

**ПАРОТУРБИННЫЕ, ГАЗОТУРБИННЫЕ,
ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ
И ИХ ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**

**ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ**

© 2021 г. В. Е. Михайлов^а, Ю. В. Смолкин^а, *, Ю. Г. Сухоруков^а

^аОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова», Атаманская ул., д. 3/6, Санкт-Петербург, 191167, Россия

*e-mail: scheme@ckti.ru

Поступила в редакцию 16.03.2020 г.

После доработки 14.05.2020 г.

Принята к публикации 20.05.2020 г.

Статья посвящена вопросам рационального использования и повышения тепловой эффективности оборудования действующих ТЭЦ, образующих систему генерации электрической и тепловой энергии в реальных условиях эксплуатации. Проведен анализ факторов, оказывающих воздействие на показатели эффективности ТЭЦ, в том числе конструкторских решений, степени износа оборудования в процессе эксплуатации, связанной с отклонением рабочих режимов от расчетных, и пр. Показано, что важным резервом повышения тепловой эффективности действующих ТЭЦ являются снижение выработки электроэнергии в конденсационном цикле турбин типов Т и ПТ, повышение отпуска тепловой энергии из нерегулируемых отборов высокоэкономичных конденсационных турбин, а также модернизация оборудования и тепловых схем. Проведено сравнение показателя удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении ТЭЦ с теплофикационными турбинами типа Т-250/300-23.5, Т-185-12.8, Т-100/110-12.8 и Т-175/210-12.8 и различных решений по применению газотурбинных установок (ГТУ) на газовой ТЭЦ, в том числе с водогрейными котлами на уходящих газах, включая вариант всережимной парогазовой установки (ПГУ) мощностью 20–25 МВт, разработанной ВТИ. Представлены современные тепловые схемы и методы расчета при проектировании модернизированных проточных частей паровых турбин ТЭЦ. Отмечается необходимость системного подхода при разработке требований к модернизации конкретных ТЭЦ на основе оптимизации структуры генерирующих мощностей. С учетом системного подхода сформулированы рекомендации по совершенствованию турбин типа Р, ТР (с теплофикационным противодавлением) и нерегулируемых отборов пара конденсационных турбин большой мощности. Отмечены преимущества выработки электроэнергии в конденсационном цикле ПГУ, эффективность отечественных энергетических ГТУ электрической мощностью 16 или 25 МВт с водогрейными котлами-утилизаторами либо ПГУ с этими турбинами (при наличии газового топлива для нового строительства), а также ограниченность масштабов целесообразного ввода теплофикационных ПГУ в районах больших тепловых нагрузок.

Ключевые слова: теплоэлектроцентраль, паровая турбина, газотурбинная установка, парогазовая установка, коэффициент полезного действия, эффективность, системный подход, структура, модернизация, котел-утилизатор, когенерация, всережимная ПГУ, нерегулируемый отбор, приключенная конденсационная турбина

DOI: 10.1134/S0040363620120048

Развитие электроэнергетики должно в конечном итоге приводить к повышению тепловой экономичности при уменьшении стоимости вырабатываемой электрической и тепловой энергии и снижении выбросов парниковых газов.

Основными показателями, определяющими энергетическую, а следовательно, и экономическую эффективность энергетического оборудования ТЭЦ являются КПД использования тепловой энергии топлива, вычисляемый по формуле

$$\eta_{\text{ТЭЦ}} = \frac{N_{\text{эл}} + Q_{\text{отп}}}{BQ_{\text{н}}^{\text{р}}},$$

и удельная выработка электрической мощности на тепловом потреблении

$$b_{\text{уд}} = \frac{N_{\text{эл}}}{Q_{\text{отп}}},$$

где $N_{\text{эл}}$ – электрическая мощность; $Q_{\text{отп}}$ – отпуск тепловой энергии; B – расход топлива; $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания топлива.

