

## ИЗМЕНЕНИЯ В СОСТАВЕ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ТЭЦ ПРИ ПЕРЕХОДЕ НА ПАРОГАЗОВУЮ ТЕХНОЛОГИЮ

*Бобич А.А.*

*Белорусский национальный технический университет*

Высокая степень износа основных производственных фондов электроэнергетики (около 60 %), сложившаяся возрастная структура турбинного оборудования ТЭС России обуславливают необходимость скорейшей замены или реконструкции существующих генерирующих мощностей. В Республике Беларусь ситуация схожая. В соответствии с концепцией и технической политикой в электроэнергетике, все существующее паросиловые ТЭС России на ПГ подлежат замене или реконструкции с переводом их на парогазовые и газотурбинные технологии. Применение энергетических установок комбинированного цикла является основой энергетики третьего тысячелетия, поэтому внедрению ПГУ уделяется большое внимание на протяжении последних 20-30 лет и в ближайшие годы они останутся доминирующими в мировой энергетике и по различным оценкам в обозримом будущем доля ПГУ в мировой генерации электроэнергии составит до 49 %, поэтому одним из современных основных направлений технического перевооружения паротурбинных тепловых электростанций является интеграция их с газовыми двигателями внутреннего сгорания, как поршневыми, так и газотурбинными, при этом наибольший эффект достигается при модернизации ТЭЦ. При мощностях единичных установок, характерных для паротурбинных теплоэлектроцентралей, имеющих высокие начальные параметры, для перехода к парогазовой технологии наиболее целесообразна интеграция с газотурбинными установками (ГТУ).

Отсутствие должных инвестиций для строительства новых энергоблоков, не позволяет достаточно быстро достигнуть указанной цели. Опыт модернизации энергообъектов в России и за рубежом показывает, что строительство новых энергоблоков на промышленных площадках действующих ТЭС значительно уменьшает стоимость ввода киловатта установленной мощности (до 40 %), что связано с использованием существующих систем технического водоснабжения, электротехнической части ТЭС, зданий и сооружений. В этой связи, привлекательна реконструкция физически устаревших энергоблоков ТЭС и ТЭЦ с повышением их мощности и экономичности за счет использования ГТУ простой схемы в качестве надстройки к существующим паросиловым энергоблокам. Возможность использования газотурбинной надстройки определяется следующими факторами:

- остаточным прочностным ресурсом и физическим состоянием основного и вспомогательного оборудования паротурбинной установки;
- наличием свободной площади и объема в ячейке энергоблока для размещения ГТУ с всасывающими и выхлопными газоходами, электрогенератора с токопроводами;

– фактической пропускной способностью, мощностью и другими техническими характеристиками существующего тепло- и электротехнического оборудования.

Все многообразие схем парогазовых установок можно разделить на две основные группы: сбросные и утилизационные схемы сопряжения газотурбинной и паротурбинной установок. Наибольшую эффективность и энергетическую, и экономическую обеспечивают утилизационные схемы, которые и получили широкое распространение в энергетике. В сбросных схемах ГТУ сопрягаются с существующими энергетическими котлами, что требует меньших инвестиций, и в этом одно из их преимуществ. К достоинствам схемы можно отнести также маневренность, которая достигается за счет возможности изменения мощности котлоагрегата от 40 до 100 % при работе ГТУ в номинальном режиме, что важно, в том числе, для сохранения моторесурса последней. Сбросная схема обеспечивает высокую надежность пароснабжения потребителей энергии ТЭЦ, вытекающую из способности котла работать автономно без ГТУ, так как котел под управлением автоматики без участия машинистов переходит на работу в режиме прямого сжигания топлива. Все изложенное успешно апробировано, например, на Березовской ГРЭС Беларуси. Основным недостатком схемы является высокий удельный расход топлива (УРТ) по сравнению с утилизационной схемой и на КЭС, где УРТ доминирующий фактор, использование сбросной схемы не получает дальнейшего распространения.

На ТЭЦ своя специфика, связанная с наличием промышленных потребителей 1-й категории, не допускающих перерыва в подаче пара. Для обеспечения надежности пароснабжения потребителей на ТЭЦ параллельно с ПГУ, реализованной по утилизационной схеме, оставляют в работе энергетические котлы прямого сжигания топлива, что, в ряде случаев, ухудшает энергетические показатели ТЭЦ, но продиктовано требованиями надежности обеспечения тепловых потребителей. Для подобных ситуаций на ТЭЦ целесообразно с помощью сбросной схемы сопряжения ГТУ и энергетических котлов прямого сжигания топлива можно существенно повысить эффективность, т.е. энергетические котлоагрегаты, обеспечивающие надежность подачи пара потребителям, перевести в режим низконапорных котлов, сопряженных с ГТУ. Такое использование сбросной схемы на ТЭЦ оказавшееся и энергетически, и экономически целесообразным, и заслуживает того, чтобы на нем остановиться.

