

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

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПАРОСИЛОВОЙ ЧАСТИ
ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ПГУ С КОТЛАМИ-УТИЛИЗАТОРАМИ
ДЛЯ ТЭЦ КРУПНЫХ ГОРОДОВ РФ**

© 2021 г. М. А. Верткин^а, *, С. П. Колпаков^а, В. Е. Михайлов^а, Ю. Г. Сухоруков^а, Л. А. Хоменок^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: VertkinMA@ckti.ru

Поступила в редакцию 13.03.2020 г.

После доработки 22.05.2020 г.

Принята к публикации 20.06.2020 г.

В большинстве крупных городов России годовое теплотребление, как правило, более чем в 2 раза превышает годовое электропотребление. Электрическая же мощность парогазовой установки (ПГУ) с котлами-утилизаторами (КУ), наоборот, значительно больше мощности теплофикационных отборов ее паротурбинной установки. Это делает необходимым использование на парогазовых ТЭЦ дополнительных источников тепла для покрытия тепловых нагрузок отопительного сезона, превышающих тепловую мощность теплофикационных отборов ПГУ. Показано, что применение в этом качестве водогрейных котлов имеет серьезные недостатки, которые могут быть устранены путем оснащения котлов-утилизаторов блоками дожигающих устройств (БДУ), в которых осуществляется сжигание газового топлива в остаточном кислороде выхлопных газов газотурбинного двигателя непосредственно в КУ. Диапазон тепловых нагрузок может быть расширен, а эффективность применения БДУ может быть значительно повышена, если разместить БДУ в КУ за пароперегревателем высокого давления – перед испарителем высокого давления. Кроме того, необходимо включить в схему КУ новые элементы, в частности водяной перегреватель пара низкого давления (ППНД) вместо газового ППНД, а также редукционное устройство и пиковый сетевой подогреватель, включенный в теплофикационную часть паротурбинной установки в качестве третьей ступени подогрева сетевой воды при больших (пиковых) тепловых нагрузках. На примере ПГУ-450Т показана принципиальная возможность осуществления предложенной модернизации ее комплектного КУ без внесения каких-либо изменений в конструкцию паровой турбины. Поскольку барабан низкого давления этого КУ надстроен деаэрационной установкой, то модернизированный КУ также должен быть оснащен водяным подогревателем конденсата перед деаэратором и дополнительной запорно-регулирующей арматурой, обеспечивающей поддержание давления в деаэраторе и недогрева конденсата перед деаэратором в допустимом диапазоне во всех режимах работы ПГУ и при изменении тепловых нагрузок в течение года.

Ключевые слова: газотурбинная установка, паротурбинная установка, теплофикационная паровая турбина, парогазовая установка, парогазовая ТЭЦ, котел-утилизатор, блок дожигающих устройств, теплофикационная установка, подогреватель сетевой воды

DOI: 10.1134/S0040363621020077

Центральное место при реконструкции отечественных ТЭЦ в последние два десятилетия отводится внедрению парогазовых установок бинарного типа с котлами-утилизаторами. В Санкт-Петербурге, в частности, в настоящее время функционируют четыре дубль-блока ПГУ-450Т мощностью 450 МВт и некоторое количество теплофикационных ПГУ меньшей мощности. На рис. 1 приведена принципиальная тепловая схема котла-утилизатора ПГУ-450Т в оптимальном (типовом) варианте. В состав ПГУ-450Т входит также паротурбинная установка (ПТУ) Т-125/150-7.4, содержащая теплофикационную паровую турбину двух давлений с двумя теплофикационными отборами (один регулируемый), конденсатор со встроенным

пучком для нагрева подпиточной воды и два горизонтальных подогревателя сетевой воды (ПСВ) с охладителем слива из ПСВ подпиточной водой, поступающей из встроенного пучка конденсатора и подаваемой далее в водо-водяной теплообменник (ВВТО) (см. рис. 1). В указанной комплектации ПГУ-450Т наиболее эффективна для использования в открытой системе теплоснабжения Санкт-Петербурга.

**ОСОБЕННОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
КРУПНЫХ ГОРОДОВ РОССИИ**

Применение ПГУ с котлами-утилизаторами позволяет снизить удельные расходы топлива на

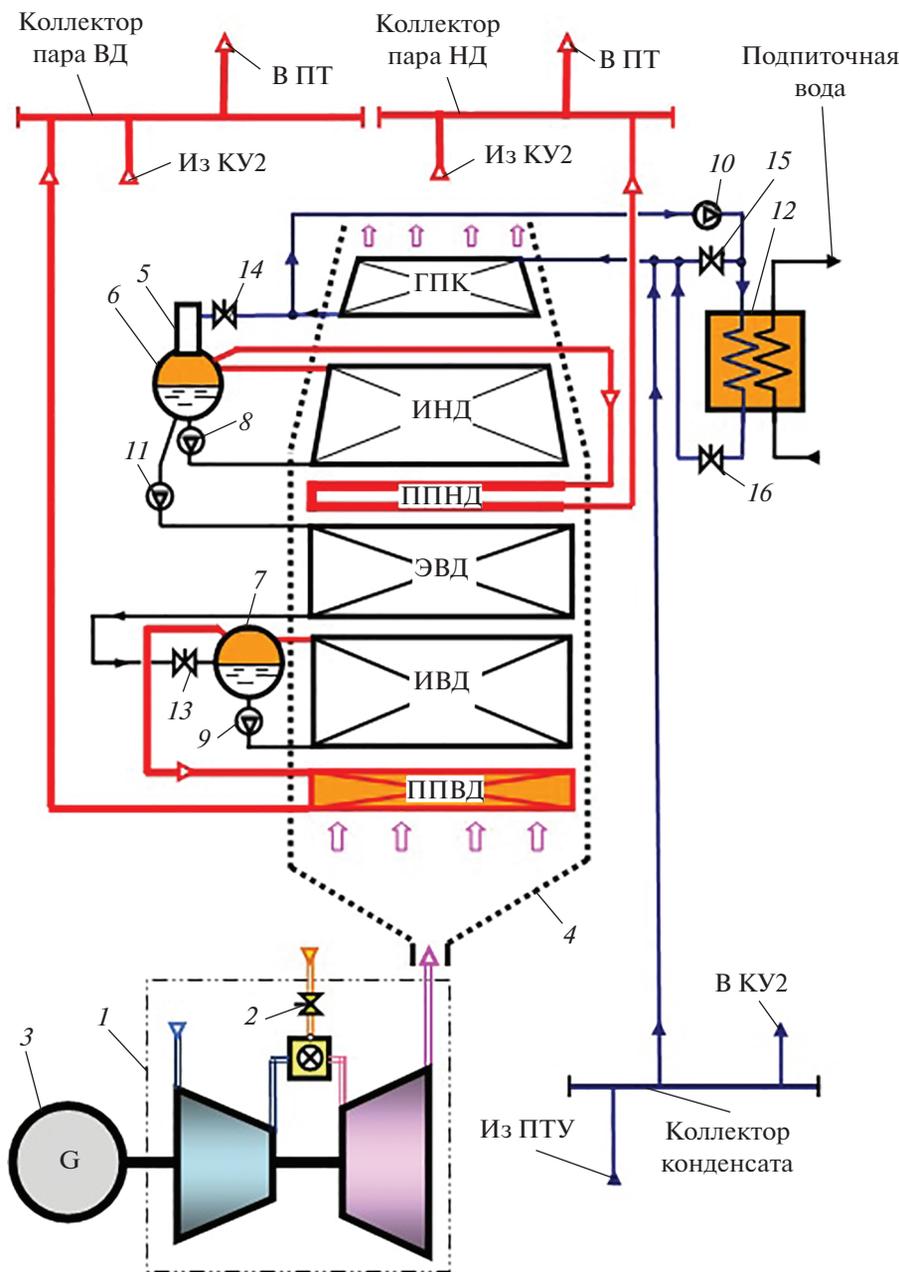


Рис. 1. Котел-утилизатор ПГУ-450Т.

