

УДК 681

Математическая модель энергоблока ПГУ-325 и ее использование для расчета КПД установки

Ю.С. Тверской, д-р техн. наук, И.К. Муравьев, инж.

Приводятся результаты разработки математической модели энергоблока ПГУ-325, методика ее настройки на расчетные и экспериментальные данные, а также результаты исследования влияния некоторых определяющих факторов, характеризующих эффективность работы блока.

Ключевые слова: энергоблок, математическая модель, имитационное моделирование, ПГУ, КПД, мощность.

CCGT Power unit Mathematical Model and its Application for Calculation of Plant Efficiency

Yu.S. Tverskoy, Doctor of Technical Sciences, I.K. Myravev, Engineer

In the article CCGT-325 MW Power Unit mathematical model, the technique of its settings in the calculated and experimental data. Investigation influence some determining factors that characterize the efficiency of the unit.

Key words: power unit, mathematical model, simulation, CCGT, efficiency, power, coefficient.

Основной тенденцией развития современной энергетики является сооружение парогазовых установок электростанций (ТЭС ПГУ). Это обуславливается существенно меньшей металлоемкостью, меньшей потребностью в охлаждающей воде, малыми вредными выбросами, возможностями высокой маневренности, в целом – меньшими капиталовложениями. При этом главным преимуществом ПГУ, по сравнению с ПТУ, является высокая экономичность. Для утилизационных ПГУ, выполненных по двухконтурной схеме, расчетный КПД составляет 50–52 % [1–3].

Однако известно, что экономическая эффективность блока ПГУ существенно зависит от многих режимных факторов, исследование влияния которых в эксплуатационных условиях практически невозможно: во-первых, по причине существенных рисков, а во-вторых, вследствие невозможности непосредственного контроля многих технологических параметров.

Различают две задачи расчета значения КПД [4, 5]. Первая решается на уровне информационно-вычислительного комплекса АСУТП, в базовом программном обеспечении которой содержатся прикладные функциональные блоки, производящие расчеты: КПД котла, КПД турбоустановки и блока в целом, внутренних относительных КПД цилиндров турбины и т.д. Вторая задача решается при расчетах технико-экономических показателей установки. Так, ежемесячный показатель КПД определяется на основании соответствующих суммарных или средних значений КПД за отдельный месяц. При этом проблема оптимизации КПД блока ПГУ в одном темпе с процессом и варьируемых внешних факторов остается не решенной. Совершенствование сложных функций АСУТП возможно путем включения в структуру системы динамических моделей [6–8]. Основная

трудность моделирования теплоэнергетических объектов состоит в том, чтобы обоснованно выбрать степень сложности модели, приемлемую для интеграции в структуру ПТК и адекватную решаемой задаче [9–11].

Ниже приводятся результаты разработки математической модели энергоблока ПГУ-325, методика многопараметрической настройки модели на расчетные и экспериментальные данные. При этом ставится задача исследования влияния некоторых определяющих факторов на эффективность работы энергоблока.

Разработка математической модели энергоблока ПГУ. Функциональная структура математической модели энергоблока ПГУ-325 охватывает следующее технологическое оборудование:

- газотурбинную установку ГТУ-110;
- контур низкого давления КУ П-88;
- контур высокого давления КУ П-88;
- паровую турбину К-110-6.5;
- конденсационную установку 110КП-1000-1.

Модель разработана для каждого технологического участка оборудования, имеет открытую структуру, что позволяет в случае необходимости усложнить ее элементы.

Разработка математической модели котла-утилизатора. Модель КУ представляет собой математические модели последовательно включенных поверхностей нагрева: пароперегревателя высокого давления (ППВД), испарителя высокого давления (ИВД), экономайзера высокого давления (ЭВД), пароперегревателя низкого давления (ППНД), испарителя высокого давления (ИНД), газового подогревателя конденсата (ГПК), барабанов высокого и низкого давлений (рис. 1). При этом барабаны вынесены за пределы котла, а остальные поверхности греются уходящими газами из газовой турбины, что позволяет рас-

считать их в качестве пассивных теплообменников.

Математическая модель КУ представляет собой систему дифференциальных уравнений, описывающих физические законы сохранения массы, количества движения и энергии [12]. Полагая при этом, что каждый из элементов расчетной схемы представлен в виде модели с сосредоточенными параметрами [13–16].

Особенностью модели КУ является то, что элементы технологического оборудования включены согласно расчетной схеме (рис. 1). При этом:

1) в качестве циркуляционных контуров служат испарители высокого и низкого давлений для барабанов ВД и НД соответственно;

2) в математической модели КУ учтены также расход воды на рециркуляцию, наличие питательных электронасосов и узла смешения ГПК;

3) принято, что в ходе работы модели уровни воды в барабанах ВД и НД поддерживаются на заданных значениях.

Исходные данные модели принимались по конкретным проектным характеристикам оборудования.

