

УДК 621.438

## ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ВОЗДУХА ОХЛАЖДЕНИЯ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ГТД-110

БУДАКОВ И.В., инж., РАБЕНКО В.С. канд. техн. наук

Представлены результаты численных исследований по совершенствованию режимов работы ПГУ-325. Предложено решение, направленное на повышение эффективности работы ПГУ-325 при пониженных температурах наружного воздуха.

Температура наружного воздуха существенно влияет на экономичность газовой турбины (ГТ) в составе газотурбинной установки (ГТУ). Расчет ГТУ при проектировании согласно ГОСТ [1] производится для нормальных физических условий (НФУ) атмосферного воздуха:  $p_{атм} = 101,3$  кПа и  $t_{нв} = +15$  °С. Однако температура наружного воздуха в течение годового цикла эксплуатации изменяется в широких пределах. Например, среднегодовая температура воздуха в г. Комсомольск Ивановской области (Филиал ОАО «ИнтерРАО» «Ивановские ПГУ»), где установлены отечественные газотурбинные двигатели ГТД-110 в составе ПГУ-325, составляет  $+3,3$  °С. Следовательно, эксплуатация газотурбинного двигателя (ГТД) осуществляется преимущественно в нерасчетных режимах.

Снижение температуры наружного воздуха повышает термодинамическую эффективность работы ГТУ, так как при этом снижается затрачиваемая работа собственно газовой турбины на привод компрессора ГТД для сжатия воздуха. Это неизбежно приводит к увеличению полезной работы ГТ, то есть к увеличению электрической мощности ГТУ на клеммах электрического генератора. В то же время понижение температуры наружного воздуха приводит к уменьшению температура воздуха за компрессором, в камере сгорания и, следовательно, газов на выходе из газовой турбины.

Одним из условий надежной и экономичной работы ПГУ является поддержание постоянной, регламентированной заводом-изготовителем температуры за ГТ, которая влияет на качество производимого в котле-утилизаторе (КУ) пара [2, 3, 4]. Поэтому, для достижения регламентированной заводом-изготовителем температуры за ГТ можно одновременно дополнительно повысить мощность ГТУ увеличением расхода топлива. Например, при температуре наружного воздуха  $t_{нв} = -3$  °С электрическая мощность ГТД-110 на клеммах генератора составляет  $N_{эл} = 123,3$  МВт с температурами газов на входе в спрямляющий аппарат (СА) ГТ  $t_{III} = 1210$  °С и на выходе ГТ  $t_{IV} = 505$  °С. При  $t_{нв} = -15$  °С  $N_{эл} = 133,0$  МВт при  $t_{III} = 1202$  °С и  $t_{IV} = 492$  °С.

Температуру газов на выходе ГТ согласно инструкции по эксплуатации можно изменять

со скоростью 2 °С/мин [5, 6, 7]. Это позволяет производить пуски и остановки с соблюдением всех принятых критериев безопасного пуска блока ПГУ.

Для турбин ГТД-110 филиала «Ивановские ПГУ» ОАО «ИнтерРАО» значение температуры газов за ГТ определено заводом-изготовителем (НПО «САТУРН»):  $t_{IV} = 517$  °С. Контролируемая величина этой температуры определяется как среднее значение, рассчитываемое программно-техническим комплексом (ПТК) ГТУ по 20 датчикам, размещенных на выходе отработанных газов из ГТ. Количество точек измерения температуры соответствует количеству жаровых труб, расположенных в камере сгорания.

Поддержание контролируемого значения температуры газов за ГТ производится путем автоматического изменения положения входного направляющего аппарата (ВНА), установленного перед первой ступенью компрессора. ВНА служит для управления расходом воздуха, необходимого для поддержания заданной температуры за ГТ.

