

Характеристики и особенности пусковых режимов ПГУ-1 Уфимской ТЭЦ-2

В. Л. Кремер, Е. С. Ибрагимов (к.т.н.), Е. Ю. Старухин, Р. З. Курбанов, А. Г. Рыжиков – ООО «Башкирская генерирующая компания»

В статье рассматриваются энергетические характеристики и некоторые особенности пусковых режимов парогазовой установки на основе ГТУ типа SGT-800 и парового котла-утилизатора ЭМА-006-КУ. Энергетические характеристики могут быть использованы проектными организациями при сравнительном анализе различных вариантов реконструкции ТЭЦ.

In brief
Features and particularities of Ufinskaya TETs-2 PGU-1 combined cycle power plant starting characteristics.
 The article presents power specifications and some particularities of starting modes of combined cycle power plant on the base of Siemens SGT-800 gas turbine plant rated at 50 MW, EMAlliance EMA-006-KU heat recovery steam generator and Siemens Schukkert P-12-29/1.2 steam turbine plant. The station is equipped with Energas EGSI-S-370/1800WA booster compressor station with nominal pressure of 3.0 MPa and maximum pressure of 4.5 MPa.

В состав основного оборудования энергоблока ПГУ-1 на Уфимской ТЭЦ входят:

- газотурбинная установка типа SGT-800 компании Siemens Industrial Turbomachinery AB (Финспонг, Швеция) установленной электрической мощностью 50 МВт;
- первый в России лицензионный паровой котел-утилизатор (КУ) двух давлений производства ОАО «ЭМАльянс»;
- паровая турбина типа P-12-29/1,2 производства немецкой компании «Сименс-Шуккерт» (ранее смонтированная).

Описание оборудования ПГУ, строительства и особенности тепловой схемы блока приведены в [1]. Проектная документация разработана Инженерным центром энергетики Башкортостана. Упрощенная тепловая схема ПГУ приведена на рис. 1.

Необходимое давление газа перед SGT-800 составляет 2,7...3,0 МПа. Для сжатия газа в схеме ПГУ использована газодожимная компрессорная установка (ГДКУ) типа EGSI-S-370/1800WA компании «Энергаз» с номинальным давлением 3 МПа и максимальным – 4,5 МПа. Особенностью работы ГДКУ

в составе ПГУ является отсутствие ресивера на нагнетании. При пуске газотурбинной установки ГДКУ работает в наиболее сложном режиме: при воспламенении газозоудной смеси в камере сгорания происходят колебания давления в газопроводе, которые должна «сгладить» система регулирования ГДКУ. Поэтому при включении и изменении нагрузки ГТУ пришлось настраивать систему регулирования давления на нагнетании ГДКУ на месте эксплуатации. В результате была достигнута необходимая точность настройки регулирования давления и скорость компенсации его изменения.

Необходимо отметить, что на российских электростанциях имеется опыт применения ГТУ SGT-800 как с водогрейными котлами-утилизаторами [2], так и с паровыми двух давлений с паровыми турбинами типа «Р» (MP-160H и SST-600 электрической мощностью 30 и 29 МВт соответственно). Надстройка паровым котлом-утилизатором ЭМАльянс-006-КУ типа E-57,5/12,0-7,4/0,6-520/280 и турбиной P-12-29/1,2 выполнена впервые.

Поскольку КУ данного типа на территории России был применен впервые, разработка как

