

## АННОТАЦИЯ

*На примере паротурбинных ТЭЦ высоких начальных параметров рассматривается возможность интеграции в состав ТЭЦ высокотемпературных надстроек на базе газотурбинных установок, сопрягаемых со штатными энергетическими котлами по сбросной схеме. Использование сбросной схемы при модернизации ТЭЦ приводит к экономии топлива, при которой обеспечивается высокая экономическая эффективность проектов.*

## ANNOTATION

*It is considering the possibility of high-temperature gas turbines integrations into CHP steam plants with regular power boilers on the rejection scheme. Upgrading of power plants with rejection scheme gives opportunities for fuel saving, which provides a high economic efficiency for projects.*

## Выбор схем парогазовых установок при модернизации паротурбинных ТЭЦ

В. Н. Романюк, докт. техн. наук, профессор,

А. А. Бобич, магистр техн. наук,

Н. А. Коломыцкая, магистр экон. наук,

Белорусский национальный технический университет

Изменения экономических отношений в стране, с одной стороны, и на рынке энергоресурсов, с другой, ускорили понимание необходимости улучшения энергетических характеристик тепловых электростанций путём перехода к современным технологиям преобразования энергии. Появление надёжных и эффективных тепловых газовых двигателей обеспечило технические условия для реализации этого пути и модернизации существующих электрогенерирующих мощностей. Для энергосистемы, в которой основная генерация электроэнергии осуществляется тепловыми электростанциями (ТЭС), совершенствование преобразования тепловой энергии в механическую наиболее актуально. Как показывает практика, выполнение требований системного подхода при выборе вариантов модернизации ТЭС во многом определяет конечные результаты развития энергосистемы. Выбор сложный и ответственный, связанный с большими инвестициями, сопровождающийся не только необходимостью дальнейшего изменения структуры генерирующих мощностей энергосистемы, но и изменением методов управления их работой.

При использовании газообразного топлива повышение эффективности ТЭС наиболее очевидно осуществлять с помощью перехода от паротурбинной технологии к парогазовой. При этом наибольший

эффект достигается при модернизации теплоэлектростанций (ТЭЦ) [1–6]. И вот уже на этой стадии приходится сталкиваться с ситуацией, когда структура генерации энергопотоков ТЭЦ резко изменяется: доля электроэнергии возрастает в три-четыре раза для ТЭЦ высоких начальных параметров пара. Для мелких ТЭЦ с низкими начальными параметрами пара указанные изменения ещё более заметны. Изменение структуры потребления тепловой и электрической энергии, происходящее в промышленности, менее значительно и не всегда идёт в направлении, соответствующем приближению к структуре генерации энергосистемы, изменяющейся в результате модернизации ТЭЦ. В результате возможности энергосистемы в части регулирования генерации снижаются, поскольку традиционным регуляторам (конденсационные ТЭС) не остаётся нагрузки. Модернизированные ТЭЦ на существующем потреблении тепловой энергии генерируют избыточное количество электроэнергии, «перехватывая» нагрузку менее эффективных мощностей. Возникающий дефицит конденсационных мощностей обостряет проблему регулирования мощности в соответствии с графиком электропотребления. Решение данной задачи обеспечения графика нагрузок отличается разнообразием [7–20]. В условиях, когда регулирование генерации невозможно без участия ТЭЦ, новую функцию последних необходимо учитывать при разработке альтернативных вариантов их модернизации, без чего системная эффективность проектов не будет достигнута в должной мере. Определение альтернативных вариантов модернизации упомянутых

энергогенерирующих источников не столь однозначно и сложно по причине системного характера задачи, решения которой отличаются капиталоемкостью и неоднозначностью.

Рассмотрим одно из множества возможных решений задачи выбора альтернативного варианта использования на ТЭЦ парогазовой технологии. При мощностях, характерных для ТЭЦ с высокими начальными параметрами, для перехода к парогазовой технологии наиболее целесообразна интеграция с газотурбинными установками (ГТУ), электрический КПД которых для соответствующих единичных мощностей достиг 46 %. На сегодняшний день это максимальная величина. Для основной массы ГТУ требуемой единичной мощности значение упомянутого КПД находится на уровне 35 %. Выбор типоразмера ГТУ связан с характером и величиной тепловых и электрических нагрузок, сопрягаемым оборудованием ТЭЦ, предъявляемыми требованиями потребителей и энергосистемы к станции после модернизации и пр. В статье рассматривается лишь один аспект перехода к ТЭЦ с высокотемпературными газотурбинными надстройками, относящийся к выбору схемы утилизации энергии выхлопных газов последних.