1 – газотурбинный двигатель (ГТД); 2 – регулирующий клапан (РК) подачи топлива в камеру сгорания ГТД; 3 – турбогенератор ГТД; 4 – паровой котел-утилизатор; 5 – деаэрационное устройство; 6, 7 – барабаны-сепараторы низкого (НД) и высокого (ВД) давления; 8, 9 – насосы принудительной циркуляции испарителей ВД и НД (ИВД и ИНД); 10 – насос рециркуляции конденсата через газовый подогреватель конденсата (ГПК); 11 – питательный электронасос; 12 – водоводяной теплообменник (ВВТО); 13 – РК подачи питательной воды в барабан-сепаратор ВД; 14 – РК подачи конденсата в деаэратор; 15 – РК рециркуляционного нагрева конденсата перед ГПК; 16 – РК рециркуляции конденсата через ВВТО; ППВД, ППНД – перегреватели пара высокого и низкого давления; ЭВД – экономайзер ВД

ТЭЦ, особенно в летний период, когда тепловое потребление мало. Однако специфика условий эксплуатации ТЭЦ в большинстве крупных городов России, в частности в Москве и Санкт-Петербурге, состоит в том, что среднегодовое потребление тепловой энергии значительно превосходит потребление электроэнергии. Так, со-

гласно [1], в 2006 г. в Москве было потреблено 48280.0 млн кВт · ч (173.8 млн ГДж) электроэнергии, в том числе коммунально-бытовым сектором 21529.2 млн кВт · ч (77.5 млн ГДж), потери составили 6249.6 млн кВт · ч (22.5 млн ГДж, или 12.94% выработанной энергии), в то время как тепловой энергии потреблено 419.1 млн ГДж

(100.1 млн Гкал), в том числе коммунально-бытовым сектором 316.1 млн ГДж (75.5 млн Гкал), при этом суммарные потери тепла в теплосетях составили 28.05 млн ГДж (6.7 млн Гкал, или 6.7%). Из приведенных данных следует, что отношение годового теплопотребления к электропотреблению по Москве в целом составило 2.411, а по коммунально-бытовому сектору – 4.130.

Далее если предположить, что вся тепловая и электрическая энергия вырабатывается на ТЭЦ, оснащенных дубль-блоками ПГУ-450Т неизменной мощностью 450 МВт, и при этом в ночное время число работающих ПГУ уменьшается вдвое, а водоразбор на ГВС снижается втрое, то для годовой выработки тепла, в 2.4 раза большей выработки электроэнергии, при среднемесячных температурах наружного воздуха и подпиточной воды во внешнем источнике (устье Невы), определенных по [2] и [3], присоединенная максимальная тепловая нагрузка (при расчетной температуре воздуха -28°C) в пересчете на каждый дубль-блок ПГУ-450Т должна быть равна примерно 2326 МВт. В этом случае в начале отопительного сезона (при $+8^{\circ}\text{C}$) отпуск тепла в пересчете на один дубль-блок ПГУ должен быть выше 860.6 МВт, что более чем вдвое превосходит максимальную мощность теплофикационных отборов ПГУ-450Т.

В реальности, несмотря на то что значительная часть электроснабжения Санкт-Петербурга приходится на долю ЛАЭС, присоединенная тепловая нагрузка для ТЭЦ с ПГУ-450Т по известным причинам значительно меньше, чем в приведенном примере. Тем не менее, как правило, она такова, что уже при температурах отопительного сезона около 0°C (а иногда и в течение всего отопительного сезона) отпуск тепла из отборов ПГУ ПГУ-450Т осуществляется при почти или полностью прикрытой диафрагме. Это обусловлено тем, что расход пара в турбину ПГУ примерно втрое ниже, чем в турбину паротурбинного энергоблока (ПТБ), при той же электрической мощности, что и ПГУ, а расход пара в отборах такой же или даже больше, чем у турбины ПТБ (особенно, если в ПТБ применяется промежуточный перегрев).

