



Проблемы тепловой генерации

Докладчик – Заместитель генерального директора
по технической политике и инвестициям –
технический директор ОАО «ТГК-11»
Шахов Михаил Романович



Участие ТЭЦ в покрытии электрических нагрузок

В соответствии с отчетными данными доля ТЭЦ в выработке электроэнергии по ОЭС Сибири составляет более 30%. Доля участия ТЭЦ в обеспечении электроснабжения Омской области составляет 62%, в Томской области - 45% по данным за 2011 г.

Наиболее востребованными ТЭЦ являются:

- При покрытии электрических нагрузок осенне-зимнего максимума;
- При маловодье, при невозможности производства электроэнергии на ГЭС;
- При ремонтах крупных электросетевых объектов (межсистемные ВЛ и ПС 220-500 кВ);
- При аварийных ситуациях на крупных энергоисточниках и в электрических сетях уровня 220-500 кВ;
- При изменении межсистемных перетоков (Урал-Казахстан-Енисейский гидроузел).

Таким образом, ТЭЦ обеспечивают региональную энергобезопасность, что подтверждает потребность в местной генерации электрической энергии.



Проблемы тепловой генерации Убытки от реализации электрической энергии

Реализация минимально-возможного объема производства электрической энергии ТЭЦ (технологический минимум) осуществляется по принципу ценопринимания, т.е. по цене сложившейся на оптовом рынке энергии (ОРЭ). В связи с высоким уровнем ценопринимания на рынке объем реализации энергии по цене рынка составляет весьма значительный объем.

Минимально возможный объем производства электрической энергии определяется тепловой нагрузкой ТЭЦ.

В связи с опережающим ростом цен на природный газ за последние годы по сравнению углём (рост 15% ежегодно), топливная составляющая себестоимости производства электроэнергии на газовых ТЭЦ превышает цену электроэнергии на оптовом рынке (в основном формируемую угольными станциями), что приводит к значительным убыткам генерирующих компаний.

В связи с тем, что ТЭЦ является наиболее энергоэффективным источником энергии (комбинированное производство электрической и тепловой энергии) предлагается изменить правила оптового рынка энергии и мощности:

- Отказаться от ценопринимания на ОРЭ для тепловых электростанций обеспечивающих выработку электроэнергии в комбинированном цикле. На объем технологического минимума выработки электроэнергии (Этех) и сверх технологического минимума (Эконд) следует подавать отдельные заявки.
- Обеспечить обязательную покупку электрической энергии, производимой в теплофикационном цикле по экономически обоснованной регулируемой цене;
- Конденсационная выработка реализуется на рынке по ценовой заявке, в рамках действующих Правил. На конденсационную энергию генерирующая компания подает отдельную ценовую заявку;
- Для исключения убытков энергокомпаний от превышения вращающегося (горячего) резерва мощности над запланированным предлагаем ввести тариф на вращающийся горячий резерв.



Приказ №430 Минэнерго России

Приказом Минэнерго России №430 от 07.09.2010г. устанавливаются минимальные технические требования к генерирующему оборудованию для участия в конкурентном отборе мощности (КОМ) ОРЭ. В частности определено, что паровые турбины с давлением свежего пара 9 МПа и менее старше 55 лет с момента **выпуска** для участия КОМ не допускается. На основании данного приказа часть оборудования ОАО «ТГК-11» не будет участвовать в КОМ и соответственно оплата за мощность не будет производиться. Под действие приказа Минэнерго №430 подпадает следующее оборудования ОАО «ТГК-11»

Ст. №	Тип (марка)	Год ввода	Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Возможность участия в КОМ по Приказу Минэнерго России №430
Томская ГРЭС-2					
3	Т-43(50)-90-2М	1953	43	81	Не участвует в КОМ с 2012 года
5	Т-43(50)-90-2М	1958	43	81	Не участвует в КОМ с 2013 года
6	ПТ-25-90/10	1959	25	89	Не участвует в КОМ с 2014 года
7	ПТ-60-90/13	1960	60	143	Не участвует в КОМ с 2015 года
Всего по Томской ГРЭС-2			171	394	
Омская ТЭЦ-3					
4	Р-25-90/18	1956	25	164	Не участвует в КОМ с 2013 года
6	ПТ-25-90/10	1957	25	126,5	Не участвует в КОМ с 2013 года
7	ПТ-25-90/10	1957	25	126,5	Не участвует в КОМ с 2014 года
8	Р-25-90/18	1958	25	164	Не участвует в КОМ с 2014 года
Всего по Омской ТЭЦ-3			100	581	
Всего по ОАО «ТГК-11»			271	975	

Следует обратить внимание, что часть турбины Томской ГРЭС-2 ст. №3 и ст. №7 прошли реновацию с заменой основного ресурсного элемента турбоустановки – ЦВД. Ресурс данных турбоустановок, таким образом был продлен до 2037-2038 годов. Также следует отметить, что удельные расходы топлива на Томской ГРЭС-2 одни из лучших в стране, однако в соответствии с Приказом Минэнерго России №430 данное оборудование не допускается в КОМ и должно быть выведено из эксплуатации.