Разработка математической модели газотурбинной установки. В процессе разработки математической модели ГТУ представляется как единый энергетический двигатель (компрессор – камера сгорания – камера смешения – газовая турбина), при этом расчет модели выполняется с привлечением проектных данных. Скорость нагнетания определяется программатором задания скорости изменения расхода топлива в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Основными параметрами в моделируемой системе принимаются мощность генера-

тора, расход и температура уходящих газов за турбиной.

В основу математической модели газотурбинной установки также должны быть положены уравнения законов сохранения. Однако, поскольку газотурбинная установка обладает малой инерционностью процессов, скоростью изменения параметров моделируемого объекта, как правило, пренебрегают. В результате одномерная модель с сосредоточенными параметрами принимает вид статических уравнений состояний [17].

Особенности разработанной математической модели ГТУ:

1) учтен расход воздуха на охлаждение проточной части газовой турбины;

2) в зависимости от расхода топлива рассчитываются перепады давлений в компрессоре, камере сгорания и газовой турбине.

Разработка математической модели паровой турбины. Модель паровой турбины (ПТ) как термодинамической системы состоит из двух подсистем: непосредственно пара и оболочки канала, по которому движется рабочее тело (пар) [11, 18, 19].

В ПТ входит перегретый пар из контуров высокого и низкого давлений, параметры которого определяются режимом работы газотурбинных агрегатов, выходит отработанный пар. По полученным значениям паропроизводительности контуров высокого и низкого давлений КУ выполняется расчет математической модели ПТ. Основным выходным параметром в модели является мощность генератора паровой турбины.

Математическая модель ПТ разрабатывается на основе уравнений теплового баланса первого порядка [17, 19].

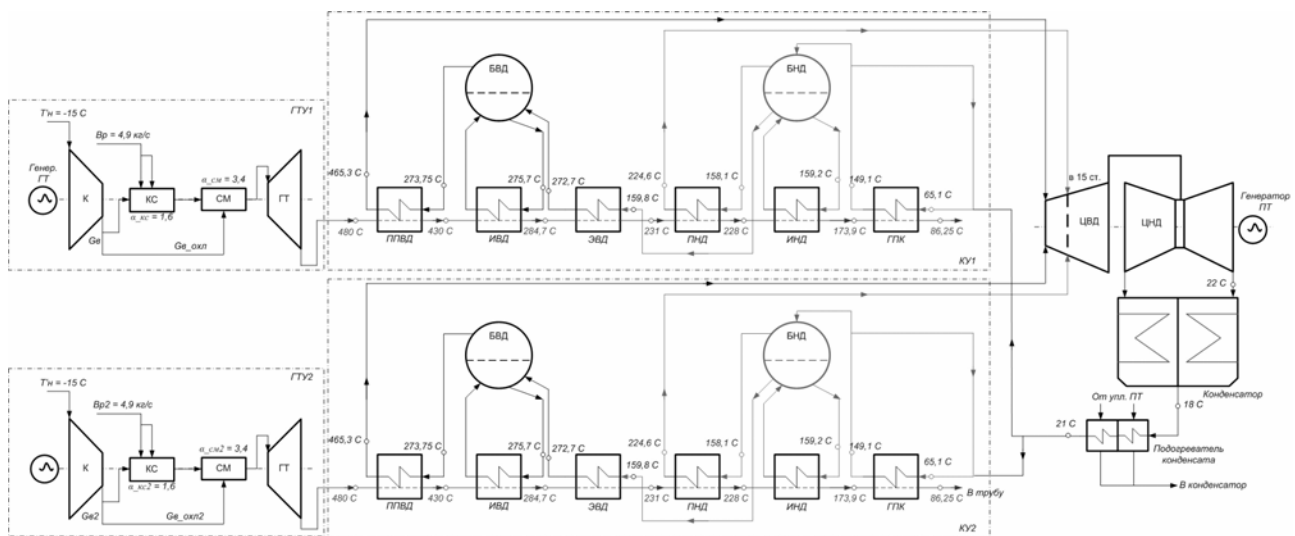


Рис. 1. Расчетная схема энергоблока ПГУ

Особенность модели ПТ в том, что пар низкого давления от ППНД КУ поступает в 15-ю ступень цилиндра высокого давления (ЦВД), образуя при этом условную камеру смешения. В связи с этим мощность всей ПТУ суммируется из трех составляющих: мощности в ЦВД, мощности в камере смешения ЦВД и мощности цилиндра низкого давления (ЦНД).

Разработка математической модели конденсатора паровой турбины. Математическая модель конденсатора позволяет проследить зависимость расхода конденсата на входе в ГПК КУ от изменения расходов пара на выходе ПТ. Математическая модель построена на законах сохранения массы, количества движения и энергии [13–16] при следующих допущениях:

- пренебрегаем работой эжекторной установки. Полагаем, что весь пар конденсируется; система циркуляционной воды полностью отводит тепло, полученное при конденсации пара;
- давление пара в конденсаторе постоянно, т.е. $P_{пар} = const$;
- плотность пара постоянна, т.е. $\rho_{пар} = const$;
- расход циркуляционной воды постоянен;
- поперечное сечение конденсатора в конденсатосборнике постоянно.