Таким образом, понижение температуры наружного воздуха неизбежно приведет к прикрытию ВНА. Меньшее количество воздуха потребует меньше затрат на сжатие в компрессоре, но вместе с этим снизится и количество газов, подаваемых на первую ступень газовой турбины. Недовыработка мощности ГТ будет преобладать над снижением затрат мощности на привод компрессора и в итоге полезная мощность ГТУ уменьшится. В случаях понижения температуры наружного воздуха и постоянстве электрической мощности, вырабатываемой ГТ, из-за управляющего воздействия регулятора мощности, увеличивается расход топлива (рис. 1). Следует отметить, что эксплуатация блока ПГУ-325 в широком диапазоне изменения температур наружного воздуха  $-30$  °С  $\leq t_{нв} \leq +30$  °С приводит к достаточно большому спектру изменения температуры воздуха, подаваемого на охлаждение ступеней ГТ. Это обусловлено тем, что охлаждение лопаток ГТ осуществляется воздухом (рис. 2), отбираемым из проточной части компрессора,

Особенно это сказывается на рабочих лопатках 1-ой и сопловых 2-ой ступеней, так как отбираемый на эти ступени воздух

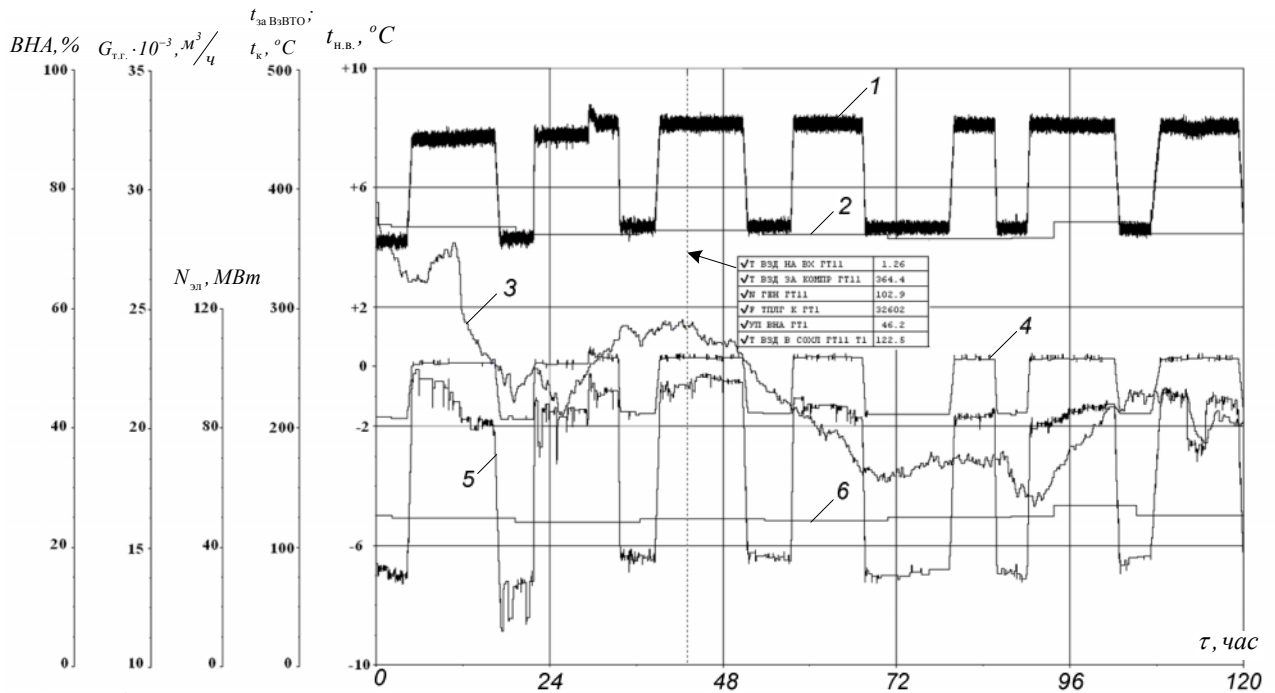


Рис. 8. Изменение основных характеристик ГТД-110 за пятидневный цикл работы при пониженной температуре наружного воздуха: 1 – расход топливного газа; 2 – температура воздуха за компрессором ГТД; 3 – температура воздуха на входе в ГТД; 4 – электрическая мощность на клеммах генератора ГТУ; 4 – температура наружного воздуха; 5 – положение ВНА (степень открытия); 6 – температура воздуха охлаждения ГТ за VzBTO

дополнительно охлаждается в воздуховодяном теплообменнике (VzBTO), рис. 3.