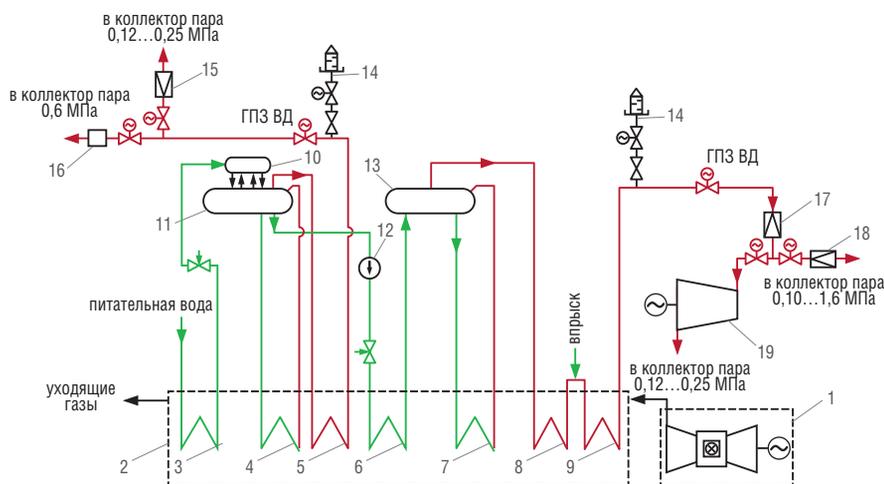


Рис. 1. Упрощенная тепловая схема энергоблока ПГУ-1:
 1 – газотурбинная установка; 2 – паровой котел-утилизатор; 3 – газовый подогреватель конденсата; 4 – испаритель низкого давления; 5 – пароперегреватель низкого давления; 6 – водяной экономайзер высокого давления; 7 – испаритель высокого давления; 8, 9 – пароперегреватель высокого давления; 10 – деаэрационная колонка; 11 – барабан низкого давления; 12 – питательный электронасос; 13 – барабан высокого давления; 14 – паросбросное устройство с шумоглушителем; 15 – быстродействующая редуцирующе-охлаждающая установка (БРОУ 6/1,2); 16 – охлаждающая установка (ОУ 280/250); 17 – быстродействующая редуцирующе-охлаждающая установка (БРОУ 75/30); 18 – редуцирующе-охлаждающая установка (РОУ 30/13); 19 – паровая турбина



энергетических характеристик котла, так и ПГУ в целом являлась актуальной задачей. Кроме того, отсутствие опытных данных по пусковым режимам КУ, который не снабжен трубопроводами рециркуляции водяного экономайзера, потребовало разработки режимов включения в работу ГТУ, обеспечивающих надежный пуск котла-утилизатора. Разработка энергетических характеристик и пусковых режимов проведена специалистами Башкирской генерирующей компании.

Были проведены пуски ГТУ с различными значениями начальной мощности и степенями последующего нагружения по влиянию пускового режима на скорость повышения температуры металла барабана контура высокого давления (БВД) котла-утилизатора. Характеристики пусковых режимов и скорости роста температуры металла БВД приведены в *табл.*

Режим с минимальной мощностью 1 МВт и длительной, 14-минутной выдержкой на начальной мощности, с незначительной, не более 2 МВт, ступенью первого нагружения был оптимальным с точки зрения минимальной скорости повышения температуры металла БВД. Максимальная разность температуры металла составила 38 °С через 15 мин от момента включения в сеть ГТУ. По мере прогрева БВД в процессе дальнейшего набора нагрузки разность температур уменьшилась до 4...13 °С.

Необходимо отметить, что КУ обладает достаточно хорошими маневренными характеристиками. При скорости изменения нагрузки ГТУ, соответствующей ступенчатому нагружению по 3 МВт (6 % от номинальной нагрузки), с выдержкой по времени на каждой ступени не более 3 мин, обеспечиваются все критерии надежности котла.

До первого пуска КУ на «холодном» котле была проведена настройка регуляторов уровня пара в барабанах. Для их настройки вносились

возмущения в работу регуляторов питания котла (РПК) путем изменения задания по величине уровня давления пара в барабанах котла и принудительного изменения расхода питательной воды. После чего подбирался оптимальный алгоритм работы регуляторов, что позволило провести первый же пуск КУ с автоматическим поддержанием уровня.

Уровень пара в барабане высокого давления поддерживался двумя способами: при помощи регулятора питания котла и за счет работы гидромолфты питательного электронасоса (ПЭН). Перепад давлений между нагнетанием ПЭН и БВД при работе РПК составил около 1,5 МПа, а при работе гидромолфты – около 0,5 МПа. После окончания наладочных работ в эксплуатации был принят режим работы с гидромолфтой, как наиболее экономичный.

ГТУ SGT-800 может длительно работать при нагрузках от 0 до 100 % во всем диапазоне проектных значений температур наружного воздуха. При этом температура дымовых газов за газовой турбиной достаточно заметно зависит от ее мощности. Зависимость температуры дымовых газов после ГТУ от электрической мощности приведена на *рис. 2*. С учетом того, что максимальная температура 590...600 °С дымовых газов после ГТУ соответствовала мощности 25...30 МВт, то для уменьшения

Табл. Зависимость скорости повышения температуры металла БВД от пусковых режимов ГТУ

Начальная мощность включения ГТУ в сеть, МВт	8	0,5	1	1
Время выдержки на начальной мощности, мин	12	3	1	14
Степень первого нагружения ГТУ от начальной мощности, МВт	4	5	2	2
Максимальная скорость роста температуры металла БВД во время первой ступени нагружения, °С/мин	8	7	6	5
Время от момента включения в сеть (включая первую ступень нагружения) до уменьшения скорости прогрева металла БВД до 3 °С/мин, мин	Более 30	25	20	20