Таким образом, математическая модель ПГУ характеризуется следующим:

- соблюдается заданная скорость нагружения газовой турбины путем соответствующей подачи газа;
- в модели КУ учтены расход конденсата на рециркуляцию и наличие узла смешения ГПК, что позволит правильно настроить модель для соблюдения материального баланса расхода воды и пара;
- модель паровой турбины разработана с учетом наличия камеры смешения в ЦВД.

Реализована математическая модель в универсальной среде имитационного моделирования Vis_Sim (рис. 2).

Интеграция большой модели ПГУ выполняется путем сборки согласно расчетной схеме (рис. 1), при этом две нити ГТУ+КУ приняты одинаковыми. Модель формируется из разработанных макроблоков технологических объектов: ГТУ, КУ, ПТУ и конденсатора, с учетом физических законов.

Таким образом, с учетом принятых допущений разработанная математическая модель энергоблока ПГУ представляется в виде

системы нелинейных дифференциальных уравнений и уравнений состояния. В целом математическая модель является многопараметрической.

Настройка модели на заданный режим работы производится путем последовательного уточнения коэффициентов модели в пределах допустимого диапазона в целях приближения ее свойств к расчетным или экспериментальным оценкам [20, 21].

Настройка математической модели энергоблока на тепловой расчет ЗИО. Настройка математической модели осуществляется в три шага.

Шаг 1. Разработанная математическая модель ПГУ-325 выводится на статический тепловой расчет ЗИО. Для этого уточняются коэффициенты модели согласно статическим данным, полученным по результатам теплогидравлических расчетов котла-утилизатора П-88 для ПГУ-325 ОАО «Ивановские ПГУ» при нагрузке ГТУ 75 % [22].

Шаг 2. Разработанная математическая модель ПГУ-325 выводится на тепловой расчет ЗИО при нагрузке ГТУ, равной 100 % [22].

Шаг 3. Выполняется переход со статического режима на динамический при изменении нагрузки ГТУ с 75 до 100 %. Расход топлива изменяется согласно заданной скорости, которая определяется скоростью нагружения ГТ.

Получившиеся характеристики модели представлены на рис. 3.

Особенности настройки математической модели энергоблока на экспериментальные характеристики. Настройка математической модели ПГУ-325 выполняется в три шага.

Шаг 1. Математическая модель ПГУ-325 настраивается согласно экспериментальным данным (протокол испытания ГТУ-12 и КУ-12 от 19.01.2011), для чего необходимо уточнить коэффициенты модели при нагрузке ГТУ, равной 75 %. Основными уточняемыми коэффициентами являются теплоемкости уходящих газов и сред, их плотности. Статические данные берутся из протокола испытания на момент времени 4 ч 20 мин.

Шаг 2. Модель выводится в режим, зафиксированный протоколом испытаний на момент времени 4 ч 47 мин, при этом нагрузка ГТУ увеличивается до 100 %.

В ходе настройки математической модели ГТУ температура наружного воздуха, расход воздуха на охлаждение проточной части ГТ и коэффициент избытка воздуха не изменяются.