Общий расход воздуха на охлаждение составляет около 13% от общего расхода воздуха компрессора (табл. 1). В 1-ю рабочую и 2-ю сопловую решетки ГТ приходится наибольший расход воздуха охлаждения: 4,42%. Для снижения температуры этого воздуха после компрессора предусмотрен замкнутый контур, основным элементом которого является воздухоохладитель (VzBTO) (см. рис. 3).

В эксплуатационных условиях критерием достаточности охлаждения воздуха в VzBTO

служат предупредительная сигнализация и технологические защиты. Технологические уставки сигнализации и защит (рис. 4) определены по принятым заводом-изготовителем ограничениям на повышение температуры воздуха ( $t_{в. охл.}$ ), поступающего на охлаждение рабочих лопаток 1-ой ступени ГТ, навесного диска и диска 1-ой ступени ГТ.

Ограничений по нижней границе температуры охлаждающего воздуха нет. Вопрос о влиянии охлаждающего воздуха на экономичную работу ГТД более актуален в зимний период эксплуатации.

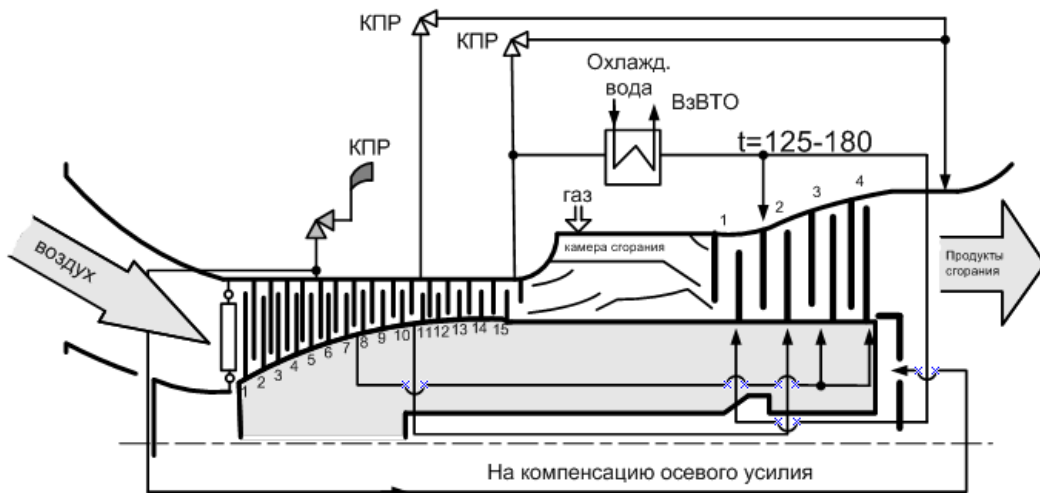


Рис. 2. Схема охлаждения элементов проточной части ГТД-110

Таблица 1. Распределение отбираемого из проточной части компрессора воздуха для охлаждения элементов проточной части и компенсацию осевого усилия ГТД-110