Коэффициент теплофикации на парогазовых ТЭЦ (ПГТЭЦ) большинства крупных городов России значительно меньше единицы. Это связано с тем, что ПГТЭЦ, как самостоятельные хозяйствующие субъекты, заинтересованы в повышении коэффициента использования тепла топлива в летний период вследствие снижения отвода тепла через конденсатор в окружающую среду из-за увеличения отпуска тепла в этот период, что требует увеличения присоединенной тепловой нагрузки и применения в отопительный сезон дополнительных источников тепла. В качестве таковых в отечественных проектах используют водогрейные кот-

лы (КВГ), что имеет определенные недостатки, к числу которых относятся следующие:

во-первых, недобор мощности ПТУ в отопительный сезон, обусловленный как снижением паропроизводительности КУ и температуры пара перед турбиной в холодный период, так и прикрытием диафрагмы и повышением давления в теплофикационных отборах по мере снижения температуры наружного воздуха. Весь отопительный сезон мощность паровой турбины оказывается значительно меньше номинальной мощности турбогенератора ПТУ (в холодный период – около 65% номинала), что существенно снижает выработку электроэнергии в отопительный сезон и, соответственно, уменьшает годовой доход ПГТЭЦ;

во-вторых, существенное увеличение капитальных и эксплуатационных затрат, связанное с установкой и техобслуживанием водогрейных котлов;

в-третьих, увеличение расхода топлива из-за дополнительных потерь тепла с уходящими дымовыми газами и на растопку и (или) поддержание в горячем состоянии водогрейных котлов в теплый период отопительного сезона. Последнее связано с тем, что в этот период потребность во включении в работу водогрейного котла обычно возникает в часы несения малых электрических нагрузок (например, ночью), когда тепла теплофикационных отборов не хватает. Но в силу технологического минимума нагрузки водогрейных котлов (примерно 25–30%) тепловая мощность ПГТЭЦ при их включении возрастает скачкообразно, а в дневные часы по мере увеличения электрической мощности для внешнего потребления прирост тепловой мощности от КВГ становится избыточным.

МОДЕРНИЗАЦИЯ КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ПГУ: ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Указанные недостатки могут быть устранены путем оснащения КУ блоками дожигающих устройств, которые осуществляют сжигание газового топлива в остаточном кислороде выхлопных газов ГТД непосредственно в КУ. Термодинамически БДУ более эффективны, чем КВГ, поскольку их применение не связано с увеличением выброса дымовых газов в окружающую среду. Они более экологичны по уровню выбросов NO_x и значительно экономичнее по капитальным и эксплуатационным затратам, чем КВГ.

Следует отметить, что применение БДУ в зарубежных ПГТЭЦ – это общепризнанное (типовое) решение. Наиболее известна ПГТЭЦ Nossener Brücke г. Дрезден (Германия), где каждый КУ оснащен двумя БДУ, из которых первым по ходу газов размещен на входе КУ по выхлопным газам газотурбинный двигатель – перед перегревателем

пара высокого давления, а второй – перед хвостовым участком КУ – газовым подогревателем сетевой воды (ГСП), являющимся частью теплофикационной установки [4].

Однако типовое размещение БДУ в КУ – перед ППВД – в рассматриваемой теплофикационной ПГУ трудноприменимо и недостаточно эффективно по следующим причинам:

во-первых, вследствие необходимости выдерживать расстояние от горелок БДУ до поверхностей нагрева пакета труб ППВД не менее 5 м для выравнивания температуры и скорости газового потока [4], что приводит к увеличению как габаритов КУ, так и затрат на теплоизоляцию;

во-вторых, из-за относительно малого диапазона изменения тепловых нагрузок с помощью БДУ вследствие ограничений по допустимой температуре пара высокого давления перед турбиной и по допустимой температуре стенок труб последнего по ходу пара и первого по ходу газа поперечного ряда труб ППВД, что потребует применения более дорогостоящего жаропрочного металла для изготовления этих труб.