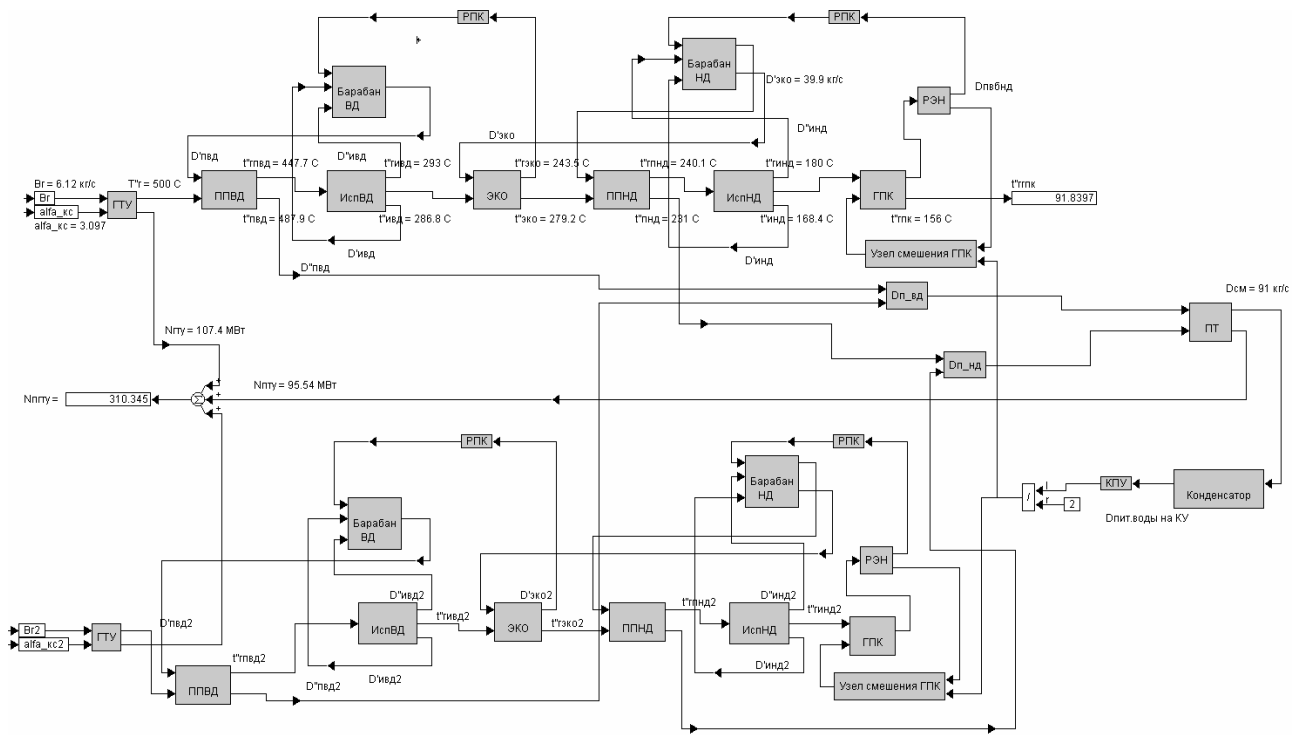


Рис. 2. Имитационная модель энергоблока ПГУ-325

Шаг 3. В модели осуществляется переход со статического режима на динамический при изменении нагрузки ГТУ с 75 до 100 %.

Расход топлива увеличивается с 4,936 до 6,124 кг/с. Значения коэффициентов модели принимаются такими же, как и в настройке энергоблока на тепловой расчет ЗИО, в соответствии с нагрузкой ГТУ. Получившиеся характеристики модели представлены на рис. 4.

Наличие протокола испытания ГТУ-12 и КУ-12 позволяет провести сравнение расчетных характеристик, полученных в результате работы математической модели, и экспериментальных характеристик:

- по расходу топлива наблюдается совпадение графиков, что говорит о верном задании скорости изменения расхода топлива в ГТ;
- температура газа за турбиной по результатам модели получилась несколько ниже (412,7 °С – модель, 426 °С – эксперимент), что объясняется постоянным значением показателя изэнтропии ($\kappa = 1,36$), принятым в модели. Несмотря на это, график изменения электрической мощности ГТУ совпадает с экспериментом достаточно точно (значение электрической мощности в модели получилось равным 109,34 МВт, а эксперимента – 109,86 МВт);

– скорость изменения расхода пара контура ВД в модели превышает скорость изменения согласно протоколу испытания, характеристика расхода пара контура НД противоречит экспериментальной характеристике. Это объясняется, по-видимому, завышенным и заниженным парообразованием разработанных пассивных теплообменников ППВД и ППНД соответственно.

Анализ характеристик, полученных при возмущении топливом (увеличение на 1,192 кг/с), и сравнение их с экспериментальными показывает, что математическая модель ГТУ функционирует качественно правильно.

Таким образом, при выбранной степени сложности модели получили достаточно хорошее совпадение по ряду основных параметров. Несовпадение уровней связано, по-видимому, с низким качеством работы АСР питания в условиях эксплуатации. С учетом этого можно принять разработанную математическую модель для расчета КПД.

КПД выражается как отношение полезной работы к затраченной энергии [14]

$$\eta_{\text{КПД}} = \frac{N_{\text{Э}}^{\text{ПГУ}}}{Q_{\text{КС1}} + Q_{\text{КС2}}}, \quad (1)$$

где $N_{\text{Э}}^{\text{ПГУ}}$ – электрическая мощность ПГУ, кВт; $Q_{\text{КС1}}$ – тепло, подводимое с топливом в КС ГТУ (причем $Q_{\text{КС1}} = Q_{\text{КС2}}$ вследствие равного расхода воздуха и газа, подаваемого в КС ГТУ1 и ГТУ2 – допущение модели), кВт.

В АСУТП расчет КПД выполняется по формуле

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{КПД}} = \frac{N_{\text{Э}} \cdot 1000}{[(F_r \cdot 0,716) / 3600][49664,7 + (2,265 + 0,0028 \cdot t_r) t_r]}, \quad (2)$$

где t_r – максимальная из температур топливного газа перед ГТЭ-11 и ГТЭ-12, 0С; $N_{\text{Э}}$ – общая электрическая мощность ПГУ, МВт; F_r – суммарный расход газа к ГТ1 и ГТ2, м³/ч.