На рисунке 1 приведена одна из схем сопряжения ГТУ с энергетическим котлом.

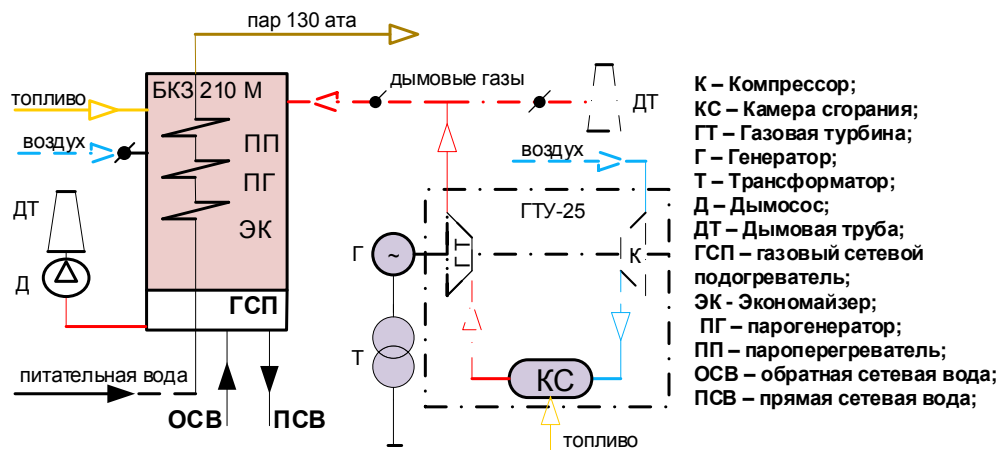


Рис. 1 – Схема сопряжения ГТУ с энергетическим котлом

Сопряжение газотурбинной установки с энергетическим котлом может быть выполнено в различных вариантах:

- все выхлопные газы поступают в горелку в качестве окислителя;
- все выхлопные газы поступают в сечение дымового тракта, в котором температура дымовых газов равна температуре выхлопных газов газотурбинной установки;
- часть выхлопных газов, требуемая для окисления топлива, поступает в горелку, оставшаяся часть поступает в сечение дымового тракта, в котором температура дымовых газов равна температуре выхлопных газов газотурбинной установки.

Существующему энергетическому котлу, сопрягаемому с ГТУ по сбросной схеме, требуется значительная реконструкция, связанная с исключением регенеративных воздухоподогревателей и заменой их, например, газовыми бойлерами сетевой воды или подогревателями питательной воды для большей утилизации энергии дымовых газов. Для работы в автономном режиме необходимы калориферы для подогрева воздуха. Наконец, требуется замена горелочных устройств, изменение величин конвективных поверхностей нагрева в котле, выполнение дополнительных газоходов и ряд других работ. Однако эффективность схемы в сравнении с использованием штатных котлоагрегатов без сопряжения с ГТУ окупает в требуемые сроки затраты на проведение реконструкции котла. Повышению эффективности и росту комбинированной выработки электроэнергии соответствует и отказ от традиционного стремления работы котлов на номинальной мощности к работе с меньшей нагрузкой большего числа котлов, сопряженных с ГТУ по сбросной схеме.

Таким образом, в отличие от КЭС, в условиях промышленной ТЭЦ, где во главу угла ставится надежность пароснабжения потребителей 1-й категории, использование сбросной схемы решает и указанную задачу, и обеспечивает экономию топлива, и при необходимости, повышаются маневренные возможности ТЭЦ. Годовая экономия топлива на ТЭЦ от дополнения традиционной утилизационной схемы надстройкой энергетических котлов с ГТУ по сбросной схеме составляет 1,5 тыс. т у. т. на 1 МВт установленной мощности ГТУ. На-

пример, с котлом БКЗ-210 сопряжение ГТУ мощностью до 25 МВт обеспечивает годовую экономию топлива до 40 тыс. т у. т., для котла БКЗ-420 возможно сопряжение с ГТУ до 50 МВт и системная экономия топлива составит до 80 тыс. т у. т. в год.

На рисунке 2 и в таблице 1 показано изменение экономических показателей интеграции ГТУ по сбросной схеме с котлом БКЗ-210 на ТЭЦ в зависимости от тарифа на электроэнергию.