Главное преимущество теплофикационных (когенерационных) термодинамических циклов состоит в том, что выработка электроэнергии может осуществляться с КПД использования тепло-

вой энергии топлива 85–90% (основные потери тепловой энергии происходят в паровом котле). Поскольку КПД даже наиболее экономичных парогазовых установок не превышает 65%, то очевидно, что именно в развитии и совершенствовании ТЭЦ заложены существенные резервы экономики энергетических ресурсов России.

На промышленных и отопительных ТЭЦ России установлено большое количество паровых турбин типов Т, ПТ и Р. В основном это устаревшее оборудование, которое в значительной степени выработало свой расчетный и парковый ресурс. Поэтому важнейшей проблемой является разработка такого направления развития электроэнергетики и модернизации действующего оборудования, которое обеспечивало бы энергетически и экономически эффективное электро- и тепло-снабжение промышленных предприятий и жилищно-коммунального хозяйства.

АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЭЦ И ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИХ РАБОТЫ

Турбины типа Т эксплуатируются не только в расчетном теплофикационном режиме, но и с частичной теплофикационной нагрузкой и выработкой электроэнергии в конденсационном режиме, а также в чисто конденсационном режиме. Совмещение в паровой теплофикационной турбине типа Т возможностей конденсационного и теплофикационного режимов работы приводит к снижению энергетической эффективности по сравнению с реализацией этих режимов в отдельных агрегатах.

Даже при расчетном теплофикационном режиме для исключения перегрева выхлопа цилиндра низкого давления (ЦНД) некоторый расход пара направляется в конденсатор, что снижает эффективность работы турбины в этом режиме (коэффициент использования топлива может уменьшаться на 3–5%). Соответственно, коэффициент использования топлива снижается и при частичных тепловых нагрузках. Для повышения эффективности теплофикационного режима в течение многих лет ведутся работы по снижению пропуска пара в конденсатор и разрабатываются эффективные меры по охлаждению выхлопной части турбин [1]. Имеются также предложения по отключению ЦНД в теплофикационном режиме [2].

Поскольку для регулирования тепловой нагрузки в проточной части турбины устанавливаются специальные диафрагмы и последняя ступень ЦНД спроектирована с учетом работы с минимальными расходами, то чисто конденсационный режим такой турбины по тепловой экономичности на 3–5% уступает конденсационной турбине на те же параметры пара.

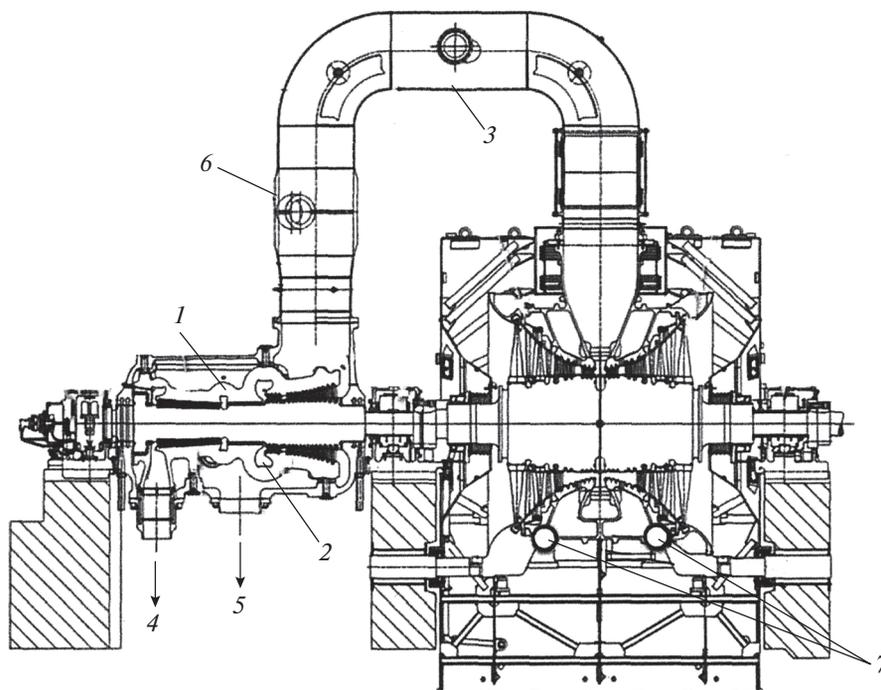
В режимах с одновременной выработкой тепловой и электрической энергии тепловая экономичность дополнительно снижается из-за дросселирования пара в регулирующих диафрагмах.