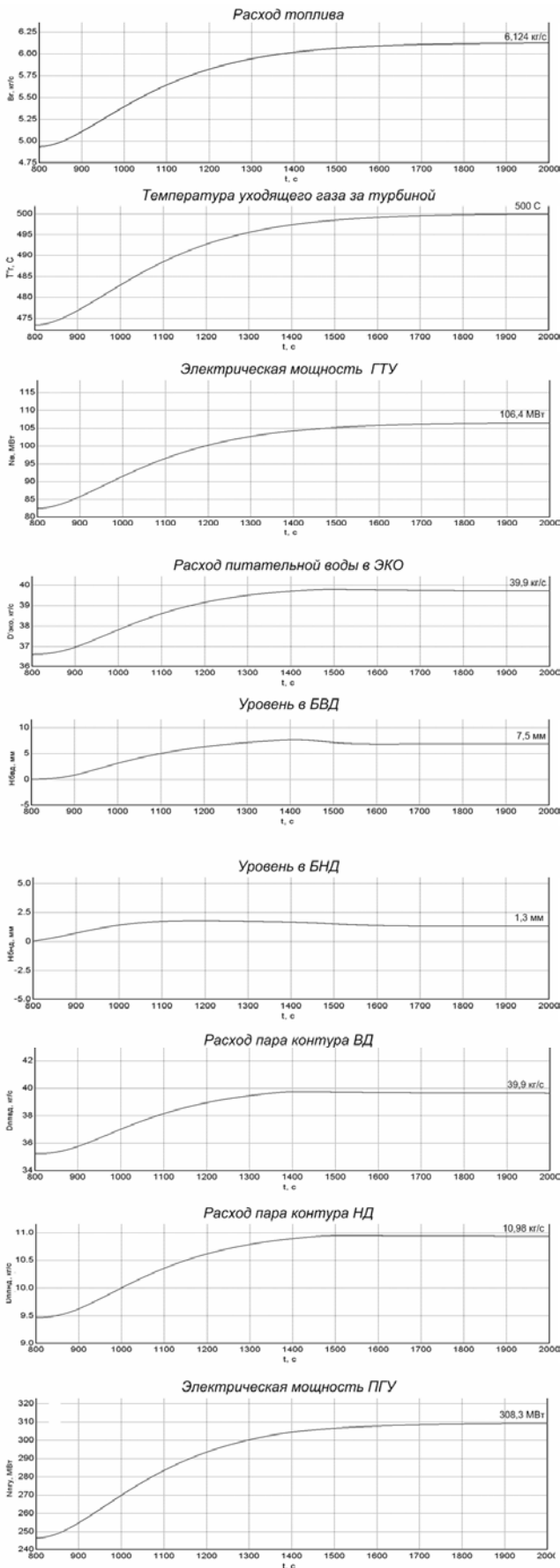


Рис. 3. Характеристика математической модели энергоблока при настройке на тепловой расчет ЗИО ($t_{н.в} = -15^{\circ}C$; $\alpha_{ГТУ} = 3,421$ при нагрузке ГТ 75 %; $\alpha_{ГТУ} = 3,097$ при нагрузке ГТ 100 %)

