Томская ГРЭС-2, Кемеровская ТЭЦ, Абаканская ТЭЦ, Приаргунская ТЭЦ

2014 г.(6) – Омская ТЭЦ-3, Омская ТЭЦ-5, Томская ГРЭС-2, Кемеровская ТЭЦ, Абаканская ТЭЦ, Приаргунская ТЭЦ

2015 г.(8) – Омская ТЭЦ-5, Томская ГРЭС-2, Кемеровская ГРЭС, Кемеровская ТЭЦ, Барнаульская ТЭЦ-2, Барнаульская ТЭЦ-3, Абаканская ТЭЦ, Приаргунская ТЭЦ

2016 г.(8) – Омская ТЭЦ-4, Омская ТЭЦ-5, Томская ГРЭС-2, Кемеровская ГРЭС, Кемеровская ТЭЦ, Барнаульская ТЭЦ-3, Красноярская ТЭЦ-1, Абаканская ТЭЦ

Предложения по изменению условий КОМ

1. Существующий уровень себестоимости поддержания мощности для большинства ТЭС Сибири (на 21 из 24) выше установленной в 2012 г. предельной цены на мощность (126 тыс.руб./мес*МВт), что не позволяет им проходить КОМ и получать плату за предоставляемую потребителям электрическую мощность.

2. Для обеспечения экономически эффективного функционирования большинства рассматриваемых ТЭС необходимо смягчить требования по предельной цене за мощность, повысив ее до уровня 180-200 тыс.руб./мес*МВт.

3. По результатам расчетов, 10 ТЭЦ не проходят КОМ даже при условиях повышения предельного уровня цены за мощность. Каждая из этих ТЭЦ имеет потребителей тепловой энергии, поэтому закрыть их невозможно. Предлагается перевести их в статус «вынужденных» генераторов и оплачивать мощность по соответствующим тарифам.

4. Многие станции значительно недогружены по электроэнергии, а рост рынка электроэнергии на этих станциях в перспективе не предполагается. Собственник может принять решение о демонтаже неиспользуемых мощностей с учетом сохранения необходимого резерва, что позволит снизить затраты на поддержание мощности для прохождения КОМ.

5. Необходимо исследовать экономические аспекты предоставления генерирующим компаниям возможности перспективной модернизации неэффективного или не соответствующего техническим требованиям оборудования.

6. Необходим обоснованный расчетами пересмотр порядка определения предельного уровня цены на мощность для ТЭС, т.к. при его расчете во второй ценовой зоне были учтены ГЭС, имеющие низкий тариф, в то время как сам предельный уровень применяется к ТЭС, имеющим большие издержки на поддержание мощности в рабочем состоянии.

Нормативная база для расчета тарифов на мощность

Для расчета тарифов на мощность «вынужденных генераторов»

- Приказ ФСТ № 484-э от 13 октября 2010 г. «Об утверждении Порядка определения цен на мощность и электрическую энергию, производимые с использованием генерирующего объекта, поставляющего мощность и электрическую энергию в вынужденном режиме»
- Федеральный закон «Об электроэнергетике»
- Правила оптового рынка электрической энергии (мощности)

Для расчета тарифов на мощность «дорогих генераторов»

- Приказ ФСТ от 13 октября 2010 г. № 483-э «Об утверждении Методики определения цены на мощность для генерирующих объектов, в отношении которых были указаны наиболее высокие цены в ценовых заявках на конкурентный отбор мощности, с учетом прогнозной прибыли (убытков) от продажи электрической энергии, включающей порядок представления материалов, необходимых для определения указанной цены»
- Федеральный закон «Об электроэнергетике»
- Правила оптового рынка электрической энергии (мощности)

Результаты конкурентного отбора мощности 2012 г.

