

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

**ПОВЫШЕНИЕ МАНЕВРЕННОСТИ ПГУ-450Т С ОБЕСПЕЧЕНИЕМ
НАДЕЖНОСТИ И ЭКОНОМИЧНОСТИ
В РЕЖИМАХ ПЕРЕМЕННЫХ НАГРУЗОК¹**

© 2024 г. Э. К. Аракелян^{a, *}, А. В. Андрияшин^a, Ф. Ф. Пашенко^b,
С. В. Мезин^a, К. А. Андрияшин^c, А. А. Косой^{a, d}

^aНациональный исследовательский университет “Московский энергетический институт”,
Красноказарменная ул., д. 14, Москва, 111250 Россия

^bИнститут проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, Профсоюзная ул., д. 65, стр. 1, Москва, 117997 Россия

^cООО Интерэлектро “Проект”, Просвирина пер., д. 4, Москва, 107045 Россия

^dОбъединенный институт высоких температур РАН (ОИВТ РАН),
Ижорская ул., д. 13, стр. 2, Москва, 125412 Россия

*e-mail: Edik_arakelyan@inbox.ru

Поступила в редакцию 19.06.2023 г.

После доработки 10.08.2023 г.

Принята к публикации 30.08.2023 г.

Статья посвящена проблеме обеспечения надежности и экономичности работы теплофикационных парогазовых установок (ПГУ) на примере ПГУ-450 при пониженных нагрузках и регулировании электрических нагрузок в конденсационном режиме и тепловых и электрических нагрузок в теплофикационном режиме. Приведены главные ограничения, препятствующие широкому привлечению ПГУ к регулированию электрической и тепловой нагрузок. Указана необходимость перевода газовых турбин, обладающих ограниченными возможностями несения переменных нагрузок, на щадящий режим с переносом основной тяжести на паровую турбину. Предложена технология работы ПГУ-450 на пониженных нагрузках: разгрузка ПГУ в соответствии с эксплуатационной инструкцией до допустимой базовой нагрузки газовых турбин, например по экологическому условию при работе ее в конденсационном режиме, и дальнейшее снижение мощности энергоблока по электрической нагрузке при постоянной базовой мощности газовых турбин и котлов-утилизаторов за счет снижения мощности паровой турбины путем применения обводного парораспределения или перевода в моторный режим части цилиндра высокого давления (ЦВД) или всего ЦВД либо паровой турбины в целом. Приведены результаты применения различных схем обводного парораспределения при работе ПГУ в конденсационном режиме, в том числе перевода части ЦВД или ЦВД целиком, а также паровой турбины в моторный режим при останове ПГУ в резерв при прохождении провалов нагрузок. Показано, что применение обводного парораспределения при работе ПГУ в теплофикационном режиме экономичнее, чем в конденсационном режиме. Продемонстрировано преимущество перевода паровой турбины в моторный режим вместо ее останова при работе ПГУ-450 в режиме газотурбинная установка – теплоэлектроцентраль (ГТУ – ТЭЦ) и прохождении провалов графика электропотребления по надежности и экономичности.

Ключевые слова: паровая турбина, парогазовая установка, переменные режимы, надежность, экономичность, щадящий режим, обводное парораспределение, моторный режим, провал нагрузок

DOI: 10.56304/S0040363624020024

В сложившейся в российской энергетике ситуации, когда не хватает высокоманевренных пиковых мощностей, участие электростанций в системных услугах, в том числе в регулировании мощности, является обязательным для электростанций всех типов, включая ПГУ [1]. Вместе с

тем, известен факт, что увеличение времени работы ПГУ на пониженных и переменных нагрузках вызывает значительное снижение экономической эффективности и надежности их работы (особенно газовых турбин), поэтому следует осторожно подходить к привлечению ПГУ к регулированию нагрузки и частоты в энергосистеме [2]. Нельзя забывать и о том, что проектные ресурсные характеристики газовых турбин значительно меньше, чем у паровых турбин, в связи с чем заводы – изготовители газовых турбин ограничивают общее число остановов в резерв [2, 3].

¹ Работа выполнена в НИУ МЭИ при финансовой поддержке Российского научного фонда в рамках научного проекта 19-19-00601 “Разработка систем управления повышенной интеллектуальности на базе отечественных программно-технических комплексов для существенного роста энергетической эффективности производства тепла и электроэнергии на современных электростанциях”.

ОСОБЕННОСТИ И ОГРАНИЧЕНИЯ РАБОТЫ ПГУ-450Т НА ЧАСТИЧНЫХ НАГРУЗКАХ

Становится очевидным, что сохранение тенденции к увеличению доли высокоэкономичных ПГУ в общей мощности энергосистемы, проектируемых для работы в базовой части графиков электрической нагрузки, без должного учета требований эксплуатации к участию их в регулировании нагрузок в условиях почти полного отсутствия ввода в энергосистему высокоманевренных электростанций приведет к тому, что проблемы маневренности для энергосистем и электростанций станут сверхактуальными и потребуются большие усилия для их преодоления. Все это свидетельствует об острой необходимости и своевременности проведения исследований, направленных на решение таких сложных задач, как максимизация прибыли, повышение управляемости предприятий, снижение издержек, повышение капитализации и инвестиционной привлекательности, повышение экономичности, надежности и безопасности работы энергетического оборудования и систем при минимизации сопутствующих технологических, экономических и других рисков. Очевидно также, что новые технические решения должны быть направлены на перевод газовых турбин в шадящий режим эксплуатации при участии их в регулировании нагрузки с переносом основной тяжести переменных нагрузок на паровую турбину, более приспособленную к несению таких нагрузок. При этом нужно учитывать следующие особенности и ограничения работы ПГУ на частичных нагрузках [4–12].

Вследствие увеличения конечной влажности пара в зоне последних ступеней цилиндра низкого давления (ЦНД) сверх допустимой снижается надежность работы паровой турбины при температуре пара контура высокого давления. При допустимой влажности пара 13% нижнюю границу мощности регулировочного диапазона энергоблока ПГУ-450Т при температуре наружного воздуха +15°C следует принимать на уровне 200–220 МВт. Это обусловлено снижением температуры пара перед стопорным клапаном высокого давления до 410–420°C. Как показали численные эксперименты на тренажере ПГУ-450, при естественном кратковременном снижении давления пара в конденсаторе при разгрузке ПГУ ниже 280–290 МВт влажность пара в зоне последних ступеней ЦНД достигает 15–20% при температуре пара высокого давления 440–450°C.