№ ступени компрессора, за которой выполнен отбор воздуха на охлаждение ГТ	5	7	10	15				
Отбор воздуха, всего (в %-ах от расхода воздуха на всасе компрессора)	0,03	0,2	2,55	10,22				
№ охлаждаемого элемента ГТ (КОС – на компенсацию осевого усилия ГТ; 1÷4 – номер ступени ГТ; С – сопловая решетка; Р – рабочая)	КОС	3Р	4Р	2Р	3С	1С	1Р	2С
Распределение отбора воздуха на охлаждение (в %-ах от расхода воздуха на стороне всасывания компрессора)	0,03	0,15	0,05	1,74	0,81	5,8	2,01	2,41
Суммарный отбор воздуха из проточной части компрессора, %	2,78					–		
Всего на охлаждение лопаточного аппарата ГТ, %	–	12,7						
Суммарный отбор воздуха из компрессора до камеры сгорания, %	13,0							
Расход воздуха из компрессора в камеру сгорания, %	87,0							

Для выяснения влияния температуры охлаждающего воздуха на эффективность работы ГТД выполним «численный эксперимент» при следующих условиях:

1. Электрическая мощность на клеммах генератора ГТУ постоянна для всех вариантов исследования и равна номинальной:  $N_{эл} = 110$  МВт.
2. Температура воздуха перед компрессором постоянна:  $t_i = t_{нв} = +15$  °С.
3. Температура газов за ГТД постоянна:  $t_{iV} = 517$  °С. Исходя из этого примем и постоянным значение энтальпии газов  $i_{iV} = 863,8$  кДж/кг с последующим приближением к  $i_{iV} \approx 863$  кДж/кг, так как она будет не существенно изменяться при изменении содержания  $O_2$  на выходе из ГТ.
4. Количественное содержание кислорода на выходе из ГТ при каждом численном эксперименте будет определяться температурой газов за ГТ ( $t_{iV} = 517$  °С = const).
5. Содержание  $O_2$  на выходе из турбины косвенно будет определять положение ВНА.

Примечание. При проведении численных исследований, условно управляя положением ВНА, добиваемся поддержания регламентированной заводом-изготовителем температуры газов за ГТ.

Для расчетов температуру воздуха за ВЗВТО примем с равноудаленными значениями: 130, 150, 170 °С.

1.  $t_{в. охл} = 130$  °С. Расчет производим с содержанием  $O_2$  на выходе из ГТД 15,07%, что соответствует  $\alpha=3,54$  (см. табл. 2).

2.  $t_{в. охл} = 150$  °С. В данном случае энтальпия газов на выходе ГТ увеличится до  $i_{iV} = 865,648$  кДж/кг. При этом снизится затрачиваемая работа на подогрев воздуха в ВЗВТО до 517 °С из-за уменьшения работы на охлаждение воздуха в ВЗВТО. Иначе, уменьшатся затраты тепла на подогрев газами воздуха охлаждения в проточной части ГТ до температуры 517 °С. В связи с этим температура газов увеличится на один градус.

Приближение к заданной энтальпии  $i_{iV} = 863$  кДж/кг достигаем путем изменения расхода воздуха в камеру сгорания, воздействуя на ВНА в сторону открытия, до содержания  $O_2 = 15,1\%$  ( $\alpha=3,56$ ).

Приближение к заданной энтальпии  $i=863$  кДж/кг с одновременным поддержанием кислорода на уровне  $O_2 = 15,1\%$  ( $\alpha=3,6$ ) получим путем воздействия на ВНА в сторону приоткрытия. При этом затраты мощности собственн ГТ на привод компрессора возрастут. Одновременно полезная мощность ГТУ увеличится. Для поддержания заданной мощности ГТУ на клеммах генератора отреагирует регулятор мощности, снижая подачу топлива в камеру сгорания. Параметры газов за ГТ снизятся. Таким образом, в данном случае приоткрытие ВНА приведет к увеличению расхода воздуха на охлаждение жаровых труб, обеспечит снижение температуры газов за ГТ и увеличит расход газов ГТД в КУ.