Указанные недостатки устранены в предложенном ОАО НПО ЦКТИ техническом решении [5] – при размещении БДУ перед испарителем высокого давления. Принципиальная тепловая схема модифицированного КУ приведена на рис. 2. Расстояние от БДУ до пакета ИВД может быть уменьшено до размеров, приемлемых для техобслуживания и ремонта, поскольку разверка и флуктуации температур по поперечному сечению газового тракта за БДУ не приведут к разверке температур воды и пароводяной смеси в трубах ИВД, так как температура воды в трубах ИВД постоянна и одинакова, а течение теплоносителей в ИВД происходит прямоотком (вода в ИВД поступает с горячего конца). При этом по мере прохождения газа через ИВД флуктуации температур газа нивелируются из-за увеличения локальных тепловых потоков в местах повышенных температур газа и, наоборот, снижения тепловых потоков там, где локальные температуры газа при прохождении ИВД оказываются ниже среднего значения.

Проблема теплозащиты и теплоизоляции стенок газового тракта решается технически просто – применением экранных испарительных поверхностей, являющихся частью ИВД.

Диапазон изменения тепловых нагрузок также может быть значительно увеличен при размещении БДУ перед ИВД благодаря следующим факторам:

дожигание топлива начинается при более низкой температуре газа за ПВД;

температура стенок водоохлаждаемых поверхностей (каковыми являются поверхности ИВД) гарантированно не превышает максимально допустимую;

температура пара перед паровой турбиной при размещении БДУ за ППВД снижается, а не увеличивается, вследствие чего давление перед паровой турбиной, меняющееся в примерно пропорциональной зависимости от произведения расхода пара G на квадратный корень от температуры T ($G\sqrt{T}$), повышается более плавно, чем при размещении БДУ перед ППВД.

Снижение температуры пара перед паровой турбиной не приводит к появлению слишком большой влажности пара в отборе в ПСГ1, поскольку происходит одновременно с повышением давления пара в отборах пара за ЦВД и перед закрытой диафрагмой (БДУ включают только при закрытой диафрагме паровой турбины).

Применение БДУ способно повысить расход пара в холодный период до максимального значения и благодаря этому улучшить маневровые характеристики ПГУ и увеличить коэффициент использования установленной мощности ПТУ практически без включения водогрейных котлов, являющихся в данном случае резервным источником тепла, и в итоге повысить годовую выработку электроэнергии и среднегодовой коэффициент использования тепла топлива на парогазовых ТЭЦ.

Высокая полнота сжигания топлива и устойчивость процесса горения в расширенном диапазоне эксплуатационных режимов работы БДУ могут быть достигнуты, например, благодаря применению устройств газоструйной стабилизации пламени [6]. Многочисленные теоретические и экспериментальные исследования, выполненные в разное время в СССР, США и Франции, показали, что применение в БДУ этих устройств в различных вариантах исполнения позволяет обеспечить:

комплексное решение вопросов смесеобразования и стабилизации пламени;

создание зоны повышенной турбулентности в потоке, увеличивающей скорость химических реакций;

необходимое охлаждение системы смесеобразования и стабилизации пламени;

регулирование температуры зоны циркуляции независимо от основного потока, что позволяет улучшить срывные характеристики горелок БДУ;

возможность плавного регулирования тепловой мощности БДУ с максимальной полнотой сжигания топлива на переменных режимах;

уменьшение потерь давления в газовом тракте КУ при обтекании БДУ.