Отобрано на КОМ ……. 26,8 ГВт
в том числе: мощность «дорогих генераторов» ……. 4,8 ГВт
ДПМ …….. 2,2 ГВт

Мощность «вынужденных генераторов»…….. 3,5 ГВт

Цена КОМ в ЗСП со свободным ценообразованием …… 146,8 тыс.руб./МВт*мес

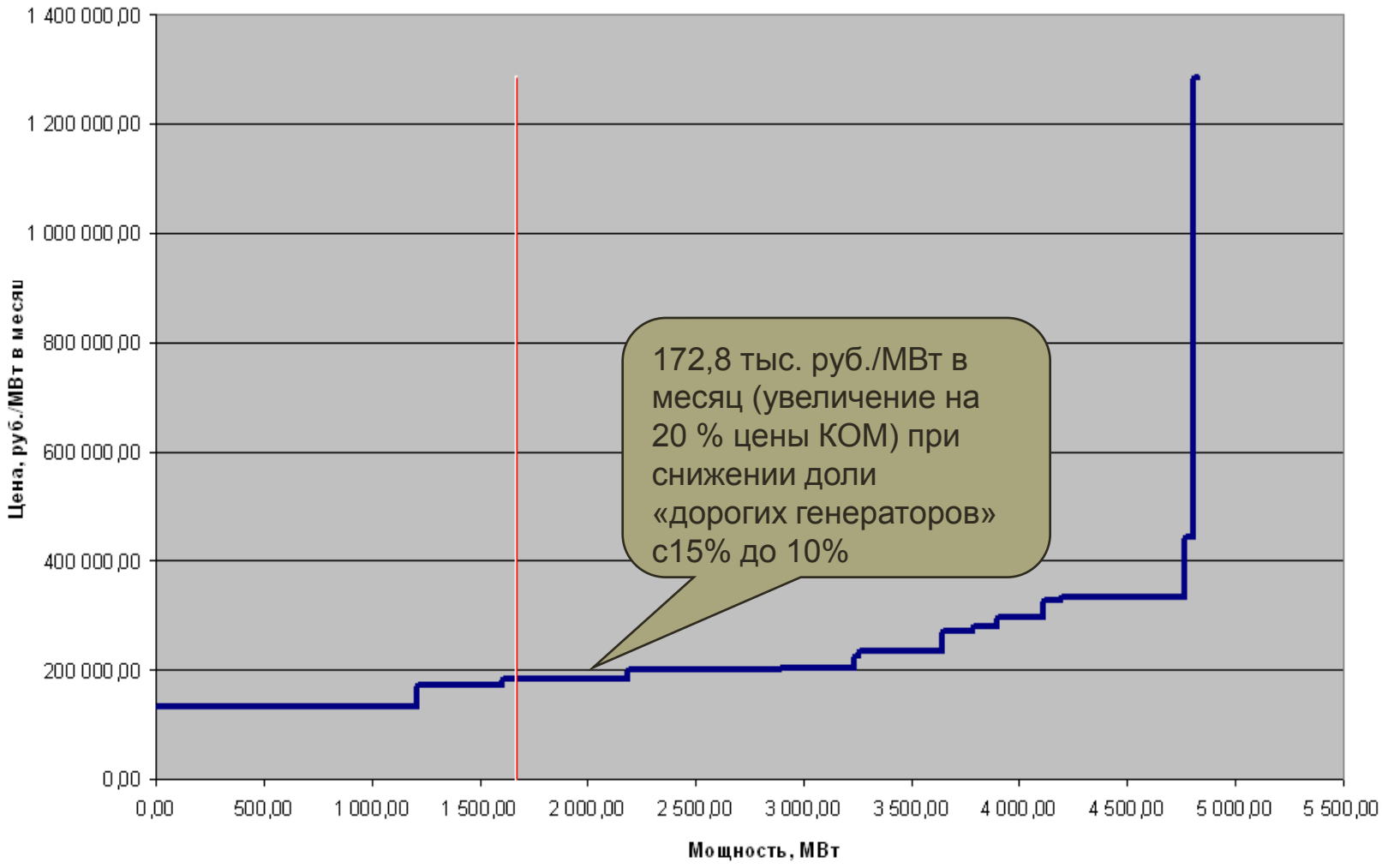
Цена в ЗСП с предельным уровнем цен …….. 126,4 тыс.руб./МВт*мес

Средневзвешенная цена мощности «вынужденных генераторов» …….. 200,5 тыс.руб./МВт*мес