3.  $t_{в. охл} = 170$  °С. При этом энтальпия газов за ГТД увеличится до  $i_{iV} = 866,39$  кДж/кг. Таким же образом воздействуя на ВНА и снижая расход топлива, приблизим энтальпию к условному значению  $i=863$  кДж/кг ( $O_2=15,2\%$ ,  $\alpha=3,6$ ) оставляя мощность ГТУ постоянной  $N_{эл}=110$  МВт

Результаты расчета сведены в таблицу 2.

Анализ полученных результатов показывает, что излишнее охлаждение проточной части ГТ (см. табл. 2), несмотря на рост относительного внутреннего КПД, неизбежно приводит к понижению температуры продуктов сгорания за ГТ, что снижает производительность КУ и мощность паровой турбины. В итоге мощность ПГУ-325 снижается.

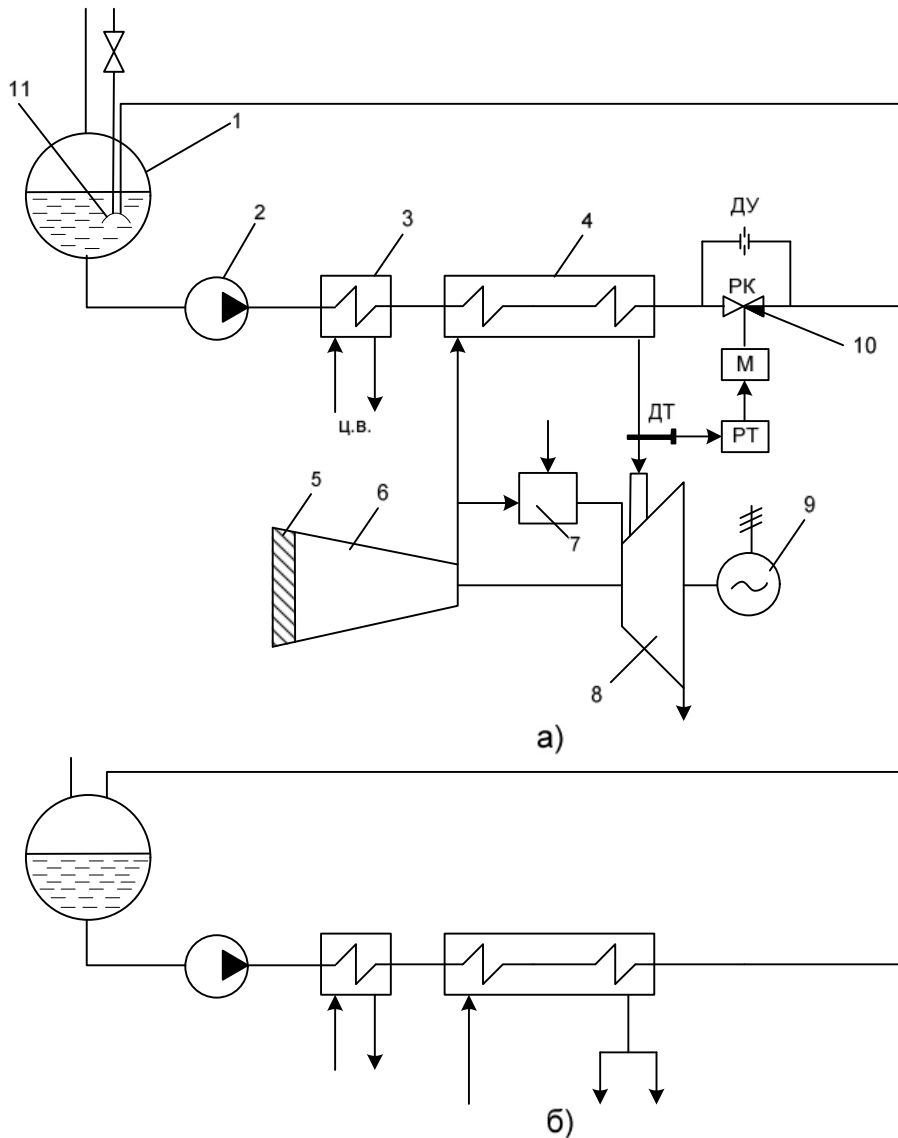


Рис. 3. Принципиальная схема охлаждения воздуха компрессора ГТД-110: а) предлагаемое решение; б) существующее решение; 1 – бак замкнутого контура (ЗК); 2 – насос ЗК; 3 – теплообменник ЗК; 4 – ВЗВТО; 5 – ВНА; 6 – компрессор ГТД; 7 – КС; 8 – ГТ; 9 – генератор; 10 – узел регулирования; 11 – воздухоуловитель; ц.в. – циркуляционная (охлаждающая) вода; РК – регулирующий клапан; М – исполнительный механизм; РТ – регулятор температуры; ДТ – датчик температуры; ДУ – дроссельное устройство

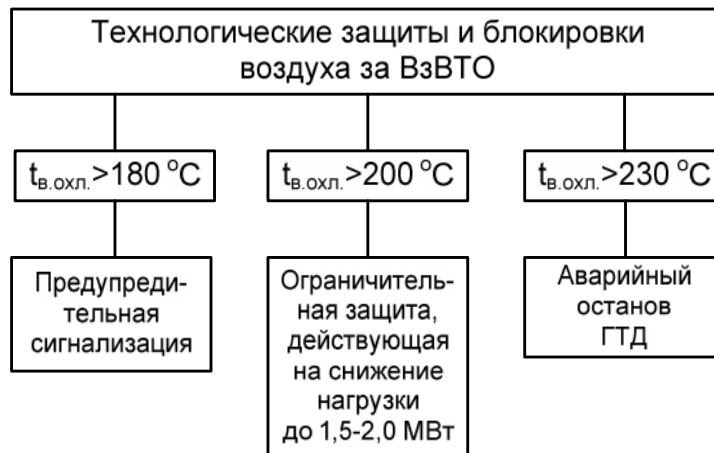


Рис. 4. Технологические уставки завода-изготовителя ГТД-110 на повышение температуры воздуха за ВЗВТО

Поддержание температуры воздуха за ВЗВТО максимально возможной позволяет при поддержании регламентированной температуры газов за ГТД-110 увеличить производительность КУ и снимаемую мощность с паровой турбины [8]. В итоге экономичность и мощность ПГУ-325 возрастают.