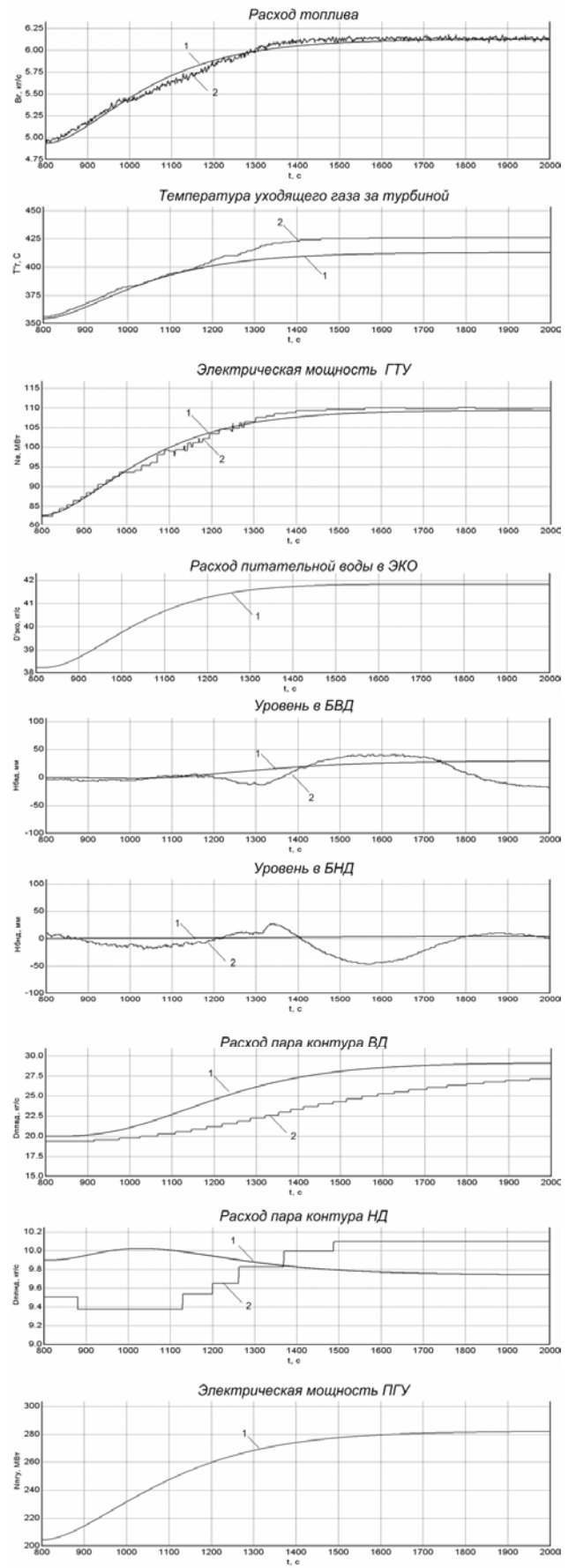


Рис. 4. Характеристики математической модели энергоблока при настройке на экспериментальные характеристики: 1 – модель; 2 – эксперимент ($t_{н.в} = -15^{\circ}C$; $\alpha_{ГТУ} = 3,097$)

КПД газовой турбины, котла-утилизатора и паровой турбины выражены по [1]:

$$\eta_{ГТУ} = \frac{\mathcal{E}_{ГТУ}}{Q_{КС}}; \quad (3)$$

$$\eta_{КУ} = \frac{T'_r - T_{yx}}{T'_r - T_{н.в}}; \quad (4)$$

$$\eta_{ПТУ} = \frac{\mathcal{E}_{ПТУ}}{Q_{ПТУ}}; \quad (5)$$

где $\mathcal{E}_{ГТУ}$ – количество электроэнергии, полученной в ГТУ, МВт·ч; $Q_{КС}$ – количество теплоты, полученной в КС ГТУ, МВт·ч; T'_r , T_{yx} – температуры уходящих газов за ГТУ и КУ соответственно, °С; $T_{н.в}$ – температура наружного воздуха, °С; $\mathcal{E}_{ПТУ}$ – количество электроэнергии, полученной в ПТУ, МВт·ч; $Q_{ПТУ}$ – количество теплоты, поступающей в ПТУ, МВт·ч.

Результаты вычислительного эксперимента. Исследование влияния температуры наружного воздуха и коэффициента избытка воздуха за ГТУ на КПД блока выполняется по математической модели в три шага.

Шаг 1. Математическая модель энергоблока ПГУ-325 выводится на значения экспериментальных характеристик. При этом степень открытия регулирующего клапана ГТ 78 %. Значения КПД энергоблока по (1) получились равным 41,7 %, а по (2) – 41,6 %

Шаг 2. После того как в установленном режиме определено значение КПД в соответствии с нагрузкой, расчет КПД энергоблока будем проводить в двух сериях.

Первая серия – расчет коэффициента КПД блока при переходе с одной нагрузки на другую (нагрузка ГТУ изменяется с 75 до 100 %) (рис. 5).

Согласно рассмотренному режиму, при нагрузке ГТУ 100 % КПД составил: для ГТУ – 36 % (рис. 6, кривая 1), для КУ – 79 % (рис. 7, кривая 1), для ПТУ – 41 % (рис. 8, кривая 1).