Ухудшение экологических характеристик при понижении нагрузки газовых турбин ниже 85 МВт (56.7–60.0% номинальной мощности), обусловленное тем, что в камере сжигания газотурбинной установки при полностью прикрытом входном направляющем аппарате (ВНА) происходит технологический переход из режима предварительного смешения в диффузионный режим го-

рения с увеличением избытка воздуха, может привести к нарушению устойчивости горения и резкому возрастанию эмиссии оксидов азота, а ниже нагрузки 60 МВт – еще и к увеличению концентрации оксида углерода в дымовых газах [8, 12].

По экономическим соображениям ПГУ-450Т целесообразно эксплуатировать в режимах с высокими КПД. В диапазоне нагрузок от номинальной до 280–290 МВт КПД ПГУ составляет 47–50% и на нижней границе диапазона остается более высоким, чем на паровых энергоблоках сверхкритического давления. Дальнейшее разгружение при полностью прикрытом ВНА характеризуется большим снижением КПД ПГУ, обусловленным двумя факторами – уменьшением КПД газовых турбин из-за увеличения доли потребляемой компрессором мощности и КПД паровой турбины из-за снижения температуры пара высокого давления. Это приводит к тому, что характеристика относительного прироста топлива (ХОП), по значению которого, как правило, производится оптимальное распределение нагрузки между генерирующими энергоагрегатами, для ПГУ-450Т становится равной таковой конденсационных энергоблоков, а в некоторых случаях и превышает ее. Так, у энергоблоков К-300, работающих на газе, при нагрузках в интервале 150–120 МВт (50–40% номинальной) ХОП составляет 0.323 кг у.т./кВт, у ПГУ-450Т, работающей в конденсационном режиме, такое значение ХОП достигается в диапазоне нагрузок 280–210 МВт (при температуре наружного воздуха +15°C). Это означает, что ПГУ-450 в конденсационном режиме лучше эксплуатировать в интервале нагрузок от номинальной до 280–290 МВт.

Еще одна особенность – наличие разрыва между мощностями нижней границы регулировочного диапазона при работе ПГУ с полным составом оборудования (2 ГТ + 2 КУ + ПТ) (здесь ГТ – газовая турбина; КУ – котел-утилизатор; ПТ – паровая турбина) и верхней границы при работе ее с неполным составом (ГТ + КУ + ПТ). Если нижняя граница регулировочного диапазона ограничивается экологическим фактором на уровне 280–290 МВт, такой разрыв в конденсационном режиме в зависимости от температуры наружного воздуха может составить 6–10% номинальной нагрузки. В пределах этого разрыва эксплуатация энергоблока не рекомендуется. Если нижняя граница регулировочного диапазона составляет 210–230 МВт, разрыв отсутствует или незначителен.

При работе ПГУ-450Т в теплофикационном режиме указанный разрыв увеличивается вследствие уменьшения электрической мощности паровой турбины на тепловом потреблении как с полным, так и с неполным составом оборудования (особенно в режимах, когда к выработке тепла подключаются пиковые сетевые подогреватели).

ли) и при максимальном отпуске тепла 348.9 МВт (300 Гкал/ч) составляет около 40% текущей мощности паровой турбины.

Как правило, при работе ПГУ в конденсационном режиме из-за наличия ограничений по регулировочному диапазону ПГУ, а также необходимости их привлечения к регулированию графиков для прохождения ночных провалов требуется остановить одну газовую турбину и перевести ПГУ в режим работы с неполным составом оборудования с соответствующими последствиями: снижением ресурсных характеристик газовой турбины, потерями топлива при обратном пуске и т.д.

Еще сложнее проблема участия ПГУ в регулировании нагрузки при ее работе по теплофикационному графику, так как в отопительный период прохождение ночных провалов по электропотреблению, как правило, совпадает с максимумом графика теплопотребления, при этом выработка электроэнергии даже на тепловом потреблении невыгодна из-за низкого ночного тарифа на электроэнергию на рынке электроэнергии и мощности.

Приведенный краткий анализ условий работы ПГУ-450Т на пониженных нагрузках показывает, что ограничение мощности нижней границы регулировочного диапазона связано, прежде всего, с экологическим фактором. К такому же выводу пришли авторы статьи [12], где указывается, что нижний предел регулировочного диапазона нагрузок энергоблока ПГУ-450Т, который может быть надежно обеспечен при возможных температурах наружного воздуха (в летний и зимний периоды) при полном составе работающего оборудования (2 ГТУ + ПТ), составляет 65% номинальной мощности. При такой нагрузке можно устойчиво эксплуатировать энергоблок ПГУ-450Т неограниченное время при соблюдении требований к надежности, экологической чистоте окружающей среды и сохранении высокой экономичности.

Это не означает, что работа ПГУ-450Т на более низких нагрузках исключается. Просто при этом, по мнению авторов, требуется особая осторожность при эксплуатации. Вместе с тем очевидно, что поиск путей обеспечения высокой надежности и экономичности работы ПГУ на мощностях ниже базовой на шадящих режимах как для газовых турбин и котлов-утилизаторов, так и для паровой турбины является весьма актуальным.

ПРЕДЛАГАЕМЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ПГУ НА ПЕРЕМЕННЫХ НАГРУЗКАХ

Для участия ПГУ в регулировании мощности и обеспечения высоких показателей по надежности и экономичности работы оборудования как в конденсационном, так и в теплофикационном режиме предлагается следующая последователь-

ность операций (на примере ПГУ-450Т) на пониженных нагрузках:

разгрузка ПГУ в соответствии с эксплуатационной инструкцией до допустимой нагрузки газовых турбин, например, согласно экологическим требованиям при работе ее в конденсационном режиме (до базовой нагрузки);

дальнейшее снижение мощности энергоблока по электрической нагрузке при постоянной базовой мощности газовых турбин и котлов-утилизаторов за счет снижения мощности паровой турбины путем применения способов обводного парораспределения [8] или перевода в моторный режим части ЦВД или ЦВД в целом [9].

При работе ПГУ в теплофикационном режиме базовая нагрузка зависит от тепловой нагрузки паровой турбины. Применение данной технологии для расширения регулировочного диапазона и маневренных характеристик подробно рассмотрено в [10].