Для получения данного эффекта целесообразно в схеме ВЗВТО предусмотреть узел регулирования температуры воздуха (см. рис. 3,а), направляемого на охлаждение проточной части ГТ, с целью поддержания температуры максимально возможной ( $165^{\circ}\text{C} \leq t_{\text{в. охл.}} \leq 175^{\circ}\text{C}$ ).

Таблица 2 Результаты расчета мощности ПГУ при различной величине охлаждения воздуха в ВЗВТО

№	Наименование величины	Значение		
1	Температура воздуха на входе в компрессор, $^{\circ}\text{C}$	15,0	15,0	15,0
2	Температура воздуха за 15-ой ступенью компрессора (горячий воздух), $^{\circ}\text{C}$	376,0	376,0	376,0
3	Энтальпия горячего воздуха (на ВЗВТО), кДж/кг	659,5	659,5	659,5
4	Расход охлаждающего воздуха ВЗВТО (постоянен в %-ном отношении), кг/с	64,7	62,3	60,3
5	Температура охлаждающего воздуха (за ВЗВТО), $^{\circ}\text{C}$	130,0	150,0	170,0
6	Энтальпия охлаждающего воздуха (за ВЗВТО), кДж/кг	404,1	424,4	444,8
7	Энтальпия уходящих газов за ГТ, кДж/кг	863,9	863,7	863,5
8	Коэффициент избытка воздуха за ГТ, -	3,54	3,56	3,59
9	Содержание $\text{O}_2$ в уходящих газах ГТ, %	15,07	15,1	15,15
10	Расход газов за ГТ при нагрузке 110 МВт (100 %), кг/с	313,2	315,8	319,2
11	Электрическая мощность одной ГТЭ, МВт	110,0	110,0	110,0
12	Электрическая мощность паровой турбины (при работе двух ГТЭ с $N_{\text{эл}} = 110$ МВт), МВт	101,0	101,8	102,9
13	Электрическая мощность блока ПГУ в составе: 2хГТЭ + 1хПТ, МВт	321,0	321,8	322,9
14	Изменение электрической мощности ПГУ (брутто), МВт	0,0	+0,8	+1,9
15	Удельный расход условного топлива на ГТУ, г/(кВт·ч)	280,4	281,2	283,3
16	Удельный расход условного топлива на ПГУ, г/(кВт·ч)	237,1	236,4	235,6
17	Абсолютный электрический КПД ГТУ, %	38,5	38,4	38,2
18	Абсолютный электрический КПД ПГУ, %	50,0	51,9	52,1
19	Температура газов в КС, $^{\circ}\text{C}$	1179,8	1177,2	1172,9
20	Увеличение температуры за ГТ, $^{\circ}\text{C}$	0	1,0	2,0