Для повышения эффективности выработки электроэнергии в конденсационном режиме отпуск тепловой энергии можно осуществлять из нерегулируемых отборов высокоэкономичных конденсационных паровых турбин. Примером такого решения может быть расширение крупнейшей системы централизованного теплоснабжения Германии – тепловой сети Гамбурга – вследствие модернизации ТЭЦ Moorburg на угле. На этой ТЭЦ предусматривалась установка двух энергоблоков на ультравысокие параметры пара электрической мощностью в конденсационном режиме 820 МВт. Максимальный отпуск тепла от одной турбины 325.6 МДж/с (280 Гкал/ч), при этом КПД ТЭЦ по отпуску электроэнергии превышает 46.5%, коэффициент использования тепла топлива при максимальном отпуске тепла составляет 61% [3].

Паровая турбина STF30C производства фирмы Alstom (Швейцария) предназначена для привода электрического генератора в составе энергоблока ПГУ-420 и отпуска тепла для отопления и горячего водоснабжения. В данную установку помимо указанной паровой турбины входят одна ГТУ типа GT26B (Alstom) и котел-утилизатор П-133 (разработка Alstom, изготовление ЭМАльянс).

На паровой турбине STF30C Alstom электрической мощностью 156 МВт реализовано регулирование подогревателей сетевой воды без дросселирования основного потока пара. Подача его в горизонтальный сетевой подогреватель (ПСГ) осуществляется с помощью клапанов на линиях отбора пара [4].

На рисунке представлена паровая турбина ПГУ фирмы Siemens SST5-5000 (ГТУ SGT5-4000F) электрической мощностью 135 МВт в конденсационном режиме и 68.9 МВт в теплофикационном. Отбор пара на ПСГ-1 осуществляется из нерегулируемого отбора ЦНД. Первый теплофикационный отбор пара выполняют из выхлопа цилиндра среднего давления (ЦСД). Для регулирования расхода этого пара в перепускной трубе к ЦНД установлена дроссельная заслонка [4]. Лопаточный аппарат реактивного типа в турбинах Siemens проектируется и изготавливается на основе двух- и трехмерного моделирования. Как правило, последние ступени ЦНД стандартизируются для большинства конструкций паровых турбин [5]. Отбор пара на производственные или/и теплофикационные нужды осуществляется из специальных (расширительных) камер с регулирующими клапанами. Именно так, из нерегулируемых отборов конденсационных



Продольный разрез теплофикационной паровой турбины SST5-5000 Siemens.

1 – подвод пара высокого давления; 2 – подвод пара горячего промежуточного перегрева (среднее давление); 3 – подвод пара низкого давления; 4 – отвод пара после ЦВД (холодный промперегрев); 5 – отвод пара на ПСГ-2 (регулируемый отбор пара); 6 – регулирующая заслонка на перепускной трубе; 7 – отвод пара на ПСГ-1 (нерегулируемый отбор пара)

турбин, на конденсационных и атомных электростанциях России производится теплоснабжение ближайших к ним городов.

В турбинах типа ПТ предусматривается отпуск как пара на промышленное производство, так и тепловой энергии на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и выработку электроэнергии по конденсационному циклу. Проектная тепловая экономичность этих турбин может быть обеспечена при расчетных паровой и теплофикационной нагрузках. Практически же эти условия работы обеспечить невозможно, тем более что в связи со значительными структурными изменениями в промышленности России на многих ТЭЦ прекращен отпуск пара на производство.

Поскольку цилиндр высокого давления (ЦВД) турбины рассчитан на пропуск также и производственного пара, а ЦСД и ЦНД – только на пропуск пара в тепловые сети и в конденсатор, то при отсутствии производственного отбора эффективность работы этой турбины снижается из-за уменьшения полезного теплоперепада в турбине.