В конденсационном режиме возможны следующие режимы работы ПГУ-450Т, обеспечивающие шадящий режим как для газовых турбин и котлов-утилизаторов, так и для паровой турбины при участии ПГУ в регулировании нагрузки.

Работа ПГУ в пределах регулировочного диапазона в соответствии с эксплуатационной инструкцией. В таком режиме верхняя и нижняя границы мощности газовых турбин и ПГУ в целом зависят от температуры наружного воздуха. Для иллюстрации на рис. 1 приведена зависимость регулировочного диапазона ПГУ-450Т от температуры наружного воздуха. Как видно на рисунке, регулировочный диапазон имеет максимальное значение 202 МВт при температуре наружного воздуха +0.5°C. При повышении и снижении температуры он уменьшается и составляет 140 и 180 МВт соответственно при температуре +32 и -20°C. Максимальная мощность ПГУ при указанных температурах наружного воздуха равняется 395 и 498 МВт, а мощность нижней границы регулировочного диапазона – 255 и 318 МВт соответственно.

С учетом основного ограничения по экологическому фактору в дальнейших исследованиях в качестве базовой принята мощность 290 МВт (64.44% номинальной).

Способ регулирования нагрузки паровой турбины с применением различных схем обводного парораспределения и моторного режима. При работе ПГУ-450 в конденсационном режиме результаты применения различных схем обводного парораспределения, в том числе перевода части ЦВД или ЦВД целиком, а также паровой турбины в моторный режим при останове ПГУ в резерв подробно описаны в [9, 10]. Обобщая результаты этих исследований, можно отметить, что при температуре наружного воздуха +15°C совместное использование указанных способов обеспечивает

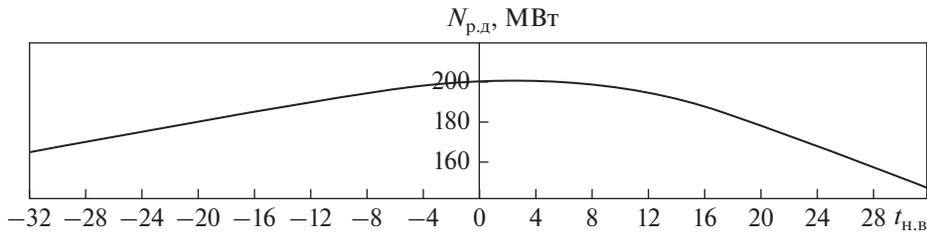


Рис. 1. Зависимость регулировочного диапазона мощности ПГУ-450 $N_{p,д}$ от температуры наружного воздуха $t_{н,в}$, °C

регулирование мощности ПГУ-450Т от базовой до 173.6 МВт (38.58% номинальной мощности). При этом регулировочный диапазон расширяется до 266.4 МВт (61.42% номинальной мощности), что соизмеримо с конденсационными энергоблоками на газовом топливе.

При останове ПГУ в периоды прохождения провала электрической нагрузки на 8–10 ч перевод паровой турбины в моторный режим вместо ее остановки значительно повышает ее надежность благодаря исключению большей части пусковых операций (прогрева паропроводов и паровпускных частей, толчка, набора оборотов, работы на холостом ходу, синхронизации и включения генератора в сеть), с которыми нередко связаны аварийные и нештатные ситуации. Кроме того, исключаются характерные для пусков турбины из горячего состояния существенные (140–200°С) и резкие (со скоростью 18–20°С/мин) изменения температур металла паровпускных частей за первой ступенью при дроссельном регулировании и за регулирующей ступенью при клапанном регулировании. Уменьшение циклических температурных напряжений при использовании моторного режима частично снимает ограничения по количеству выводов турбоустановки в резерв на периоды провалов суточных графиков нагрузки [11, 13]. Влияние остановочно-пусковых режимов ПГУ-450Т на показатели надежности и ресурсные характеристики газовых и паровой турбин подробно рассмотрено в [11, 12, 14–16].

Экономичность применения моторного режима обеспечивается благодаря сокращению пусковых потерь топлива и электроэнергии и длительности этапов пуска и набора нагрузки соответственно на 40.0 и 14.5 мин. При этом длительность пуска и нагружения ПГУ-450Т до номинальной нагрузки после остановки на 8–10 ч в соответствии с данными [7, 12] принята равной 80 мин, в том числе пуск газовых турбин и нагружение до 100 МВт – 20 мин, пуск паровой турбины – 60 мин (25 мин – подготовительные операции, включая толчок, набор оборотов, синхронизацию и включение генератора в сеть, и 35 мин – нагружение до номинальной нагрузки). Одна из особенностей работы паровой турбины в моторном режиме – возможность управления ее температурным

состоянием путем изменения расходов и параметров охлаждающих потоков пара, что позволяет перед ее пуском создать требуемое тепловое состояние паровпускных элементов паровой турбины, соответствующее требованиям к подаче пара из котлов-утилизаторов при пуске ПГУ. Это означает, что набор нагрузки на паровой турбине может идти параллельно нагружению газовых турбин, при этом газовые турбины могут пускаться параллельно, что полностью исключает или максимально снижает пропуск пара в конденсатор через быстродействующее редуционно-охладительное устройство. С учетом указанных особенностей в [9] составлен ориентировочный график-задание пуска ПГУ-450Т с нагружением паровой турбины до номинальной мощности с моторного режима, в соответствии с которым длительность пуска составляет около 40 мин, в том числе нагружение паровой турбины до номинальной мощности в течение 30 мин. Сокращение длительности пуска ПГУ на 40 мин происходит благодаря возможности параллельного нагружения газовых и паровой турбин.

При работе ПГУ в теплофикационном режиме применение обводного парораспределения по сравнению с применением его в конденсационном режиме экономичнее в силу того, что при переводе паровой турбины в режимы с обводным парораспределением при постоянных расходах пара высокого и низкого давлений и их параметрах, соответствующих таковым в базовом режиме, снижение электрической нагрузки паровой турбины компенсируется увеличением отпуска тепла теплофикационной установкой в пределах

$$Q_{т,б} \leq Q_{ti} \leq Q_{т,макс}$$

где $Q_{т,б}$ – отпуск тепла в базовом режиме; Q_{ti} – возможный отпуск тепла в i -м варианте схемы с обводным парораспределением; $Q_{т,макс}$ – максимально возможный отпуск тепла при текущих расходах и параметрах пара.