Рис. 2. Зависимость температуры газов на выходе от электрической мощности ГТУ при различных температурах на входе в компрессор

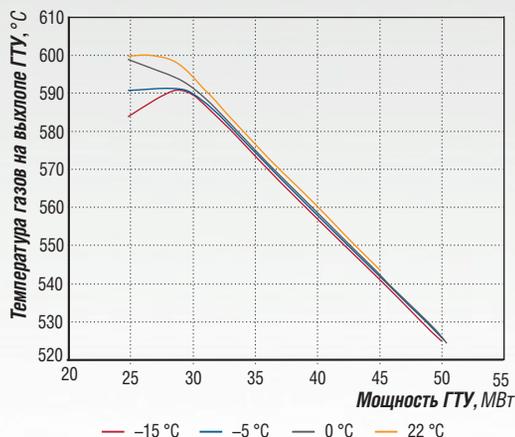


Рис. 3. Зависимость удельного расхода условного топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от электрической мощности энергоблока ПГУ-1 при различных температурах на входе в компрессор ГТУ

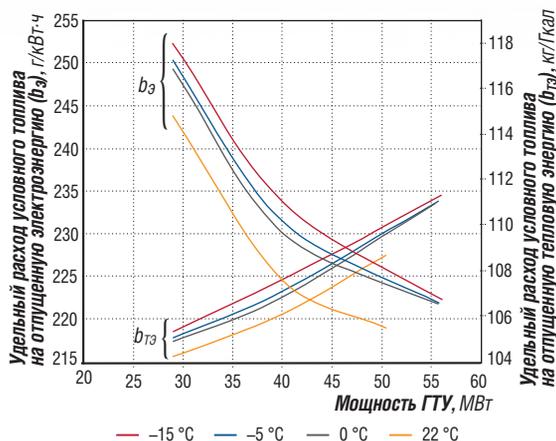


Рис. 4. Зависимость расхода условного топлива в камере сгорания ГТУ от электрической мощности при различных температурах на входе в компрессор

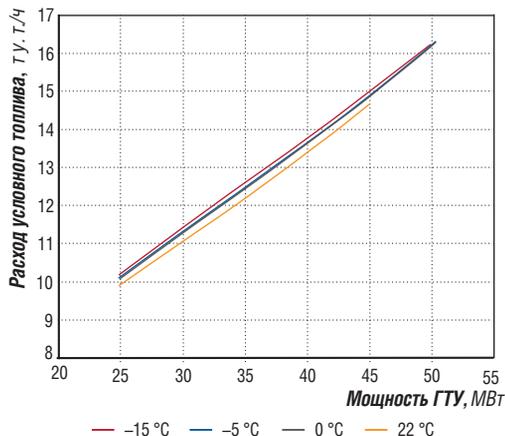
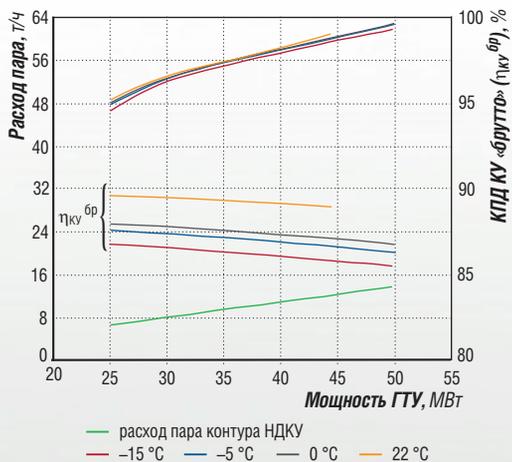


Рис. 5. Зависимость расхода пара контуров низкого и высокого давлений и КПД «брутто» КУ по обратному балансу от электрической мощности ГТУ при различных температурах на входе в компрессор



температурных напряжений в элементах котла-утилизатора и повышения экономичности работы ПГУ целесообразна эксплуатация газовой турбины при нагрузках более 30 МВт. Энергетические характеристики ГТУ и КУ приведены на рис. 3-5.

Энергетические характеристики ПГУ были построены при фактических условиях на месте эксплуатации: температура воздуха на входе в компрессор ГТУ в диапазоне $-15...+22$ °С, расчетная низшая теплота сгорания природного газа 8064 ккал/м³; высота установки над уровнем моря 96,62 м; давление пара и температура перед паровой турбиной – 2,9 МПа и 390 °С соответственно.