Всё многообразие схем парогазовых установок (ПГУ) можно разделить на две группы: сбросные и утилизационные схемы сопряжения ГТУ и паросиловой установки (ПСУ). 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 этой схемы можно отнести также маневренность, которая достигается за счёт изменения мощности котлоагрегата от 50 до 100 % при работе ГТУ в номинальном режиме, что важно для сохранения моторесурса последней. Высокая надёжность пароснабжения вытекает из способности котла, входящего в состав парогазовой установки, работать автономно без ГТУ, обеспечивая и работу ПСУ, и отпуск пара сторонним потребителям. Такая маневренность сбросной схемы сопряжения ГТУ и ПСУ успешно апробирована на Берёзовской ГРЭС. Основным недостатком схемы является большой удельный расход топлива (УРТ), не отвечающий современным требованиям, и по этой причине на конденсационных станциях (КЭС) использование сбросной схемы малоприменяемо и не получило распространения. Решение, тем не менее, должно носить дифференцированную оценку

и в отношении КЭС. Однако ориентация только на утилизационную схему модернизации ТЭС несёт ещё большую опасность снижения энергоэффективности дорогостоящей модернизации в случае экстраполяции выводов, сделанных для КЭС, на электрогенерирующие мощности качественно иного назначения, к которым, что очевидно, относятся ТЭЦ.

При использовании утилизационной схемы перехода к парогазовой технологии на ТЭЦ для ликвидации дисбаланса генерации и потребления пара неизбежно параллельно с ПГУ работа штатных паровых котлов прямого сжигания природного газа (ПКА) совместно с котлами-утилизаторами, обеспечивающими нагрузку ПСУ. Это, на первый взгляд, обеспечивает выполнение одной из специфических особенностей ТЭЦ: необходимость безусловного обеспечения паром промышленных потребителей 1-й категории. Общеизвестная недопустимость перерыва в подаче пара таким потребителям обуславливает необходимость параллельной работы недогруженных мощностей генерации пара, способных незамедлительно увеличить отпуск последнего в условиях прерывания работы одной из сопряжённых установок. Вместе с тем, кроме ПКА, обеспечивающих совпадение структур генерации и потребления пара на ТЭЦ, как показывает практика, требуется вводить в работу ПКА, разгружающие теплогенерирующие мощности, с тем, чтобы при прерывании работы ГТУ иметь возможность восстановить баланс генерации и потребления пара. Как следствие, неизбежно ухудшение энергетических показателей ТЭЦ, но решение продиктовано требованиями надёжности обеспечения потребителей тепловой энергии. В этой ситуации оказывается чрезвычайно полезной утилизационная схема применения ГТУ в парогазовой технологии. Для ТЭЦ с помощью сбросной схемы можно существенно повысить эффективность, если штатные энергетические ПКА, обеспечивающие надёжность подачи пара потребителям, перевести в режим низконапорных котлов, сопряжённых с ГТУ. Такое использование сбросной схемы на ТЭЦ, оказавшееся и энергетически, и экономически целесообразным, заслуживает того, чтобы на нём остановиться, поскольку оно, кроме отмеченного, несколько изменяет традиционное отношение к распределению нагрузки между параллельно работающими ПКА: оказывается целесообразным с точки зрения увеличения удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении вовлечение в параллельную работу максимального количества низконапорных ПКА, каждый из

которых работает на минимальной нагрузке. Кроме того, в сложившихся условиях с тарифами, ставкой рефинансирования и пр. комплексное применение утилизационных и сбросных схем ПГУ, как следует из опыта, только и обеспечивает экономические требования реализации подобных проектов.