Значения, приведенные в таблице, иллюстрируют низкую экономичность выработки электроэнергии в конденсационном режиме турбин типов Т и ПТ, установленных на ТЭЦ России, по сравнению с конденсационной турбиной К-300-240.

При одновременном отпуске тепловой и электрической энергии вследствие дросселирования пара в регулируемых диафрагмах турбин типов Т и ПТ показатели их конденсационной выработки еще более ухудшаются. Из представленных в таблице данных следует, что эффективность конденсационной турбоустановки существенно выше конденсационной выработки турбин типов Т и ПТ.

В связи с выработкой индивидуального ресурса и необходимостью повышения тепловой экономичности и электрической мощности существующих турбин Т и ПТ, отечественными предприятиями выполнен значительный объем исследований по их модернизации [6–8]. В частности, для некоторых ТЭЦ была проведена не только модернизация ЦСД турбин типа ПТ с увеличением теплофикационной нагрузки, но и разработка так называемых конденсационных приключенных турбин [9]. Однако хотя общая электрическая мощность и может быть увеличена благодаря созданию приключенных конденсационных турбин, но тепловая их эффективность при таком решении остается крайне низкой [9].

Высоких показателей экономичности позволяет добиться использование современных технических схем и методов расчета при проектировании модернизированных проточных частей паровых турбин.

Сопоставление КПД турбоустановок типов К, Т и ПТ

Тип турбины	КПД брутто конденсационного цикла, %	Уменьшение тепловой экономичности относительно К-300-240, %
К-300-240	46.5	0
Т-120/130-12.8	40.6	13
ПТ-100/130-12.8/1.0	39.7	15
ПТ-30/35-8.8/1.0-5М	35.1	25
Т-40/50-8.8	34.9	25

В них применяются саблевидные направляющие лопатки, цельнофрезерованные бандажи и эффективные уплотнения. При проектировании проточных частей используются методы оптимизации и гидродинамического моделирования, производится отработка не только лопаточного аппарата, но и внутренних паровых трактов [10].

При модернизации ТЭЦ важно также применять современные высокоэффективные конструкции теплообменных аппаратов разработки ОАО НПО ЦКТИ: подогревателей низкого давления, камерных подогревателей высокого давления деаэраторов, сетевых подогревателей. При этом в каждом варианте модернизации решается своя задача, обусловленная фактическими условиями эксплуатации турбины на конкретной ТЭЦ [9].

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ С УЧЕТОМ СИСТЕМНОГО ПОДХОДА

Паровые турбины типов Т и ПТ создавались при высоких темпах развития промышленности и ограниченной производственной базе. В этих условиях было оправдано совмещение различных термодинамических циклов в одном агрегате.

Большой срок эксплуатации устаревшего оборудования на ТЭЦ и повышенные потери в тепловых сетях приводят к снижению энергетической эффективности ТЭЦ. Таким образом, в предельном случае может оказаться более предпочтительной раздельная выработка электрической и тепловой энергии. Соответственно, для производственных нужд представляется оправданным применять только турбины типа Р. А для теплофикационных нагрузок наиболее эффективно использование либо турбин ТР (с теплофикационным противодавлением), либо, при наличии конденсационных турбин большой мощности, нерегулируемых отборов пара. В последнем варианте отсутствуют регулирующие диафрагмы в проточной части турбины, что

обеспечивает высокую тепловую экономичность конденсационного цикла.

В настоящее время при наличии газового топлива на ТЭЦ и благодаря применению ГТУ возможны существенно более экономичные решения.

Наиболее крупная теплофикационная турбина Т-250/300-23.5 на сверхкритические параметры пара с промежуточным перегревом имеет выработку на тепловом потреблении 155–170 кВт · ч/ГДж (650–700 кВт · ч/Гкал). Получившие широкое распространение паровые турбины на докритические параметры пара Т-185-12.8, Т-100/110-12.8 и ее модификации, Т-175/210-12.8 характеризуются удельной выработкой электроэнергии 140–155 кВт · ч/ГДж (600–650 кВт · ч/Гкал). Даже простейшая схема ГТУ с водогрейным котлом на уходящих газах обеспечивает выработку электроэнергии на тепловом потреблении на уровне паровых турбин типа Т при КПД равном 32% [около 153 кВт · ч/ГДж (640 кВт · ч/Гкал)], а при современных показателях тепловой экономичности ГТУ – около 40% [215 кВт · ч/ГДж (900 кВт · ч/Гкал)]. Для ПГУ удельная выработка электроэнергии уже превышает 360 кВт · ч/ГДж (1500 кВт · ч/Гкал).