Средневзвешенная цена мощности «дорогих генераторов» …….. 214,8 тыс.руб./МВт*мес

Средневзвешенная цена мощности по рынку (за исключением ДПМ) …….. 122,6 тыс.руб./МВт*мес

Реконструированная в области «дорогих генераторов» функция предложения мощности на КОМ 2012 г. в ЗСП «Сибирь»



Предложения по изменению методики назначения тарифов на мощность в зонах свободного перетока во 2-ой ценовой зоне оптового рынка

1. Нет серьезных оснований для пересмотра методических положений по определению тарифов на мощность «вынужденных генераторов»

2. Целесообразно проиндексировать верхние ограничения на цену мощности в ЗСП, где такие ограничения введены

3. Пересмотр методических положений по определению тарифов на мощность «дорогих генераторов» в части отказа от компенсации убытков поставщиков на РСВ должен быть увязан с реализацией мер по безубыточной работу ТЭЦ.
Для изменения указанных методических положений требуются соответствующие решения и приказы ФСТ

4. Требуется регламентация сроков принятия решения о присвоении статуса «вынужденного генератора» с увеличением продолжительности работы в указанном статусе. Для этого необходимо корректировать, в частности, Федеральный закон «Об электроэнергетике», Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, Регламент отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме

5. Снижение доли «дорогих генераторов» с 15% до 10 % как в настоящее время, так и в перспективе до 2016 г. приведет к росту цен КОМ на мощность на 20 %, а среднерыночной цены мощности без учета ДПМ – на 14 %, и соответствующим потерям потребителей. В связи с этим нельзя рекомендовать снижение доли «дорогих генераторов» до проведения дополнительных комплексных обоснований с учетом интересов как поставщиков, так и потребителей электроэнергии.

Условия функционирования тепловой генерации в ОЭС Сибири

1. Изменение Правил и Регламентов оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) привело к вынужденному снижению экономической эффективности тепловой генерации в Сибири в результате формирования равновесной цены оптового рынка на уровне ниже себестоимости производства электроэнергии на большинстве тепловых электростанций в Сибири. Это привело к снижению производства электроэнергии на собственном оборудовании и увеличению закупок на ОРЭМ для выполнения обязательств по поставкам энергии потребителям. Заниженные цены на рынке сдерживают модернизацию оборудования и внедрение новых технологий на электростанциях, способствуют ускоренному выводу из эксплуатации действующих ТЭЦ. Фактически ТЭЦ вытесняются с рынка электроэнергии и переходят к отпуску тепла в котельном режиме. Ситуация ухудшится с увеличением объема ценопринимания в связи с вводом Богучанской ГЭС.

2. Установленный на 2012 г. предельный уровень цены на мощность в размере 126 тыс.руб./мес*МВт не позволяет большинству ТЭС Сибири проходить КОМ и получать плату за предоставляемую потребителям электрическую мощность. В результате они не имеют источников финансирования для качественного обслуживания и поддержания генерирующих мощности.

3. Существующие нормативные документы позволяют филиалам ОАО «СО ЕЭС» с большой степенью произвольности назначать загрузку тепловых электростанций и объемы вращающегося резерва мощности, что зачастую не соответствует их оптимальным режимам функционирования и негативно сказывается на экономичности работы тепловой генерации.

4. В настоящее время ввод нового оборудования на замену «старого» с давлением пара до 9 МПа, демонтируемого по приказу Минэнерго, ни на одной из Сибирских ТЭЦ не является целесообразным. Такая замена не приведет к существенному изменению отпуска тепла и электроэнергии и потребует существенных финансовых затрат, источники которых отсутствуют.

5. В 2012 г. усложнилась процедура получения статуса «вынужденного генератора». В конечном итоге это привело к значительным задержкам по времени при принятии решения регулятором о присвоении данного статуса. При этом генерирующие компании понесли существенные финансовые потери, не получая оплату мощности.

Предложения для повышения эффективности функционирования тепловой генерации в Сибири

1. Внести изменения в действующие Правила и Регламенты ОРЭМ, обеспечивающие устранение убыточности реализации электроэнергии тепловыми электростанциями.
Они должны позволить не применять принцип ценопринимания к ценовым заявкам тепловых электростанций в объеме их технологического минимума и сохранить приоритетность отбора их заявок в плановое почасовое производство электроэнергии.