Другие новые элементы приведенной тепловой схемы (см. рис. 2) – это водяной перегреватель пара низкого давления (ВППНД) 19 с циркуляционным насосом 20 и регулирующим клапаном (РК) 21 по греющей воде, примененный вместо газового ППНД, редуцирующее устройство (РУ) 22, водяной подогреватель конденсата

стимое давление в барабане ВД, если принять во внимание тот факт, что с увеличением расхода пара высокого давления в турбину возрастает не только давление перед турбиной, но и потери давления в тракте ППВД. Если одно из этих ограничений становится активным, то дальнейшее повышение отпуски тепловой энергии путем увеличения подачи топлива в БДУ производят с отводом избыточного пара через РУ 22 и регулирующий клапан 26 в пиковый сетевой подогреватель по условию поддержания заданного давления перед ППВД или заданной мощности ПТУ.

Другие ограничивающие условия заключаются в поддержании в допустимых диапазонах давления в деаэраторе 5 (в барабане-сепараторе низкого давления 6), а также недогрева конденсата перед РК 14. Выполнение этих условий осуществляется последовательным включением в работу регулирующих клапанов 16, 21, 24, 27 и 28 по мере увеличения тепловой нагрузки.

В заключение следует отметить, что целесообразность оснащения КУ теплофикационных ПГУ блоками дожигающих устройств, размещенными за ППВД перед испарителями высокого давления, не ограничивается котлами-утилизаторами ПГУ-450Т, выбранными в качестве примера для иллюстрации возможности применения предложенных технических решений в ходе реконструкции существующего КУ ПГУ-450Т, поскольку по этим ПГУ накоплен значительный опыт эксплуатации на ТЭЦ с тепловыми нагрузками, характерными для крупного города. Напротив, регулирование по конденсатному тракту КУ с БДУ, размещенным перед ИВД, могло бы быть значительно упрощено в ПГУ при использовании бездеаэрационной тепловой схемы, разработанной в ОАО НПО ЦКТИ [7, 8], либо разработанной в ВТИ схемы [9] с вакуумной деаэрацией всего количества обессоленной воды и конденсата, поступающего из конденсатора паровой турбины в КУ.

ВЫВОДЫ

1. Применение водогрейных котлов в качестве дополнительных источников тепла на парогазовых ТЭЦ для покрытия тепловых нагрузок, превышающих тепловую мощность теплофикационных отборов ПГУ, имеет недостатки, которые могут быть устранены путем оснащения КУ блоками дожигающих устройств, осуществляющими сжигание газового топлива в остаточном кислороде выхлопных газов ГТД непосредственно в КУ.

2. Диапазон тепловых нагрузок может быть расширен, а эффективность применения БДУ значительно повышена путем его размещения в КУ перед испарителем высокого давления с применением водяного перегревателя пара низкого давления вместо газового ППВД КУ и водяного подогрева-

теля конденсата перед деаэратором с необходимой запорно-регулирующей арматурой.

3. Высокая полнота сжигания топлива и устойчивость процесса горения в расширенном диапазоне эксплуатационных режимов работы БДУ могут быть достигнуты, в частности, благодаря применению устройств газоструйной стабилизации пламени в конструкции блоков дожигающих устройств.