\* В связи с отсутствием данных, зависимости степени сжатия от положения ВНА и положения ВНА от расхода воздуха, в расчете они не учитывались. Понижение температуры в КС отразилось на снижении располагаемого теплосопредела. По этой причине полученные значения удельного расхода топлива на работу, совершаемую газовой турбиной при открытии ВНА, следует считать несколько завышенными.

## Выводы.

1. Для снижения потерь мощности ПГУ от пониженной температуры воздуха ВЗВТО, подаваемого на охлаждение проточной части ГТД-110, целесообразно в схеме отбираемого воздуха компрессора ГТУ предусмотреть автоматическое регулирование температуры

охлаждающего воздуха во всех режимах работы ГТУ-110.

2. Во всех режимах работы ГТУ температуру воздуха за ВЗВТО целесообразно поддерживать максимально возможной ( $165^{\circ}\text{C} \leq t_{\text{в. охл.}} \leq 175^{\circ}\text{C}$ ). Это позволит добиться повышения КПД и мощности ПГУ-325 за счет снятия дополнительной мощности с паротурбинной части.

## Список литературы

1. ГОСТ Р 52200-2004 (ИСО 3977-2:1997). Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели.
2. Карачев А.И., Будаков И.В., Рабенко В.С. О некоторых итогах эксплуатации современных отечественных ПГУ. Электронный журнал ОАО РАО «ЕЭС России» Новое в российской электроэнергетике. №12, 2007. - С. 6-16.
3. Рабенко В.С., Будаков И.В., Алексеев М.А. Тепловой расчет двухконтурной парогазовой установки утилизационного типа: Учеб. Пособие./ ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина. – Иваново, 2008. – 308 с.
4. Котел-утилизатор паровой Е-155/35-7,2/0,7-501/231 (П-88) для ПГУ-325 ОАО «Ивановские ПГУ». Инструкция по эксплуатации. ОАО "Испытательный стенд Ивановской ГРЭС", г. Комсомольск. ОАО «Ивановские ПГУ». 2005. – 36 с.
5. Газотурбинная энергетическая установка ГТЭ-110 для ПГУ-325. Руководство по эксплуатации. Часть 1. Описание

- и работа (097108000 РЭ). НПК «Зоря»-«Машпроект». 2004. – 72 с.
6. В7110Т-02РР. Изделие ГТГ-110. Расчет режима номинальной мощности и статические характеристики ГТГ-110, уточненный. НПО «Машпроект». 1991. – 52 с.
7. НТП-ГТ-2000. Нормы технологического проектирования электростанций с газотурбинными парогазовыми установками. М., РАО «ЕЭС России». 2000 – 94 с.
8. Турбина паровая К-110-6,5 для ПГУ-325. Расчетно-справочные данные (8600001 РР 0201). ЛМЗ. Санкт-Петербург. 2006 г. – 21 с.