2. Исключить в Нормативных документах по выбору состава включенного генерирующего оборудования возможность осуществления филиалами ОАО «СО ЕЭС» произвольного назначения загрузки тепловых электростанций и объемов вращающегося резерва мощности. Целесообразно ограничить величину назначаемого вращающегося резерва и ввести требование к формированию диспетчерских графиков загрузки электростанций с учетом их типа, маневренности и экономичности оборудования.

3. В связи с тем, что замена паровых турбин с давлением острого пара до 9 МПа на новые является дорогостоящим мероприятием со сроком окупаемости инвестиций более 10 лет, необходимо рассматривать ее конкретно для каждой станции исходя из коммерческой целесообразности. Право вывода из эксплуатации генерирующего оборудования целесообразно оставлять за собственником ТЭЦ, при условии обеспечения им требуемых показателей надежности и готовности оборудования.

4. Для обеспечения экономически эффективной работы большинства Сибирских ТЭС необходимо смягчить требования по предельной цене за мощность, повысив ее до уровня 180-200 тыс.руб./мес*МВт. ТЭС, не проходящие КОМ при повышенном уровне цены, должны быть переведены в статус «вынужденных» генераторов с соответствующей для них платой за мощность.
В связи усложнением в 2012 г. процедуры получения статуса «вынужденного генератора» необходимо ввести регламентацию сроков принятия решения о присвоении статуса «вынужденного генератора» с увеличением продолжительности работы в указанном статусе.
Целесообразно индексировать предельную цену мощности в соответствии с изменением индекса цен.

Предложения для повышения эффективности функционирования тепловой генерации в Сибири

5. **Снижение доли «дорогих генераторов» требует серьезного экономического обоснования,** учитывающего как интересы поставщиков, так и потребителей. Сокращение доли «дорогих генераторов» с 15 до 10 % приведет к росту цены КОМ – на 20 %, а среднерыночной цены мощности без учета ДПМ – на 14 %.

6. Для решения проблемы поддержания надёжности электроснабжения с точки зрения обеспеченности энергоресурсами (водой и органическим топливом) **необходимо иметь соответствующий резерв мощности** тепловых электростанций, достаточный для электроснабжения потребителей в маловодные годы, а также бесперебойное снабжение топливом этих электростанций. В энергетических балансах второй ценовой зоны ОРЭМ этот резерв мощности ТЭС должен быть **в объёме до 2,5-3 ГВт**. Затраты на его оплату должны рассматриваться как плата за обеспечение ресурсной надёжности электроснабжения на территории ОЭС Сибири.