На рис. 1 приведена одна из сбросных схем сопряжения ГТУ с энергетическим котлом. Существующему ПКА, сопрягаемому с ГТУ по сбросной схеме, требуется значительная реконструкция, связанная с отсутствием регенеративных воздухоподогревателей и передачей их роли утилизации энергии дымовых газов, например, газовым бойлером сетевой воды или подогревателям питательной воды. При этом для работы в автономном режиме требуются калориферы для подогрева воздуха-окислителя. Наконец, необходимы: замена горелочных устройств, изменение конвективных поверхностей нагрева в котле, выполнение дополнительных газоходов и ряд других работ. Однако эффективность схемы в сравнении с использованием штатных ПКА без сопряжения с ГТУ окупает в требуемые сроки затраты на проведение реконструкции котла.

Сопряжение ГТУ с энергетическим ПКА 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 ГТУ;
- 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 ГТУ;

- 4) все выхлопные газы поступают в топку.

Наряду с повышением экономичности ТЭЦ, наличие кроме утилизационной схемы ПГУ в составе ТЭЦ сбросной схемы сопряжения ГТУ и ПКА обеспечивает не только высокую надёжность пароснабжения потребителей 1-й категории, но и определённую и весьма немалую маневренность в отношении генерации электроэнергии за счёт изменения мощности ГТУ при сохранении тепловой нагрузки и относительно высоких энергетических характеристик ТЭЦ. В то же время ПКА в составе сбросной схемы ПГУ способен изменять свою производительность в диапазоне 40–100 % номинальной мощности за счёт изменения подачи топлива в горелки и, что важно, с сохранением номинальной мощности ГТУ. При прерывании работы ГТУ, вызванной теми или иными причинами, ПКА под управлением автоматики без участия персонала переходит на работу в режиме прямого сжигания топлива.

Таким образом, в отличие от КЭС, в условиях промышленной ТЭЦ, где во главу угла ставится надёжность пароснабжения потребителей 1-й категории, использование сбросной схемы ПГУ решает указанную задачу надёжности обеспечения тепловых нагрузок и приводит к системной экономии топлива за счёт увеличения удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Важно и то, что ТЭЦ получает качественно новую возможность при сохранении тепловой мощности изменять генерацию электроэнергии. При таком использовании генерирующей возможности ТЭЦ удельный расход топлива на выработку

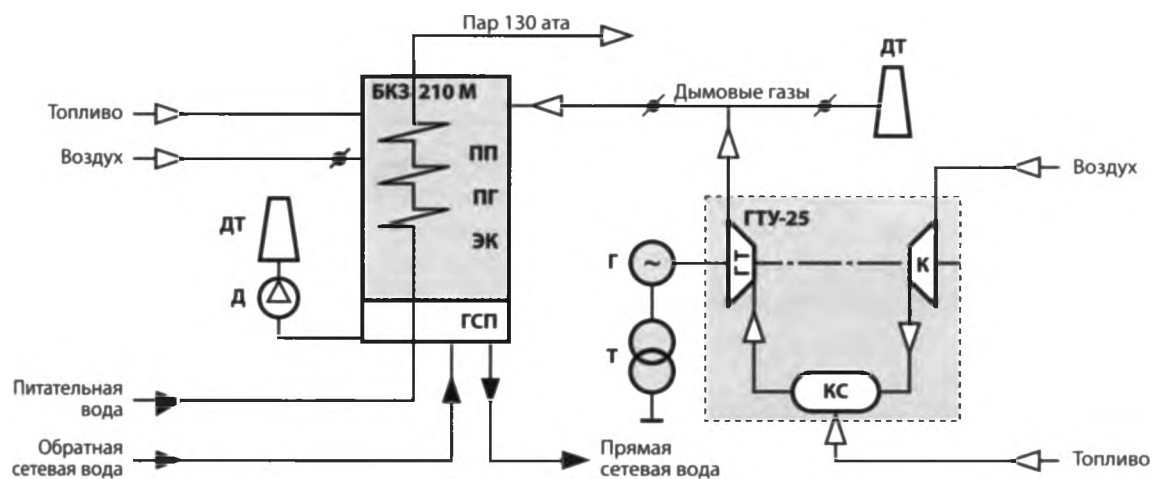


Рис. 1. Вариант сбросной схемы сопряжения ГТУ с энергетическим котлом (К — компрессор; КС — камера сгорания; ГТ — газовая турбина; Г — генератор; Т — трансформатор; Д — дымосос; ДТ — дымовая труба; ГСП — газовый сетевой подогреватель; ЭК — экономайзер; ПГ — парогенератор; ПП — пароперегреватель)