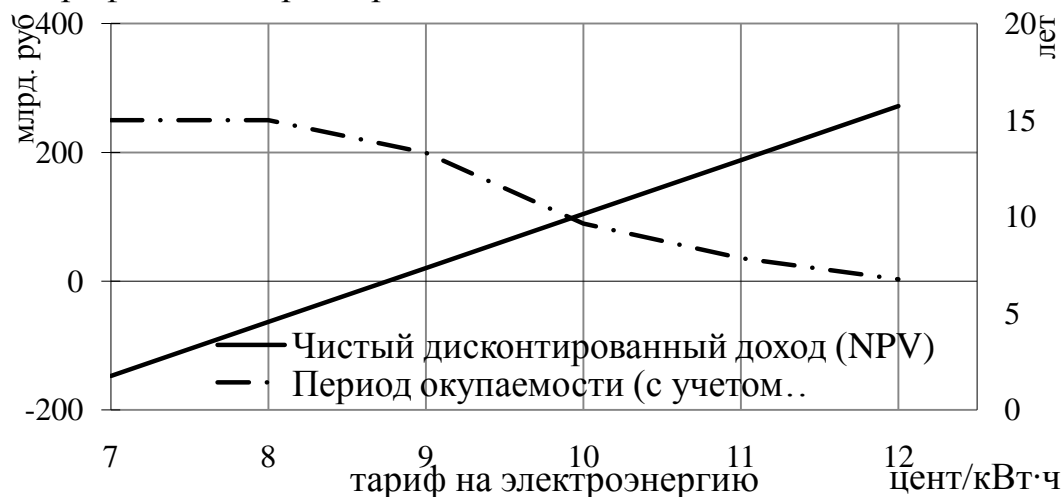


Рис. 2 – Изменение экономических показателей в зависимости от тарифа на электроэнергию

Таблица 1 – Некоторые экономические показатели эффективности проекта

Показатель	Единица измерения	Значения					
		7	8	9	10	11	12
Тариф на электроэнергию	цент/кВт·ч	7	8	9	10	11	12
Срок окупаемости инвестиций (с момента ввода)	лет	8,1	6,9	6,0	5,4	5,0	4,6
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млрд бел. руб.	-147	-64	20	104	188	272
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%	11,4	15,6	19,5	23,1	26,6	29,9
Период окупаемости (с учетом дисконтирования)	лет	Не окупается		13,3	9,6	7,9	6,8
Индекс доходности инвестиций (PI)	руб./руб.	0,78	0,90	1,03	1,16	1,28	1,41

Экономические показатели эффективности получены при ставке дисконтирования 19 %, постоянной цене на природный газ порядка 240 USD за тыс. куб. метров, при изменении цены киловатт-часа от 7 до 12 центов. Экономические показатели привлекательны для инвесторов поскольку дисконтированный срок окупаемости не превышает 10 лет при тарифе на электроэнергию более 10

центров киловатт-час, чистый дисконтированный доход составляет до 0,3 трлн бел. рублей. Системная годовая экономия топлива лишь от установки одной ГТУ 25 МВт сопрягаемой с энергетическим котлом БКЗ-210 оценивается величиной в 40 тыс. т у. т. Очевидно, что в рамках энергетической системы страны модернизация всех ТЭЦ с переходом на парогазовую технологию неизбежна и дополнение традиционных схемных решений сбросной схемой сопряжения ГТУ со штатными энергетическими котлами экономически оправдано и даст соответствующую экономию природного газа, которую можно определить до 0,5 млн т у. т. исходя из количества, мощности станций, установленного оборудования и промышленных потребителей в зоне ответственности ТЭЦ.

#### *Список использованных источников*

1. Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. – М.: РАО «ЕЭС России», 2008.
2. Бойс, М. Турбомашиностроение в следующем тысячелетии / М. Бойс // Газотурбинные технологии. – 2000. – № 5. – С. 14–19.
3. Сигидов, Я.Ю. Оптимизация структуры и параметров тепловых схем конденсационных парогазовых установок с котлами-утилизаторами трех давлений / автореф. дис: канд. техн. наук/ Я.Ю. Сигидов, - М.: Издательство МЭИ, 2006.
4. Россиг-Круска, Ф. Максимальная эксплуатационная гибкость электростанций / Ф. Россиг-Круска // Газотурбинные технологии. – 2008. – № 2. – С. 14–19.
5. Рукес, Б. Современные технологии и перспективы выработки энергии на основе органических топлив / Б. Рукес, Р. Тауд // Газотурбинные технологии. – 2003. – №5. – С. 6 – 10.
6. Попырин, Л.С. Эффективность технического перевооружения ТЭЦ на базе парогазовых установок / Л.С. Попырин, М.Д. Дильман // Теплоэнергетика. – 2006. – №2. – С. 34–39.
7. Ольховский, Г.Г. Масштабы и особенности применения газотурбинных и парогазовых установок за рубежом / Г.Г. Ольховский // Теплоэнергетика. – 2002. – №9. – С. 72 – 77.
8. Новикова, Т.В. Масштабы внедрения ПГУ и ГТУ в среднесрочной перспективе / Т.В. Новикова, И.В. Ерохина, А.А. Хорошев // Газотурбинные технологии. – 2005. – №9. – С. 6 – 9.
9. Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГУЭ. Вып. IX / Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова, А.В. Мошкарина. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 572 с.
10. Ковецкий, В. М. Энергетическая эффективность технологий парогазотурбинных установок / В. М. Ковецкий // Проблемы загольной энергетики. – 2008. – № 17. – С. 66–72.