Базовый режим при закрытой диафрагме характеризуется следующими показателями при $Q_{т,б} = Q_{т}$:

электрическая мощность паровой турбины $N_{п,т}$ равняется мощности на тепловом потреблении $Q_{т}$, т.е. $N_{п,т} = f(Q_{т})$;

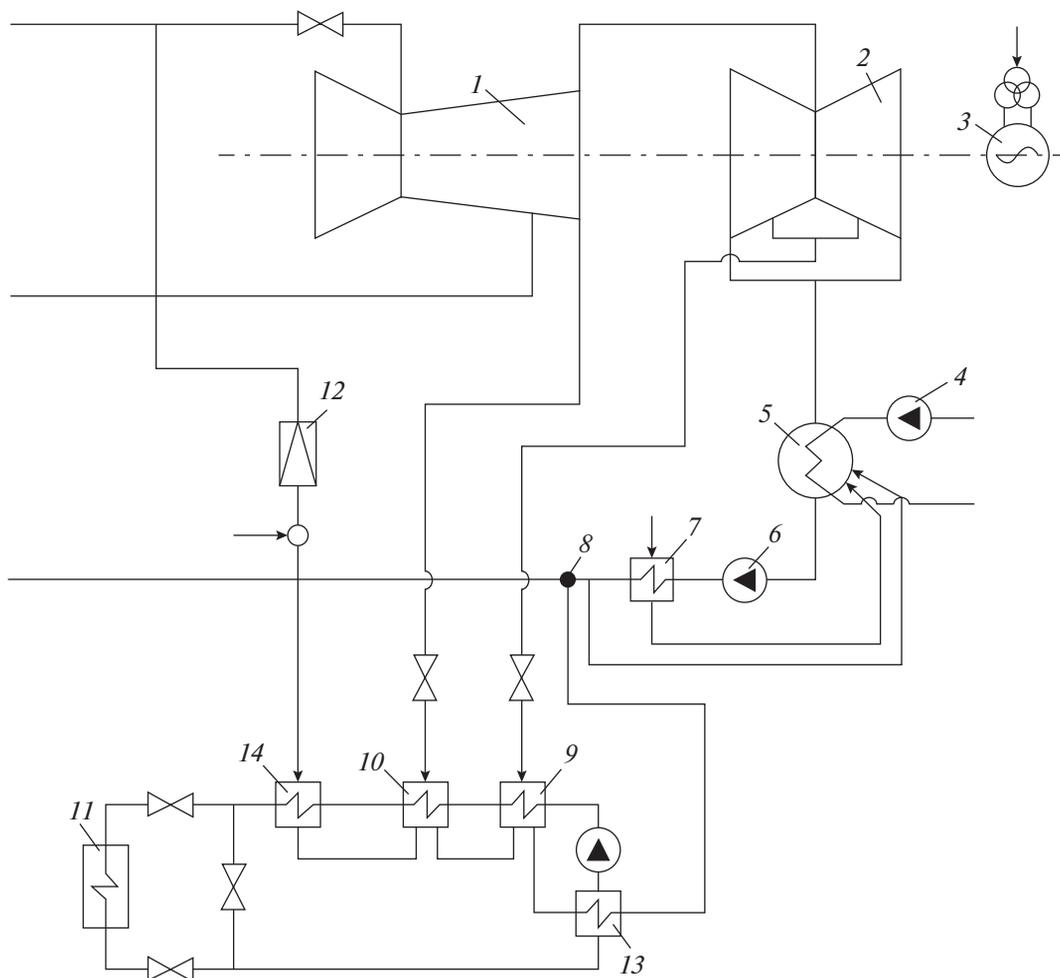


Рис. 2. Упрощенная тепловая схема паровой турбины ПГУ-450Т с обводным парораспределением.
 1 – ЦВД; 2 – ЦНД; 3 – генератор; 4 – циркуляционный насос; 5 – конденсатор; 6 – конденсатный насос; 7 – охладитель пара из уплотнений турбины; 8 – смеситель; 9, 10 – основной сетевой подогреватель (ПСГ-1 и ПСГ-2); 11 – бак-аккумулятор горячей воды; 12 – редукционно-охладительное устройство (РОУ); 13 – охладитель конденсата (ОХ-2); 14 – пиковый сетевой подогреватель (ПСВ)

мощность газовых турбин выше мощности нижней границы их регулировочного диапазона, как и в конденсационном режиме, по экологическому ограничению.

С учетом эффективности обводного парораспределения предпочтительнее тепловая схема ПГУ-450Т (рис. 2) с двумя основными подогревателями сетевыми горизонтальными (ПСГ) и двумя пиковыми сетевыми подогревателями вертикальными (ПСВ). Наличие ПСВ позволяет реализовать обводное парораспределение в различных вариантах, в том числе с переводом ПГУ в режим ГТУ – ТЭЦ с остановом паровой турбины или переводом ее в моторный режим.

При этом, в отличие от типового теплофикационного режима паровой турбины, для которого известны, как правило, являются расход сетевой воды, ее температура в подающей и обратной магистралях, а следовательно, и тепловая нагрузка,

при обводном парораспределении известными являются расход сетевой воды и ее температура в обратной магистрали. Температура сетевой воды в подающей магистрали, а значит, и отпуск тепла вычисляются с учетом давления пара в ПСГ-2 или ПСВ-4 (не показан на схеме). Таким образом, границы изменения электрической мощности паровой турбины и отпуска тепла будут соответствовать следующим очевидным условиям:

$$\min N_{п.т} \rightarrow \max Q_{п.т}; \quad \max N_{п.т} \rightarrow \min Q_{п.т}.$$

Это означает, что при применении обводного парораспределения электрическую мощность паровой турбины можно регулировать в пределах от $\min N_{п.т}$ до $\max N_{п.т}$, а тепловую мощность соответственно от $\min Q_{п.т}$ до $\max Q_{п.т}$. Внутри этих интервалов изменения электрической и тепловой мощностей паровой турбины возможны различ-

ные их соотношения в зависимости от распределения потоков пара высокого и низкого давлений между ПСГ и ПСВ.