электроэнергии оказывается существенно ниже, чем в варианте использования КЭС. При использовании ГТУ для изменения мощности генерации электроэнергии возникает проблема потери моторесурса ГТУ, связанная с изменением режима их работы. И здесь оказывается, что маломощные ГТУ, требуемые по условиям аэродинамических ограничений для сопряжения со штатными ПКА, наименее чувствительны к потере моторесурса в связи с изменением режимов. Кроме того, наличие достаточного числа таких ГТУ даёт новые возможности, связанные с переходом количества в качество, внутрисистемной маневренности.

Годовая системная 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 по аэродинамическим условиям сопрягается ГТУ электрической мощностью до 25 МВт, с котлом БКЗ-420 — ГТУ мощностью до 50 МВт. Соответствующая системная годовая экономия топлива составляет от 40 до 80 тыс. т у.т.

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

В таблице в дополнение к информации и рис. 1 приведены некоторые экономические показатели эффективности проекта при ставке дисконтирования 19 %, цене на природный газ 240 USD за тыс. м<sup>3</sup>, при изменении цены электроэнергии от 7 до 12 центов США за киловатт-час.

Экономические показатели подобного проекта весьма привлекательны для инвесторов, поскольку дисконтированный срок окупаемости невелик, а чистый дисконтированный доход составляет до 0,3 трлн. руб. Системная годовая экономия топлива лишь от установки одной ГТУ 25 МВт, сопрягаемой с энергетическим котлом БКЗ-210, оценивается, как уже отмеча-

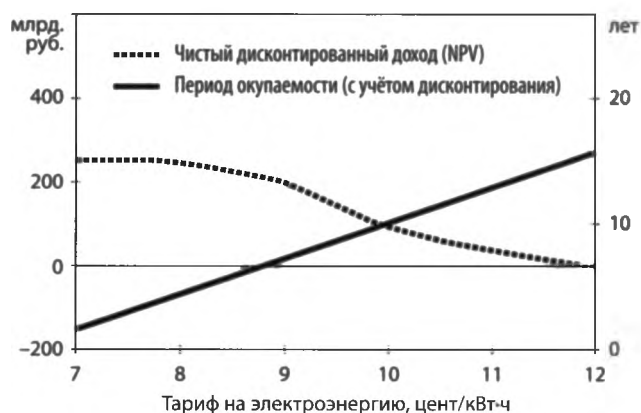


Рис. 2. Изменение экономических показателей применения сбросной схемы на ТЭЦ

лось, величиной в 40 тыс. т у.т. Очевидно, что в рамках ОЭС Беларуси 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 соответствующее снижение потребления природного газа, которое можно оценить величиной до 0,5 млн. т у.т. исходя из количества, единичных мощностей станций, установленного оборудования и промышленных потребителей в зоне ответственности ТЭЦ.

### Выводы

1. Модернизация ТЭЦ с переходом на парогазовую технологию наряду с применением утилизационных схем из условий энергетической эффективности и экономической целесообразности связана с параллельным применением сбросных схем ПГУ и обеспечивает в условиях ОЭС Беларуси годовую экономию природного газа в явной форме до 0,5 млн. т у.т.

2. Применение сбросных схем в условиях ТЭЦ имеет хорошую инвестиционную привлекательность, повышающую экономические показатели проектов модернизации паротурбинных ТЭЦ с переходом к парогазовой технологии.

