

# ГАЗОТУРБИННЫЕ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ НАДСТРОЙКИ В ТЕПЛОВЫХ СХЕМАХ ТЭЦ

## HIGH-TEMPERATURE GAS TURBINE SUPERPOSED PLAN IN CHP TECHNOLOGICAL SCHEMES

**В.Н. Романюк, А.А. Бобич**

*Белорусский национальный технический университет, e-mail: [rvn\\_bntu@rambler.ru](mailto:rvn_bntu@rambler.ru),  
[bobichsas@mail.ru](mailto:bobichsas@mail.ru)*

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 теплоэлектроцентралей [1–6]. При мощностях единичных установок, характерных для паротурбинных теплоэлектроцентралей, имеющих высокие начальные параметры, для перехода к парогазовой технологии наиболее целесообразна интеграция с газотурбинными установками (ГТУ).

Все многообразие схем парогазовых установок можно разделить на две основные группы: сбросные и утилизационные схемы сопряжения газотурбинной установки и паротурбинной установки. 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 изменения мощности котлоагрегата от 50 до 100 % при работе ГТУ в номинальном режиме, что важно для сохранения моторесурса последней. Высокая надежность пароснабжения вытекает из способности котла работать автономно без ГТУ. Все это успешно апробировано на Березовской ГРЭС. Основным недостатком схемы является высокий удельный расход топлива (УРТ) и на конденсационных станциях, по этой причине, использование сбросной схемы не получило распространения.

На ТЭЦ своя специфика, связанная с наличием промышленных потребителей 1-й категории: недопустимость перерыва в подаче пара. В этой связи для надежности пароснабжения параллельно с ГТУ, работающими по утилизационной схеме сопряжения с котлами-утилизаторами (КУ), неизбежно находятся в работе штатные энергетические котлы. Последнее ухудшает энергетические показатели ТЭЦ, но продиктовано требованиями потребителей тепловой энергии. В этом случае для ТЭЦ с помощью сбросной схемы можно существенно повысить эффективность, если 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.

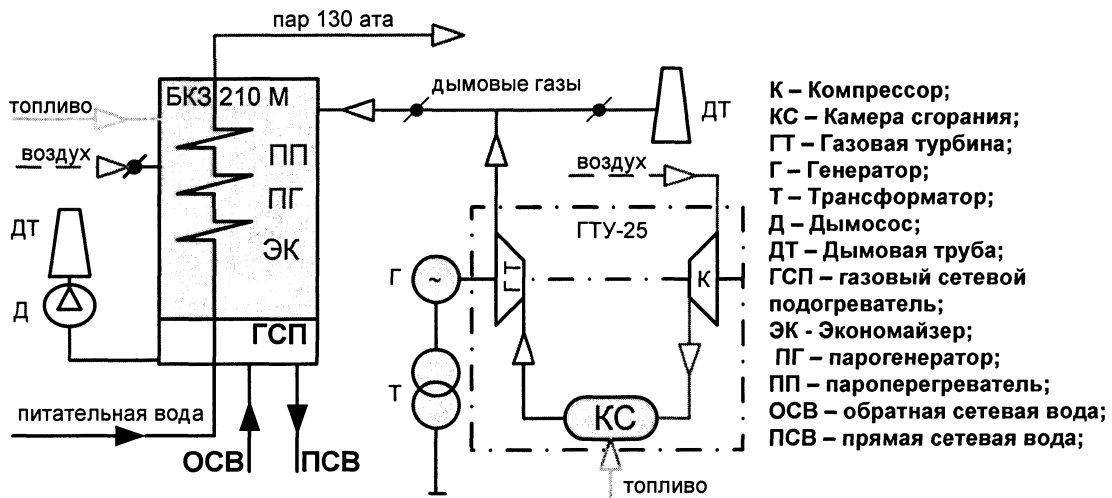


Рисунок 1 – Схема сопряжения ГТУ с энергетическим котлом

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

- 1) все выхлопные газы поступают в горелку в качестве окислителя;
- 2) все выхлопные газы поступают в сечение дымового тракта, в котором температура дымовых газов равна температуре выхлопных газов газотурбинной установки;
- 3) 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.

Сбросная схема интеграции ГТУ в состав ТЭЦ обеспечивает высокую надежность пароснабжения потребителей 1-й категории, маневренна. Энергетический котел в ее составе способен изменять свою производительность в диапазоне 40–100 % подачей топлива в горелки при сохранении номинальной мощности ГТУ. При остановке ГТУ по тем или иным причинам котел под управлением автоматики без участия машинистов переходит на работу в режиме прямого сжигания топлива.