Так, например, режим при сбросе пара высокого давления в один из ПСВ через редуцирующе-охлаждающее устройство с минимальным использованием тепловой мощности ПСГ соответствует минимально допустимому расходу пара высокого давления через проточную часть ЦВД 50 т/ч, установленному заводом-изготовителем, с подачей пара низкого давления по штатной схеме с дальнейшим распределением его между ПСГ с учетом минимального сброса пара в конденсатор, установленного заводом – изготовителем паровой турбины, для охлаждения последних ступеней ЦНД. Такая схема обеспечит минимальную электрическую мощность паровой турбины с максимальной выработкой тепла. Как было указано ранее, необходимость такого режима возникает при прохождении зимних провалов графиков энергопотребления.

Таким образом, применение обводного парораспределения по приведенной схеме позволяет расширить пределы регулирования электрической нагрузки ПГУ-450Т на 75.3 МВт (16.7% номинальной мощности), при этом:

обеспечиваются высокие показатели надежности газовых турбин, работающих в штатном режиме;

сохраняется высокая экономичность ПГУ в целом, так как газовые турбины работают в зоне высоких КПД, а снижение электрической мощности паровой турбины на 69 МВт почти компенсируется увеличением выработки тепла на 67.4 МВт (58 Гкал/ч), при этом переход на обводное парораспределение незначительно влияет на обобщенный коэффициент использования тепла топлива (0.760 при 0.776 в базовом режиме).

Предельным вариантом обводного парораспределения является перевод ПГУ в предусмотренный заводом – изготовителем паровой турбины режим ГТУ – ТЭЦ, когда весь пар высокого и низкого давлений сбрасывается в сетевые подогреватели помимо паровой турбины, которая останавливается [14]. Особенность такого режима заключается в том, что теплофикационный энергоблок по генерации тепла и электроэнергии разделяется на две секции: по выработке электроэнергии – газовые турбины, по выработке тепла – котлы-утилизаторы с подогревателями сетевой воды. Эксплуатационный недостаток такого режима – необходимость остановки паровой турбины с последующим пуском, что вызывает потери топлива в период пуска, задержку нагружения паровой турбины и ПГУ в целом и снижение ресурсных характеристик паровой турбины. Немаловажным фактором, кроме неизбежных потерь тепла и топлива на всех этапах пуска, является на-

личие дополнительных потерь, связанных со сбросом пара из котла-утилизатора в конденсатор из-за неготовности паровой турбины к приему пара.

Как показано в [17], в режиме ГТУ – ТЭЦ перевод паровой турбины в моторный режим вместо ее останова обеспечивает более высокие показатели ее надежности и экономичности.

На рис. 3 приведена расчетная схема одного из вариантов работы паровой турбины в моторном режиме [17]. Пар высокого давления частично сбрасывается в линию пара низкого давления, смешивается с ним и подается в ПСГ-2. Снижение и регулирование давления пара осуществляются регулирующими клапанами, а температура пара высокого давления перед его смешиванием с паром низкого давления снижается в пароводяном теплообменнике ОХ-1 до значения, отличающегося от значения температуры пара низкого давления не более чем на 50°С. В охладителе для снижения температуры пара используется основной конденсат перед его подачей в газовый подогреватель конденсата (можно использовать сетевую воду перед ее подачей в ПСГ-1). Остальная часть пара высокого давления через РОУ-2 подается частично на охлаждение ЦНД, основная его часть – на ПСГ-1, при этом для снижения температуры пара перед ПСГ-1 может быть установлен пароводяной охладитель ОХ-3. Для охлаждения пара используется сетевая вода после охладителя конденсата ПСГ.

Для охлаждения проточной части паровой турбины используется схема подачи пара на передние и концевые уплотнения, на вход в турбину и в ЦНД. Такая схема обеспечивает надежную длительную работу паровой турбины в моторном режиме [17].

При переводе паровой турбины в моторный режим изменение выработки тепла ΔQ_{Ti} составит

$$\Delta Q_{Ti} \leq Q_{T.m.p.i} - Q_{T.бi},$$

при этом

$$Q_{T.m.p.i} \leq Q_{T.max},$$

где $Q_{T.m.p.i}$ – возможный отпуск тепла в i -м варианте моторного режима; $Q_{T.бi}$ – отпуск тепла в базовом i -м варианте отпуска тепла; $Q_{T.max}$ – максимально возможный отпуск тепла в моторном режиме при известных расходах и параметрах пара высокого и низкого давлений в базовом варианте, т.е.

$$\begin{aligned} Q_{T.max} = & k_{тр} \left[(D_{0в.д} - D_{п.у} - D_1) (h_{0в.д} - h''_{кОХ-2}) + \right. \\ & \left. + (D_{0н.д} - D_2) (h_{0н.д} - h''_{кОХ-2}) \right] \eta_{ТО} + \\ & + (D_{0в.д} + D_{0н.д}) (h'_{кГПК} - h''_{кОХ-2}), \end{aligned}$$