Преимущество выработки электроэнергии в конденсационном цикле ПГУ очевидно. И даже современные ГТУ с тепловой экономичностью около 40% обеспечивают более эффективную выработку электроэнергии, чем паровые турбины. Например, в настоящее время в России созданы отечественные ГТУ электрической мощностью до 25 МВт. Внедрение ПГУ с выпускаемыми в России ГТУ мощностью 16 и 25 МВт, а также ГТУ с водогрейными котлами-утилизаторами энергетически более эффективно, чем использование паротурбинных установок с котлами. В частности, ВТИ разработал всережимную ПГУ мощностью 20–25 МВт. В ее состав входят ГТУ мощностью 16 МВт, котел-утилизатор с дожигающим устройством, теплофикационная паровая турби-

на 6/9 МВт. В конденсационном цикле КПД составляет 50,8%. В теплофикационном режиме максимальный отпуск тепла 58,6 ГДж/ч (14 Гкал/ч). При отключении паровой турбины отпуск тепла может составить 136 ГДж/ч (32,6 Гкал/ч) [11].

В условиях сравнительно небольших тепловых нагрузок вполне оправдано использование ГТУ относительно малой мощности (до 25–30 МВт) — это так называемая распределенная тепловая и электрическая генерация [12].

При развитии жилищного строительства возможным вариантом может быть не сооружение котельных, как нередко происходит в настоящее время, а ввод либо ГТУ отечественного производства до 25 МВт с водогрейным котлом-утилизатором, либо ПГУ на базе этих ГТУ. Ввод не слишком большой электрической мощности не может заметно изменить режим работы энергосистемы. При необходимости, как это делается за рубежом, при вводе такой энергетически и экологически эффективной установки возможные повышенные финансовые затраты компенсируются введением соответствующих тарифов на отпуск избыточной электроэнергии в энергосистему.

В условиях значительных тепловых нагрузок, особенно при таких больших потребителях тепла, как Москва и Санкт-Петербург, размещение теплофикационных ПГУ большой мощности может привести к производству электроэнергии в таком количестве, что возникнут проблемы передачи ее в другие районы и сложность обеспечения режимов работы энергосистемы в ночной период. Если так происходило уже при использовании паротурбинных установок, то эта проблема может тем более обостриться при введении в строй ПГУ, поскольку, например, для ПГУ-420 удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении возрастает до 480 кВт · ч/ГДж (2000 кВт · ч/Гкал). Поэтому для городов со значительной тепловой нагрузкой стоит насущная задача оптимизации структуры генерирующих мощностей, включающей в себя ПГУ, паровые турбины и отопительные водогрейные либо паровые котлы.

ВЫВОДЫ

1. Важным направлением повышения энергетической и экономической эффективности ТЭЦ является уменьшение выработки электроэнергии по конденсационному циклу на турбинах типов Т и ПТ.

2. При модернизации ТЭЦ целесообразно рассмотреть применение турбин типа ТР с максимальной эффективностью проточных частей.