4. На примере ПГУ-450Т показана принципиальная возможность осуществления предложенной модернизации котла-утилизатора без внесения изменений в конструкцию паровой турбины этой установки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Энергетическая** стратегия города Москвы на период до 2025 г. (с изменениями на 9 августа 2011 года) / Правительство Москвы. Постановление от 2 декабря 2008 г. № 1075-ПП. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/3707134> (Дата обращения 10.02.2020.)
2. **СП 131.133310.2018** (СНиП 23-01-99*). Строительная климатология. Утв. Приказом М-ва стр-ва и жилищ.-комму. хоз-ва РФ от 28.11.2018 № 763/пр. Дата введения 29.05.2019.
3. **Климат** Санкт-Петербурга. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: ru.wikipedia.org/wiki/Климат_Санкт-Петербурга (Дата обращения 10.02.2020.)
4. **Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н.** Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М.: Изд-во МЭИ, 2009.
5. **Пат. 2486404 РФ.** Паровой котел-утилизатор с блоком дожигающих устройств / М.А. Верткин // Б.И. 2013. № 18. Оpubл. 27.06.2013.
6. **Хоменок Л.А.** Создание горелочных устройств камер дожига котлов-утилизаторов ПГУ-ТЭЦ // Теплоэнергетика. 2007. № 9. С. 10–16.
7. **Исследование** системы регенерации бездеаэрационной тепловой схемы энергоблока 300 МВт при сниженной нагрузке / С.Б. Есин, Н.Н. Трифонов, Ю.Г. Сухоруков, А.Ю. Юрченко, Е.Б. Григорьева, И.П. Снегин, Д.А. Живых, А.В. Медведкин, В.А. Рябич // Теплоэнергетика. 2015. № 9. С. 9–12. <https://doi.org/10.1134/S0040363615090039>
8. **Опыт** и предложения по выбору технических решений при разработке и модернизации бездеаэрационных тепловых схем современных энергоблоков / Н.Н. Трифонов, Ю.Г. Сухоруков, В.Ф. Ермолов, Е.В. Коваленко // Теплоэнергетика. 2009. № 10. С. 74–77.
9. **Всережимная** парогазовая установка мощностью 20–25 МВт для энергоснабжения промышленных и коммунальных предприятий / А.Г. Тумановский, П.А. Березинец, Г.Е. Терёшина, М.Ю. Алтухов, В.Н. Маркина, И.Н. Крылова, Т.И. Крючкова, И.А. Лобач // Энергетик. 2013. № 8. С. 19–21.

The Upgrading of the Combined-Cycle Cogeneration Plant with Heat-Recovery Steam Generators for Large Cities of the Russian Federation

M. A. Vertkin^{a, *}, S. P. Kolpakov^a, V. E. Mikhailov^a, Yu. G. Sukhorukov^a, and L. A. Khomenok^a

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

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

Abstract—In most large cities of Russia, the annual heat consumption exceeds the annual electricity consumption more than twice as a rule. On the contrary, the electric power of the combined-cycle cogeneration heat-power plant (CCCHPP) with heat-recovery steam generators (HRSG) is much higher than the thermal power of the cogeneration extraction of its steam turbine plant. This necessitates equipping combined-cycle gas turbine—combined heat and power plants (CCGT—CHPP) with additional heat sources to cover the heat loads of the heating season, which exceed the heat capacity of the cogeneration extractions of the combined-cycle gas turbines. The article shows that the use of water-heating boilers in this capacity has a number of serious disadvantages. These disadvantages can be eliminated by equipping HRSGs with afterburner units (ABUs), which burn the gas fuel in the residual oxygen of the exhaust gases of the gas turbine engine (GTE) directly in the HRSG. The range of thermal loads can be expanded, and the efficiency of the ABU application can be significantly increased by mounting the ABUs in the HRSG downstream from the high-pressure steam superheater upstream from the high-pressure evaporator. Furthermore, it is necessary to integrate a number of new components into the HRSG configuration, such as a water low-pressure steam superheater (WLPSSH) used instead of the gas LPSSH, a reduction device, and a peak network heater included in the heating plant of the steam turbine unit as the third stage of the network water heater at high (peak) thermal loads. By the example of the PGU-450T CCCHPP, the fundamental possibility of implementing the proposed modernization of its complete HRSG without making any changes to the design of the steam turbine is shown. Since the low-pressure drum of this HRSG is additionally equipped with a deaeration unit, the upgraded HRSG of the PGU-450T plant had also to be equipped with a water condensate heater upstream from the deaerator and additional shut-off and control valves that maintain the pressure in the deaerator and assure the subcooling of the water condensate at the deaerator inlet within the permissible range of all operating modes as well as under changing thermal loads all the year round.

Keywords: gas turbine plant, steam turbine plant, combined-cycle power plant, combined-cycle gas turbine—cogeneration heat and power plant, heat-recovery steam generator, afterburner unit, cogeneration plant, network water heater