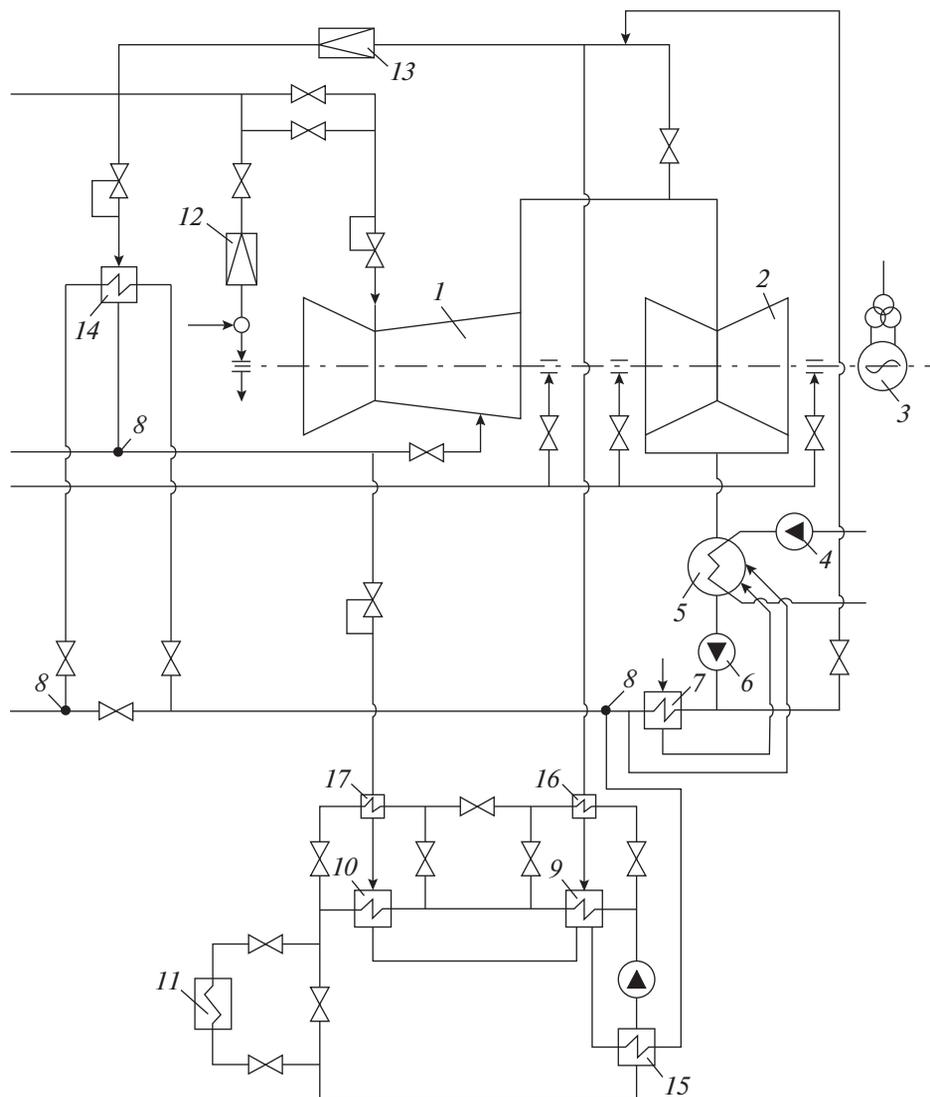


Рис. 3. Тепловая схема паровой турбины ПГУ-450 с переводом в моторный режим. 12, 13 – РОУ-1, РОУ-2; 14–17 – ОХ-1–ОХ-4; остальные обозначения см. рис. 2

где $D_{0\text{в.д}}$, $D_{0\text{н.д}}$ – расход пара высокого и низкого давлений; $D_{\text{п.у}}$, D_1 , D_2 – расход пара на передние уплотнения ЦВД, в ЦВД и ЦНД; $h_{0\text{в.д}}$, $h_{0\text{н.д}}$ – энтальпия пара высокого и низкого давлений; $h'_{\text{кГПК}}$ – энтальпия основного конденсата на входе в газовый подогреватель конденсата; $h''_{\text{кОХ-2}}$ – энтальпия конденсата на выходе из ОХ-2; $\eta_{\text{ТО}}$ – КПД теплообменника; $k_{\text{тр}}$ – обобщенный коэффициент, учитывающий потери тепла при транспортировке по трубопроводам и дросселировании пара.

При тех же параметрах базового режима перевод паровой турбины в моторный режим при работе ПГУ-450Т в режиме ГТУ – ТЭЦ мощность ПГУ снижается на 92.8 МВт (с учетом мощности, отби-

раемой генератором от сети) и составляет 197.2 МВт (43.8% номинальной мощности), а выработка тепла возрастает до 375.6 МВт (323 Гкал/ч). При этом эффективность ПГУ в целом остается на уровне эффективности базового режима, приведенного ранее.

Возможны несколько способов использования дополнительно выработанного тепла:

снижение выработки тепла на других, менее экономичных теплофикационных турбинах с уменьшением расхода топлива;

при наличии пиковых водогрейных котлов возможно снижение отпуска тепла от них с соответствующим сокращением расхода топлива;

аккумулирование этого тепла в баке-аккумуляторе с последующим его использованием в часы пиковых тепловых или электрических нагрузок.

Очевидно, что при отсутствии возможности использовать это тепло максимальный отпуск тепла послужит дополнительным ограничением, требующим перевода паровой турбины в другой режим обводного парораспределения с меньшим разгрузением ее по электрической мощности. Для выбора оптимального способа использования дополнительно выработанного тепла необходимы дальнейшие исследования вне рамок данной статьи.

При выборе базовой мощности нужно учесть, что мощность газовых турбин должна быть выше мощности нижней границы их регулировочного диапазона. Снижение мощности паровой турбины при применении обводного парораспределения можно оценить, проводя расчет тепловой схемы паровой турбины при известных параметрах и расходах потоков пара высокого и низкого давлений. Сложнее оценить ожидаемый при этом отпуск тепла, так как возможны различные варианты распределения потоков пара высокого и низкого давлений между сетевыми подогревателями. Для оценки отпуска тепла при переводе паровой турбины в моторный режим используется следующая зависимость расхода топлива от тепловой и электрической мощности ПГУ из цифровой модели ПГУ-450Т [11]:

$$B_{\text{ПГУ}} = 0.253N_{\text{ПГУ}} - 5.084 \times 10^{-5} N_{\text{ПГУ}}^2 + 0.021Q_{\text{ПГУ}} - 2.72 \times 10^{-5} Q_{\text{ПГУ}}^2 + 4.166 \times 10^{-5} N_{\text{ПГУ}} Q_{\text{ПГУ}} + 7.496, \quad (1)$$

где $B_{\text{ПГУ}}$ – расход условного топлива ПГУ, т у. т/ч; $N_{\text{ПГУ}}$, $Q_{\text{ПГУ}}$ – электрическая мощность и тепловая нагрузка ПГУ, МВт.

При известной мощности газовых турбин мощность ПГУ составит

$$N_{\text{ПГУ}} = N_{\text{ГТУ}} - N_{\text{Г}}, \quad (2)$$

где $N_{\text{ГТУ}}$ – мощность ГТУ; $N_{\text{Г}}$ – мощность, забираемая генератором из сети (около 1.0% номинальной мощности паровой турбины).

Подставляя (2) в (1) при постоянном расходе топлива и решая полученное уравнение относительно $Q_{\text{ПГУ}}$, можно найти искомое значение отпуска тепла.

Таким образом, перевод паровой турбины ПГУ-450Т, работающей в теплофикационном режиме по схеме ГТУ – ТЭЦ, в моторный режим обеспечивает высокую надежность работы ее и ПГУ в целом как при прохождении провала нагрузки, так и при выходе энергоблока на расчетную нагрузку, что может способствовать продлению сроков активной службы оборудования энергоблока. Так, в [13] показано, что использование моторного режима на турбоагрегатах мощностью 100, 160, 200 и 300 МВт целесообразно, в

том числе для продления сроков активной службы энергоблоков до 500 тыс. ч.