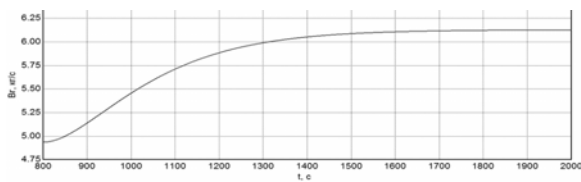


Рис. 5. Изменение расхода топлива

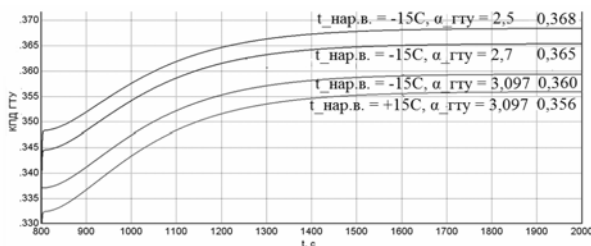


Рис. 6. Изменение КПД ГТУ при переходе с одной нагрузки на другую

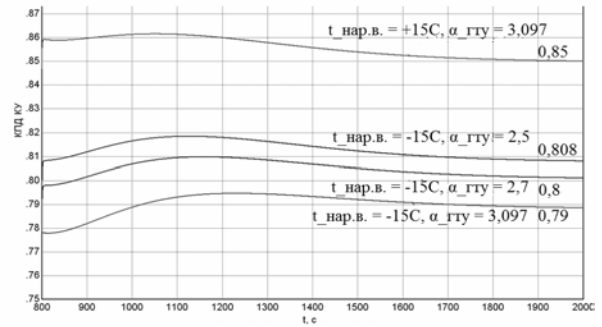


Рис. 7. Изменение КПД КУ при переходе с одной нагрузки на другую

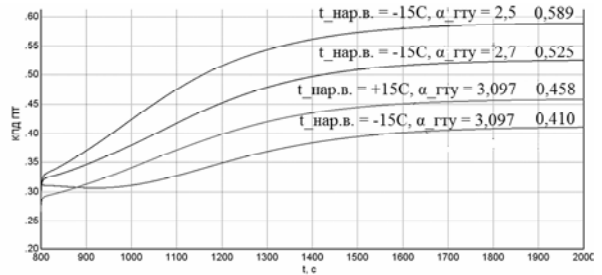


Рис. 8. Изменение КПД ПТУ при переходе с одной нагрузки на другую

Значение КПД энергоблока по (1) получилось равным 46,3 % при нагрузке ГТУ 100 % (рис. 9, кривая 1). Значение КПД ПГУ по (2) при степени открытия регулирующего клапана ГТ 78 % составило 41,6 %, а при выходе на номинальную нагрузку – возросло до 46,2 % (рис. 9, кривая 2). При этом получены следующие параметры значений характеристик КПД ПГУ при переходе с одной нагрузки на другую $\eta_{\alpha}^{ПГУ}$ (рис. 9): коэффициенты усиления изменяются в пределах 14,3 % ($K_1 = K_2 = 0,44$, $K_3 = 0,73$, $K_4 = 0,81$, $K_5 = 0,63$), а постоянные времени – в пределах 6,7 % ($T_1 = T_2 = 8,9$ мин, $T_3 = 8,3$ мин, $T_4 = 7,6$ мин, $T_5 = 8,3$ мин).

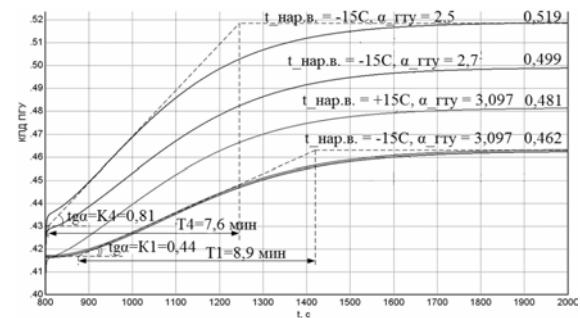


Рис. 9. Изменение КПД ПГУ-325 при переходе с одной нагрузки на другую

КПД блока по модели изменяется с 46,2 до 51,9 %.

Вторая серия – расчет коэффициента КПД блока при одной нагрузке ГТУ (отдельно для 75 и 100 %).

Значение КПД энергоблока по (1) получилось равным 41,7 % при нагрузке ГТУ 75 % (рис. 10, кривая 1). Значение КПД ПГУ при на-

грузке ГТУ 100 % составило 46,3 % (рис. 11, кривая 1). При этом получаем следующие динамические характеристики $\eta_{\text{ПГУ}}$ (рис. 10–12).

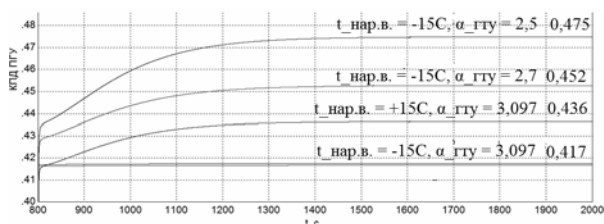


Рис. 10. Динамические характеристики КПД ПГУ при нагрузке ГТУ 75 %

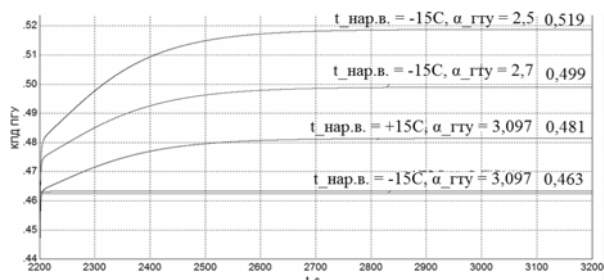


Рис. 11. Динамические характеристики КПД ПГУ при нагрузке ГТУ 100 %

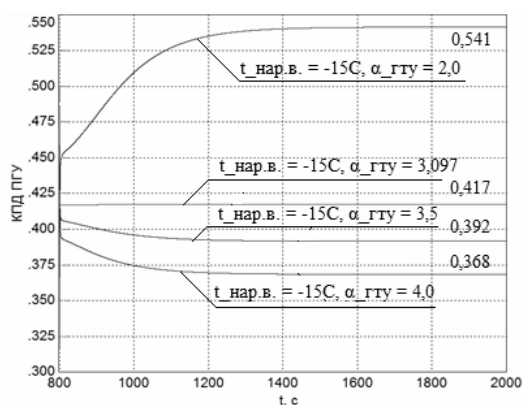


Рис. 12. Динамические характеристики КПД ПГУ при нагрузке ГТУ 75 %

Анализ результатов проведенных исследований показывает зависимость изменения КПД от условий эксперимента – коэффициента избытка воздуха за ГТУ и температуры наружного воздуха (рис. 6–12). Иными словами, КПД как интегральный критерий оценки эффективности работы блока чувствителен к изменению режима.