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 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 порядка 1,5 тыс. т у. т. на 1 МВт установленной мощности ГТУ. Например, с энергетическим котлом БКЗ-210 сопрягается ГТУ электрической мощностью до 25 МВт, с котлом БКЗ-420 – ГТУ до 50 МВт. Соответственно системная годовая экономия топлива составляет от 40 до 80 тыс. т у. т.

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

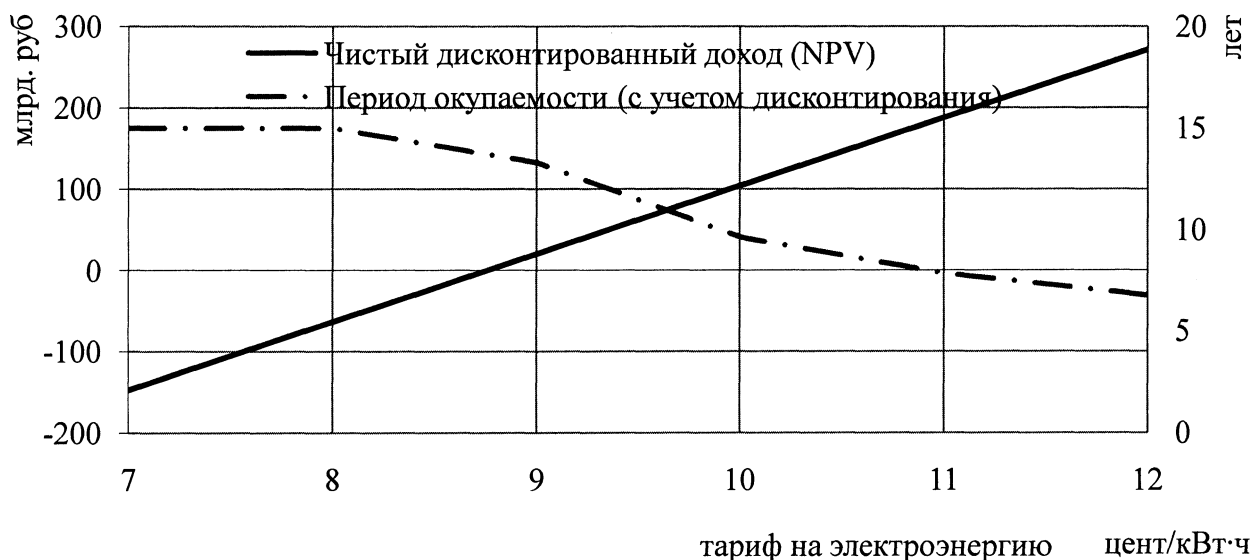


Рисунок 2 – Изменение экономических показателей в зависимости от тарифа на электроэнергию

В таблице 1 приведены некоторые экономические показатели эффективности проекта 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.

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. 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 весьма привлекательны для инвесторов поскольку дисконтированный срок окупаемости не превышает 10 лет при тарифе на электроэнергию более 10 центов киловатт-час, чистый дисконтированный доход составляет до 0,3 трлн. 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 ОЭС 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.

#### Литература

1. Рукес, Б. Современные технологии и перспективы выработки энергии на основе органических топлив / Б. Рукес, Р. Тауд // Газотурбинные технологии. – 2003. – №5. – С. 6 – 10.
2. Попырин, Л.С. Эффективность технического перевооружения ТЭЦ на базе парогазовых установок / Л.С. Попырин, М.Д. Дильман // Теплоэнергетика. – 2006. – №2. – С. 34 – 39.
3. Чубайс, А.Б. Энергетика: тормоз или локомотив развития экономики? / А.Б. Чубайс // Выступление и пресс-конференция Председателя Правления РАО «ЕЭС России» А.Б. Чубайса «Новая инвестиционная программа Холдинга РАО «ЕЭС России». – М.: 13.02.2007 г. – Режим доступа: <http://www.rao-ees.ru/ru/news/speech/confer/prez/130207abc.ppt>
4. Ольховский, Г.Г. Масштабы и особенности применения газотурбинных и парогазовых установок за рубежом / Г.Г. Ольховский // Теплоэнергетика. – 2002. – №9. – С. 72 – 77.
5. 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.
6. Воронин, В.П. Пути технического перевооружения электроэнергетики / В.П. Воронин, А.А. Романов, А.С. Земцов // Теплоэнергетика. – 2003. – №9. – С. 2 – 6.