Авторы [17, 18] утверждают, что при различных сочетаниях стоимости условного топлива и электроэнергии на рынке и тарифа на тепло приемлемое время работы паровой турбины в моторном режиме по сравнению с ее остановом составляет 7–8 ч для конденсационного режима и 10–18 ч для режима ГТУ – ТЭЦ.

При экономическом сравнении моторного режима по энергозатратам с остановом паровой турбины как в конденсационном, так и в теплофикационном режиме не учтены его эксплуатационные преимущества, повышающие маневренность и надежность турбоагрегатов [17, 18]. Не учтен также экономический эффект от использования генератора, работающего в моторном режиме в качестве источника реактивной мощности.

Далее рассмотрены возможности повышения эффективности и увеличения целесообразного времени работы паровой турбины в моторном режиме.

При расчете эффективности применения моторного режима и затрат на его осуществление основная их доля приходится на мощность, забираемую генератором из сети. Так, в режиме ГТУ – ТЭЦ из общих затрат на реализацию моторного режима, равных 3.72 тыс. руб/ч, стоимость забираемой генератором из сети мощности (2.8 МВт при давлении в конденсаторе 0.005 МПа) составляет 3.5 тыс. руб/ч (94%) [9]. С учетом особенности подачи охлаждающего пара при работе паровой турбины Т-150 в моторном режиме: подача дросселированного пара из паропровода высокого давления на впуск ЦВД (давление 0.1 МПа, температура 450°C, расход 0.1–0.3 кг/с) и подача пара в ЦНД (давление 0.1 МПа, температура 100°C, расход до 3.33 кг/с) – возможен перевод части ступеней ЦВД и ЦНД в режим выработки активной мощности. Оценочные расчеты показывают, что при подаче охлаждающих потоков в ЦВД и ЦНД с определенными расходами при давлении в конденсаторе 0.0045–0.0050 МПа мощность, забираемая генератором из сети, сокращается на 0.9–1.0 МВт.

В режиме синхронного компенсатора генератор может быть использован в энергосистеме как мощный источник реактивной мощности, потому что при активной мощности 1.5–2.0%, забираемой генератором из сети, его реактивная нагрузка может составлять около 80% номинальной мощности. Преимуществами такого режима являются:

повышение устойчивости параллельно работающих генераторов в энергосистеме;

небольшие удельные потери активной мощности на выработку реактивной мощности, приближающиеся к удельным потерям в установках со статическими компенсаторами;

сокращение капитальных затрат на установку специальных компенсирующих устройств в энергосистеме.

Использование турбоагрегатов в моторном режиме в качестве компенсирующих устройств по реактивной мощности целесообразно, когда в энергосистеме наблюдается дефицит или избыток реактивной мощности.

Как показано в [19, 20], затраты на осуществление моторного режима с работой генератора в качестве источника реактивной мощности на порядок меньше затрат на установку в энергосистеме дополнительных компенсирующих устройств. Учет рассмотренных способов повышения эффективности моторного режима несомненно расширяет целесообразность продолжительности нахождения турбины Т-150 в нем, но для количественных оценок требуются дополнительные исследования вне рамок настоящей статьи.

ВЫВОДЫ

1. Одним из главных преимуществ моторного режима по сравнению с остановочно-пусковым режимом является значительное повышение надежности и долговечности элементов турбоустановки благодаря минимальной амплитуде термических напряжений в течение всего цикла изменения нагрузки, включающего в себя разгрузку и перевод в моторный режим с последующим нагружением до максимальной нагрузки. Обусловлено это тем, что при пуске паровой турбины после моторного режима исключаются характерные для пусков турбины из горячего состояния значительные (140–200°C) и резкие (со скоростью 18–20°C/мин) изменения температуры металла паровпускных частей и за первой ступенью турбины из-за отсутствия разворота, набора оборотов, работы на холостом ходу, синхронизации и включения генератора в сеть с малым расходом пара.

2. Благодаря возможности регулировать температуру проточной части турбины путем варьирования параметров и расходов охлаждающего пара создаются благоприятные условия для последующего пуска турбины, так как более высокий уровень температур металла паропроводов высокого давления и меньшее расхолаживание ступеней ЦВД в зоне первых ступеней позволяют начать нагружение паровой турбины с большим расходом пара соответствующих параметров, что значительно ускоряет процесс нагружения турбины и ПГУ в целом. Помимо этого, снижение циклических температурных напряжений при использовании моторного режима частично снимает ограничения по количеству выводов турбоустановки в резерв на периоды провалов суточных графиков нагрузки.

3. Приведенные в статье результаты исследований подтверждают техническую возможность и экономическую целесообразность обеспечения высоких показателей надежности и экономичности работы оборудования ПГУ-450Т в конденсационном и теплофикационном режимах при участии ее в регулировании электрической нагрузки путем применения щадящей технологии на базе режимов обводного парораспределения на паровой турбине или перевода ее в моторный режим при работе ПГУ в режиме резервирования и в режиме ГТУ – ТЭЦ с неизменной базовой электрической нагрузкой газовых турбин и котлов-утилизаторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **СТО 59012820.27.100.004-2012.** Нормы участия парогазовых установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности. М.: ОАО СО ЕЭС, 2012.
2. **Радин Ю.А.** Исследование и улучшение маневренности парогазовых установок: дис. ... докт. техн. наук. М., 2013.
3. **Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н.** Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. 3-е изд., стереотип. М.: Издательский дом МЭИ, 2009.
4. **Трухний А.Д.** Исследование работы ПГУ утилизационного типа при частичных нагрузках. Ч. 1. Объект и методика проведения исследований // Теплоэнергетика. 1999. № 1. С. 27–31.
5. **Модельные исследования возможности участия ПГУ в регулировании частоты и перетоков мощности в ЕЭС России / Н.И. Давыдов, Н.В. Зорченко, А.В. Давыдов, Ю.А. Радин // Теплоэнергетика. 2009. № 10. С. 11–16.**
6. **Методические положения учета особенностей ПГУ при оптимальном распределении тепловой и электрической нагрузки на ТЭЦ со сложным составом оборудования / Э.К. Аракелян, А.В. Андрушин, С.Ю. Бурцев, С.Р. Хуршудян // Теплоэнергетика. 2015. № 5. С. 27–32.**
<https://doi.org/10.1134/S004036361505001X>
7. **Техническая возможность и экономическая целесообразность расширения регулировочного диапазона ПГУ-450 путем глубокого разгрузки паровой турбины Т-125/150 / Э.К. Аракелян, С.В. Мезин, А.А. Косой, Ю.Ю. Ягупова // Датчики и системы. 2020. № 8. С. 11–19.**
8. **Хуршудян С.Р.** Оптимизация режимов ПГУ при участии ее в регулировании мощности и частоты в энергосистеме (на примере ПГУ-450): дис. ... канд. техн. наук. М., 2014.
9. **Андрушин К.А.** Выбор оптимальных эксплуатационных режимов теплофикационных ПГУ в условиях переменных графиков энергопотребления (на примере ПГУ-450): дис. ... канд. техн. наук. М., 2019.
10. **Аракелян Э.К.** Пути повышения маневренных характеристик ПГУ при работе в режимах регулиро-