Таблица. Некоторые экономические показатели эффективности сбросной схемы

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 учётом 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

3. Применение сбросных схем в условиях ТЭЦ позволяет при сохранении тепловой мощности изменять генерацию электроэнергии, что важно для белорусской энергосистемы и будет востребовано в обозримом будущем. Показатели генерации электроэнергии в условиях обеспечения графика нагрузок за счёт изменения мощности ТЭЦ при сохранении отпуска тепловой энергии остаются высокими и лежат в пределах 220–160 г/(кВт·ч). Диапазон изменения генерации соответствует и при необходимости превышает колебания нагрузки графика ОЭС Беларуси, что не может быть невостребованным с вводом АЭС. **ЭИМ**

## 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, А. С. Эффективность технического перевооружения ТЭЦ на базе парогазовых установок / А. 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. — Режим доступа: <http://www.raoees.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.
7. Гуртовцев, А. Л. Выравнивание графиков электрической нагрузки энергосистемы / А. Л. Гуртовцев, Е. П. Забелло // Энергетика и ТЭК. — 2008. — № 7/8. — С. 13–20.
8. Гуртовцев, А. Л. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика / А. Л. Гуртовцев, Е. П. Забелло // Новости электротехники. — 2008. — № 5(53). — С. 108–114.
9. Гуртовцев, А. Л. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика / А. Л. Гуртовцев, Е. П. Забелло // Новости электротехники. — 2008. — № 6(54). — С. 48–50.
10. Забелло, Е. П. Косвенные методы управления электрическими нагрузками в Белорусской энергосистеме / Е. П. Забелло, А. И. Сульжиц, А. М. Сульжиц // Энергетика и ТЭК. — 2009. — № 4. — С. 22–26.
11. Забелло, Е. П. Косвенные методы управления электрическими нагрузками в Белорусской энергосистеме / Е. П. Забелло, А. И. Сульжиц, А. М. Сульжиц // Энергетика и ТЭК. — 2009. — № 5. — С. 16–18.
12. Короткевич, А. Баланс мощностей Белорусской энергосистемы и проблемы регулирования суточного графика нагрузок / А. Короткевич, О. Фоменко // Энергетика и ТЭК. — 2008. — № 4. — С. 12–15.
13. Поспелова, Т. Г. Стратегический потенциал ресурсо- и энергосбережения. Выравнивание национального графика нагрузки / Т. Г. Поспелова, Г. В. Кузьмич // Энергетика и ТЭК. — 2008. — № 7/8. — С. 21–25.
14. Седнин, В. А. Возможность использования энергетических комплексов промышленных предприятий для покрытия пиковых электрических нагрузок / В. А. Седнин, А. В. Седнин, М. Л. Богданович // Энергия и Менеджмент. — 2009. — № 1. — С. 6–10.
15. Коломыцкая, Н. А. Техничко-экономическая эффективность использования теплотехнологической нагрузки асфальтобетонных производств для обеспечения пиковых нагрузок энергосистемы комбинированной генерацией энергии: дис. ...магистра экон. наук: 1-27.01.01-10 / Н. А. Коломыцкая. — Минск, 2010. — 115 с.
16. Хрусталёв, Б. М. К вопросу обеспечения графиков электрической нагрузки энергосистемы с привлечением потенциала энерготехнологических источников промышленных предприятий / Б. М. Хрусталёв, В. Н. Романюк, Я. Н. Ковалёв, Н. А. Коломыцкая // Энергия и Менеджмент. — 2010. — № 1. — С. 4–11.
17. Молочко, Ф. И. Способы регулирования нагрузки Белорусской энергосистемы после ввода АЭС / Ф. И. Молочко, А. Ф. Молочко // Энергетика и ТЭК. — 2011. — № 6. — С. 18–26.
18. Трутаев, В. И. Прирост себестоимости производства электроэнергии как экономический критерий обоснования очередности разгрузки энергоустановок в ночные часы / В. И. Трутаев, В. М. Сыропушинский // Энергетическая Стратегия. — 2010. — ноябрь–декабрь. — С. 19–24.
19. Трутаев, В. И. Применение электродеталей на ТЭЦ как эффективный способ получения маневренной электрической мощности в энергосистеме Беларуси с вводом АЭС / В. И. Трутаев, В. М. Сыропушинский // Энергетическая Стратегия. — 2010. — № 4. — С. 19–24.
20. Аминов, Р. З. Сравнительная эффективность разгрузки энергоблоков ТЭС и АЭС / Р. З. Аминов, А. Ф. Шкрет, Е. Ю. Бурденкова, М. В. Гариевский // VI Междунар. научн.-практ. конф. «Повышение эффективности энергетического оборудования». — С. 31–35.