Необходимо заметить, что данные параметры пара перед паровой турбиной не являются оптимальными для SGT-800 – они определялись исходя из возможности применения в схеме ПГУ существующей на станции паровой турбины Р-12-29/1,2. После планируемой ее замены современной ПТ фирмы «Сименс» экономическая эффективность работы ПГУ повысится. Энергетические характеристики построены для такого режима работы, при котором отпуск тепла сторонним потребителям производится с горячей водой от основных сетевых подогревателей (пар на которые подается из противодавления турбины типа «Р») и с выработкой пара 0,6 МПа из контура низкого давления котла с учетом затрат тепла на деаэрацию питательной воды для КУ.

Установленные мощности электрических собственных нужд групп оборудования энергоблока ПГУ включают собственные нужды ГТУ (ГДКУ, насосы системы охлаждения, компрессор) – 1823 кВт; КУ – 451 кВт; паровой турбины – 62 кВт; прочие общестанционные механизмы – 117 кВт.

В работе [2] приведены экспериментально полученные энергетические характеристики ГТУ SGT-800 с водогрейным котлом-утилизатором. Разработанные авторами статьи характеристики ГТУ незначительно отличаются от данных, приведенных в [2]. Некоторые факторы, влияющие на параметры ГТУ, связаны с высотой ее установки над уровнем моря, отличием сопротивления газового тракта водогрейного котла-утилизатора от парового, калорийностью природного газа.

Представляет интерес сравнительный анализ эффективности двух решений применения на ТЭЦ установок для комбинированной выработки электроэнергии и отпуска тепла с сетевой водой на основе SGT-800. Одно из них реализовано на ГТЭС «Коломенское» с водогрейным котлом-утилизатором (ГТУ-ТЭЦ), другое – на Уфимской ТЭЦ-2 с паровым котлом-утили-

затором, паровой турбиной Р-12-29/1,2 и подогревателем сетевой воды (ПГУ-60).

КПД парового котла-утилизатора «брутто», входящего в состав энергоблока ПГУ-60, оказалось ниже, чем водогрейного на ГТУ-ТЭЦ. Согласно ISO и номинальной мощности, разность составляет около 3 % (91 и 88 % соответственно [2]) за счет более высоких температур уходящих газов парового котла (126 и 98 °С соответственно). Повышенное значение температуры уходящих газов связано с более высокими температурами в пароводяном тракте парового котла по сравнению с водогрейным и конструктивными особенностями поверхностей нагрева котлов.

Удельные затраты топлива на отпуск электроэнергии и тепла энергоблоком ПГУ-1 рассчитаны в соответствии с Инструкцией по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных (Приказ Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 г., №323). Согласно ISO и установленной мощности ПГУ 56 МВт, они составляют 218 г/кВт·ч и 111 кг/Гкал.

Выводы:

1. Полученные энергетические характеристики ПГУ при различных режимах работы могут использоваться проектными организациями для сравнительного анализа технико-экономических показателей различных вариантов реконструкции ТЭЦ.

2. ГТУ SGT-800 целесообразно оснащать паровым котлом-утилизатором с работой на общестанционный коллектор и паровой турбиной в случае дефицита на рынке электроэнергии или наличии потребителя тепловой энергии в виде пара.

3. Техничко-экономические показатели ПГУ с турбиной типа «Р» существенно зависят от электрической мощности. Для сокращения срока окупаемости целесообразна эксплуатация ПГУ при номинальной мощности – в этом случае состав оборудования должен обеспечивать оптимальное соотношение входных и выходных характеристик ГТУ и котла-утилизатора, режим работы ПГУ в составе ТЭЦ. **□**

Использованная литература

1. Кремер В.Л., Новиков Д.Ю., Афанасьев И.П. Парогазовая установка на базе ГТУ SGT-800 работает на Уфимской ТЭЦ-2 / Турбины и Дизели. 2011, №6.

2. Туз Н.Е., Трушечкин В.П., Гладких И.И. Построение энергетических характеристик энергоблоков ГТЭС «Коломенское» / Электрические станции. 2011, №12.

ПОДПИСКА на журнал

Турбины и Дизели

РЕКЛАМА

Подписной индекс
в Объединенном каталоге
«Пресса России»:

87906

Журнал «Турбины и Дизели»

Каталог
энергетического оборудования
«Турбины и Дизели»

87907

Ретро-подписка:
все вышедшие номера журнала



Подписка через редакцию с любого номера журнала

Тел.: (4855) 250-571/572; факс 285-997
info@turbine-diesel.ru
www.turbine-diesel.ru

На территории Украины подписка осуществляется через ООО «ПресЦентр»:
Тел./факс: (044) 536-11-75, 536-11-80 E-mail: info@prescentr.kiev.ua