- вания нагрузки (на примере ПГУ-450) // Изв. вузов. Проблемы энергетики. 2023. № 1. С. 58–73.
11. **Малоцикловая** надежность роторов турбины К-200-130 при различных способах их вывода в ночной резерв / А.Д. Трухний, Л.Н. Кобзаренко, А.А. Мадоян, Э.К. Аракелян // Теплоэнергетика. 1982. № 10. С. 50–54.
 12. **Аминов Р.З., Гариевский М.В.** Эффективность работы парогазовых ТЭЦ при переменных электрических нагрузках с учетом износа оборудования // Проблемы энергетики. 2018. Т. 20. № 7–8. С. 10–22.
 13. **Кобзаренко Л.Н.** Современные вопросы повышения маневренности ТЭС путем перевода турбоагрегата в моторный режим и режим синхронного компенсатора // Надежность и безопасность энергетики. 2009. № 1 (4). С. 50–53.
 14. **Радин Ю.А.** Особенности переменных режимов ПГУ // Новости теплоснабжения. 2015. № 2 (174). С. 34–39.
 15. **Березинцев П.А.** Разработка и исследование циклов, схем и режимов работы парогазовых установок: дис. ... докт. техн. наук. М., ВТИ, 2012.
 16. **Радин Ю.А., Конторович Т.С., Молчанов К.А.** Эффективность моделирования пусков парогазовых установок из горячего состояния // Теплоэнергетика. 2015. № 9. С. 18–23.
<https://doi.org/10.1134/S0040363615090076>
 17. **Техническая** и экономическая целесообразность перевода паровой турбины ПГУ-450 в моторный режим / Э.К. Аракелян, А.В. Андрияшин, С.Ю. Бурцев, К.А. Андрияшин // Электрические станции. 2017. № 6. С. 25–29.
 18. **Исследование** технической и экономической целесообразности перевода паровой турбины Т-125/150 в моторный режим при работе ПГУ-450 в режиме ГТУ-ТЭЦ / Э.К. Аракелян, А.В. Андрияшин, С.Ю. Бурцев, К.А. Андрияшин // Теплоэнергетика. 2018. № 12. С. 53–65.
<https://doi.org/10.1134/S0040363618120019>
 19. **Аракелян Э.К., Старшинов В.А.** Повышение экономичности и маневренности оборудования тепловых электростанций. М.: Изд-во МЭИ, 1993.
 20. **Энергетические** характеристики турбогенераторов ТЭС в режиме синхронного компенсатора / В.А. Старшинов, Л.В. Маркарян, А.Л. Церазов, Э.К. Аракелян // Электрические станции. 1982. № 2. С. 22–24.

Improving the PGU-450T Unit's Maneuverability while Retaining Its Reliability and Economic Efficiency in Variable Load Modes

E. K. Arakelyan^{a, *}, A. V. Andryushin^a, F. F. Pashchenko^b,
S. V. Mezin^a, K. A. Andryushin^c, and A. A. Kosoi^{a, d}

^aNational Research University Moscow Power Engineering Institute, Moscow, 111250 Russia

^bTrapeznikov Institute of Control Sciences, Russian Academy of Sciences, Moscow, 117997 Russia

^cOOO Interelectro Project, Moscow, 107045 Russia

^dJoint Institute for High Temperatures, Russian Academy of Sciences (JIHT RAS), Moscow, 125412 Russia

*e-mail: Edik_arakelyan@inbox.ru

Abstract—The article addresses the problem of securing reliable and economically efficient operation of cogeneration combined cycle power plants (CCPPs) taking the PGU-450 unit as an example during its operation at partial loads and performing control of the electrical loads in the condensing mode and heat and electrical loads in the cogeneration mode. The main constraints hindering wide-scale involvement of CCPPs to control of electrical and heat loads are noted. The need to switch the gas turbines, which feature limited capacities of bearing variable loads, into a mild operation mode with shifting the main load on the steam turbine is pointed out. A technology of PGU-450 operation at partial loads is suggested: CCPP unloading in accordance with the operation manual to the gas turbine permissible base load, e.g., according to the environmental constraint during its operation in the condensing mode, and further decrease of the power unit electric output at a constant base power output of the gas turbines and heat recovery steam generators through decreasing the steam turbine output by applying bypass steam admission or shifting a part of the high-pressure cylinder (HPC) or the entire HPS, or the steam turbine as a whole to operate in the generator-driven mode. The article presents the results of applying various bypass steam admission configurations during the CCPP operation in the condensing mode, including when shifting part of the HPC or the entire HPC, and the steam turbine as a whole is shifted to operate in the generator-driven mode when the CCPP is shut down in a standby mode in passing off-peak load hours. It has been shown that the use of bypass steam admission during the CCPP operation in the cogeneration mode is more economically efficient than it is in the condensing mode. The article also shows the advantage, in terms of reliability and economic efficiency, of shifting the steam turbine to operate in the generator-driven mode instead of its shutdown during the PGU-450 unit's operation in the gas turbine unit—combined heat and power plant (GTU—CHPP) mode and passing the electric load curve off-peak hours.

Keywords: steam turbine, combined cycle power plant, variable operation modes, reliability, economic efficiency, mild mode, bypass steam admission, operation in the generator-driven mode, off-peak load hours