Предложения по изменению Приказа №430 Минэнерго России

Если следовать требованиям вышеуказанного Приказа Минэнерго, то установленная электрическая мощность ТЭЦ ОАО «ТГК-11» в 2016 году снизится на 271 МВт, тепловая на 975 Гкал/ч. Это приведет к необходимости реконструкции оборудования схемы отпуска тепла для возможности отпуска тепловой энергии через РОУ, к увеличению удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии от РОУ (рост со 135 до 170 кг у.т./Гкал) и соответственно к скачкообразному росту расходу затрат на отпуск тепловой энергии потребителям. Необходимо обратить внимание что указанное оборудование Томской ГРЭС-2 и Омской ТЭЦ-3 находится в удовлетворительном техническом состоянии, в течение последних лет загружается по тепловому и электрическому графикам. Число часов нахождения в работе в среднем составляет более 5000 часов в год.

В связи с изложенным предлагаем изменить Приказ Минэнерго России №430 от 07.09.2010 г. с внесением следующих изменений. Пункт 2.б) изложить в следующей редакции:

«генерирующее оборудование с давлением свежего пара 9 МПа и менее при проведении долгосрочного конкурентного отбора мощности:

- турбоустановки с истекшим ресурсом оборудования, не получившее продление паркового ресурса в установленном порядке;

- турбоустановки теплофикационного типа с отклонением удельных расходов топлива на отпуск тепловой и (или) электрической энергии более чем на 20% от нормативных показателей с учетом фактического графика их загрузки;

- турбоустановки конденсационного типа;

- турбоустановки теплофикационного типа, работающие в теплофикационном режиме менее 24 часов за календарный год, предшествующий дате проведения конкурентного отбора мощности.»



Проблема обновления парка генерирующего оборудования

В рамках ДПМ в ОАО «ТГК-11» в 2009-2015 годах будет:

- модернизировано 436 МВт = 4хПТ-60 + 2 х Тп-98 (увеличение на 76 МВт = 4х10 + 2х18),
- введено новой мощности 276 МВт = (Т-50) + (ПГУ-90) + (ГТУ-16) + (Т-120).

Несмотря на реализацию проектов ДПМ проблема старения оборудования сохраняется. Необходимо продолжать работы по обновлению генерирующего оборудования ТЭЦ.

Единственным механизмом возврата инвестиций в сегодняшних условиях является ДПМ!!!

Однако, срок действия действующих нормативно-правовых актов ограничен 2015 годом, для выполнения работ по модернизации оборудования необходимо определить механизм (порядок) компенсации затрат.

Требуется сформировать нормативно-правовые акты РФ, применение которых будет возможно и после 2015 года.



Предложения по изменению ситуации

Основные мероприятия направленные на решение проблем тепловой генерации в Сибири:

1. Обязательная покупка рынком электроэнергии, вырабатываемой по теплофикационному циклу по экономически обоснованной регулируемой цене (отмена ценопринимания на технологический минимум), конденсационная выработка должна приобретаться рынком в соответствии с ценовой заявкой в случае востребованности такой энергии. Для исключения негативного влияния на тариф для потребителей предлагаем рассмотреть вопрос оплаты за поставленную на рынок электроэнергию для генераторов имеющих приоритетную загрузку (ГЭС+АЭС) по регулируемой ставке, исключающей сверхприбыль.
2. Внесение изменений в Приказ Минэнерго №430 от 07.09.2010 г. в предложенной редакции.
3. Объединение ценовых зон, создание единого энергетического рынка ЕЭС России в связи с планируемым усилением связей Урал-Сибирь;
4. Формирование нормативно правовой базы по обновлению генерирующих мощностей после 2016 года – формирование ДПМ-2, заблаговременное внесение изменений в существующие НПА для ДПМ-2.
5. Разработка программы модернизации тепловой генерации с целью замены генерирующего оборудования 9 МПа с большими наработками с целью исключения разрывов в тарифном регулировании между теплом и рынком электроэнергии и мощности.
6. Увеличение возможности поставки мощности в вынужденном режиме с действующих 2 - 3 лет на более длительный срок.



ОАО «Территориальная генерирующая компания №11»
ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»

Спасибо за внимание!