Заключение

Показано, что при выбранной степени сложности характеристики модели имеют достаточно хорошее совпадение по ряду основных параметров, значение КПД блока критично к изменению основных варьируемых параметров: температуры наружного воздуха и коэффициента избытка воздуха за ГТУ (присадка холодного

воздуха). Значение КПД может изменяться в очень широком диапазоне от 35 до 52 %.

Для обеспечения расчетного КПД в широком диапазоне нагрузок требуется решение задачи автоматической многокритериальной оптимизации режима работы блока путем разработки соответствующей функции АСУТП.

Список литературы

1. Трухний А.Д., Макаров А.А., Клименко В.В. Основы современной энергетики. Ч. 1 / под ред. Е.В. Амелистова. – М.: МЭИ, 2002. – С. 199–205.
2. Мошкарин А.В., Шельгин Б.Л., Жамлиханов Т.А. Режимные характеристики ГТЭ-110 для энергоблока ПГУ-325 // Вестник ИГЭУ. – 2010. – Вып. 2. – С. 7–10.
3. Давыдов А.В., Радин Ю.А. Опыт освоения парогазовых энергоблоков ПГУ-450Т // Электрические станции. – 2009. – № 9. – С. 22–26.
4. РД 34.08.552-95. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества электроэнергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. – М., 1996.
5. РД 34.09.155-93. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций. – М., 2006.
6. Дементьев В.А. Работы ЦНИИКА по созданию интеллектуальных функций АСУТП объектов энергетики: тр. Междунар. науч. конф. – М.: МЭИ, 2000. – С. 24.
7. Тверской Д.Ю., Тверской Ю.С. Задачи и проблемы совершенствования АСУТП энергоблоков в направлении их интеллектуализации: сб. докл. IV Всерос. науч. конф. «Управление и информационные технологии». – СПб.: ЛЭТИ, 2006. – С. 230–237.
8. Тверской Ю.С., Таламанов С.А. О новом классе АСУТП, оснащаемых математическими моделями управляемого технологического оборудования // Теория и практика построения и функционирования АСУТП: тр. Междунар. науч. конф. – М.: МЭИ, 2003. – С. 217–220.
9. Ротач В.Я. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами: учеб. для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 296 с.
10. Тверской Ю.С. Автоматизация котлов с пылесистемами прямого вдувания. – М.: Энергоатомиздат, 1996.
11. Иванов В.А. Регулирование энергоблоков. – Л.: Машиностроение, 1982. – 311 с.
12. Тверской Д.Ю. Особенности построения нелинейной динамической модели пылесистем прямого вдувания котлов // Вестник ИГЭУ. – 2008. – Вып. 3. – С. 83–89.
13. Математическое моделирование пусковых режимов энергоблока ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2 / Ю.А. Радин, А.С. Рубашкин, А.В. Давыдов, В.А. Рубашкин // Теплоэнергетика. – 2005. – № 10. – С. 61–64.
14. Серов Е.П., Корольков Б.П. Динамика парогенераторов. – М.: Энергия, 1972. – 160 с.
15. Рубашкин А.С. Компьютерные тренажеры для операторов тепловых электростанций // Теплоэнергетика. – 1995. – № 10. – С. 38–46.
16. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) / под ред. Н.В. Кузнецова, В.В. Митора, И.Е. Дубовского, Э.С. Карасиной. – М.: Энергия, 1973.
17. Рабенко В.С., Будаков И.В., Алексеев М.А. Тепловой расчет двухконтурной парогазовой установки утилизационного типа: учеб. пособие / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2008.
18. Кирилов И.И. Автоматическое регулирование паровых турбин и газотурбинных установок: учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-е, 1988. – 447 с.
19. Щегляев А.В. Паровые турбины. Кн. 1. – М.: Энергоатомиздат, 1993. – 384 с.
20. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1979. – 288 с.
21. Тверской Ю.С. Методологические аспекты машинной аппроксимации частотных характеристик с оцен-

кой меры адекватности объектов управления // Теплоэнергетика. – 1990. – № 11. – С. 34–39.

22. **P-91328PP.** Результаты теплогидравлических расчетов. Котел-утилизатор П-88 для ПГУ-325 ОАО «Ива-

новские ПГУ», ОАО «Инжиниринговая компания “ЗИО-МАР”», 2005.

Муравьев Игорь Константинович,
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
инженер кафедры систем управления,
e-mail: kafsu@su.ispu.ru

Тверской Юрий Семенович,
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой систем управления,
e-mail: tverskoy@su.ispu.ru