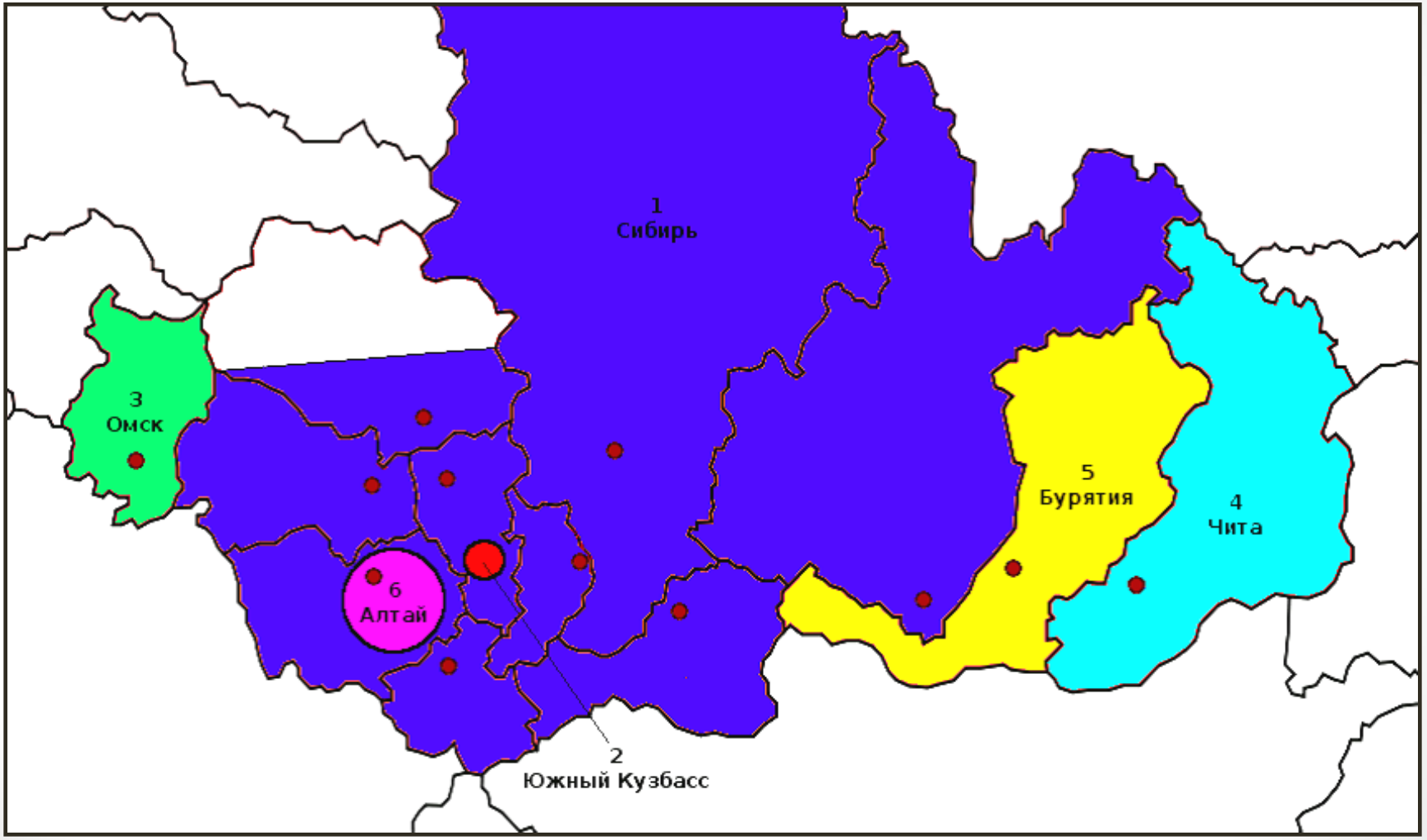
7. **Внести изменения в конфигурацию и регулирование зон свободного перетока** мощности с целью повышения финансовой устойчивости тепловой генерации. Для этого необходимо:

- **изменить порядок определения зон свободного перетока** с учетом сезонных изменений нагрузки и пропускных способностей сечений, мощностей, работающих по долгосрочным договорам с фиксированными объемами и ценами;
- **объединить зоны свободного перетока** Сибирь – Южный Кузбасс и Бурятия – Чита с отменой регулирования максимального значения цены мощности;

Спасибо за внимание !

Зоны свободного перетока

В Сибири выделены 6 зон свободного перетока мощности



Загрузка сетей в сечениях, соединяющих ЗСП

Сечение	Средняя загрузка, %		Сечение было загружено на 95% и более в течение		Сечение было загружено на 80% и более в течение	
	в прямом направлении	в обратном направлении	часов	дней	часов	дней
Сибирь-Южный Кузбасс	43,7	0,7	0	0	0	0
Сибирь-Омск	**61,3**	**23,9**	**78**	**30**	**731**	**120**
Сибирь-Бурятия	19	5,6	0	0	22	10
Сибирь-Алтай	**64,9**	**15,7**	**176**	**29**	**817**	**93**
Бурятия-Чита	43,5	14	16	2	62	15

Сечения Сибирь-Омск и Сибирь-Алтай значительно загружены: более, чем на 60% в среднем за рассмотренные 6 месяцев (это много, с учетом суточных колебаний) и на протяжении 1,5-2 месяцев в году работают близко к пределам пропускной способности.

Высокая загрузка этих сечений препятствует объединению ЗСП Омск и Алтай с ЗСП Сибирь.