3. Техничко-экономическое обоснование модернизации конкретных ТЭЦ на газовом топливе обязательно должно строиться на системном подходе и

содержать комплексный анализ использования паровых турбин, ПГУ и ГТУ с водогрейными котлами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Радин Ю.А., Симою Л.Л.** Особенности создания и эксплуатации паровых турбин для парогазовых установок // Теплоэнергетика. 2010. № 9. С. 7–11.
2. **Грибков А.М., Фадеев С.А.** Вариант продольной компоновки теплофикационных паровых турбин с расположением генератора со стороны цилиндра высокого давления // Теплоэнергетика. 2013. № 3. С. 69–73.
<https://doi.org/10.1134/S0040363612090032>
3. **Саламов А.А.** Паровые турбины компании Alstom для пылеугольной ТЭЦ // Энергетика за рубежом. 2011. № 6. С. 43–51.
4. **Особенности** конструкции и технических характеристик зарубежных паровых турбин для ПГУ / Ю.А. Радин, И.А. Гришин, А.Л. Домрачев, В.Б. Смышляев // Энергохозяйство за рубежом. 2019. № 4. С. 18–32.
5. **Касилов В.Ф.** Паровые турбины SST-200—SST-900 Siemens в России // Теплоэнергетика. 2015. № 4. С. 10–16.
<https://doi.org/10.1134/S0040363615040037>
6. **Паровые** теплофикационные турбины ЗАО УТЗ Т-120/130-12,8 и ПТ-100/130-12,8/1,0 для замены турбин семейства Т-100 / Г.Д. Баринберг, А.Е. Валамин, Ю.А. Сахнин, А.Ю. Култышев // Теплоэнергетика. 2011. № 1. С. 9–11.
7. **Баринберг Г.Д., Валамин А.Е., Култышев А.Ю.** Паровые турбины ПТ-30/35-8,8/1,0-5М и ПТ-40/50-8,8/1,0 для замены турбин семейства ВПТ-25 // Теплоэнергетика. 2011. № 1. С. 12–14.
8. **Новые** эскизные проекты паровых турбин для ПГУ / Г.Д. Баринберг, А.Е. Валамин, А.Ю. Култышев, А.А. Ивановский, Ю.А. Сахнин // Теплоэнергетика. 2011. № 1. С. 15–20.
9. **Дубровский В.Г., Зубов А.П., Кошелев С.А.** Реконструкция ТЭЦ в условиях снижения или ликвидации отпуска пара на производственные нужды // Теплоэнергетика. 2018. № 6. С. 21–28.
<https://doi.org/10.1134/S0040363618060036>
10. **Реконструкция** паровых турбин, отработавших свой ресурс / В.Г. Дубровский, А.П. Зубов, С.А. Кошелев, А.Н. Бабиев, В.Л. Кремер // Теплоэнергетика. 2018. № 6. С. 15–20.
<https://doi.org/10.1134/S0040363618060024>
11. **Всережимная** парогазовая установка. Технологические решения / П.А. Березинец, Г.Г. Тумановский, Г.Е. Терёшина, И.Н. Крылова, В.Н. Маркина, Е.Н. Мигун // Теплоэнергетика. 2016. № 12. С. 3–10.
<https://doi.org/10.1134/S0040363616120018>
12. **Jüdes M., Schmitt N.** Flexibilität und erneuerbare Energien in Fernwärmesystemen — steigende Anforderungen durch die Wärmewende // VGB Powertech. 2019. № 6. С. 62–65.

The Main Directions for Improving the Efficiency of the Power Equipment of a CHP

V. E. Mikhailov^a, Yu. V. Smolkin^{a,*}, and Yu. G. Sukhorukov^a

^a*OAO Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment (OAO NPO CKTI), St. Petersburg, 191167 Russia*

**e-mail: scheme@ckti.ru*

Abstract—An important reserve for improving the thermal efficiency of an existing heat power station is the reduction of electricity generation in the condensation cycle of T- and PT-type turbines. It is advisable to develop the increase in the release of heat energy from unregulated selections of highly economical condensing turbines. For the modernization of a CHP, it is recommended to develop TR-type turbines with cogeneration backpressure. In the presence of gas fuel for new construction, it is energy efficient to install gas turbines with an electric capacity of 16 or 25 MW with hot-water heat recovery boilers or CCGTs with these turbines. Due to the significant power generation at heat-generating regimes in areas of high thermal consumption, the amount of heat-generating CCGTs is limited. These CCGTs should be developed primarily for generating electricity in the condensation cycle.

Keywords: CHP, steam turbine, gas turbine, efficiency, energy efficiency